

А. И. ГЛАГОЛЕВ, С. С. ДЕМИН, Ю. Н. ОРЛОВ

Долгосрочное  
прогнозирование  
газового рынка:

ОПЫТ СЦЕНАРНОГО  
ПРОГРАММИРОВАНИЯ

**А. И. ГЛАГОЛЕВ, С. С. ДЕМИН, Ю. Н. ОРЛОВ**



# Долгосрочное прогнозирование газового рынка:

**ОПЫТ СЦЕНАРНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ**

Москва

2003

**Глаголев А. И., Демин С. С., Орлов Ю. Н.**

Долгосрочное прогнозирование газового рынка:  
опыт сценарного программирования. —

М.: Институт энергодиалога “Восток–Запад”, 2003. 128 с.

ISBN 5-9900116-1-X

В книге дан анализ развития газовой промышленности в России и Западной Европе. Особое внимание уделено исследованию влияния либерализации на состояние газового рынка Западной Европы. Представлена методология и основные структурные составляющие разработанной авторами компьютерной программы долгосрочного прогнозирования газовых рынков — LOGMAFORE (Longterm Gas Markets Forecast).

ISBN 5-9900116-1-X

© Институт энергодиалога “Восток–Запад”, 2003

В книге дан анализ развития газовой промышленности в России и Западной Европе. Особое внимание уделено исследованию влияния либерализации на состояние газового рынка Западной Европы. С целью моделирования различных сценариев развития рынка авторами была разработана уникальная компьютерная программа долгосрочного прогнозирования газовых рынков — LOGMAFORE (Longterm Gas Markets Forecast). Кроме большого фактического материала в книге представлена также методология и основные структурные составляющие разработанной прогнозной системы. В настоящий момент программа LOGMAFORE существует в виде демоверсии, которая работает на материале газовых рынков России и Европы, но в нее могут быть включены и другие регионы. В основе модели лежат балансовые соотношения материальных показателей развития газодобывающих отраслей России и Западной Европы. Изменение спроса на газ в Западной Европе рассматривается в модели совместно с графиком вывода ядерных мощностей. Экономическая сторона модели представлена сценарием либерализации рынка газа в концепции ценообразования в условиях развивающейся свободной конкуренции. Возможности других потенциальных экспортеров газа из регионов Средней Азии, Ближнего Востока и Северной Африки рассмотрены в рамках трех сценариев: низкого, среднего и высокого. Основной вывод, следующий из результатов расчетов, состоит в том, что в отсутствие дополнительных инвестиций в газодобывающую отрасль РФ (а именно такая возможность предполагается наиболее вероятной в результате либерализации рынка) Европа в 2009–2012 годах столкнется с резким дефицитом газа, что приведет к взрывному росту цен.

# Содержание

Предисловие	9
<b>ГЛАВА I</b>	<b>Постановка задачи и основные определения</b>
1.1. Введение	16
1.2. Краткое описание исследуемой проблемы	19
1.3. Особенности разработанной модели	21
1.4. Терминология, принятая в газовой отрасли	23
<b>ЛИТЕРАТУРА</b>	29
<b>ГЛАВА II</b>	<b>Газовая отрасль России</b>
2.1. Ресурсы природного газа	30
2.2. Добыча природного газа	36
2.3. Газотранспортная система	42
2.4. Потребление газа	43
2.5. Экспорт газа	45
2.6. Импорт газа	47
2.7. Цены на газ	48
2.8. Инвестиции в газовую промышленность	50
<b>ЛИТЕРАТУРА</b>	52
<b>ГЛАВА III</b>	<b>Газовая отрасль Западной Европы и стран-экспортеров</b>
3.1. Ресурсы природного газа	53

3.2. Добыча природного газа	54
3.3. Газотранспортная система	55
3.4. Потребление газа	56
3.5. Импорт газа	57
3.6. Цены на газ	57
3.7. Либерализация рынка	59
<b>ЛИТЕРАТУРА</b>	60

<b>ГЛАВА IV</b>	<b>Существующие прогнозы развития энергетики</b>
4.1. Методология составления прогнозов	61
4.2. Общемировые энергетические прогнозы	63
4.3. Прогнозы по Западной Европе	67
4.4. Прогнозы по Российской Федерации	74
<b>ЛИТЕРАТУРА</b>	82

<b>ГЛАВА V</b>	<b>Программа долгосрочного прогнозирования газовых рынков (LOGMAFORE)</b>
5.1. Общая информация о прогнозной системе	84
5.2. Баланс материальных показателей	85
5.3. Прогноз темпов роста потребления газа	89
5.4. Методология расчета цен и инвестиций	92
5.5. Основные сценарии развития газового рынка	97
5.6. Некоторые параметры прогнозной системы	98
5.7. Результаты моделирования	100
5.8. Пользовательский режим программы	105
<b>ЛИТЕРАТУРА</b>	108

Ссылки на веб-сайты Интернета	110
Аббревиатуры	112

Конвертор энергетических единиц	113
О нас	114
Summary	117

## Предисловие

Предлагаемая вниманию читателей монография “Долгосрочное прогнозирование газового рынка: опыт сценарного программирования” издается в рамках проекта “Создание модели долгосрочного прогнозирования газового рынка”, включенного в план работ на 2002–2003 гг. Института энергодиалога “Восток–Запад” (East–West Energy Dialogue Institute, EWEDI) и реализуемого совместно со специалистами Института прикладной математики им. М. В. Келдыша Российской академии наук.

Ядро книги — описание методологии и основных структурных составляющих уникальной компьютерной программы долгосрочного прогнозирования газовых рынков LOGMAFORE (Longterm Gas Markets Forecast). В настоящий момент программа существует в виде демоверсии, которая работает преимущественно на материале газовых рынков России и Европы, но в нее могут быть включены и другие регионы. Презентация демоверсии программы LOGMAFORE получила положительную оценку руководства Министерства энергетики РФ, Департамента газовой промышленности и газификации этого министерства в феврале–марте 2003 г.

Отметим важнейшие особенности программы, отличающие ее от всех ныне действующих прогнозных моделей.

1) Впервые в практике создания прогнозных систем либерализация внешнего рынка и уровень инвестиций в газовую промышленность основного экспортера выбраны управляющими параметрами, с которыми связывается рыночная цена продукта.

2) Также впервые при построении долгосрочного прогноза используются точные математические решения задачи о динамике возрастной структуры основных фондов, модернизация которых напрямую связана с уровнем инвестиций. Аналогов такого согласованного долгосрочного прогноза в мире нет.

3) В работе учитывается корреляция изменения спроса на газ с этапами вывода мощностей АЭС в России и Западной Европе, т. е. разработанная программа имеет выраженную экологическую направленность.

4) Прогноз спроса и предложения для газа строится на основе результатов расчетов макроэкономических показателей на предыдущем шаге (по годам), а не задается как внешний управляющий параметр. Это существенное отличие от имеющихся многочисленных упрощенных трендовых моделей прогнозов.

5) В разработанной прогнозной системе используются усредненные по регионам показатели, характеризующие газовую промышленность в целом (годовая добыча, себестоимость добычи, отдача инвестиций в геологоразведку и в основные фонды, транспортные расходы, потери при транспортировке и др.). Горизонт прогноза — 20 лет (до 2023/2024).

В настоящее время программа работает на материале России и Западной Европы. Под Западной Европой подразумеваются 19 стран Западной Европы, а именно: 15 стран Евросоюза (Бельгия, Дания, Германия, Греция, Испания, Франция, Ирландия, Италия, Люксембург, Нидерланды, Португалия, Великобритания, Австрия, Финляндия, Швеция) и 4 страны Европейской Зоны Свободной Торговли ЕФТА (Исландия, Лихтенштейн, Норвегия и Швейцария). Западная Европа в этой трактовке почти совпадает с Европейской Экономической Зоной (ЕЕА), соглашение по созданию которой было ратифицировано 15 странами ЕУ и 3 странами ЕФТА (без Швейцарии) и вступило в силу 1 января 1994 г.

Книга содержит много справочного материала, позволяющего проанализировать как точность входящей информации (динамика ресурсной базы, уровень добычи и т. п.), так и методологию составления долгосрочных прогнозов, выполненных разными организациями.

Для удобства читателя материал систематизирован по главам и параграфам. Рисунки и таблицы имеют двойную нумерацию в соответствии с номером главы. Формулы внутри каждого параграфа нумеруются независимо. При ссылках на формулы из другой главы используется тройная нумерация (первый номер — указатель главы).

Список литературы приведен в конце каждой главы. После главы V отдельно представлены ссылки на веб-сайты Интернета.

Ниже приводится краткое описание содержания книги по главам и параграфам.

**ГЛАВА I** является вводной, позволяющей даже неподготовленному читателю войти в курс и специфику проблем, связанных с развитием газовой промышленности, и познакомиться с терминологией, принятой в этой области.

**В ПЕРВОМ ПАРАГРАФЕ** приводится краткая история возникновения газовой промышленности в мире (в том числе и в России), описываются основные тенденции развития мировой энергетики, которые показывают увеличение роли газа как

наиболее экологически чистого источника энергии из всех углеводородных топлив, и рассматривается сценарный подход к прогнозированию роста потребления энергии, в том числе и за счет использования газа.

**ВО ВТОРОМ ПАРАГРАФЕ** формулируется проблема, исследуемая авторами книги. Подчеркивается актуальность создания инструмента (т. е. прогнозной системы), позволяющего моделировать газовый рынок в условиях либерализации, т. к. экономические отношения между субъектами рынка существенно влияют на состояние и развитие газовой промышленности в целом, и связь эта обоюдная. В этом параграфе формулируются методология разработки прогнозной системы и основные факторы, принимаемые авторами в качестве существующих внешних условий, определяющих логику разработанной модели.

**В ТРЕТЬЕМ ПАРАГРАФЕ** описываются характерные черты, присущие разработанной прогнозной системе, ее сильные и слабые стороны, пути улучшения и уточнения модели. Также резюмируются главные результаты моделирования развития газового рынка Европы по этой модели. Центральным местом является исследование зависимости добычи газа в России от темпов либерализации рынка газа в Западной Европе. Создание инструмента для сценарного анализа этой зависимости является главным результатом работы.

**В ЧЕТВЕРТОМ ПАРАГРАФЕ** приводятся основные термины, используемые в книге: что такое природный газ, как классифицируются его ресурсы, что понимается под производством газа, как классифицируются цены на газ.

**ГЛАВА II** посвящена описанию состояния газовой отрасли России.

**В ПЕРВОМ ПАРАГРАФЕ** этой главы даются подробные характеристики ресурсной базы Российской Федерации по газовой отрасли, ресурсов газа по регионам, основных месторождений газа и уровня их выработанности, динамики доказанных запасов газа РФ.

**ВО ВТОРОМ ПАРАГРАФЕ** приводятся данные по газодобывающей отрасли. Показана динамика добычи газа в России в целом и по отдельным регионам в частности. Большое внимание уделено компании ОАО «Газпром» как главной компании на газовом рынке России. Показан растущий вклад независимых газовых компаний в общую добычу. Также рассмотрено значение перспективных месторождений в развитии отрасли на ближайшую перспективу.

**В ТРЕТЬЕМ ПАРАГРАФЕ** описывается состояние газотранспортной системы России: полная протяженность линий магистральных газопроводов, средняя дальность транспортировки, процент износа и возрастная структура системы, пропускная способность линий и другая необходимая информация.

**В ЧЕТВЕРТОМ ПАРАГРАФЕ** приводятся данные о потреблении газа в России в целом и по отраслям хозяйственной системы. Важным является анализ динамики потребления газа в электроэнергетике, т. к. в России доля газа, используемого в этой отрасли, чрезвычайно высока.

**В ПЯТОМ И ШЕСТОМ ПАРАГРАФАХ** анализируется динамика внешнеэкономической деятельности, т. е. экспорта и импорта газа. Дается распределение поставок газа из России по странам-потребителям (преимущественно Западной Европы), а также распределение импорта газа в Россию по странам-экспортерам (в основном, среднеазиатского региона).

**СЕДЬМОЙ И ВОСЬМОЙ ПАРАГРАФЫ** представляют собой блок экономической информации. Приводятся данные по динамике цен на газ на внутреннем рынке Российской Федерации, динамике экспортных цен, а также, что особенно важно для развития отрасли, инвестициям в геологоразведку и собственно газодобычу. Сравнение динамики инвестиций с изменением ресурсной базы позволяет оценить эффективность инвестиций в геологоразведку, а изменение добычи газа с учетом износа основных фондов — эффективность вложений в развитие отрасли. Эти средние показатели связывают материально-техническую базу с текущей экономической ситуацией.

**ГЛАВА III** построена по сходному принципу, как и глава II. В ней описывается состояние газовой отрасли Западной Европы в целом, а также приводятся данные по основным (кроме России) странам-экспортерам.

**В ПЕРВОМ И ВТОРОМ ПАРАГРАФАХ** дается описание ресурсной базы и динамики добычи газа в странах Западной Европы, а также в государствах Северной Африки, Ближнего и Среднего Востока, поставляющих газ в Европу.

**В ТРЕТЬЕМ ПАРАГРАФЕ** приведена схема газотранспортной системы, связывающей акваторию Северного моря с континентом. Даются также основные показатели работы газопроводов, включая затраты на строительство и транспорт газа.

**В ЧЕТВЕРТОМ ПАРАГРАФЕ** приводятся данные, характеризующие потребление газа в Западной Европе в целом, а также по секторам хозяйственной системы.

**В ПЯТОМ ПАРАГРАФЕ** анализируется динамика импорта газа в Западную Европу по основным странам-производителям (Алжир, Ливия) и оценивается экспортный потенциал этих стран, а также газовых держав Средней Азии.

**В ШЕСТОМ ПАРАГРАФЕ** приводятся данные по оптовым ценам на газ на внутреннем рынке Западной Европы. Они складываются из средневзвешенных цен по отдельным странам, данные по которым также приводятся. Показана динамика цен на газ в промышленном и частном секторах потребления.

**СЕДЬМОЙ ПАРАГРАФ** посвящен анализу влияния либерализации газового рынка Западной Европы на динамику средневзвешенных оптовых цен на газ. Для построения адекватной экономической модели необходимы численные значения коэффициентов эластичности, и в процессе развития рынка они не могут быть установлены достаточно точно. Поэтому в качестве первого приближения мы приняли известные данные о динамике цен на газ в Великобритании после начала процесса либерализации в 1996 г. Кроме того, в этом параграфе приводятся данные о структуре рынка в странах Западной Европы, доле приватизированного сектора и доле государственной монополии.

**ГЛАВА IV** посвящена анализу различных прогнозов развития энергетики в мире, в России и в Западной Европе в частности, в том числе и прогнозов развития газовой отрасли.

**В ПЕРВОМ ПАРАГРАФЕ** описывается методология составления различных прогнозных сценариев, показываются достоинства и недостатки применяющихся методик.

**ВО ВТОРОМ ПАРАГРАФЕ** сравниваются прогнозы потребления энергии и, в частности, природного газа в мире в целом, сделанные разными организациями в одно и то же время, а также одной организацией в течение последовательного ряда лет. Показана ограниченность прогнозных систем, основанных на трендовых сценариях развития по нескольким управляющим параметрам, поскольку вопрос о согласованности предложенных трендов выходит за рамки собственно прогнозных системы.

**В ТРЕТЬЕМ ПАРАГРАФЕ** приведены прогнозы развития энергетики и газовой отрасли в Российской Федерации, сделанные в DOE, ИНП РАН, ИНЭИ РАН. Эти организации представляются наиболее компетентными в области прогнозирования, поэтому их данные целесообразно рассматривать как отправные точки в любых новых моделях. В то же время существенные расхождения в результатах этих “эталонных” прогнозов показывают, что имеющиеся методы прогнозирования еще далеки от совершенства и необходимо создание прогнозных систем, более адекватно описывающих связи между материальной (т. е. ресурсной) базой и экономической структурой рынка.

**В ЧЕТВЕРТОМ ПАРАГРАФЕ** сделан обзор прогнозов развития энергетики и газового сектора в Западной Европе. Рассмотрены прогнозы DOE, ЕЕА, ОМЕ, а также прогнозы некоторых газодобывающих компаний.

**В ПЯТОМ ПАРАГРАФЕ** проводится сравнительный анализ упомянутых выше моделей, их достоинств и недостатков.

**В ГЛАВЕ V** дается подробное описание основных блоков разработанной авторами прогнозной системы LOGMAFORE. В этой главе представлена экономико-математическая модель, описывающая динамику газового рынка в России и Западной Европе.

**В ПЕРВОМ ПАРАГРАФЕ** приводится общая информация о прогнозной системе LOGMAFORE, целевой функции моделирования, методологии прогноза, управляющих параметрах системы.

**ВО ВТОРОМ ПАРАГРАФЕ** приведена собственно математическая модель первого блока системы — выводятся уравнения материального баланса и возрастной структуры производственных мощностей.

**В ТРЕТЬЕМ ПАРАГРАФЕ** описывается методология прогноза спроса на газ и темпов роста его потребления. Прогноз по Западной Европе включает в себя как учет развития нетрадиционной энергетики, так и снижение энергоемкости ВВП и, что важно с экологической точки зрения, динамику вывода мощностей атомных станций из ряда стран Западной Европы. Также приводятся основные принципы моделирования прогноза потребления газа в Российской Федерации.

**В ЧЕТВЕРТОМ ПАРАГРАФЕ** формулируются основные уравнения моделирования динамики среднегодовой оптовой цены газа на рынке Западной Европы. Они представляют собой модификацию детерминистического подхода, который применяется к описанию нелиберализованной части рынка, и стохастического подхода (модель Гибсона—Шварца), который применяется к открытой части рынка. Фактор либерализации входит явным образом в модель, формируя долю рынка со свободной конкуренцией. Ценовой блок, связанный также с блоком формирования спроса через коэффициенты эластичности, позволяет замкнуть уравнения материального баланса, в которых учитывается доля прибыли, идущая на развитие отрасли.

**В ПОСЛЕДНИХ ТРЕХ ПАРАГРАФАХ ГЛАВЫ V** приводятся результаты численного моделирования для нескольких сценариев развития рынка газа в Западной Европе.

**В ПЯТОМ ПАРАГРАФЕ** прописаны сами сценарии — высокий, средний и низкий. Определены численные значения основных показателей, которые использовались в модели при проведении расчетов.

**В ШЕСТОМ ПАРАГРАФЕ** даются конкретные значения параметров модели, полученные из анализа данных о состоянии газодобывающей отрасли России и Западной Европы, приведенных в главах II и III. Это эффективность капиталовложений, темп роста себестоимости добычи, график вывода атомных мощностей и ряд других показателей.

**В СЕДЬМОМ ПАРАГРАФЕ** приведены результаты численного моделирования по сценариям, описанным выше в первом параграфе главы V. Эти сценарии показывают влияние либерализации — высокой, средней или низкой — на инвестиции в

газовую отрасль России и, как следствие, на динамику добычи и изменение экспортного потенциала РФ, что, в свою очередь, сказывается на ценах на газовом рынке Западной Европы.

**В ВОСЬМОМ ПАРАГРАФЕ** приводится описание пользовательских режимов программы LOGMAFORE и даются советы начинающему пользователю.

Основной вывод, который делается в результате проведенного анализа, состоит в следующем. В результате либерализации рынка Западной Европы, возможность которой предполагается весьма высокой, увеличится доля газа, продаваемого на спотовом рынке, сократится объем газа, продаваемого на основе долгосрочных контактов, снизится его цена и, как следствие, упадут инвестиции в газодобывающую отрасль РФ: в итоге Европа в 2007—2010 гг. столкнется с резким дефицитом газа, что приведет к взрывному росту цен на европейском рынке. Этот вывод находится в противоречии с прогнозами ЕЕО, IEA и других организаций, в которых, однако, добыча газа в Европе предполагается постоянной или слабо снижающейся, а добыча в России — постоянно растущей. Вероятность же такого сценария при осуществлении политики либерализации западноевропейского рынка и имеющихся ресурсах газа в Западной Европе очень мала.

Согласно программным расчетам наиболее перспективным для совместного развития как России, так и Западной Европы, является сценарий, по которому при стабилизации открытости рынка на уровне 2003 г. инвестиции в газовую отрасль РФ увеличиваются до 6-7 млрд. \$ в год. Это приведет к разработке новых месторождений и, как следствие, росту добычи газа в России, а также к увеличению экспортного потенциала РФ.

Авторы работы надеются, что актуальность исследуемой задачи и строгость ее математической постановки будут способствовать повышению интереса к проведению дальнейших исследований как со стороны государственных и научных организаций, так и компаний, работающих на газовом рынке.



# Постановка задачи и основные определения

## 1.1. Введение

Основа современной цивилизации — производство различных видов энергоресурсов. Фактически до 60-х годов прошлого века обратное влияние развития человечества на окружающую среду, включая и истощение природных ресурсов, не рассматривалось. Более того, даже после осознания проблемы взаимосвязанного изменения уровня жизни с уровнем деградации естественных экосистем направление развития не изменилось: вырабатываемая энергия направляется на поддержание имеющихся производственных мощностей и на создание комфорта, т. е. фактически на создание новых производственных мощностей. Полностью решить глобальную проблему устойчивого развития и сохранения желательного экологического баланса пока не представляется возможным. Однако идея экологически чистой энергетики приводит не только к усовершенствованию технологий извлечения и утилизации ресурсов, но и к увеличению доли использования тех видов топлив, которые в наименьшей степени загрязняют окружающую среду. Из ископаемых топлив таким является природный газ — единственный углеводородный источник энергии, который приводит к сокращению доли углерода в мировом производстве энергии, что уменьшает негативное влияние на окружающую среду. Поэтому значение газа именно теперь, когда наращивание использования других видов энергоресурсов может привести к катастрофическим последствиям для экологии, особенно велико. Не претендуя на глобальный охват проблемы использования газа, авторы настоящей работы попытались поставить согласованную задачу о производстве и потреблении природного газа в контексте современного состояния экономического сектора, который является своеобразным промежуточным агентом, связывающим производство с потреблением и обратно. В работе рассматривается частный пример такого сектора — это активно развивающийся газовый рынок в странах Западной Европы. Исследование и моделирование взаимовлияния

спроса, предложения и цен на природный газ, а также уровня добычи в странах — поставщиках этого ресурса, является важной задачей не только с точки зрения прикладного экономического анализа, но и для оценки перспектив развития региональной энергетики в целом.

Хотя природный газ известен и используется с древнейших времен (например, во времена Конфуция в Китае уже бурились колодцы для газа на глубину до 500 метров), до недавних пор он не играл серьезной роли в энергетической системе. Глобальная энергетика возникла на основе использования древесины, а затем угля. Например, в то время, когда было достоверно зафиксировано первое коммерческое использование газа с целью освещения (1821 г., Фредония, штат Нью-Йорк), доля угля в производстве первичных энергоресурсов в США составляла 1%, а остальные 99% приходились на древесину [9]. К концу XIX века нефть и газ в производстве первичных ТЭР в США все еще весьма мала — только 1% (газа производилось около 10 млрд. куб. м в год), и в отсутствие надежных трубопроводов (первый газопровод в США был проведен в 1883 г. в Питтсбург) газ находил лишь ограниченное применение. Однако уже к началу 40-х годов XX века газа в США добывалось (и потреблялось) уже порядка 100 млрд. куб. м в год, что составляло 90% мировой добычи.

В России газовая промышленность зародилась в конце 20-х годов XX века. В 1930 г. было добыто около 500 млн. куб. м, в 1940 г. — более 3 млрд. куб. м. В 1942 г. введено в разработку Елшанское месторождение в Саратовской области и построен газопровод Саратов—Москва. В 50-е годы были построены газопроводы Шебелинка—Москва и Ставрополь—Москва, в 60-е годы сооружены нитки Средняя Азия—Центр, Вуктыл—Торжок—Центр, в 70–80-е годы — системы газопроводов от гигантских месторождений Тюменского Севера в Европейскую часть России и на экспорт в зарубежную Европу.

В настоящее время в мире по газопроводам транспортируется около 75% потребляемого газа. В России практически весь газ передается этим способом. Новая эпоха транспортировки газа началась в 50-е годы, когда были открыты крупнейшие газовые месторождения в Алжирской Сахаре и возникла проблема подачи этого сырья в Европу через Средиземное море. Была создана технология сжижения газа и перевозки его специальными танкерами. По-видимому, рост доли использования сжиженного газа (LNG) будет продолжаться и в первой половине XXI века.

С развитием нефтедобывающей промышленности в больших количествах обнаружился так называемый попутный газ, который при отсутствии рынка просто выпускался в атмосферу или сжигался, а позднее часть его реинжектировалась обратно в нефтяные месторождения. Приблизительно половина всего попутного газа не находила использования. Экономически неэффективная практика сжигания

газа в факелах достигла максимума в 1973 г. (210 млрд. куб. м в целом по миру), после чего стала снижаться, хотя существует до сих пор (в 2000 г. сжигалось около 100 млрд. куб. м).

Несмотря на общий рост энергопотребления в мире, в последнее десятилетие наблюдается сокращение удельного энергопотребления (таблица 1.1) [12].

ТАБЛИЦА 1.1.

**Динамика удельного энергопотребления в мире. Данные [12]**

Год	Население	Энергия	Отношения	
	N, млрд. чел.	E, тера-ватт в год*	E/N <sup>2</sup>	E/N
1850	1,13	0,68	532	602
1870	1,3	0,79	467	608
1890	1,49	1	450	671
1910	1,7	1,6	553	941
1930	2,02	2,28	558	1129
1950	2,51	3,26	517	1299
1970	3,62	8,36	638	2309
1990	5,32	13,2	466	2481
2000	6,25	13,9	356	2224

\* тера-ватт — триллион ватт ( $10^{12}$  ватт)

Это кратковременный по периоду наблюдений эффект, который обусловлен в основном расслоением стран по уровню энергопотребления. Долговременным фактором, показывающим основную тенденцию развития большой энергетики, является постоянное снижение со скоростью примерно 1-2% в год интенсивности энергопотребления, что означает выброс углерода на единицу произведенной энергии. По углеродной насыщенности на первом месте стоит дерево (молярное отношение углерода к водороду в молекуле лигнина в среднем равно 10), затем идут уголь (1,08), нефть (0,64) и природный газ (0,27) [9]. С 1850 г., когда углеродная насыщенность энергетики составляла 1,1 т С/МДж, она монотонно снижалась до 0,64 т С/МДж в 2000 г. Процесс декарбонизации энергетики ускоряется растущей потребностью в дешевой, чистой, гибкой и удобной энергии. Исторически это выразилось в постоянном увеличении доли электричества и энергоносителей, богатых водородом. Это означает, что газ, при условии достаточности ресурса и доступности его по цене

по сравнению с другими видами топлив, может стать лидирующим энергоносителем в XXI веке. Таким образом, доказательная оценка перспектив развития газовой отрасли является важнейшей задачей энергетики.

Существует огромное количество прогнозов развития как мировой экономики в целом, так и отдельных отраслей хозяйства [3–12]. Обширная база данных по прогнозным сценариям в области глобального потребления энергии содержится в [146]. Разброс оценок будущего энергопотребления в зависимости от сценария экономического роста (от низкого, всего в 2 раза превышающего производство валового мирового продукта в 2000 г. к 2100 г., до высокого, по которому этот рост предполагается 30-кратным) составляет сотни процентов (см. главу IV).

Часть этих прогнозов основывается на предположении о неисчерпаемости ископаемых запасов, другая — напротив, на том, что сроки их исчерпания измеряются десятилетиями. Основной же характерной чертой большинства прогнозов является неявно применяемый принцип независимости некоторых макроэкономических показателей. Например, в ряде прогнозов предполагается заданным темп роста валового продукта; для осуществления такого темпа в прогнозе предлагается необходимый темп роста энергопотребления и, соответственно, добычи первичных ТЭР. Однако рост добычи определяется объемом денежных средств, выделяемых на развитие отрасли. Будет ли найден согласованный с прогнозом экономический механизм, позволяющий осуществить такие инвестиции, остается за рамками прогноза. Фактически большинство прогнозов носит характер экспертной оценки реализации того или иного сценария. Это показывает принципиальную ограниченность и одновременно несомненную полезность трендовых прогнозов. На практике возникает потребность количественно оценивать последствия изменения в рамках сценарного подхода конкретной политико-экономической ситуации. Попытке создания такой модели и посвящена настоящая работа.

## 1.2. Краткое описание исследуемой проблемы

В настоящее время основной объем (78%) добываемого в мире природного газа используется странами-производителями, остаток (22%) поступает на экспорт. Главным фактором, препятствующим расширению международной торговли, является сложность транспортировки природного газа. В отличие от нефти, газ нельзя транспортировать танкерами без дорогостоящего сжижения, поэтому потенциальные покупатели, не имеющие доступа к трубопроводным системам, находятся в заведомо невыгодном положении и вынуждены либо отказываться от развития газовой энергетики, либо приобретать сжиженный газ по существенно более высоким ценам.

Высокая стоимость транспортировки является критическим фактором, препятствующим формированию единого мирового рынка газа. В настоящее время основной объем межгосударственной торговли природным газом осуществляется на трех достаточно изолированных региональных рынках: в Европе (45%) и в Северной Америке (16%) с использованием трубопроводного транспорта, а также в Азиатско-Тихоокеанском регионе (17%) с использованием, в основном, танкерного флота.

Россия является крупнейшим экспортером природного газа (более 35% мирового экспорта) и в настоящее время удовлетворяет 26% сырьевых потребностей европейских стран. Данные, приводимые далее в главах II и III, показывают, что суммарный объем внутриевропейской добычи, российского и алжирского экспорта несколько меньше текущих и значительно меньше перспективных потребностей европейских стран в газе. В настоящее время незначительный дефицит покрывается за счет второстепенных (по объемам экспорта) поставщиков сжиженного газа. Перспективы долгосрочного обеспечения потребностей Европы в природном газе прямо связаны с наличием разведанных запасов сырья в недрах потенциальных экспортеров и на шельфе Северного и Норвежского морей.

В работе исследуется динамика основных показателей газового рынка Западной Европы с учетом производства газа странами — основными экспортерами в зависимости от открытости рынка. Политический сценарий, который моделируется в настоящей работе, состоит в следующем.

В связи с проводимой либерализацией рынка природного газа в странах ЕС ожидается увеличение числа независимых продавцов, что в условиях свободной конкуренции и некоторого превышения предложения над спросом приведет в перспективе (2005—2007 гг.) к снижению контрактных цен на газ на оптовом рынке. В этих условиях возрастет роль краткосрочных контрактов, а доля продажи газа по долгосрочным контрактам уменьшится. Это повлияет на финансовое состояние зарубежных компаний-экспортеров, что, возможно, приведет к недостатку средств, необходимых на освоение новых месторождений. Поскольку же потребности рынка вырастут настолько, что они уже не смогут быть покрыты мелкими поставщиками, то возможна ситуация, когда крупные поставки газа из России в Европу прекратятся вследствие истощения месторождений, и наступит газовый голод.

В настоящей работе проведены расчеты динамики спроса, предложения и цен на газ в России и Западной Европе в целом по разработанной модели совместного описания оптовых газовых рынков Западной Европы и России, отвечающей описанному сценарию.

Экономическая модель, связывающая рыночные цены на газ с темпами либерализации рынка, состоит в следующем. Поскольку основным поставщиком газа в страны Западной Европы является Россия, то снижение цен, прогнозируемое в

результате либерализации, приведет, во-первых, к уменьшению удельного веса Газпрома в структуре европейского импорта и, во-вторых, к снижению роли долгосрочных контрактов во внешнеэкономической деятельности. Это, в свою очередь, приведет к снижению доходов Газпрома и, соответственно, к уменьшению инвестиций в обновление основного фонда и геологоразведочные работы. В то же время большие доказанные запасы газа в России и в среднем 50%-ный износ оборудования показывают, что при недостатке инвестиций имеющийся потенциал не будет реализован. Разрабатываемые газовые месторождения в Тюмени находятся в состоянии падающей добычи, а месторождения на Ямале еще не освоены до тех же масштабов добычи. Собственно европейского газа при имеющихся темпах роста его потребления хватит приблизительно на 10 лет. Следовательно, за это время Европе потребуется найти дополнительных поставщиков, в качестве которых могут выступать Алжир, Иран, Ливия и страны Средней Азии. Если товарная добыча газа в этих регионах не будет поднята до требуемого уровня, возникнет дефицит газа, поскольку российские поставки к этому времени значительно уменьшатся. Тогда следует ожидать резкого роста цен на газ, в противоположность целям, стоящим перед либерализацией.

Математическая модель представляет собой систему интегро-дифференциальных динамических и кинетических уравнений, связывающих между собой основные факторы, влияющие на прогнозируемую ситуацию. В расчетном алгоритме реализуются разностные аппроксимации этих уравнений с временным шагом в 1 год. Динамические уравнения описывают изменения со временем газовых ресурсов, объемов поставок, темпов экономического роста и ряда других показателей. Эволюционные кинетические уравнения описывают процессы износа газодобывающего оборудования и изменения дебита скважин. В систему входит также модель образования равновесной рыночной цены, основанная на балансе спроса и предложения, и имеющихся данных (на примере рынка Великобритании) о влиянии либерализации рынка на внутренние цены.

Конкуренцию России на газовых рынках стран Западной и Центральной Европы в перспективе могут составить республики Средней Азии (Туркменистан, Казахстан, Узбекистан, Азербайджан) и страны Ближнего Востока (в основном Иран и Катар). Возможности этих экспортеров учитываются в работе в рамках трех сценариев: пониженного, среднего и высокого. Эти сценарии кратко описаны в главе V.

### 1.3. Особенности разработанной модели

Разработанная прогнозная система направлена на получение количественной оценки величин добычи природного газа, его экспорта, импорта и внутреннего

потребления на основе анализа динамики материальных показателей развития газодобывающих отраслей в России и Западной Европе. В этой системе используются усредненные показатели как собственно в газовой промышленности (годовая добыча, себестоимость добычи, отдача инвестиций в геологоразведку и в основные фонды, транспортные расходы, потери при транспортировке и др.), так и в целом по народно-хозяйственной системе. Горизонт прогноза — до 2023 г. В модели реализуется учет взаимосвязи спроса, предложения и внутренних среднегодовых цен на газ в РФ и Европе с факторами, часть которых, в свою очередь, определяется самим спросом на газ и уровнем годовой добычи. Учитывается изменение структуры ТЭБ вследствие конкуренции между энергоносителями, возрастное распределение основных фондов в газодобывающей промышленности, расходы на освоение новых месторождений и поддержание транспортной системы, изменение уровня годовой добычи как вследствие истощения месторождений, так и применения прогрессивных технологий извлечения. Инвестиции в газодобывающую промышленность России рассматриваются как один из основных управляющих параметров модели.

#### **ПЕРЕЧИСЛИМ ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НАШЕЙ МОДЕЛИ:**

1. В программе построен алгоритм совместного решения согласованной задачи о развитии добывающих мощностей в зависимости от их возрастной структуры и от уровня цен на газ;
2. В модели учтена корреляция изменения спроса на газ с этапами вывода мощностей АЭС в Западной Европе;
3. Проведено моделирование сценария либерализации газового рынка Европы, т. е. эффективный учет в расчетном алгоритме ценообразования монополистической конкуренции, вытесняемой с рынка свободной конкуренцией;
4. Прогноз спроса и предложения для газа строится в программе на основе результатов расчетов макроэкономических показателей на предыдущем шаге (по годам), а не задается как внешний управляющий параметр.

#### **В ТО ЖЕ ВРЕМЯ ПРИЗНАЕМ, ЧТО ПРЕДЛАГАЕМАЯ МОДЕЛЬ ИМЕЕТ РЯД ОГРАНИЧЕНИЙ:**

1. Эффективность инвестиций, себестоимость добычи и стоимость транспортировки, темпы роста ВВП, темпы инфляции и другие макроэкономические показатели рассчитываются для Западной Европы и России в целом. Это является источником количественной ошибки при составлении прогноза соответствующего тренда, т. к. не учитываются региональные особенности. Однако этот недостаток является устранимым, поскольку разработанный алгоритм может быть обобщен на случай произвольного количества хозяйствующих субъектов, т. е. детализация программы возможна вплоть до конкретных потребителей и добывающих компаний.

2. Коэффициенты эластичности спроса в модели цены с учетом конкуренции разных видов энергоносителей могут быть определены весьма приближенно, поскольку эти коэффициенты не являются постоянными. Это приводит к неустранимой ошибке модели. В то же время выявление объективных количественных показателей, определяющих изменение спроса и предложения, позволяет рассматривать модель как инструмент оценки влияния неизмеримых социальных факторов. Возникающее рассогласование с наступающей реальностью постфактум придает прогнозным результатам статус экспертной оценки в части субъективных причин изменения цен.
3. Недостаточно полно учтены торговые правила, по которым происходит движение товарно-денежных потоков в разных странах, т. к. в расчетной модели использованы некоторые средние показатели, являющиеся функционалами от применения конкретных законов.
4. В модели не отражено влияние разного рода форс-мажорных обстоятельств. Поскольку динамика цен описана еще не вполне адекватно локальной (по регионам) рыночной конъюнктуре, складывающейся в заданный момент времени, такое дополнение представляется преждевременным.

Основной вывод, который может быть сделан на основе построенной прогнозной системы, состоит в следующем. Расчет показывает, что при существующих темпах добычи через 7–12 лет (в зависимости от сценариев экономического развития) доказанные ресурсы газа в акватории Северного моря будут исчерпаны. Если за это время не будет сделано необходимых инвестиций на освоение новых месторождений в России, то экспорта из стран Средней Азии, Ближнего Востока и Северной Африки не хватит, чтобы удовлетворить потребности Западной Европы, что приведет там к резкому взлету контрактных цен на газ. Расчет по настоящей программе показывает, что для поддержания добычи газа в РФ на уровне 2001 г. необходимо увеличить инвестиции в отрасль до 5,5 млрд. \$ в год. Для устойчивого развития Европы (отсутствие резкого взлета цен после исчерпания собственных ресурсов) минимально необходимый уровень инвестиций в газовую промышленность России по расчетам должен составлять (в зависимости от сценария импорта в Европу из вышеперечисленных регионов) 7–8 млрд. \$ в год.

### 1.4. Терминология, принятая в газовой отрасли

В модели используются понятия, которые имеют различную трактовку и потому требуют корректного определения. Здесь мы расшифруем понятия собственно

природного газа, его калорийности и химического состава, ресурсов и запасов газа, производства и потребления газа, цен на природный газ, инвестиций в газовую отрасль. Завершим этот параграф уточнением принятого в настоящей книге понятия “Западная Европа”.

Прежде всего, уточним понятие собственно “газа”, его калорийности и химического состава.

При оценке запасов, добычи и использования природного газа надо учитывать множественность понятия “природный газ”, исходящую из его состава, условий нахождения в земной коре и характера его переработки. Под газом понимают вещества, находящиеся в условиях земной поверхности только в газообразном состоянии.

Природные горючие газы состоят преимущественно из углеводородных соединений (метана, этана, пропана и бутанов), в меньшем количестве присутствуют другие газы (азот, диоксид углерода). Состав попутных газов варьируется в зависимости от месторождения в следующих пределах: метан 30–40%, этан 8–20%, пропан 8–20%, бутан 8–20%, высшие углеводороды 10%, другие газы (азот, углекислый газ, сероводород) 9–12%. Собственно газовые месторождения содержат в основном метан (более 90%). Газ некоторых месторождений содержит доли единиц (редко — более 10%) сероводорода. Для природного газа характерен следующий средний состав (объемные проценты): метан 96,0; этан 2,7; пропан 0,3; бутаны 0,01; азот 0,8; диоксид углерода 0,14.

В практике нефтегазовой геологии и добычи различают несколько видов газа: свободный, растворенный в нефти, растворенный в подземных водах, попутный, сухой. Свободным называют газ, находящийся в коллекторе (резервуаре, залежи) в виде самостоятельной фазы. Растворенный газ образует в пластовых условиях в нефти гомогенную фазу. На поверхности газ отделяют от нефти (сепарируют) и называют попутным газом. Подземные воды также содержат газ в растворенном виде.

Многие газовые залежи содержат жидкие углеводороды (пентан и др.) — газовый конденсат, выделяемый из газа на поверхности в процессе сепарации. Они могут конденсироваться из газового раствора и в недрах (в залежи) при снижении давления в процессе разработки.

Газ, извлеченный на поверхность с нефтью или в газовой фазе, подвергается обработке на промыслах или специальных газоперерабатывающих заводах. От него отделяют воду и “тяжелые” углеводородные компоненты (этан, пропан, бутаны), а также жидкие (пентаны и гексаны), находящиеся в пласте в парогазовой смеси. Полученный газ, состоящий практически только из метана, называют “сухим”.

В России выделяемые из газа компоненты — этан, пропан, бутаны — называют “широкой фракцией легких углеводородов” (ШФЛУ), а в зарубежной терми-

нологии — “жидкостями природного газа” (Natural Gas Liquids — NGL). Они являются самостоятельными продуктами, имеющими свою цену и области применения.

Из-за многообразия компонентов и продуктов природного газа возникают разночтения при определении количества добытого газа. В одних источниках приводят объем газа, добытого на промысле, в других — “сухого”, то есть объема, из которого отобраны этан и другие газы или, наоборот, — газа с “газовыми жидкостями”, в третьих конденсат объединяют с нефтью и т. д. Это вызывает расхождения в статистических данных.

Под природным газом в настоящей работе понимается горючий газ, содержащийся в породах-коллекторах в виде самостоятельных газовых залежей. Горючие газы, сопутствующие нефтяным, а также газовый конденсат и газы, заключенные в угольных пластах, здесь не рассматриваются.

Природный газ, добываемый из газовых пластов российских месторождений, имеет теплоту сгорания в пределах 36–40 МДж/куб. м и следующий химический состав (объемные проценты): метан 87,0–96,0; этан 1,8–5,1; пропан 0,1–1,5; бутаны 0,02–0,06; пентаны до 0,14; гексаны до 0,06; азот 1,3–5,6; диоксид углерода 0,1–1,0; кислород 0,01–0,1; водород до 0,02.

В работе часто используются термины “ресурсы газа”, “запасы газа”. Они имеют устоявшиеся дефиниции в российской практике.

Текущие потенциальные ресурсы представляют собой общие запасы газа в известных месторождениях (разведанных, разрабатываемых и месторождениях, которые могут быть открыты) на дату оценки.

Отметим, что система реформ в минерально-сырьевом секторе экономики России коснулась лишь той его части, которая отвечает собственно недропользованию, т. е. эксплуатации и вовлечению в эксплуатацию ранее выявленных запасов полезных ископаемых. Собственно геологическая часть этого сектора, предназначенная для выявления ресурсов и прироста запасов, испытала некоторое реформирование в стадийности геологоразведочного процесса и в источниках его финансирования. При этом Классификация прогнозных ресурсов и запасов как результирующая определенных стадий геологоразведочных работ (ГРП) осталась неизменной. Это привело к дисбалансу между системой недропользования и системой воспроизводства минерально-сырьевой базы, которая должна наращивать фонд недропользования в форме различных категорий прогнозных ресурсов и запасов, адекватных по своей классификации требованиям инвестиционной привлекательности. Кроме ряда негеологических причин, на инвестиционную привлекательность отечественных месторождений влияют и различия между классификациями запасов России и зарубежных стран.

Принципиальное значение имеют классификации запасов и ресурсов, принятые в 1999 г. в форме кодексов в Австралии, Канаде, ЮАР, США и Австрало-Азиатском регионе. Эти кодексы, согласованные с фондовыми биржами, содержат унифицированные определения различных категорий ресурсов и запасов, регламентируют требования к ним, порядок оценки и экспертизы. Назначение этих документов — создание достоверной базы для капитализации запасов и включения их стоимости в цены акций.

В российской Классификации [1] запасы газа, газового конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на следующие категории: разведанные — категории А, В, С<sub>1</sub>, предварительно оцененные (неразведанные) — категория С<sub>2</sub>, перспективные — категория С<sub>3</sub> и прогнозные — категории D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub>.

К группе разведанных относятся такие запасы, наличие и свойства которых с той или иной степенью достоверности выявлены в результате проведенных исследований и геологоразведочных работ. Степень достоверности разведанных запасов: А — высокая, В — средняя, С — низкая.

К категории А относятся запасы газа, детально изученные разведочным и эксплуатационным бурением и находящиеся в промышленной разработке. Граница категории А в пределах площади, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами, проводится по внешнему контуру газоносности. В случае неразведанности контура газоносности границы категории А проводятся по крайним скважинам, давшим промышленные притоки газа.

К категории В относятся залежи запасов газа, изученные разведочным бурением или находящиеся в опытно-промышленной эксплуатации. Это запасы газа залежей, принадлежащих к ненарушенным структурам и литологическим однородным пластам простого строения, промышленная газоносность которых установлена на основании благоприятных показателей каротажа и получения промышленных притоков газа в нескольких скважинах на разных гипсометрических отметках; запасы газа залежей, приуроченных к нарушенным структурам или пластам, отличающимся литологической изменчивостью, а также запасы залежей, приуроченных к карбонатным и трещинным коллекторам. Контур категории В проводится по скважинам, давшим промышленные притоки газа, а в пределах отдельных тектонических блоков — на основании результатов опробования скважин в данном блоке.

К категории С<sub>1</sub> относятся запасы газа по новым залежам, газоносность которых установлена на основании благоприятных показателей каротажа и пробирования (количество скважин устанавливается в зависимости от особенности строения залежи и ее размеров), а также запасы газа части залежи (тектонического блока), примыкающей к площадям с запасами категории В. Условия залегания газа определены

на основании геологоразведочных и геофизических работ, коллекторных свойств продуктивных пластов и параметров, изученных по отдельным скважинам и принятых по остальной части залежи.

К категории С<sub>2</sub> относятся следующие запасы газа: запасы по разведанным месторождениям на неразведанных перспективных участках пласта и по тектоническим блокам, примыкающим к запасам более высоких категорий, а также по вскрытым пластам, газоносность которых установлена по данным промыслово-геофизических исследований керна; запасы на новых площадях, где условия залегания залежей определены достоверными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а продуктивность горизонтов предполагается на основании комплекса геолого-геофизических данных (керн, электрокаротажа и др.) по аналогии с соседними разведанными месторождениями; запасы в новых перспективных газоносных провинциях и зонах на площадях, где условия залегания залежей и продуктивность горизонтов установлены на основании комплекса геолого-геофизических исследований и где получены промышленные притоки газа в единичных скважинах.

Категория С<sub>3</sub> — это перспективные ресурсы газа на площадях, подготовленных для глубокого бурения, находящихся в пределах газоносного района и оконтуренных проверенными для данного района геологическими и геофизическими методами, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

Категория D<sub>1</sub> — это прогнозные ресурсы газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной газоносностью. Количественная оценка прогнозных ресурсов газа категории D<sub>1</sub> производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

Категория D<sub>2</sub> — это прогнозные ресурсы газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная газоносность которых еще не доказана. Перспективы газоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения газа.

Таким образом, в работе принята следующая терминология: извлекаемые запасы — это объемы газа, которые могут быть извлечены при существующей технологии процесса на разрабатываемых месторождениях; разрабатываемые запасы —

это доказанные объемы газа на осваиваемых месторождениях; доказанные запасы — это все запасы категорий А, В и С<sub>1</sub>, включая запасы на месторождениях, подготовленных к освоению; потенциальные запасы — это запасы всех вышеперечисленных категорий.

Словарь наших дефиниций был бы неполным без обозначения таких важнейших категорий, как “производство природного газа”, “потребление природного газа”, “цены на природный газ”, “инвестиции в газовую отрасль”.

Полное (валовое) производство газа — это полная добыча на газовых месторождениях. Товарное производство — это объем газа, который может быть продан потребителю, т. е. полное производство за вычетом потерь, расходов на собственные нужды и реинжекцию. Внутреннее предложение включает внутреннее товарное производство минус экспорт плюс импорт.

Выделяются следующие группы потребителей: промышленность (включая производство тепла и электроэнергии), транспорт, бытовое потребление, сельское хозяйство, прочее.

В работе используются следующие виды цен на природный газ:

Цена производителя — это стоимость франко-скважина.

Цена франко-граница — это стоимость газа на конце газораспределительной системы.

Цена внутренняя — это среднегодовая цена газа, отпущенного оптовому покупателю.

Цена экспорта (импорта) — это соответствующая цена франко-граница, по которой газ поступает в газораспределительную систему покупателя.

Цена газа на спотовом рынке — это стоимость газа, проданного по краткосрочным контрактам (в Западной Европе).

Средневзвешенная внутренняя цена газа в Европе — это среднегодовая цена газа, отпускаемого оптовому покупателю, вычисляемая по всем реализованным за год операциям за исключением спотовых сделок.

Макроэкономический прогноз в настоящей программе строится для внутренних средневзвешенных цен в РФ и Западной Европе. Цены выражаются в долларах за тысячу кубических метров.

Что же касается инвестиций в газовую отрасль, то, по определению ДЭХ [2], инвестиции означают любые виды активов, принадлежащих инвестору или прямо или косвенно контролируемых им, включая: вещественную и невещественную, движимую и недвижимую собственность; акции, вклады и другие формы участия в акционерном капитале компании; интеллектуальную собственность; доходы. В настоящей программе под инвестициями подразумевается совокупное участие инвестора в развитии отрасли в вышеперечисленных формах и в денежном выражении.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Постановление Совета Министров СССР от 08.04.1983, № 299.
2. Договор к Энергетической Хартии. Секретариат ЭХ. Брюссель, 2002.
3. Global Energy Perspectives./IIASA Summary Report, 1999.
4. Energy Information Administration./International Energy Annual, 2000.
5. Велихов Е. П. Новые тенденции в ЭС России./Перспективы энергетики. 2002. Т. 6. С. 1.
6. Безопасность России. М.: МГФ “Знание”, 2000.
7. Worldwide Look at Reserves and Production. Oil & Gas Journal. Vol. 99. No 52, 2001.
8. Фаворский О. Н. Энергообеспечение России в ближайшие 20 лет./Вестник РАН, 2001. Т. 71. №1. С. 788–796.
9. Накиценович Н. и др. Мировые перспективы природного газа. R&C Dynamics. Москва — Ижевск, 2001.
10. Орлов Ю. Н. Энергетика России и перспективы развития ТЭК в XXI веке. ЭЖ “Исследовано в России”, №11, 2002.
11. Субботин В. И. Энергоисточники в XXI веке./Вестник РАН, 2001. Т. 71. №12. С. 1059–1068.
12. Капица С. П. Общая теория роста человечества. М.: Наука, 1999.

## 2.1. Ресурсы природного газа

В этой части представлен фактический материал о состоянии газодобывающей отрасли России в 2000–2001 гг. и анализируется ретроспективный ход основных показателей развития. Отметим, что данные о ресурсах, добыче и стоимости освоения новых газовых месторождений, предоставляемые разными организациями, несколько различаются. В ряде случаев мы будем приводить для сравнения данные из разных источников, чтобы можно было оценить степень достоверности получаемых далее результатов.

Согласно “Государственному Докладу о состоянии минерально-сырьевой базы РФ” [i2] на конец 2001 г. перспективные и прогнозные ресурсы природного газа в России оценивались в 176,0 трлн. куб. м, что составляет более половины мировых ресурсов, в том числе на наименее изученные ресурсы категории D<sub>2</sub> (о классификации запасов см. параграф 1.4) приходилось 77,2 трлн. куб. м. Основная часть газовых ресурсов сосредоточена в относительно малоизученных районах Восточной Сибири, Дальнего Востока и шельфов Карского, Баренцева и Охотского морей. По различным оценкам [4, 7, 9], изученность шельфа Ледовитого океана на газ составляет 1–2%. Однако, несмотря на возможность обнаружения там значительных газовых месторождений, стоимость их добычи и транспортировки в настоящее время трудно оценить. По-видимому, в течение ближайших 15–20 лет основной задачей будет все же ввод в разработку уже открытых месторождений, и тогда возможные новые данные о потенциальных ресурсах РФ не приведут к существенному изменению 20-летнего прогноза, рассматриваемого в настоящей работе.

Разведанные (доказанные) запасы свободного газа России составили в 2001 г. по данным [i2] 47,2 трлн. куб. м и по сравнению с предыдущим годом выросли на 1%. По данным DOE [2], доказанные запасы природного газа в РФ на 01.01.2000 составляли 48,1 трлн. куб. м. По оценке IASA [1], разведанные запасы РФ на 2000 г.

равны 56 трлн. куб. м. В работе [4] приводится оценка доказанных запасов в 50 трлн. куб. м. По данным Газпрома [3], на ту же дату имелось 46,9 трлн. куб. м. Таким образом, разброс оценок составляет величину порядка 10% от среднего значения. В дальнейшем анализе мы будем исходить из того, что доказанные запасы газа в РФ составляли на начало 2002 г. 47,2 трлн. куб. м.

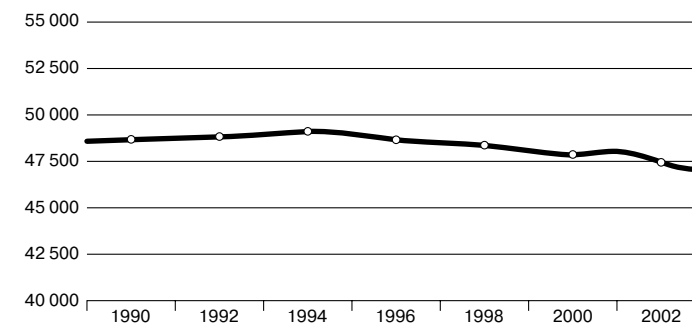


РИС. 2.1.

**Динамика доказанных запасов газа в РФ, млрд. куб. м. Данные [i2]**

Доля России в доказанных мировых запасах газа — около 30%. Свыше 70% разведанных запасов природного газа сосредоточено в Уральском федеральном округе, главным образом — в Ямало-Ненецком АО (рис. 2.2, 2.3). Более 25% российских разведанных запасов газа приходится на технологический газ, в котором, кроме метана, содержатся также этан, пропан, бутаны, конденсат, гелий (см. параграф 1.4). Эти компоненты являются ценным сырьем для химического производства, и потому такой газ в качестве топлива следует использовать только после предварительной переработки. Преимущественно технологическими являются, в частности, природные газы месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока.

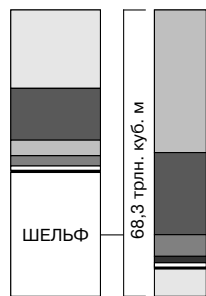
В структуре разведанных запасов на долю высокоэффективных (рентабельно-извлекаемых) приходится менее 28%, в том числе около 17% — на освоенные районы Надым-Пур-Тазовского междуречья (Ямало-Ненецкий АО). Газ более глубоких горизонтов содержит значительный процент конденсата и требует особой технологии извлечения и переработки. На европейские районы страны приходится около 10% разведанных запасов свободного газа.

Ниже приводится диаграмма совокупного распределения перспективных и прогнозных ресурсов природного газа в России. Видно, что основные ресурсы этих категорий находятся на территории шельфа Северного Ледовитого Океана. Неблагоприятные природные условия существенно затрудняют их разработку.



**ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ОКРУГА:**

- Уральский (43,5 трлн. куб. м)
- Сибирский (29,0 трлн. куб. м)
- Дальневосточный (9,4 трлн. куб. м)
- Южный (6,2 трлн. куб. м)
- Приволжский (2,0 трлн. куб. м)
- Северо-Западный (1,2 трлн. куб. м)



**ШЕЛЬФЫ МОРЕЙ:**

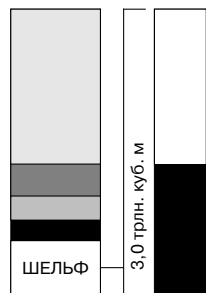
- Карское (34,0 трлн. куб. м)
- Баренцево (20,0 трлн. куб. м)
- Охотское (5,2 трлн. куб. м)
- Японское (0,4 трлн. куб. м)
- Каспийское (0,14 трлн. куб. м)
- Азовское (0,1 трлн. куб. м)
- Чукотское, Берингово, Восточно-Сибирское и др. (8,4 трлн. куб. м)

РИС. 2.2.

**Распределение перспективных и прогнозных ресурсов природного (свободного) газа РФ по федеральным округам и шельфам. Данные [i2]**

**ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ОКРУГА:**

- Уральский (8,6 трлн. куб. м)
- Сибирский (1,7 трлн. куб. м)
- Южный (1,2 трлн. куб. м)
- Дальневосточный (1,1 трлн. куб. м)



**ШЕЛЬФЫ МОРЕЙ:**

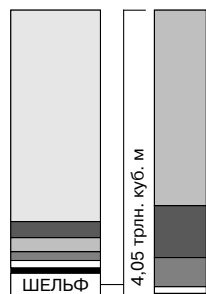
- Карское (1,8 трлн. куб. м)
- Баренцево (1,3 трлн. куб. м)

РИС. 2.3.

**Распределение предварительно оцененных запасов природного (свободного) газа РФ по федеральным округам и шельфам. Данные [i2]**

**ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ОКРУГА:**

- Уральский (34,8 трлн. куб. м)
- Южный (3,0 трлн. куб. м)
- Сибирский (2,4 трлн. куб. м)
- Дальневосточный (1,3 трлн. куб. м)
- Приволжский (1,1 трлн. куб. м)
- Северо-Западный (0,6 трлн. куб. м)



**ШЕЛЬФЫ МОРЕЙ:**

- Баренцево (2,79 трлн. куб. м)
- Охотское (0,74 трлн. куб. м)
- Карское (0,41 трлн. куб. м)
- Каспийское (0,1 трлн. куб. м)
- Азовское (0,01 трлн. куб. м)

РИС. 2.4.

**Распределение разведанных запасов свободного газа РФ по федеральным округам и шельфам. Данные [i2]**

Из этих данных следует, что, в отличие от прогнозных ресурсов, разведанные запасы на шельфе составляют только 8% от всех разведанных запасов РФ. Это показывает, что основные ресурсы российского газа находятся в неразработанной зоне, что значительно затрудняет поддержание необходимых темпов добычи газа в будущем.

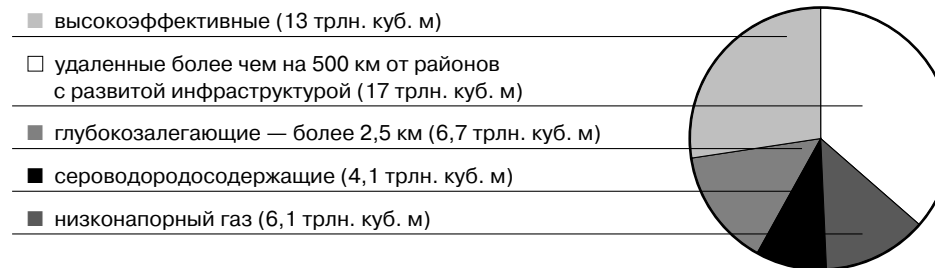


РИС. 2.5.

**Структура разведанных запасов свободного газа РФ по сложности освоения. Данные [i2]**

В 2001 г. в распределенном фонде недр было 83,3% разведанных запасов газа, а в промышленную разработку вовлечено всего 62,6%. По данным Счетной Палаты [i7], ОАО “Газпром”, включая его дочерние и зависимые компании, располагал в 2001 г. 60% российских запасов свободного газа (28,1 трлн. куб. м), 85% которых сосредоточены в Западной Сибири. На 31 декабря 2001 г. ОАО “Газпром” владел 122 лицензиями на недропользование, из них 95 — с правом добычи углеводородного сырья. По состоянию на 2001 г. активы ОАО “Газпром” составили 1181 млрд. руб., из них 43,1% приходится на долю основных фондов. В течение 2000 г. стоимость активов возросла на 11,4%. В эксплуатации находятся 69 газовых и газоконденсатных месторождений, на которых эксплуатируются 74 установки комплексной подготовки газа с общей мощностью 572,2 млрд. куб. м; 251 компрессорная станция (КС), включающие 689 компрессорных цехов с установленными на них 4023 газоперекачивающими агрегатами мощностью 42,3 млн. кВт; 22 подземных хранилища газа с активной емкостью 56,5 млрд. куб. м; 6 газо- и конденсатоперерабатывающих заводов и 5452 газовых скважины. Для распределения и подачи газа потребителям используются 3424 газораспределительные станции различной производительности. Протяженность магистральных газопроводов и отводов, обслуживаемых предприятиями ОАО “Газпром”, составила 150,5 тыс. км. Поставка газа производится в 18 республик и округов, 43 области, в Алтайский, Краснодарский и Ставропольский края, а также в 28 государств ближнего и дальнего зарубежья.

В таблицах 2.1 и 2.2 приведены данные по основным газовым месторождениям Российской Федерации. Балансовые запасы определенных категорий – это запасы, которые приписаны к данному месторождению или нефтегазовому бассейну (НГБ).

ТАБЛИЦА 2.1.

**Крупнейшие газовые месторождения РФ. Данные [i2]**

Месторождение	Балансовые запасы, трлн. куб. м		Год ввода в разработку	Недропользователь
	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		
<b>ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АО</b>				
Уренгойское	6,02	1,40	1978	Газпром
Ямбургское	4,18	0,48	1986	Газпром
Заполярье	3,52	0,03	2001	Газпром
Бованенковское	4,37	0,55	2007	Газпром
Харасавейское	1,26	0,36	2012	Газпром
Крузенштерновское	0,96	0,71	...	Нераспределенный фонд
Южно-Тамбейское	1,02	0,22	2020	Нераспределенный фонд
Северо-Тамбейское	0,72	0,20	2020	Нераспределенный фонд
<b>БАРЕНЦЕВО МОРЕ</b>				
Штокмановское	2,54	0,67	2010	Севморнефтегаз (СП Газпрома и Роснефти)
<b>ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ</b>				
Оренбургское	0,95	0,09	1974	Газпром
<b>АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ</b>				
Астраханское	2,63	1,06	1986	Газпром
<b>ЭВЕНКИЙСКИЙ АО</b>				
Юрубчено-Тохомское	0,13	0,57	...	ЮКОС (только Юрубченский блок)
<b>РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)</b>				
Чаяндинское	0,38	0,86	...	Нераспределенный фонд
<b>ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ</b>				
Ковыктинское	1,28	0,62	2008	РУСИА-Петролеум

ТАБЛИЦА 2.2.

**Запасы основных месторождений в РФ и доля выработки на 01.01.2001. Данные [i2]**

НГБ	Месторождение	Док. запасы, трлн. куб. м	Режим освоения*, выработанность, %
Баренцевоморский	Штокмановское	3,2	2
	Прочие	0,8	3
Волго-Уральско-Прикаспийский	Оренбургское	0,96	1 (56%)
	Астраханское	3,7	1 (10%)
	Прочие	0,44	3
Восточносибирский	Ковыктинское	1,9	2
	Чаяндинское	1,24	3
	Юрубченское	0,42	3
	Прочие	0,94	3
Западносибирский	Медвежье	0,71	1 (78%)
	Ямбургское	5,0	1 (46%)
	Уренгойское	7,74	1 (67%)
	Заполярье	3,56	1 (<0,1%)
	Северо-Уренгойское	0,82	1 (<0,1%)
	Харасавейское	1,6	2
	Южно-Тамбейское	1,24	2
	Бованенковское	4,92	2
	Южно-Русское	0,8	2
	Русановское	0,78	3
	Крузенштерновское	1,68	3
Прочие бассейны	Северо-Тамбейское	0,93	3
	Ленинградское	1,05	3
	Прочие	16,27	3
	Доказанные запасы:	3,2	3
	всего	63,9	
в т. ч. 19 крупнейших	44,45		

из них:	разрабатываются	22,49	1
	готовятся к освоению	13,66	2
	не осваиваются	8,3	3

\* РЕЖИМЫ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ:

1 — разрабатываемые, 2 — подготавливаются к освоению, 3 — не осваиваются.

Из этих данных следует, что фактически имеется только одно гигантское месторождение (Заполярное), которое находится в начальной стадии разработки. Остальные месторождения либо существенно уступают ему по запасам, либо находятся в состоянии выработанности более чем на 50%. Правда, при достаточном финансировании могут быть введены в разработку четыре месторождения, находящиеся в стадии подготовки к освоению, запасы на каждом из которых более триллиона куб. м.

Разрабатываемые запасы на 2000 г. составляли 25,7 трлн. куб. м. Извлекаемые запасы на 2000 г. оценивались величиной 21,8 трлн. куб. м [3]. По данным [8], полное число действующих организаций в газовой промышленности в 2000 г. сократилось по сравнению с предыдущим годом на 24 и составило 94 организации, тогда как объем промышленной продукции возрос с 48,7 млрд. руб. в 1999 г. до 87,0 млрд. руб. в 2000 г. Уровень рентабельности продукции по данным бухгалтерской отчетности составил в 2000 г. 30%.

## 2.2. Добыча природного газа

В настоящее время по добыче газа Россия занимает первое место в мире. Газовая промышленность является наиболее устойчиво работающей отраслью в российской экономике. С 1991 г. по 2001 г. объем добычи природного газа (свободного и растворенного в нефти) сократился всего на 9%. Доля России в мировой газодобыче за этот период снизилась с 31,7% до 23,7%. К началу 2002 г. из недр извлечено (накопленная добыча) 12,9 трлн. куб. м, что составляет почти 20% мировой накопленной добычи.

Фонд действующих скважин в РФ составляет 5500 единиц (из 6400 эксплуатационного фонда). Средний дебит газовых скважин составил в 2000 г. 303 тыс. куб. м/сут./скв. (по ср. с 1999 г. снизился на 5,6%). Из них 80% старых, с дебитом 250 тыс. куб. м/сут./скв., и 20% новых, с дебитом около 500 тыс. куб. м/сут./скв. [i1, i2, i3, i4, i5].

Из открытых в РФ 828 месторождений с запасами свободного газа в разработку вовлечены 360. Почти 71% запасов сосредоточен в 24 крупнейших месторождениях

(балансовые запасы газа в каждом — более 500 млрд. куб. м), лишь 3% разведанных запасов приходится на многочисленные мелкие и средние месторождения.

На долю ОАО “Газпром” приходится около 88% добычи газа в России и 21% мировой добычи.

На базовых месторождениях ЯНАО, обеспечивавших в последние 20 лет основную часть добычи газа, в значительной мере выработаны верхние, самые низкие по себестоимости эксплуатации горизонты. В будущем структура запасов будет усложняться, средняя глубина разведочных скважин — расти, а масштаб открываемых месторождений — уменьшаться.

В 1994–1999 гг. прирост разведанных запасов свободного газа за счет геолого-разведочных работ не компенсировал объемов его добычи. В 2000 г. этот показатель превысил объем добычи свободного газа на 37,7%, в 2001 г. — более чем на 50%. Основная часть прироста запасов получена в Иркутской области за счет доразведки Ковыктинского месторождения (551,9 млрд. куб. м), а также в Ямало-Ненецком АО (218,4 млрд. куб. м).

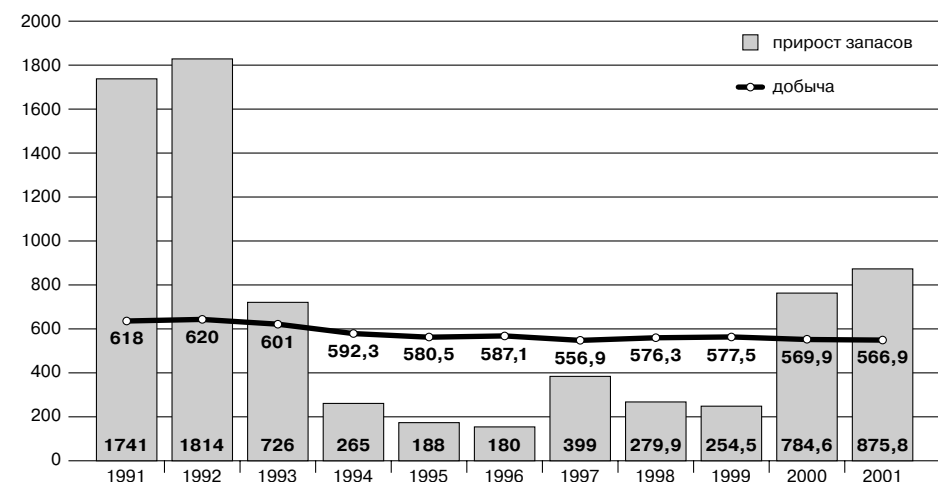


РИС. 2.6.

**Динамика добычи свободного газа и прироста его запасов в РФ в 1991–2001 гг., млрд. куб. м. Данные [i2]**

Ниже в таблице 2.3 приведены также данные Госкомстата [8] по добыче природного газа, включая попутный нефтяной, которые несколько отличаются (в среднем на 1%) от приводимых в [i2] (рис. 2.7):

ТАБЛИЦА 2.3.

**Добыча природного газа в РФ, млрд. куб. м. Данные [6–8]**

1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
594,4	600,6	570,6	590,5	589,3	583,7	581

Наметившаяся в последние годы стабилизация добычи газа в России не вселяет, однако, оптимизма на фоне мировых тенденций, особенно если учесть имеющиеся огромные потенциальные запасы, которые за недостатком инвестиций не переводятся в стадию разработки.

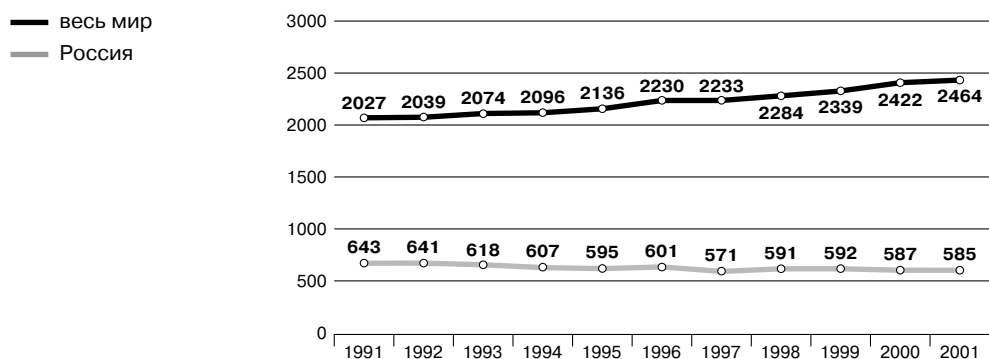


РИС. 2.7.  
Динамика добычи природного газа в РФ и в мире в 1991–2001 гг., млрд. куб. м. Данные [i2]

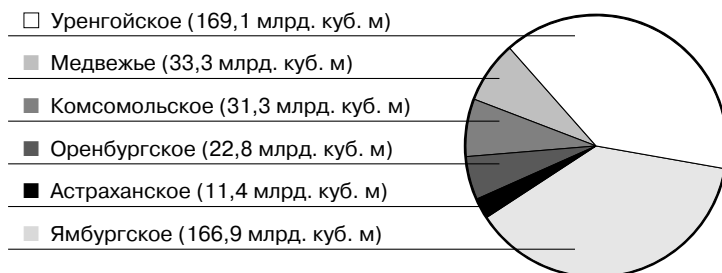


РИС. 2.8.  
Добыча природного (свободного) газа на основных месторождениях РФ в 2001 г. Данные [i2]

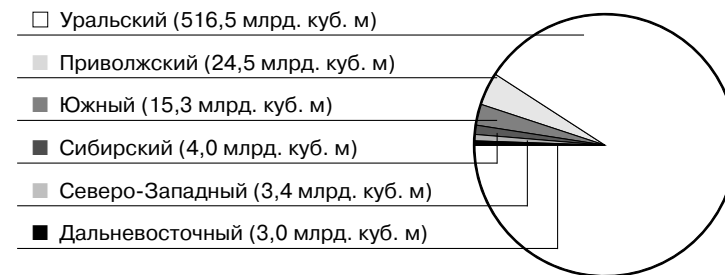


РИС. 2.9.  
Распределение добычи свободного газа по федеральным округам в 2001 г. Данные [i2]

Шесть месторождений обеспечивают 76,7% российской добычи, в том числе около 57,4% газа производится на двух месторождениях ЯНАО, которые находятся в состоянии естественного падения добычи по причине выработанности запасов. По данным [i25], прогнозируемое снижение добычи газа на трех основных месторождениях (Ямбург, Уренгой, Медвежье) составляет 50 млрд. куб. м в год, начиная с 2001 г. Компенсировать падение добычи Газпрома призвана программа освоения месторождения “Заполярье”. Добыча газа на этом месторождении согласно планам Газпрома составит 100 млрд. куб. м и позволит компании выйти на общий объем добычи в 530 млрд. куб. м. Ниже на рис. 2.10 показаны прогнозируемые темпы освоения “Заполярье” при достаточных финансовых ресурсах.

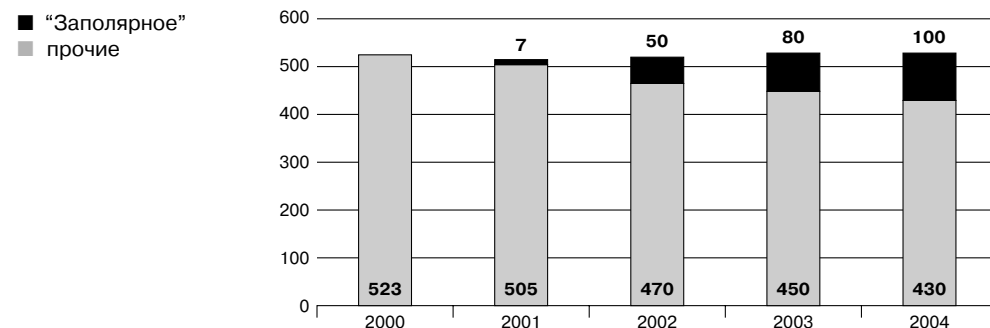


РИС. 2.10.  
Роль месторождения “Заполярье” в добыче ОАО “Газпром”, млрд. куб. м. Данные [i2]

На полуострове Ямал разведано 21 месторождение, в том числе три крупнейших: Бованенковское, Харасавейское и Крузенштерновское — с суммарными разведанными

запасами более 10 трлн. куб. м. Возможный объем добычи газа на месторождениях полуострова Ямал оценивается в 130 млрд. куб. м в год. На освоение этих месторождений согласно оценкам Газпрома и администрации ЯНАО требуется 50–75 млрд. \$. Значительный разброс в оценках требуемых инвестиций показывает, что, наряду с экспертными оценками, необходимо иметь достаточно гибкий инструмент прогнозного анализа, т. е. прогнозную систему. Одной из целей настоящей работы является анализ зависимости добычи газа на новых месторождениях РФ от уровня инвестиций. Связь инвестиций с либерализацией газового рынка Западной Европы представляется ключевой, поскольку политические решения относительно правил функционирования рынка неизбежно приведут и к изменению инвестиционной политики, что, в свою очередь, скажется на развитии газодобычи и, как следствие, на величине экспорта. Результаты такого исследования представлены в главе V данной работы.

Крупные резервы газа РФ сосредоточены также в гигантских газоконденсатных месторождениях — Штокмановском на шельфе Баренцева моря и Ковыктинском на юге Иркутской области. Кроме того, имеется реальная возможность дополнительного увеличения добычи газа за счет ввода меньших по запасам месторождений в Западной Сибири, на Европейском Севере (включая шельф), на Северном Кавказе, на шельфе Сахалина и в Якутии.

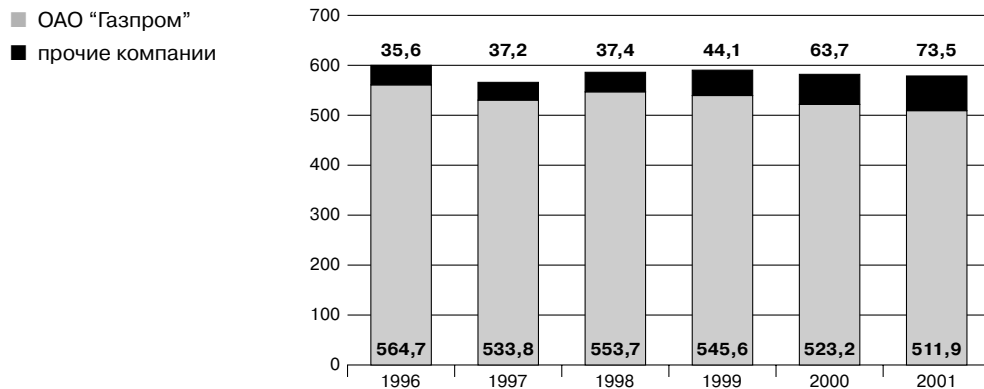


РИС. 2.11. Соотношение объема природного газа, добытого ОАО "Газпром" и независимыми производителями в 1996–2001 гг., млрд. куб. м. Данные [i2]

В 2001 г. в добыче газа в России на долю крупных нефтяных компаний приходилось 32,2 млрд. куб. м, из которых почти половину составил газ, растворенный в нефти, имеющий отличный от свободного газа механизм утилизации и заметно

отличающийся по себестоимости производства. Ниже на рис. 2.12 показаны запасы и добыча газа по основным добывающим компаниям РФ (кроме Газпрома).

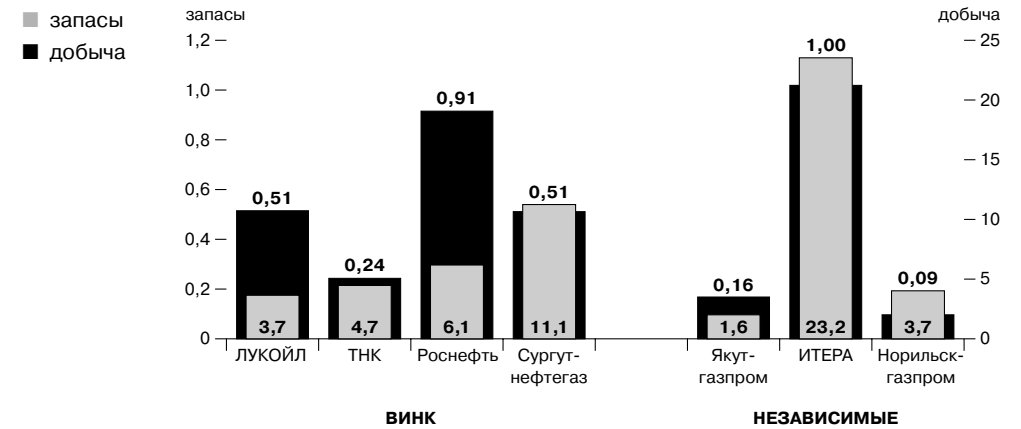


РИС. 2.12. Разведанные запасы и добыча природного газа нефтяными и независимыми от ОАО "Газпром" газодобывающими компаниями в 2001 г. (запасы — трлн. куб. м, добыча — млрд. куб. м). Данные [i2]

Среди независимых производителей газа безусловным лидером как по добыче, так и по запасам, является компания ИТЭРА. Среди нефтяных компаний, добывающих также и газ, выделяется Роснефть, которая, хотя и уступает Сургутнефтегазу в добыче, имеет наибольшие запасы газа, что показывает ее относительно большой потенциал в этой области.

Нефтяные и независимые газодобывающие компании готовы наращивать добычу газа, и их доля в общем балансе страны будет расти. Этому процессу должно соответствовать и законодательство, регулирующее на федеральном уровне режим доступа к газопроводам и рынкам сбыта, а также позволяющее использовать гибкую систему налогов и льгот. Либерализация внутреннего рынка газа в России представляется весьма сложным политическим процессом, чтобы его можно было корректно анализировать даже в рамках сценарного подхода. В настоящей работе мы будем исследовать только преимущественное влияние либерализации западноевропейского газового рынка на состояние и развитие газовой промышленности в России.

В то же время следует отметить, что вклад мелких компаний в газодобычу сравнительно невелик. Крупными предприятиями, число которых относительно мало, добывается около 90% всего газа в России.

## 2.3. Газотранспортная система

Полная длина магистральных газопроводов РФ в 2000 г. составила 150 тыс. км, из которых 20 тыс. км (13%) исчерпали эксплуатационный ресурс. Износ газотранспортной системы представлен в таблице 2.4.

Средняя дальность транспортировки — 2500 км. В среднем на каждые 600 км приходится одна компрессорная станция (всего 253), на которой установлены 14 ГПА (всего 3602).

ТАБЛИЦА 2.4.

**Состояние газотранспортной системы РФ на 2000 г. Данные [7]**

Срок эксплуатации, лет	менее 10	10–20	20–30	более 30
Доля газопроводов, %	33	34	20	13

Проектный моторесурс газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций составляет 15 лет. Из 4200 ГПА 15% эксплуатируется свыше 25 лет, 30% — от 15 до 25 лет, 75% — свыше 10 лет. Менее 5 лет работают всего 10% ГПА. Замена и модернизации подлежат 25 ГВт ГПА.

Согласно [7] в период 2001–2020 гг. потребуется замена 23 тыс. км линий магистральных газопроводов и планируется строительство 27 тыс. км новых — преимущественно диаметром 1420 мм на давление 7,5–10 МПа. Средний возраст газопроводов — 22 года.

Всего в газотранспортную систему в 2000 г. инвестировалось 70 млрд. руб.

Расход газа на собственные нужды газотранспортной системы составляет 10% от поступающего в газопроводы (т. е. 42 млрд. куб. м), утечки оцениваются величиной 8 млрд. куб. м. Стоимость транспортировки газа составила: в 2000 г. — 10 руб./тыс. куб. м/100 км, в 2001г. — 12 руб./тыс. куб. м/100 км. Эти тарифы установлены ФЭК РФ.

ТАБЛИЦА 2.5.

**Транспортировка газа по магистральным трубопроводам в 2000 г. Данные [i4]**

	2000	% к 1999
Поступление газа в газопровод, млрд. куб. м	507	98,2
Расходы на собственные нужды, млрд. куб. м	19,5	90,1
Потери, млрд. куб. м	1,07	105,9
Товарно-транспортная работа, трлн. куб. м · км	661,5	97,6

Основные направления внешнеэкономической деятельности Газпрома — поставки газа в Германию, Италию и Францию на уровне около 35% от их потребностей, а также в Турцию. В проекте подача газа в Финляндию, Грецию и Венгрию, но объемы поставок в эти страны не будут иметь большого значения. Из имеющихся пяти магистральных линий три идут через Украину (“Братство”, “Прогресс”, “Союз”). Четвертая линия Ямал — Польша идет через Белоруссию, на Финляндию идет линия Урал — Выборг. В стадии освоения находятся проекты “Голубой поток” в Турцию (длина 1213 км, производительность 16 млрд. куб. м/год) и Ямал — Европа через Польшу и Словакию до Берлина (полная длина 4196 км, 31 компрессорная станция общей мощностью 2,4 GW, производительность 30 млрд. куб. м/год). Завершение проекта Ямал — Европа намечено на 2004 г. Полная стоимость этого проекта — 50 млрд. \$, себестоимость добычи газа на Ямале — 150 тыс. \$/тыс. куб. м, стоимость транспортировки этого объема на 4000 км — 60 \$.

## 2.4. Потребление газа

Потребление газа в народном хозяйстве РФ характеризуется следующими цифрами:

ТАБЛИЦА 2.6.

**Потребность в газе по отраслям, млрд. куб. м. Данные [5–8]**

Показатель	1996	1997	1998	1999	2000
Спрос, всего	395,8	380,9	385,0	392,4	390,5
Теплоснабжение и эл. эн.	246,3	239,6	239,2	243,4	244,9
Потери при поставках	8,3	6,7	7,2	7,2	7,1
Конечное потребление, всего	141,2	134,6	138,5	141,8	138,5
Промышленность	47,6	49,2	45,2	47,8	46,2
Транспорт	35,7	30,1	38,5	38,2	38,5
Трубопроводный транспорт	35,1	29,7	37,8	38,1	38,8
Прочие пром. секторы	59,2	56,5	56,1	57,2	56,6
Коммерческий сектор	4,4	3,6	3,0	3,0	2,9
Жилищное хозяйство	53,0	51,1	51,5	52,4	52,7
Сельское хозяйство	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7
Прочее	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9

Потребление газа в последнюю пятилетку двадцатого столетия характеризуется следующей динамикой:

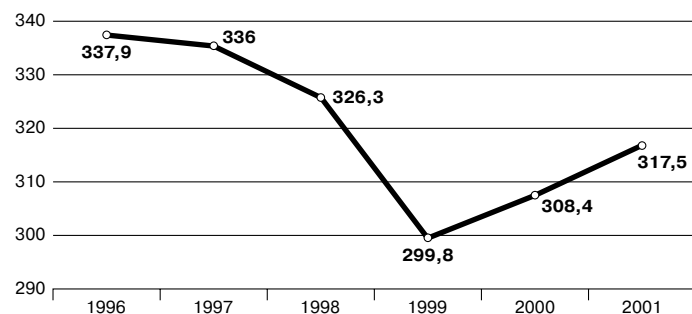


РИС. 2.13. Динамика потребления природного газа в РФ в 1996–2001 гг., млрд. куб. м. Данные [i2]

Различие в данных, представленных в Государственном Докладе о состоянии минерально-сырьевой базы [i2] и в данных Госкомстата, объясняется разными системами учета и источниками информации, о чем упоминалось в главе I. В частности, Госкомстат оперирует данными компаний, а Национальный Доклад составлен по данным фактического потребления сухого газа.

Особое внимание обращает на себя потребление газа в электроэнергетике РФ.

ТАБЛИЦА 2.7. Динамика потребления газа в электроэнергетике РФ. Данные [3, 8]

	1985	1990	1995	1998	1999	2000
млн. т у.т.	142	205	158	150	153	154
млрд. куб. м	107	155	119	113	116	117
% в пр-ве эл. эн.	45	59	61	62	64	65

После промышленного спада в России в начале 90-х годов, начиная с 1998 г., наблюдается устойчивый рост потребления газа в электроэнергетике не только в относительных (рост доли газа в выработке электричества составляет 1% в год), но и в абсолютных единицах (по 1-2 млрд. куб. м в год). Этот рост во многом был обусловлен низкими ценами на газ в расчете на условное топливо, что не способствовало его рациональному потреблению.

Искусственное сдерживание цен на газ делает его реализацию внутри России экономически менее выгодной и не стимулирует потребителей к его эффективному использованию. В то же время резкий рост внутренних цен на газ повлечет за собой увеличение себестоимости производства во всех отраслях хозяйства. Кроме того, наращивание объемов экспорта упирается в естественное ограничение пропускной способности транспортной системы.

## 2.5. Экспорт газа

Россия поставляет газ в 20 стран Европы и продолжает занимать первое место в мире по объему экспорта. Хотя экспорт российского газа в 2001 г. в страны дальнего зарубежья сократился на 1,6%, а в страны СНГ — на 8,8%, ценовая конъюнктура на рынках Западной Европы позволила Газпрому в 2001 г. увеличить свою валютную выручку на 25% (на 2,9 млрд. \$). В 2001 г. Газпром подписал серию новых долгосрочных контрактов на экспорт газа в европейские страны. Ниже приведены данные из различных источников по экспорту газа из РФ.

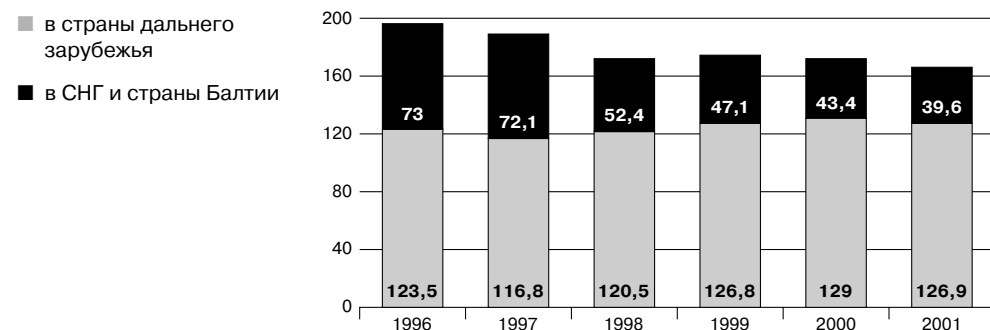


РИС. 2.14. Динамика экспорта газа из РФ в 1996–2001 гг., млрд. куб. м. Данные ОАО «Газпром» [i2]

ТАБЛИЦА 2.8. Экспорт газа из РФ, млрд. куб. м. Данные [i25]

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Экспорт, всего	198,5	200,9	202	205	194	181
Экспорт в Зап. Европу	123,4	116,8	120,5	126,8	129,0	124,8

Доля газа, экспортируемого в Западную Европу, возросла с 1997 г. на 10% и составляет около 70%. В том числе, по отдельным странам:

ТАБЛИЦА 2.9.

Экспорт газа из РФ по странам Европы, млрд. куб. м. Данные [i25]

Страна	1980	1990	1995	2000
Германия	16,2	26,6	32,1	34,1
Италия	6,6	14,3	14,3	21,8
Франция	3,7	10,6	12,9	12,9
Австрия	2,4	5,1	6,1	5,1
Турция	—	3,3	5,7	10,2
Финляндия	1,0	2,7	3,6	4,3
Швейцария	—	—	0,4	0,4
Греция	—	—	—	1,6
Чехия (Чехословакия)	7,7	12,6	8,0	7,5
Словакия	—	—	5,7	7,9
Польша	5,3	8,4	7,2	6,8
Венгрия	3,8	6,5	6,3	6,5
Болгария	4,0	6,8	5,8	3,2
Румыния	1,6	7,4	6,1	3,2
Словения (и Хорватия)	—	—	0,8	1,9
Югославия	1,8	4,5	0,3	1,5
Босния	—	—	0,9	—
Македония	—	—	—	0,1
ВСЕГО	54,2	109,0	116,4	129,0

Из этих данных видно, что только Германия и Италия продолжают увеличивать объем импорта российского газа, тогда как практически все другие страны оставили его на прежнем уровне или снизили. Это показывает усиление конкуренции на европейском газовом рынке.

Видно, что внутренние цены на газ растут незначительно. Это не способствует энергосбережениям, а производителя лишает возможности расширять рынок сбыта.

## 2.6. Импорт газа

Импорт газа в Россию характеризуется следующей исторической динамикой:

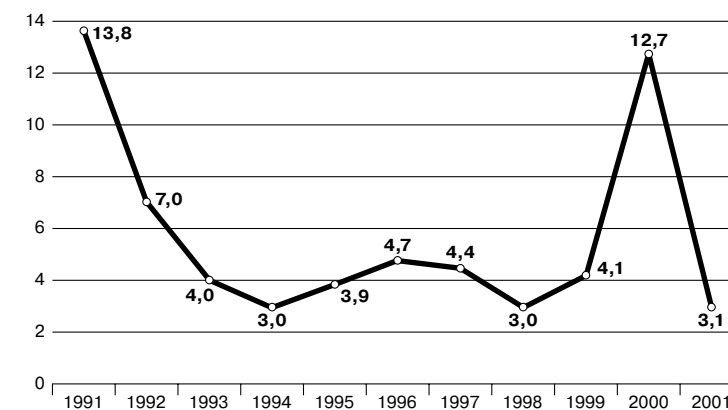


РИС. 2.15.

Динамика импорта природного газа в РФ в 1991–2001 гг., млрд. куб. м. Данные [i2]

С целью покрытия наметившегося дефицита газа для удовлетворения внутреннего спроса планируется увеличение импортных поставок, хотя импорт газа всегда осуществлялся в незначительных объемах. В 2001 г. поставки газа из Туркменистана, увеличившиеся за предыдущий год, вновь снизились из-за проблем с согласованием взаимовыгодных контрактных условий.

Ресурсами и запасами природного газа Россия обеспечена в полной мере. Основная проблема заключается в стоимости их освоения. Для обеспечения планируемого на 2020 г. уровня добычи газа (660–700 млрд. куб. м), поддержания надежности сырьевой базы и обеспечения стратегических интересов страны необходимо:

- добиться прироста эффективных запасов в объеме не менее 3 трлн. куб. м в каждое пятилетие;
- реализовать ресурсный потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока, что позволит обеспечить экономику и население этих территорий эффективным энерго-ресурсом, а также усилить геополитическое влияние России в Азиатско-Тихоокеанском регионе;
- начать освоение месторождений полуострова Ямал, Баренцева и Карского морей.

Инвестиционные потребности газовой отрасли в период до 2020 г. оцениваются в 170–180 млрд. \$.



## 2.7. Цены на газ

В этом параграфе мы рассмотрим как внутренние цены на газ, складывающиеся на российском рынке, так и экспортные цены, по которым Россия продает газ зарубежным потребителям. Как правило, в последнем случае это цена франко-граница, которая в 1,5-2 раза ниже средней оптовой цены европейского рынка.

ТАБЛИЦА 2.10.

**Цены на природный газ в РФ, 1991–2000 гг. Данные Госкомстата [6, 8]**

	Экспорт (в Европу)	Для промышленности		Для бытовых потребителей
	\$/тыс. куб. м	Руб./тыс. куб. м	\$/тыс. куб. м	Руб./месяц
1991	91,8	52	10,4	
1992	89,7	1100	2,7	3,40
1993	88,3	21 875	17,6	29,0
1994	83,0	73 773	21,6	65
1995	95,0	257 151	55,7	951
1996	93,5	289 176	52,2	1184
1997	99,5	327 000	54,9	2449
1998	82,2	330	16,4	3,18
1999	62,1	370	13,7	3,74
2000	116	468	13,7	4,30

Затраты на добычу газа в РФ составили: в 1998 г. — 35 руб./тыс. куб. м, в 1999 г. — 45 руб./тыс. куб. м, в 2000 г. — 56 руб./тыс. куб. м, в 2001 г. — 84 руб./тыс. куб. м.

Средняя цена производителя (т. е. цена франко-скважина) на природный газ по данным [8]: 1998 г. — 50,8 руб./тыс. куб. м, 1999 г. — 57,8 руб./тыс. куб. м, 2000 г. — 88,2 руб./тыс. куб. м, 2001 г. — 144 руб./тыс. куб. м. Таким образом, индекс цен производителя в процентах к предыдущему году составил: в 1999 г. — 113,7; в 2000 г. — 162,0; в 2001 г. — 153,1.

Динамика среднегодовых цен на природный газ, приобретенный промышленными организациями (т. н. цена приобретения) показывает, что имеется тенденция более плавного роста оптовой цены по сравнению с ценой производителя. По данным [8], цена приобретения составила: в 1999 г. — 370 руб./тыс. куб. м, в 2000 г. —

468 руб./тыс. куб. м, в 2001 г. — 572 руб./тыс. куб. м. Таким образом, получаем соотношение цен приобретения и производителя: в 1999 г. — 6,4; в 2000 г. — 5,3; в 2001 г. — 4,0.

Если в России, как и в Западной Европе, начнется либерализация внутреннего газового рынка, то, по-видимому, в конечном итоге установится равновесная рыночная цена, равная цене газа на внешнем рынке за вычетом транспортных расходов.

ТАБЛИЦА 2.11.

**Изменение средневзвешенных экспортных цен на газ, \$/тыс. куб. м, поставленный в страны дальнего зарубежья. Данные Госкомстата [5–8]**

1996	1997	1998	1999	2000	2001
82	89	82	60	102	120

Из таблицы 2.11 следует, что среднегодовой рост средневзвешенных экспортных цен на газ составил приблизительно 5 \$ в год или около 10% ежегодно.

По данным [i1, i6], структура затрат ОАО “Газпром” на производство газа имела в 2001 г. следующий вид: материальные затраты (без амортизации) 47%, амортизация основных фондов 5%, отчисления на социальные нужды 5,2%, оплата труда 13,9%, прочие затраты 28,9%. Выручка от продажи газа составила 588,5 млрд. руб., а расходы — 368,6 млрд. руб., так что валовая прибыль Газпрома — 219,9 млрд. руб. После уплаты всех налогов чистая (нераспределенная) прибыль от продажи газа на 31.12.01 составила 100,3 млрд. руб.

ТАБЛИЦА 2.12.

**Структура капитальных вложений и амортизации основных фондов ОАО “Газпром”, млрд. руб. Данные [i1]**

Показатель	Добыча	Переработка	Транспорт	Прочее	Всего
Капвложения	56,9	3,9	62,5	5,8	129,1
Амортизация	16,2	1,8	73,3	2,1	93,4

Отсюда следует, что основные капитальные вложения Газпрома примерно поровну идут в добычу (вместе с переработкой) и транспортную систему, а амортизация основных фондов практически полностью относится к транспорту газа. Эта структура должна быть учтена при моделировании распределения затрат в добычу газа при определении эффективности капитальных вложений.

## 2.8. Инвестиции в газовую промышленность

В этом параграфе мы рассмотрим зависимость годовой добычи и прироста доказанных запасов газа от инвестиций. Инвестиции в газовую промышленность РФ составили: в 2000 г. — 4,6 млрд. \$, в 2001 г. — 5,7 млрд. \$. Из них 5–10% шло на геологоразведочные работы (данные [i7]).

ТАБЛИЦА 2.13.

**Финансовые ресурсы и инвестиции ОАО “Газпром”, млрд. \$. Данные [i6]**

	1997	1999	2000
Прибыль Газпрома от производства и транспортировки внутри России	10,5	1,2	1,45
Суммарная прибыль (с учетом экспортного дохода)	10,76	1,80	6,55
Прибыль за вычетом налога на прибыль	7	1,15	4,58
Амортизационные отчисления и арендная плата: руб.	2035	35	
долл.	3,6	1,45	1,3
Ресурсы для инвестиций (чистая прибыль, амортизация и аренда)	10,6	2,6	5,88
Инвестиции: руб.	32,4	68,2	
долл.	5,6	2,8	

Эти ретроспективно представленные данные позволяют оценить в среднем долевое соотношение между основными финансовыми показателями работы ОАО “Газпром”, которые необходимо использовать при моделировании взаимосвязи между производством и прибылью от продаж.

Среднегодовая добыча за период с 1996 г. по 2000 г. составила 580 млрд. куб. м, а прирост запасов (не считая результатов переоценки запасов в 2000 г.) — 230 млрд. куб. м. При этом затраты на геологоразведку составили 320 млн. \$. Это позволяет приблизительно оценить отдачу инвестиций в геологоразведку величиной 700 куб. м/\$. По оценке Газпрома [3], для простого возмещения запасов газа при уровне добычи 530 млрд. куб. м в год требуется 800 млн. \$, т. е. отдача инвестиций оценивается величиной 660 куб. м/\$. Однако, поскольку основные работы придется вести в труднодоступных районах, затраты ориентировочно возрастут в 2 раза, поэтому далее (глава V) в качестве нижней границы в расчетах прогнозной программы до 2023 г. ориентировочно положим отдачу равной 300 куб. м/\$.

ТАБЛИЦА 2.14.

**Отдача инвестиций в геологоразведку. Данные [6, 7]**

	1996	1997	1998	1999	2000
Инвестиции, млн. \$	220	280	320	350	380
Прирост запасов, млрд. куб. м	180	398,5	128	210	793
% от добычи	29,9	69,8	21,7	35,6	136
Отдача, тыс. куб. м/\$	0,8	1,4	0,4	0,6	2,1

Годовой объем эксплуатационного бурения с 1997 г. по 2000 г. составлял в среднем 160 км, разведочного — 100 км. Средняя стоимость проходки — 350 \$/м.

Отдача инвестиций в газодобывающие мощности оценивается по данным [7] в 20 куб. м/\$, что в среднем в 2 раза выше, чем в Западной Европе. На 01.01.2000 эксплуатационный фонд газовых скважин ОАО “Газпром” составлял 6400 единиц. Среднегодовой ввод в эксплуатацию новых скважин составил с 1997 г. по 95 скважин в год. Затраты на добычу газа в 2000 г. составили 35 млрд. руб. Инвестиции в основные фонды — 97 млрд. руб.

ТАБЛИЦА 2.15.

**Износ газодобывающих мощностей. Данные [7]**

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Износ мощностей, %	58,9	61,9	67,1	70	73	75

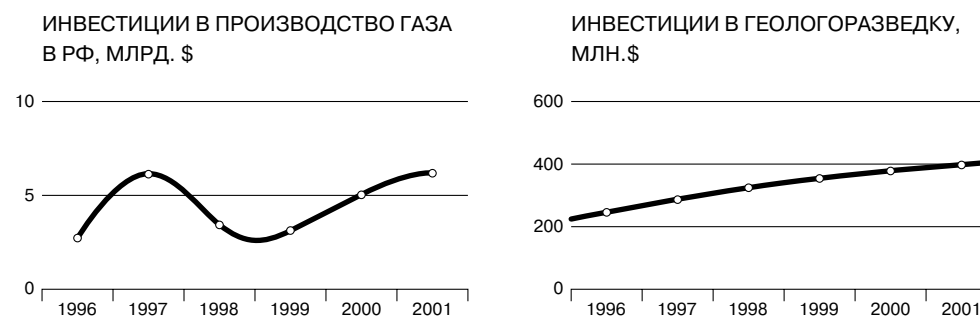


РИС. 2.16.

**Динамика инвестиций в газодобывающую отрасль РФ. Данные [7]**

Воспроизводство ресурсной базы является важным фактором энергетической безопасности государства. Анализ ситуации, сложившейся в предыдущие годы, показывает, что основное препятствие в наращивании запасов газа — недостаточное финансирование геологоразведочных работ. В настоящее время они финансируются в основном за счет передаваемых предприятиям отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), которые используются в пределах тех регионов, где они образуются, в результате чего геологоразведочные работы проводятся в незначительных объемах. Исследование взаимосвязи между состоянием рынка газа и ВМСБ — одна из целей разработанной прогнозной системы.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Global Energy Perspectives./IIASA Summary Report, 1999.
2. Energy Information Administration/International Energy Annual, 2000.
3. Топливная политика в электроэнергетике./Научно-технический сборник. НТС РАО “ЕЭС России”. М., 2000.
4. Велихов Е. П. Новые тенденции в ЭС России./Перспективы энергетики, 2002. Т. 6. С. 1.
5. Российский статистический ежегодник. М.: Госкомстат, 2001.
6. Топливо-энергетический комплекс./№1, 2002.
7. Безопасность России. М.: МГФ “Знание”, 2000.
8. Топливо-энергетический комплекс России./Статистический сборник. Госкомстат РФ. М., 2002.
9. Фаворский О. Н. Энергообеспечение России в ближайшие 20 лет./Вестник РАН, 2001. Т. 71. №1. С. 788–796.

### 3.1. Ресурсы природного газа

По данным МЭА [2], ресурсы газа в Западной Европе на 2000 г. составляли: потенциальные ресурсы — 9 трлн. куб. м, доказанные резервы — 4,6 трлн. куб. м, извлекаемые запасы — 3,7 трлн. куб. м.

ТАБЛИЦА 3.1.

**Доказанные резервы стран, товарная добыча и внутреннее потребление газа (трлн. куб. фут) по состоянию на 01.01.01. Данные [3], [i10, i12]**

Страна	Резервы	Валовая добыча	Товарная добыча	Внутреннее потребление
Россия	1680	20,82	20,82	14,01
Иран	812	3,62	2,19	2,11
Катар	509	1,03	0,89	0,49
Арабские Эмираты	212	1,77	1,46	1,09
Алжир	160	5,34	3,01	0,75
Ирак	110	0,15	0,12	0,12
Туркменистан	101	0,78	0,78	0,19
Узбекистан	66	1,96	1,96	1,42
Казахстан	65	0,16	0,16	0,48
Нидерланды	63	2,57	2,57	1,72
Кувейт	52	0,35	0,34	0,30
Ливия	46	0,32	0,201	0,15

Норвегия	44	3,18	1,91	0,08
Великобритания	26	4,12	3,96	3,38
Германия	11	0,77	0,77	3,09
Италия	8	0,57	0,57	2,48
Азербайджан	4	0,47	0,22	0,21
Дания	3	0,42	0,28	0,18
Австрия	1	0,06	0,06	0,27

Важный фактор в прогнозировании ситуации на западноевропейском рынке газа — это состояние и перспективы развития газовых отраслей стран Средней Азии. Возможность их участия в наполнении рынка предоставляет широкие перспективы для сценарного моделирования ситуации, когда относительно малые дополнительные поставки (или отсутствие таковых) могут изменить квазиравновесие (если оно будет достигнуто) между спросом и предложением, что радикально скажется на прогнозе средней цены.

ТАБЛИЦА 3.2.  
Состояние на 2000 г. и перспективы добычи газа в Средней Азии. Данные [i12]

Страна	Потенциальные ресурсы, трлн. куб. м	Док. запасы, млрд. куб. м	Обеспеченность добычи, лет
Туркменистан	20	2,8	125
Узбекистан	6,3	1,9	35
Казахстан	4,0	2,0	201
Азербайджан	0,8	0,6	94

Обеспеченность добычи определяется по состоянию доказанных запасов и добывающих мощностей на дату оценки, поэтому с течением времени обеспеченность запасами может существенно измениться.

### 3.2. Добыча природного газа

Основные производители газа в Западной Европе — это Великобритания, Нидерланды и Норвегия (суммарно более 80% всей добычи).

ТАБЛИЦА 3.3.  
Динамика валовой добычи природного газа, млрд. куб. м/год. Данные [i8, i9]

1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
224	236	239	249	286	275	273	280	286	325

Отдача капиталовложений в добычу газа в среднем составила 8,5 куб. м/\$. Средняя скорость снижения затрат — 1\$/10 куб. м/год. Например, отдача капиталовложений в акваториях Северного моря характеризовалась следующей динамикой:

ТАБЛИЦА 3.4.  
Добыча газа в акваториях Северного моря. Данные [i8, i9]

	1996	1997	1998	1999	2000
Добыча газа, млрд. куб. м/год	163,4	171,5	186,7	196,0	206,1
Затраты на работы, млрд. \$/год	25,5	26,9	26,0	25,1	24,0
Отдача капвложений, куб. м/\$	6,4	6,3	7,2	7,8	8,6

ТАБЛИЦА 3.5.  
Запасы и добыча газа в 2000 г. в странах Среднего Востока. Данные [i12]

Страна	Док. запас, трлн. куб. м	Валовая добыча, млрд. куб. м	Товарная добыча, млрд. куб. м
Иран	22,3	104,7	54,8
Катар	8,8	28,0	23,8
Сауд. Аравия	5,8	83,0	49,0
Ирак	3,1	13,8	7,6

### 3.3. Газотранспортная система

Полная длина магистральных газопроводов в странах Западной Европы составляет 170 тыс. км, средняя длина транспортировки — 533 км, средняя пропускная способность систем — 20 млрд. куб. м/год. Количество компрессорных станций — 1 КС на 300 км. Стоимость транспортировки — 0,2 \$/(куб. м/ч)/км/год [i10, i20]. Затраты на строительство газопроводов оцениваются в размере 5–6 млн. \$/км.

### 3.4. Потребление газа

По данным [i10, i11], потребление газа в Западной Европе (см. также таблицу 3.1) составило: в 1999 г. — 385,8 млрд. куб. м, в 2000 г. — 396,5 млрд. куб. м, в 2001 г. — 406 млрд. куб. м. Основными потребителями газа в Европе являются промышленность, коммунально-бытовой сектор и транспорт.

Одним из основных показателей промышленного развития стран является выработка электроэнергии и удельная электроемкость ВВП. В свою очередь, увеличение выработки электричества требует в долгосрочной перспективе пропорционального использования энергетических ресурсов. Энергетический критерий при одинаковой величине всех разрабатываемых ресурсов означает, что доля выработки электроэнергии при утилизации  $i$ -го ресурса должна быть равна:

$$\alpha_i = q_i \eta_i / \sum q_i \eta_i, \quad (4.1)$$

где  $q_i$  — удельная теплота сгорания топлива,  $\eta_i$  — КПД энергетической установки. В действительности же ресурсы в регионах часто распределены неравномерно, поэтому обеспечение энергетической безопасности сталкивается с объективными трудностями. Тогда критерием является пропорциональность доли от добычи данного вида топлива, используемого в выработке электроэнергии, его относительной распространенности. Если обозначить через  $R_i$  запас топлива  $i$ -го типа в условных тепловых единицах, то оптимальной является доля его использования:

$$\beta_i = R_i \eta_i / \sum R_i \eta_i. \quad (4.2)$$

Однако этот второй критерий не является оптимальным по использованию энергии, содержащейся в топливе. Исходя из удельного теплосодержания и условий утилизации, можно получить первый критерий оптимальности использования ископаемых топлив в производстве электричества — газ : нефть : уголь = 2,7 : 1,9 : 1. С учетом доказанных запасов различных видов топлив второй критерий оптимальности имеет вид совершенно противоположный первому — уголь : нефть : газ = 3,3 : 2,1 : 1. Это означает, что на практике приходится выбирать средний путь между этими двумя критериями.

В настоящее время в Западной Европе 40% электроэнергии вырабатывается на угле, 20% — на газе и 10% — на нефти, т. е. первый критерий использования имеет вид — уголь : газ : нефть = 4 : 2 : 1. Потребление газа распределено почти равномерно между промышленностью, коммунальным сектором и транспортом — соответственно 38%, 35% и 26%.

### 3.5. Импорт газа

Наиболее крупными европейскими импортерами газа являются Германия, Италия и Франция. Германия импортирует газ в основном из России (47% импорта), Нидерландов (около 27%) и Норвегии (22%). В обеспечении импортным газом Италии ведущую роль играют Алжир (свыше 52%) и Россия (41%). Основными поставщиками газа во Францию являются Норвегия (32%), Россия (29%), Алжир (25%) и Нидерланды (14%). В Испанию газ поступает из Алжира (58%), Норвегии (15%), Ливии (6%). Любопытно проследить изменение структуры импорта газа крупнейшими европейскими странами из Норвегии за последнее десятилетие XX века.

ТАБЛИЦА 3.6.  
Распределение импорта газа из Норвегии, %. Данные [i17]

Год	Бельгия	Германия	Испания	Франция	Нидерланды	Великобритания	Прочие
1990	9,1	31,2	0	20,9	9,6	29,2	0
2000	11,4	39,9	5,2	24,7	10,5	4,3	4,0

Импорт из стран Северной Африки в Западную Европу составил в 2000 г. 65,3 млрд. куб. м, а из стран Ближнего Востока — 38 млрд. куб. м. По оценке Gedigaz [i14], потенциальный ресурс стран-поставщиков составляет: Россия — 47,7 трлн. куб. м (что приблизительно совпадает с оценкой доказанных резервов, сделанной в [i2]), страны Северной Африки — 6,6 трлн. куб. м, бассейн Каспийского моря — 5,8 трлн. куб. м.

### 3.6. Цены на газ

В среднем по Западной Европе оптовые цены на газ составляли: в 2000 г. — 140 \$ /тыс. куб. м, в 2001 г. — 170 \$/тыс. куб. м.

ТАБЛИЦА 3.7.  
Цена импорта, \$/тыс. куб. м. Данные [i13]

Импортер	Экспортер	2000	2001
Великобритания	Северное море	104,10	123,95
Германия	Норвегия	101,34	122,37
	Голландия	102,10	122,85

Германия	Россия	100,01	121,40
Франция	Голландия	98,68	119,70
Италия	Голландия	99,95	121,11
	Алжир	99,57	120,68
	Россия	100,43	121,72

Цены на газ в секторах потребления в Западной Европе приводятся, как правило, на единицу тепловой энергии, т. е. в Euro/GJ (Евро/ГДж). Перевод данных [4, i12] нижеследующих таблиц 3.8, 3.9 к величинам \$/1000 куб. м приближенно осуществляется умножением этих данных на 35. Цена импорта газа Euro/Mbtu в среднем по Европе менялась от 2,35 в начале 1997 г. до 2,25 в конце, после чего оставалась примерно постоянной в течение полугода, далее понижалась до 1,55 к середине 1999 г. и возрастала до 3,90 к началу 2001 г.

ТАБЛИЦА 3.8.

**Средняя по странам Европы цена на газ Euro/GJ, отпускаемый в промышленный и частный секторы потребления**

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Промышл. сектор	3,50	3,41	3,70	3,80	3,28	3,83
Частный сектор	11,00	11,05	11,61	11,67	11,10	11,81

ТАБЛИЦА 3.9.

**Динамика цен на газ Euro/GJ для промышленного сектора в странах Европы**

Страна	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Бельгия	3,90	3,61	3,35	3,37	3,29	3,16	3,39	3,48	2,65	3,64
Дания	2,50	2,60	2,73	2,45	3,16	3,25	3,75	3,42	2,66	4,29
Германия	4,29	4,96	4,80	4,86	4,66	4,37	4,67	4,86	4,20	4,27
Франция	3,19	3,22	2,94	3,00	2,85	2,90	3,15	3,27	2,79	3,83
Италия	3,79	3,65	3,25	3,43	3,27	3,53	4,10	3,91	3,35	4,03
Люксембург	4,20	4,09	4,21	4,03	3,85	4,12	4,90	4,82	3,72	4,82
Нидерланды	2,95	2,47	2,63	2,65	3,05	2,93	3,31	3,32	2,70	3,68
Великобритания	3,49	3,60	3,36	3,21	3,09	2,08	2,45	3,03	3,00	2,98

### 3.7. Либерализация рынка

Для моделирования влияния либерализации на динамику цен на газ в Европе требуется знание соответствующих коэффициентов при замене монополистической конкуренции рыночной. Поскольку реальный свободный рынок еще не создан, то данных фактически нет. Известный пример — динамика цен в Великобритании. Эти данные положены в основу работы программы в блоке учета влияния либерализации.

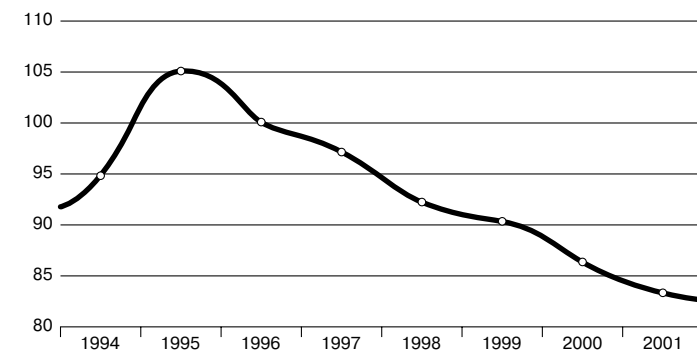


РИС. 3.1.

**Динамика цен на газ в Великобритании в процентах к 1996 г. Данные [i15]**

Этот график показывает устойчивое снижение до 2000 г. средневзвешенных контрактных цен на газ на оптовом рынке Великобритании. В то же время цены для конечных потребителей, как следует из таблицы 3.9, после кратковременного снижения вновь возросли, но до меньшего уровня по сравнению с началом 90-х годов.

В терминах математической модели либерализация газового рынка Европы означает изменение функционала товарного предложения. Предполагается, согласно газовой Директиве [1], что к 2010 г. будет достигнута полная либерализация рынка, т. е. монополистическая конкуренция сменится свободной. Темпы либерализации (процент открытости) составляют, согласно [1], 4,2% в год. В расчетной программе реализована комбинированная модель, в которой учитываются как факторы инфляционного роста цен, так и возрастающая доля свободной конкуренции продавцов [5, 6, 8].

На конец 2000 г. по странам ЕС в среднем был достигнут показатель 79% открытости, однако в разных странах доступ третьих сторон к газовой сети был различным: либо по равным для всех официально выставленным ценам, либо на основе двусторонних коммерческих соглашений между компанией-собственником газопровода

и клиентом, либо реализовывался смешанный сценарий доступа. В частности, на коммерческой основе открыты рынки следующих стран: Австрия (49%), Германия (100%); на основе установленных цен: Финляндия (90%), Ирландия (75%), Италия (96%), Люксембург (51%), Испания (72%), Швеция (47%), Великобритания (100%); на смешанной основе действуют рынки в Бельгии (59%), Дании (30%), Франции (20%), Нидерландах (45%).

Для определения степени влияния темпа либерализации на уровень цен на газ, уровень 2000 г. сравнивается с уровнем и статусом газового рынка в некоторых странах ЕС в 1996 г. с учетом динамики цен на нефть за тот же период. Средние цены на газ для промышленного сектора в 1996 г. составляли (в пересчете на Euro): в Бельгии 3,16 Euro/GJ при частично приватизированном статусе национальной компании Distrigaz; во Франции 2,90 Euro/GJ при государственной монополии GdF; в Германии 4,67 Euro/GJ, индустриальный сектор приватизирован; в Италии 3,53 Euro/GJ, национальная компания SNAM приватизирована, а AGIP — нет; в Нидерландах 2,93 Euro/GJ при 50% приватизации компании Gasunie; в Испании 3,12 Euro/GJ, сектор приватизирован; в Великобритании 2,08 Euro/GJ, сектор приватизирован. В целом по странам EU-15 цена на газ для промышленного сектора составляла 2,99 Euro/GJ (без налогов) [7]. Считая коэффициенты эластичности цена/спрос постоянными, по данным о среднемировых ценах на нефть и движением вслед за ними цен на газ можно приближенно отделить нефтяное влияние на цену газа, и по годовому потреблению газа в странах Западной Европы оценить влияние повышения предложения газа вследствие либерализации рынка на цену.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas, Official Journal L204, 21/07/1998.
2. Energy Information Administration/International Energy Annual, 2000.
3. "Worldwide Look at Reserves and Production", Oil & Gas Journal, Vol. 99, No 52, 2001.
4. Peter R. de Vries. Report 481508014, National Institute for Public Health and the Environment, Bilthoven, 2001.
5. Короновский А. А. О механизмах установления рыночной цены. Известия вузов. Прикладная нелинейная динамика. № 4–5, 1996.
6. Алипрантис К., Браун Р., Беркеншо О. Существование и оптимальность конкурентного равновесия. М.: Мир, 1995.
7. Austvik O.G.//Energy Policy, Vol. 25, No 16, 1997.
8. A. Ellis at al. Structural changes in Europe gas market. Econ-report 43/98, Econ centre for economic analysis, Oslo.

#### 4.1. Методология составления прогнозов

Существует большое количество организаций, занимающихся исследованиями состояния ТЭК как отдельных государств, так и различных политических объединений государств (СНГ, ЕС, ОПЕК), а также совокупности государств по их политико-географической принадлежности (страны бывшего СССР, Восточной Европы, Западной Европы, Средней Азии, Ближнего Востока и т. д.). Ведущими зарубежными организациями, специализирующимися на составлении прогнозов мирового развития, являются DOE, IEA, IASA, UN, EEA. В России прогнозы государственного значения составляются в Госкомстате, ИНП РАН, ИНЭИ РАН, ГУ ИЭС. Кроме того, прогнозы составляются также в министерских и ведомственных структурах (Минэкономки, Минэнерго, ОАО "Газпром", РАО "ЕЭС России" и др.). Составляются как прогнозы развития народного хозяйства в целом, так и более узко — отдельной отрасли промышленности. В последнем случае межотраслевая взаимосвязь развития приближенно учитывается посредством введения соответствующих средних показателей, которые трактуются как внешние условия при составлении отраслевого прогноза.

Следует иметь в виду, что точных математических моделей, описывающих в замкнутом виде динамику всех показателей народно-хозяйственной системы, в настоящее время в экономической теории не существует. Поэтому прогнозы носят сценарный характер, т. е. предполагается, что существуют некоторые независимые показатели (например, уровень инфляции, энергопотребление или темп научно-технического прогресса), которые можно задавать в достаточной мере произвольно. Поскольку в действительности это не так, то прогнозы в значительной степени опираются на экспертные оценки, и только в следующую очередь на модели динамики материальных показателей. В силу разных используемых моделей, а также различия в экспертных оценках и сценариях экономического развития, прогнозы,

выполненные разными организациями, количественно, а иногда и качественно, не совпадают. Кроме того, формулировка собственно расчетной модели остается, как правило, за рамками публикуемых результатов. Поэтому трудно оценить, какие прогнозы будут наиболее близки к действительности. Ниже проведен краткий сравнительный анализ некоторых прогнозов, выполненных в последние годы наиболее квалифицированными организациями, из которого следует, что для “прозрачности” прогноза пользователю необходимо знать политико-экономическую модель сценариев, по которым составлен тот или иной прогноз, а также представлять себе в общих чертах методологию расчетов, реализованных в конкретной прогнозной системе. Поскольку такая информация редко находится в одном месте, возникает необходимость построения независимой прогнозной системы, учитывающей взаимосвязь прогнозируемых энергетических и экономических показателей, и доступной для осознанной работы. Попытка создания такой программы и была предпринята авторами этой книги.

Остановимся на некоторых особенностях прогнозирования мировой энергетики. Методология составления региональных и страновых прогнозов базируется как на экстраполяции имеющихся данных о трендах развития хозяйственной системы, так и на косвенной привязке к другим прогнозам. Это представляет определенный недостаток существующих глобальных сценарно-прогнозных систем, поскольку появляется вероятность закрепления ошибочных тенденций. Например, базовый прогноз спроса на природный газ в Европе, сделанный DOE, служит одним из ориентиров для прогнозирования увеличения экспорта газа из РФ в Европу; в этой связи предполагается, что инвестиций в российскую газовую отрасль будет достаточно для освоения новых месторождений, что позволит увеличить добычу до планируемого уровня; в свою очередь, оптимистичный прогноз увеличения добычи газа в РФ рассматривается другими организациями (в том числе и DOE) как государственная стратегия, что позволяет пересмотреть тренд потребления в сторону увеличения в прогнозах следующего поколения. В свою очередь, ЕЕА рассматривает прогноз добычи газа в России с целью коррекции своих прогнозов по энергопотреблению и доли в нем газовой составляющей. Этот прогноз является следующим приближением для коррекции прогнозов добычи газа в России, и т. д. По сути, эти прогнозы привязываются к одному из базовых управляющих параметров (как правило, росту ВВП) и являются результатом моделирования задачи: каким должны быть энергопотребление (по секторам хозяйственной деятельности), производство ТЭР (по видам топлив), цены на энергоносители и т. д., чтобы был обеспечен заданный рост ВВП (или удельного ВВП). Вопрос же о том, каково будет реальное положение дел, не решается, т. к. нет указаний на то, какой именно сценарий экономического роста будет реализован. Это показывает необходимость развития модели,

основанной на определении локальных по времени материальных показателей производства и потребления ТЭР. Такие модели уже не будут трендовыми, а станут сами создавать прогноз динамики многих макроэкономических показателей, которые обычно рассматриваются как входные параметры системы.

## 4.2. Общемировые энергетические прогнозы

Наше исследование касается прогноза развития газового сектора России в контексте различных сценариев спроса на газ в Западной Европе. Однако газ есть составляющая часть большой энергетики, поэтому давать прогнозы потребления газа, его добычи и т. д. без хотя бы качественного рассмотрения прогнозов по энергетике в целом было бы не вполне корректно. Поэтому мы рассмотрим вначале ситуацию с производством и потреблением энергоресурсов в мире в целом.

Как правило, при составлении прогноза необходимо указать допустимые пределы изменения входных параметров, то есть вилку между “низким” и “высоким” вариантами, а также привести базовый прогноз, когда скорости изменения макроэкономических показателей остаются неизменными, то есть теми, какими они были на дату составления прогноза. Условность базового прогноза очевидна: нет гарантии, что прежние темпы потребления будут обеспечены добычей ресурсов, так как согласование параметров должно опираться на корректную экономико-математическую модель, создание которой — чрезвычайно сложная задача. Тем не менее базовый прогноз имеет смысл как приближенный ориентир развития. Ниже приведен базовый прогноз развития мирового энергопотребления, сделанный в DOE на прогнозной системе WEPS в 2000 г. Подробная информация содержится на сайте [i47].

ТАБЛИЦА 4.1.

**Ретроспективный прогноз DOE полного мирового энергопотребления, QBTU. Сценарий среднего экономического роста. Данные [i11, i47]**

1970	1980	1990	1999	2005	2010	2015	2020
207	285	346,2	389,6	439,0	492,6	552,0	611,5

По сравнению с предыдущими прогнозами [i12, i16, i17], сделанными DOE в течение пяти лет, данные таблицы 4.1 показывают заметное количественное изменение: они дают более умеренное потребление на участке от 2000 до 2005 г., но более высокое — на участке от 2010 до 2015 г. По-видимому, этот пересмотр связан с повышением экологических требований в свете закрытия ряда АЭС. Нельзя не



отметить некоторый скачок в планируемых ростах темпа энергопотребления (т. е. в его ускорении) по сравнению с предысторией. Насколько этот сценарий будет отвечать действительности, можно попытаться оценить по имеющимся данным уже сейчас (таблица 4.2). Видно, что темпы роста потребления энергии в мире колеблются, но по прогнозам DOE [i48] ожидается замедление темпов потребления, поэтому последующие прогнозы, возможно, будут скорректированы. В то же время потребление газа в мире, по-видимому, будет расти более высокими темпами, чем предполагалось в предыдущих прогнозах.

ТАБЛИЦА 4.2.  
Потребление первичной энергии в мире, QBTU. Данные [i9]

Регионы и страны	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
США	86,05	87,78	89,57	91,50	94,52	94,97	95,34	96,97	99,32	97,05
Северная Америка, всего	102,14	104,38	106,63	108,57	112,20	113,01	113,34	115,79	118,67	115,58
Центральная и Южная Америка	15,33	16,11	16,77	17,54	18,50	19,38	20,11	20,36	20,99	20,92
Западная Европа	64,24	64,65	64,71	66,71	68,46	68,94	70,30	70,36	71,54	72,76
Россия	34,88	32,67	29,63	28,24	27,92	25,52	25,63	26,69	27,40	28,20
Восточная Европа и страны СНГ, всего	65,16	60,75	54,68	53,25	52,47	49,82	48,81	49,49	50,48	51,54
Иран	3,35	3,47	3,66	3,81	3,96	4,44	4,64	4,94	5,05	5,18
Саудовская Аравия	3,39	3,52	3,64	3,85	4,05	4,08	4,27	4,35	4,71	4,91
Средний Восток, всего	12,03	12,73	13,37	13,93	14,61	15,44	16,19	16,61	17,28	17,92
Африка	9,92	9,96	10,43	10,64	10,91	11,40	11,30	11,61	11,95	12,45
Австралия	3,80	3,91	3,94	4,09	4,16	4,53	4,57	4,78	4,84	4,97
Китай	29,31	31,36	34,04	35,21	36,04	37,61	37,07	36,84	36,95	39,67
Индия	8,71	9,10	9,59	11,10	11,17	11,47	11,76	12,16	12,67	12,80
Япония	19,14	19,41	20,18	20,83	21,48	21,78	21,43	21,57	21,75	21,92
Азия и Океания, всего	81,60	86,71	92,25	97,61	100,77	104,05	103,04	105,36	107,98	112,76
Мир в целом	350,43	355,28	358,84	368,25	377,93	382,04	383,09	389,58	398,88	403,92
Темп роста	5,25	4,85	3,56	9,41	9,68	4,11	1,05	6,49	9,30	5,04

Использование первичной энергии по видам топлив предполагается в прогнозе DOE [i48] растущим с почти постоянной скоростью в интервале от 2000 до 2020 г.: нефть со 150 QBTU в год до 240 QBTU, газ — с 80 до 160 QBTU в год, уголь — с 80 до 120 QBTU. Этот прогноз фактически является трендовым (т. е. дается экспертная оценка средней скорости изменения потребления энергии на 20-летнем отрезке времени). Такая оценка представляется не вполне корректной, поскольку на глобальном уровне темп роста потребления энергии должен быть связан с изменением темпов роста численности населения, причем эта зависимость, по последним данным [9, 10], не линейна, а приближенно квадратична. Кроме того, следует учесть, что в разных регионах земного шара рост численности и рост потребностей неравномерен (таблица 4.3). Поэтому желателен более точный прогноз, учитывающий неравномерность развития.

ТАБЛИЦА 4.3.  
Распределение потребностей в первичных ТЭР по регионам, %. Ретроспективный прогноз IEA, 2000 г. Данные [8]

	1971	1980	1990	2000	2010	2020	2030
Страны OECD	69	62	57	58	54	51	47
Страны с переходной экономикой	18	20	19	11	11	11	10
Развивающиеся страны	13	18	24	30	34	39	43

Следует отметить, что сложная миграционная обстановка между развитыми и развивающимися странами может привести к изменению энергопотребления в странах OECD в сторону его увеличения. Впрочем, соответствующие модели миграции рабочей силы и связанные с миграцией изменения в структуре энергопотребления еще разработаны недостаточно полно, так что вышеприведенные рассуждения носят пока исключительно качественный характер.

По-видимому, имеющиеся запасы топлива обеспечат рост его потребления в течение ближайших десятилетий практически при любом сценарии энергопотребления:

ТАБЛИЦА 4.4.  
Мировые запасы топлива в 1999 г.,  $10^{10}$  тнэ. Данные IIASA [1], ОАО «Газпром» [2]

	уголь	газ	нефть	уран
Потенциальные	278/340	28/22	48/20	1235/1550
Доказанные	60/60	14/13	34/15	345/340

Если учесть, что годовое потребление энергии на рубеже тысячелетий составляло приблизительно 400 QBTU или  $10^{10}$  тнэ, то из таблицы 4.4 видно, что доказанных запасов ископаемого углеводородного топлива — по нижней оценке около  $88 \cdot 10^{10}$  тнэ, а по верхней  $108 \cdot 10^{10}$  тнэ — хватит приблизительно на сто лет даже без учета разработки потенциальных запасов. Это означает, что энергетически развитие цивилизации в среднесрочной перспективе может быть обеспечено. Однако надо иметь в виду также и экономический аспект развития, связанный с инвестициями в освоение уже открытых месторождений. Эти инвестиции, с одной стороны, становятся уже достаточно велики в связи со значительно выросшими мировыми потребностями, чтобы их можно было полностью осуществить за счет собственных средств добывающих компаний и, с другой стороны, эксплуатация месторождения, находящегося на территории конкретного государства, для других стран — возможных потребителей ТЭР — затруднена в силу существующих законов. Поэтому может сложиться ситуация, когда при наличии средств растущие потребности не будут удовлетворены, что с точки зрения концепции устойчивого развития означает кризис. Возможно, что разработка более детальных прогнозных систем, связывающих производство и потребление через экономический блок, позволит упреждать такие ситуации.

Приведем теперь прогнозы мирового потребления газа. Как и прогнозы потребления энергии в целом, они также изменяются в достаточно широких пределах. Например, в Отчете IASA [1] приведена вилка прогнозов, в несколько раз превосходящая минимальный прогноз, что показывает значительную неопределенность долгосрочных прогнозов. Расхождение вариантов прогнозов, составленных различными организациями, бывает весьма значительным [i46]. Это в основном обусловлено разным пониманием высоких и низких сценариев, входные данные для которых не всегда оговариваются. Диапазон, в котором происходит расхождение прогнозируемых величин, может достигать нескольких сотен процентов. Это еще раз свидетельствует о необходимости создания “прозрачной” прогнозных системы, позволяющей гибко учитывать различные сценарии мирового или регионального развития.

ТАБЛИЦА 4.5.

**Ретроспективный прогноз DOE 1999 г. (в знаменателе — прогноз 2000 г.) мирового потребления природного газа, трлн. куб. футов. Данные [i47]**

1970	1980	1990	1998	1999	2005	2010	2015	2020
36	53	73	82	84	102/104	119/123	140/140	162/167

За период 2000–2020 гг. ожидается прирост годового потребления газа по регионам: страны Азии — 425 млрд. куб. м, Северная Америка — 410 млрд. куб. м,

Восточная Европа и страны бывшего СССР — 396 млрд. куб. м, Западная Европа — 340 млрд. куб. м, Центральная и Южная Америка — 325 млрд. куб. м, Средний Восток — 1,2 трлн. куб. м, Африка — 42 млрд. куб. м.

Перейдем теперь к прогнозу развития энергетики и, в частности, газового сектора в Западной Европе.

### 4.3. Прогнозы по Западной Европе

По разным оценкам, обеспеченность газовых месторождений в Западной Европе составляет 10–25 лет. Формально при существующих темпах извлечения (311 млрд. куб. м/год) запаса в 4,6 трлн. куб. м хватит на 15 лет. В действительности надо иметь в виду, что извлекается порядка 80% имеющихся резервов, годовая добыча увеличивается (хотя темпы увеличения замедляются), и, кроме того, вводятся новые месторождения пропорционально капиталовложениям. Учет этих факторов в разработанной нами прогнозных системе приводит к тому, что ресурсы будут исчерпаны: при оптимальной отдаче инвестиций — через 14 лет, при средней — через 10 и при низкой — через 7.

Важно отметить, что оценки ЕЕА производства газа в Европе дают в 2005 г. — 306 млрд. куб. м, в 2010 г. — 389 млрд. куб. м, а в 2020 г. — 277 млрд. куб. м. Хотя эти данные представляются сильно завышенными, они все же показывают, что к 2020 г. ожидается падение добычи газа в 1,5 раза по сравнению с максимумом в 2010 г. Это будет означать существенную нехватку газа на внутреннем рынке, восполнить которую может только импорт из РФ. По-видимому, роста объемов перевозок сжиженного газа из стран Северной Африки и Среднего Востока будет недостаточно для покрытия образующегося дефицита. Однако, чтобы возможность наращивания объемов добычи газа в РФ существовала, необходимо инвестировать в газодобывающую отрасль РФ в среднем по 7,2 млрд. \$ в год, согласно нашим расчетам (по оценке ИНЭИ РАН — от 7 до 8 млрд. \$ в год, по оценке DOE — 8,5 млрд. \$ в год). Если добыча газа в РФ не будет поддерживаться вовсе, то уже к 2010 г. Европа столкнется с резким дефицитом газа при любых реалистичных сценариях импорта из других регионов. Существуют и другие прогнозы [i32, i33], согласно которым разрабатываемые газовые месторождения в Северном море будут продуктивны в течение еще 25 лет. В таких вариантах не учитывается рост себестоимости добычи при эксплуатации мелких месторождений в стадии их исчерпания, так что разработка может оказаться нерентабельной. Поэтому наша оценка в 10–15 лет представляется более корректной.

Различные прогнозы потребления газа в Европе имеют расхождения друг с другом порядка 20%, как и декларируемая ими точность. Кроме того, прогнозы,

выполненные одной и той же организацией в разное время, также отличаются — от нескольких процентов до тех же 15–20%, что существенно для долгосрочного анализа.

ТАБЛИЦА 4.6.  
Прогнозы DOE потребления газа в Западной Европе, млрд. куб. м. Данные [i17, i21]

Год прогноза	2005	2010	2015	2020
1998	506	560	600	720
2000	509	566	622	735

Отметим, что по другим, более ранним оценкам DOE (1996 г.), потребление в Западной Европе растет медленнее — до 509 млрд. куб. м в 2010 г. и 622 млрд. куб. м в 2020 г. По оценкам же [i43] WEO (World Energy Outlook), сделанным в 2000 г., рост потребления газа в Западной Европе к 2020 г. варьируется от 750 до 880 млрд. куб. м. Анализ, проведенный в Statoil [i19], [i20], показал, что при сохранении тенденций 2001 г. для роста потребностей и возможностей импортеров, начиная примерно с 2007 г. в Западной Европе обозначится дефицит природного газа.

Приведем для сравнения данные по темпам роста потребления ТЭР, полученные в прогнозных системах, которые могут считаться достаточно надежными.

ТАБЛИЦА 4.7.  
Сравнение прогнозов среднегодовых темпов роста потребления ТЭР (в т. ч. газа) в Западной Европе, %. Данные [i22]

Год	IEO 2001	IEO 2002	DRI-WEFA*	IEA	PIRA**	PEL
2010	1,1 (3,1)	1,1 (3,0)	1,1 (3,4)	1,3 (2,8)	0,7 (3,4)	0,9 (1,5)
2015	1,0 (3,3)	1,0 (2,7)	1,1 (3,6)	1,2 (3,0)	0,7 (3,3)	0,8 (2,1)
2020	0,9 (3,1)	0,9 (2,5)	1,0 (3,9)	1,1 (3,1)	0,6 (3,2)	0,8 (2,7)

\* DRI-WEFA с октября 2002 г. — Global Insight, Inc.

\*\*PIRA Energy Group

Видно, что разброс в темпах прироста составляет по разным прогнозам более 50%, что показывает трудность при согласовании этих прогнозов, т. е. сложность приведения их к одному сценарному базису. Следовательно, прогнозная система, используемая как инструмент анализа, должна обладать возможностью настройки по входным данным другой системы. Поэтому оцифрованные сценарии, которые может менять пользователь, являются необходимым условием ее функционирования именно как прогнозных систем.

Прогноз экспортных цен на газ в Европу должен учитывать очень многие факторы: спрос и предложение на внутриевропейском рынке, развитие газовой промышленности в других странах-экспортерах, доля газа в общем развитии народного хозяйства, и др. Без учета инфляции и процесса либерализации газового рынка Европы в [i44] предполагается, что экспортные цены на газ в Европе будут расти до 107–118 \$/тыс. куб. м в 2005 г., 115–145 \$/тыс. куб. м в 2010 г. и до 120–170 \$/тыс. куб. м в 2020 г. В то же время цены производителя (РФ) предполагаются равными 45–55 \$/тыс. куб. м в 2010 г. и 50–60 \$/тыс. куб. м в 2020 г.

ТАБЛИЦА 4.8.  
Экспорт газа в Западную Европу, млрд. куб. м. Прогноз OME [i10]

Год	Россия	Норвегия	Северная Африка	Средний Восток	Средняя Азия
2010	200	100	133	29	15
2020	200	120	205	66	40

Этот прогноз предполагает, что в акватории Северного моря добыча газа будет продолжаться возрастающими темпами, и, кроме того, разведка новых месторождений в том же районе будет компенсировать исчерпание разрабатываемых ресурсов. Однако если учесть, что открывать будут скорее всего небольшие месторождения во все более труднодоступных районах, то себестоимость добычи будет возрастать, что при наличии более дешевого импорта приведет к сокращению добычи. Следовательно, сценарий OME, по-видимому, слишком оптимистичный.

Интересно провести сравнение моделей, на основе которых были получены базовые прогнозы, приведенные выше (DOE, IEA). Далее мы приведем (естественно, не в полном объеме, отсылая читателя к соответствующей литературе) основные, на наш взгляд, положения некоторых прогнозных систем. Это позволит более четко проявить основные отличия нашей модели.

#### СИСТЕМА WEPS

Одной из детально проработанных прогнозных систем на основе сценарного подхода является WEPS (World Energy Projection System) [i26, i27]. Эта система лежит в основе прогнозов DOE, приведенных в таблицах 4.1, 4.5, 4.6. В ней экзогенными параметрами являются экономический рост и демографический прогноз по странам. Основной параметр — экспертная оценка роста потребностей в энергии в целом. Этот параметр не является, вообще говоря, независимым от прогнозируемых величин, но в этой модели он представлен как внешний, фиксированный для каждого

сценария. Выходными данными являются макроэкономические параметры по странам, включая спрос и предложение различных видов энергоресурсов. В этой системе собраны различные модели по отдельным показателям хозяйственных систем стран мира, функционирующие достаточно независимо. Прогноз цен на энергоносители и объемы перевозок моделируются исходя из принципа минимизации удельных транспортных расходов, рассматриваемых независимо для различных способов транспортировки.

В модели учитывается также конкуренция между различными типами энергоресурсов, исходя из линейного приближения, согласно которому спрос пропорционален разности цен на теплосодержание и доле потребляемых ресурсов в общей структуре энергопотребления. Общий рост производства энергии задается в виде тренда в рамках сценарного подхода.

Недостатком такой модели является, как уже указывалось, независимость темпа роста потребностей в энергии от будущего состояния энергетического сектора.

#### МОДЕЛЬ IEA

В прогнозной модели, используемой IEA для прогнозирования развития мирового рынка энергоносителей (таблица 4.3), предполагается, что страны — производители ресурсов имеют некоторый заданный тренд потребления энергии в отличие от стран-потребителей, потребности которых моделируются системой некоторых динамических уравнений. Это более совершенная модель, чем WEPS, однако имеющая свои ограничения, связанные в основном с выбором аппроксимирующих функций. Основной формулой является модельная функция стоимости поставки ресурсов (например, газа):

$$C_s = aY + bY^2 - cK(1 - \frac{Y}{K}) \ln(1 - \frac{Y}{K}) - cY, \quad (3.1)$$

где  $a, b, c$  — некоторые подбираемые коэффициенты,  $Y$  — поставляемый объем газа,  $K$  — емкость внутреннего рынка. Используемая в модели формула не имеет ясного экономического смысла, что снижает научную ценность такой системы. Полиномиальная зависимость отражает просто желание авторов иметь возможность моделировать как рост, так и падение цен. Очевидно, на коротком промежутке времени можно так подобрать коэффициенты в этой модели, чтобы она с некоторой точностью качественно описывала бы ситуацию. Но уже при среднесрочном прогнозировании эти коэффициенты становятся функциями времени, что не позволяет расширять горизонт прогноза. Пусть, тем не менее, коэффициенты определены. Мгновенная прибыль определяется тогда в виде:

$$P = C_p Y - C_s - C_t Y, \quad (3.2)$$

где  $C_p, C_t$  — соответственно цены производителей и транспортные затраты. Предполагается, что на рынке решается проблема оптимизации прибыли  $P$  при условии  $Y \leq K$ , т. е. стратегическим является вариационное уравнение:

$$\frac{\partial}{\partial Y} (P - \lambda(Y - K)) \leq 0, \quad Y \geq 0, \quad Y - K \leq 0, \quad (3.3)$$

где  $\lambda$  — неопределенный множитель.

Стратегия стран-экспортеров предполагается описываемой теми же уравнениями, но с  $K = J_{\text{exp}}$  (величина годового экспорта) и  $C_p = 0$ . На практике, однако, часто реализуется другой сценарий, когда оптимизируются совокупные доходы от внутренней и внешней продаж. Такой учет в этой системе не проводится. Кроме того, цены производителей других ТЭР предполагаются не зависящими друг от друга.

Неполнота этой модели заключается также и в том, что емкость рынка не описывается динамической системой, т. е. не является согласованной величиной. Тогда прогноз цены становится весьма приближенным, поскольку неопределенность переносится на внешние параметры рынка, которые не связываются с искомыми значениями через динамические или иные уравнения.

#### МОДЕЛЬ ЕЕА

Из аналогов разрабатываемой системе LOGMAFORE среди имеющихся прогнозных систем следует указать модель [i43], разработанную ЕЕА для прогнозирования североамериканского газового рынка до 2020 г., которая может быть легко переориентирована на рынок Западной Европы. В ней учитывается влияние таких факторов, как: темпы роста экономики, темпы роста потребностей в газе по секторам хозяйственной системы, темпы потребления электроэнергии, ввод генерирующих мощностей, изменение доли ядерной энергетики в общем балансе, естественные ограничения на возможности утилизации ТЭР, темпы производства газа, структура газопроводов, экспорт и импорт газа (в том числе LNG), сезонные потребности.

По-видимому, это одна из наиболее полно проработанных многопараметрических прогнозных систем. Однако, как и аналогичные системы у нас (применяющиеся в ИНП РАН, ИНЭИ РАН, ГУ ИЭС), она проводит согласование между искомыми темпами производства, потребления и т. д. на основе сценарного выбора значений трендов для нескольких ключевых параметров. В то же время все параметры хозяйственной системы должны находиться во взаимно определяющей

функциональной связи. Отсутствие такой модели — основная причина того, что имеется множество прогнозных систем, разрабатываемых в большом количестве организаций.

#### **МОДЕЛЬ WEM**

Имеется также модель мирового прогноза WEM (World Energy Model), разработанная IEA [i26], в которой рассчитываются тренды основных макроэкономических показателей по регионам. На основе этой системы получены данные, приведенные в таблице 4.7. Модель состоит из четырех основных блоков: конечного потребления ТЭР, генерирующих мощностей, эмиссии углекислого газа и добычи ТЭР. Экзогенными параметрами модели являются демографические и экономические региональные показатели, а также предположения о темпах научно-технического прогресса. Базовые распределения потребления ТЭР предполагаются заданными на уровне экспертных оценок, что представляется определенным недостатком. Кроме того, демографический блок представляет самостоятельную программу, данные из которой входят в энергетический прогноз, тогда как они, по-видимому, должны рассматриваться совместно.

#### **МОДЕЛЬ TIMER**

Эта модель относится к классу теоретических, т. е. позволяет анализировать некоторую гипотетическую ситуацию применительно к некоторой абстрактной хозяйственной системе. Модель TIMER (Target-Image Energy Region Model, автор Peter de Vries, 2001 [i38], [7]) состоит из трех блоков: потребностей регионов в энергии, производстве топлива и производстве электричества. Основной задачей модели является расчет потребностей в различных видах топлива при заданных трендах их потребления в различных отраслях хозяйственной системы при определенных темпах роста ВВП и удельного ВВП и неизменной доступности ресурса. Недостаток модели — отсутствие обратной связи между добычей топлива и ценами на энергоносители (ценовой блок отсутствует), а также отсутствие влияния истощения ресурсов и износа основных фондов на потребление. Такая модель выполняет скорее обучающую функцию (т. е. является тренажером) для соответствующих категорий персонала в управлении энергетическим сектором в Западной Европе.

#### **МОДЕЛЬ LIVEMOD**

Эта модель разработана по заказу Norwegian Research Council для исследования влияния либерализации на рынок энергоносителей Западной Европы. Описание модели содержится на сайте [i48]. Несмотря на многообещающие результаты, которые могли бы быть получены в рамках этой модели, ее применение на практике

ограничено: она фактически представляет собой копию с модели IEA (см. формулы (3.1)–(3.3) выше), в которой сама либерализация отсутствует, т. е. нет связи между долями продаж по свободным и регулируемым ценам. Обратного влияния состояния рынка Западной Европы на добычу ТЭР в странах-экспортерах нет. Эти страны по замыслу авторов модели имеют заданный тренд добычи, экспорта и внутреннего потребления ресурсов. Поставка, в частности, газа на рынок Западной Европы моделируется простой функциональной зависимостью (а не рассчитывается по годам) между ценой продукта и энергоемкостью рынка, причем последняя также задана. Рынок в каждый момент времени считается равновесным, что является довольно сильным упрощающим предположением. Все это показывает, что авторами модели были приняты слишком упрощенные представления, которые не учитывают меняющуюся структуру рынка и, собственно, саму либерализацию.

#### **ПРОГНОЗ WOOD MACKENZIE**

Отметим также сценарий развития газового рынка Великобритании, выполненный Wood Mackenzie [i23, i24]. Он дает при существующих на 2000 г. темпах извлечения газа исчерпание доказанных запасов в акватории Северного моря через 14 лет, т. е. к 2014 г. С учетом доразведки исчерпание ожидается к 2017 г., а в предположении открытия новых запасов (при имеющейся эффективности инвестиций в геолого-разведку) — через 18–28 лет. Таким образом, эти оценки значительно отличаются от прогноза ЕЕА и приблизительно совпадают с нашими результатами в оптимистическом сценарии по Европе в целом. Это представляется косвенным подтверждением работоспособности модели, поскольку Великобритания — один из основных производителей газа в Европе. Однако надо иметь в виду, что прогнозы такого рода часто выполняются заинтересованными организациями, и потому можно предположить некоторое завышение показателей, в частности, — фондоотдачи. Средний сценарий развития по нашей модели дает исчерпание резервов к 2012 г., а пониженный — уже к 2008 г. Пониженный вариант является наиболее вероятным, т. к. открытие новых ресурсов в труднодоступных местах потребует увеличения инвестиций.

Итак, проведенный краткий обзор прогнозных моделей, использующихся в весьма авторитетных организациях, показывает не только существенные различия в долгосрочных прогнозах, но также и ограниченность самих моделей и, что более существенно, невозможность их использования для анализа различных сценариев развития. Сценарий вообще означает выбор действий, при которых в уравнения вводятся конкретные условия и функции, описывающие рынок как динамическую систему, а не только те или иные коэффициенты эластичности, которые зачастую трудно

применимы на практике. Таким образом, создание адекватной модели, описывающей меняющуюся структуру рынка и “правила игры”, является весьма актуальной задачей.

Перейдем теперь к рассмотрению прогнозов развития российского энергетического сектора.

#### 4.4. Прогнозы по Российской Федерации

Варианты прогнозов развития отраслей хозяйственной системы РФ, включая экономический, экологический и демографический блоки, приведены в сборнике [5]. В обзоре [6] содержатся их краткие варианты (по основным показателям). Основным документом в области построения прогнозов развития ТЭК РФ является проект Энергетической Стратегии развития России до 2020 г. [i49], который был в основном одобрен Правительством РФ на заседании от 22.05.03. Следует отметить, что прогнозы, выполненные “в три руки”, — ИНЭИ РАН, ИНП РАН, ГУ ИЭС — во многом совпадают, т. к. делаются они в рамках составления Энергетической Стратегии, причем авторы этих прогнозов имеют общие обзорные публикации [4, 6]. Таким образом, на государственном уровне рассматривается фактически один прогноз — тот, который содержится в ЭС-2020. Отметим, что в других структурах, в частности в топливобывающих компаниях, — [2, 3] — также делаются прогнозы, но более локального характера: о развитии собственной ресурсной базы, расширении рынков сбыта и т. п. Мы в этой работе не будем анализировать многочисленные оценки, а ограничимся кратким анализом методологии составления глобальных долгосрочных прогнозов.

Приведем некоторые данные из последнего варианта ЭС-2020, касающиеся исследуемых нами вопросов.

ТАБЛИЦА 4.9.  
Прогнозный баланс ТЭР РФ на период до 2020 г. Проект ЭС-2020, [i49]

	Единица измерения	2005		2010		2015		2020	
		1 вар.*	2 вар.*	1 вар.	2 вар.	1 вар.	2 вар.	1 вар.	2 вар.
Ресурсы, всего	млн. т у.т.	1622	1715	1700	1810	1760	1900	1830	2020
Добыча, всего	млн. т у.т.	1582	1675	1650	1760	1700	1840	1760	1940
уголь	млн. т	281	300	310	340	335	385	365	450
нефть	млн. т	402	448	410	450	415	455	420	460

газ	млрд. куб. м	604	616	615	655	640	675	660	700
Производство электроэнергии, всего	млрд. кВт. ч	928	938	995	1065	1080	1205	1175	1375
Прочие виды природного топлива и энергии	млн. т у.т.	27	27	30	30	30	30	30	30
Распределение, всего	млн. т у.т.	1622	1715	1700	1810	1760	1900	1830	2020
Внутреннее потребление	млн. т у.т.	1002	1027	1050	1100	1100	1180	1160	1280
Экспорт, всего	млн. т у.т.	620	688	650	710	660	720	670	740

\* 1 вар. — низкий вариант, 2 вар. — высокий вариант

Эта таблица содержит основные показатели развития ТЭК. Обращает на себя внимание значительное увеличение доли угля в топливном балансе. Насколько предложенная программа будет реализована, зависит в первую очередь от инвестиционного климата в стране, а также от соотношения внутренних цен на энергоносители. Предполагается, что рост оптовых цен на топливо будет расти в среднем на 15% в год до 2007 г., но важно также учитывать опережающий рост цен на газ, если считать, что стратегия на выравнивание внутренних и экспортных цен (с учетом транспортных затрат) будет выдерживаться. Что касается собственно добычи газа, то в Стратегии не указывается, за счет чего могут возникнуть необходимые для роста инвестиции, т. е. экономический блок является ее слабым местом. Ниже приведены данные по требующимся инвестициям, суммарная величина которых на весь период оценивается в 600 млрд. долларов.

ТАБЛИЦА 4.10.  
Потребность ТЭК в инвестициях, млрд. \$. Проект ЭС-2020, [i49]

	2000	2001–2005	2006–2010	2011–2015	2016–2020
Нефтяная промышленность	4,3	5,6	6,7	8,6	10,5
Газовая промышленность	3	9,2	9,2	10	11
Угольная промышленность	0,4	0,6	0,7	0,9	1,1
Электроэнергетика	1,8	3,8	8,4	13,8	17,4

Представляется важным иметь достаточно гибкий инструмент анализа влияния инвестиций на рост добычи, поскольку такие огромные вложения должны быть корректно обоснованы. По нашему мнению, инвестиции в газовую промышленность на уровне 6 млрд. \$ в год имеют стабилизирующий эффект, а далее начинается устойчивый рост. В частности, чтобы выйти по добыче газа на показатели ЭС в 2020 г., по нашей модели достаточно финансирование на уровне 7,5 млрд. \$ в год. Это несколько меньше (примерно на 10%), чем планируется в ЭС.

ТАБЛИЦА 4.11.

**Прогноз прироста внутреннего потребления ТЭР, % (по отношению к опорному году предыдущего пятилетия). Проект ЭС-2020, [i49]**

	2005		2010		2015		2020	
	1 вар.	2 вар.	1 вар.	2 вар.	1 вар.	2 вар.	1 вар.	2 вар.
Внутреннее потребление, всего	8,3	11,0	4,8	7,1	4,8	7,3	5,4	8,5
уголь	9,0	15,1	6,8	14,1	7,1	14,0	8,8	13,7
газ	6,3	8,0	3,8	5,3	3,9	4,2	3,3	4,2
автобензин	22,8	26,7	9,1	15,6	7,7	12,1	7,5	11,0
топливо дизельное	14,9	18,9	7,0	9,8	7,8	13,8	9,4	14,6
мазут топочный	16,1	16,1	-0,9	-1,5	-1,5	-1,8	-1,8	-1,8
Потребление электроэнергии по территории России	5,0	6,2	7,4	12,3	8,3	12,1	8,5	12,6

Положительные приросты внутреннего потребления ТЭР, независимо от ценовой политики, означают либо увеличение энергоёмкости ВВП, что противоречит планам ЭС, либо более значительный рост ВВП. Представляется, что эти данные также не полностью согласуются и с тенденцией энергосбережения, в результате которой могут освободиться до 50% потребляемых в настоящее время ресурсов.

ТАБЛИЦА 4.12.

**Прогноз общих показателей развития. ГУ ИЭС 2000 г. Проект ЭС-2020, [i49]**

Показатели	2001–2005	2006–2010	2011–2015	2016–2020
Численность населения, млн. чел.	145,4	145,8	147,2	148,7

Прирост ВВП, %	4,8	4,8	5,5	5,5
Прирост промышл. пр-ва, %	5,6	6,0	5,9	5,9
Прирост с/х пр-ва, %	2,1	2,0	2,0	2,0

Эти и некоторые более ранние, еще более оптимистические прогнозы, на которых основывается политика энергетической безопасности РФ, следует считать скорее декларативными требованиями к показателям развития, чем оценкой реальной ситуации. Ни при каком сценарии не будет стабилизироваться численность населения в России: в благоприятных условиях ожидается сокращение не ниже 600 тыс. человек в год, в пониженном варианте — сокращение по крайней мере на 1 млн. человек в год. Наряду с этим по чисто демографическим причинам будет уменьшаться доля трудоспособного населения, и потому устойчивый 4%-ный рост ВВП выглядит крайне сомнительно. Исчерпание в среднем на 50% легкодоступных топливных ресурсов также не способствует высоким темпам прироста. Поэтому приведенные прогнозы представляются все же слишком оптимистичными.

ТАБЛИЦА 4.13.

**Прогноз динамики удельных показателей экономического развития (пониженный/повышенный сценарии). Проект ЭС-2020, [i49]**

	2005	2010	2015	2020
Электроёмкость ВВП, кВт-ч/\$	1,32/1,21	1,22/1,1	1,12/0,99	1,04/0,91
Теплоёмкость ВВП, Гкал/\$	2,2/1,95	1,9/1,63	1,7/1,33	1,5/1,07
Энергоёмкость ВВП, т у. т./\$	1,35/1,21	1,18/1,03	1,02/0,86	0,88/0,73

ТАБЛИЦА 4.14.

**Прогноз развития газового сектора РФ. Проект ЭС-2020, [i49]**

	2005		2010		2015		2020	
	1 вар.	2 вар.	1 вар.	2 вар.	1 вар.	2 вар.	1 вар.	2 вар.
Ресурсы, всего	677	691	703	743	727	762	756	796
Добыча	604	616	615	655	640	675	660	700
Предприятия газовой промышленности	573	585	579	615	600	634	619	658
Предприятия нефтяной промышленности	31	31	36	40	40	41	41	42

Поступление газа из ПХГ, всего	58	58	53	53	50	50	50	50
Поступление из других государств	14	15	34	34	36	36	45	45
Внутреннее потребление	423	430	439	453	456	472	471	492
Технологические нужды газопроводов	51	52	52	54	52	55	54	57
Производственно-эксплуатационные нужды	371	377	382	394	397	410	405	423
Электростанции	159	159	162	164	163	165	164	165
Остальные потребители	212	218	220	230	234	245	241	258
Закачка газа в ПХГ	60	60	60	60	60	60	60	60
Экспорт, всего	194	201	204	230	211	230	225	244
Подача газа в ближнее зарубежье	50	50	50	50	50	50	50	50

Как уже говорилось, основной вопрос о согласованности представленных прогнозных данных состоит в увязке добычи и инвестиций, внутренних и экспортных цен на газ, спроса на газ, износа газотранспортной системы и других факторов. Положительный фактор в этих прогнозах — экспертная оценка трендов развития отраслей ТЭК при условии достаточного финансирования. В то же время остается неясным, какова взаимосвязь между этими трендами. Представляется, что создание достаточно “прозрачной” модели позволит ответить на эти и некоторые другие вопросы.

ТАБЛИЦА 4.15.  
Прогноз зависимости добычи газа в РФ от инвестиций. Данные ИНЭИ РАН, 2000 [6]

	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Добыча газа, млрд. куб. м/год	591	577	615	650	675	700
Инвестиции, млрд. \$/период	6,1	7,5	17,0	22,0	25,0	35,0

По оценке, сделанной в [i45], производство газа независимыми производителями будет расти, возможно, до 100 млрд. куб. м/год, а в ОАО “Газпром” — незначительно падать примерно до 520 млрд. куб. м/год, в результате чего возможен неудовлетворенный спрос на российский газ в Европе, возрастающий до 200 млрд. куб. м к 2020 г.

Однако надо иметь в виду, что эти показатели должны быть скоррелированы с прогнозом развития добычи ТЭР. В частности, добыча газа на основных месторождениях РФ приведена в таблице 4.16.

ТАБЛИЦА 4.16.  
Прогноз добычи газа на крупнейших месторождениях РФ, млрд. куб. м. Данные [i2]

Месторождение	1999	2010	2020
Уренгойское	196,8	108	60
Ямбургское	175,9	133	37
Заполярье	0,01	116	114
Северо-Уренгойское	13,8	16	10
Медвежье	38,9	9	0
Комсомольское	30,6	26	12
Ямсовейское	21,2	16	5
Восточно-Таркалинское	2,0	9	4,5
Губкинское	4,0	5	1
Юбилейное	12,2	12	5
Западно-Таркалинское	15,0	8	0
Северо-Комсомольское	0,1	5	8
Вынгапуровское	5,9	6	3
Южно-Русское	0	5	32
Ен-Яхинское	0	5	5
Прочие	8,65	154	215,5
ВСЕГО	545,06	633	515

Из этой таблицы следует, что резкое сокращение добычи на Уренгойском и Ямбургском месторождениях может быть восполнено только разработкой Заполярного, Южно-русского и “прочих” месторождений, что означает увеличение суммарных затрат (по сравнению с разработкой гигантских месторождений) и, возможно, недостаток инвестиций для этих целей. Сравнение данных таблиц 4.14 и 4.16 показывает, что необходимо более полное согласование прогнозируемых показателей, т. е. требуется модель, позволяющая учитывать как изменение ресурсной базы, так и структуры потребления.



Внутреннее потребление газа существенно зависит от соотношения внутренних и экспортных цен. По проекту ЭС-2020 [i49] рост цен на газ предполагается на уровне 15–20% в год до 2008 г., после чего наступает их стабилизация. С одной стороны, утилизация ТЭР не является универсальной, поскольку нельзя мгновенно переориентировать энергетику с одного доминирующего ресурса на другой; поэтому рост цен на газ в начальный момент приведет не к замещению его другими ресурсами, а просто к снижению энергопотребления. С другой стороны, постепенное выравнивание цен на энергоносители в соответствии с их удельным теплосодержанием приведет к еще большему росту внутренних цен на газ. Снижение внутреннего потребления газа при высокой потребности в нем — такая ситуация, весьма вероятно, будет наблюдаться в России в течение ближайших 10–15 лет. Это приведет к тому, что увеличится часть ресурса, отправляемого на экспорт, а вырученные средства будут вложены в разработку новых месторождений. Фактически такая ситуация будет означать, что страны — импортеры российского газа будут иметь возможность разрабатывать для себя месторождения на территории РФ по ценам, значительно меньшим, чем, например, в Западной Европе. Этот фактор Россия должна использовать в своих интересах, запитывая дешевыми энергоносителями другие отрасли своей промышленности, которые не получают таких массивных вливаний иностранного капитала как ТЭК. Реформирование внутреннего рынка энергоносителей должно быть направлено на решение этой задачи.

Приведем прогноз ИНП РАН 2000 г. [i31, i34] динамики внутренних и экспортных цен на газ в России, а также некоторых других показателей.

ТАБЛИЦА 4.17.

**Прогноз динамики структуры себестоимости и цены газа (в ценах 1999 г., руб./тыс. куб. м). Данные ИНП РАН [i31, i34]**

Показатели	Отчет	Оценка	Прогноз	
	1999	2000	2005	2010
Себестоимость (добыча, транспорт)	256,2	278,1	281,6	282,7
Цена на внутреннем рынке	371,9	443,0	577,5	577,5
Экспортная цена (в Зап. Европе), \$/тыс. куб. м	90,0	90,0	80,0	80,0
НДС, акцизы, таможенные пошлины	1026,7	1036,1	924,3	915,8
Цена газа у производителя	614,3	662,8	665,5	673,8
Налоги	46,8	49,5	74,3	74,3
Чистая прибыль	233,8	253,0	305,3	305,3

В заключение приведем прогноз цен на газ в РФ и Западной Европе, сделанный компанией ОАО “НК Лукойл”.

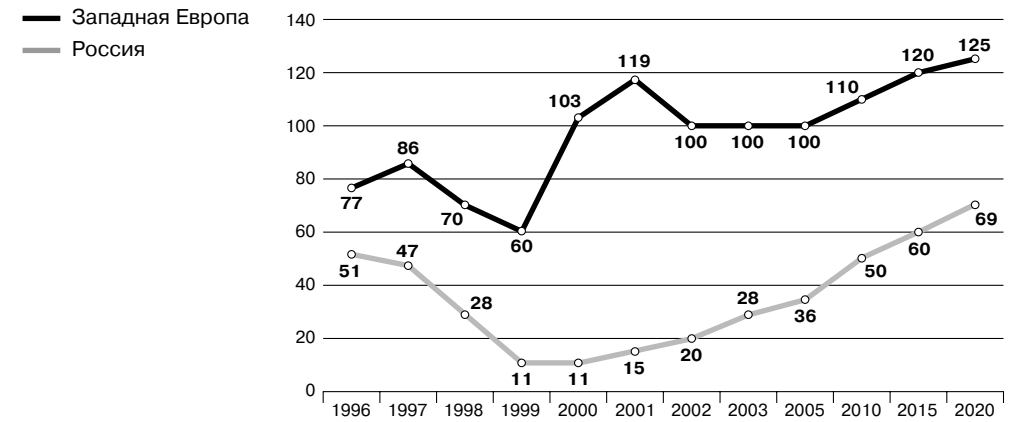


РИС. 4.1.

**Ретроспективный прогноз цен на газ в РФ и Западной Европе, 2001 г., \$/тыс. куб. м. Данные ОАО “НК Лукойл” [i45]**

Резюмируя сделанный обзор прогнозных систем, отметим их основной недостаток: прогнозы носят трендовый характер, а не являются “динамическими”, т. е. уравнения динамики основных показателей не связаны со структурой рынка, которую эти показатели сами же и определяют. В нашей модели представлена замкнутая схема “добыча—потребление—цена—прибыль от продаж—инвестиции в развитие—добыча”, в которой учитываются также ограниченность доказанных ресурсов и затраты на их освоение. Это динамическая модель, в которой состояние добывающей отрасли и рынка в заданный момент времени определяется по начальным условиям из системы эволюционных уравнений (глава V).

Приведенные выше прогнозы развития энергетики в России и Западной Европе показывают, что при их составлении не достаточно полно учтены реальные тенденции динамики материальных показателей. Кроме того, сценарии развития, не подкрепленные обоснованными инвестиционными проектами, показывают только потенциальные возможности отраслей, причем, не конкретизируя величину требуемых для их реализации капиталовложений. Прогноз экспорта в Европу, по-видимому, вообще не связывается с соотношением внутренних цен на газ в РФ и Европе, а основывается на гипотезе роста добычи газа в России и постоянной потребности Европы в дополнительных поставках именно российского газа.

Предполагается также и повышение спроса на газ внутри самой России. В условиях, когда каждый производитель стремится оптимизировать свою прибыль, вышеуказанные сценарии представляются недостаточно обоснованными.

Не вполне ясно также, в какой мере учитываются в представленных прогнозах износ оборудования, истощение месторождений, затраты на освоение новых месторождений, которые могут превышать текущие доходы от продажи газа. Таким образом, прогнозы развития ТЭК России являются скорее статическими, чем динамическими, т. е. отражают “волевое усилие” авторов прогноза на увеличение соответствующих показателей на заданное число процентов. Смысл таких прогнозов состоит в том, что они показывают количественную взаимосвязь между макроэкономическими параметрами, необходимыми для достижения цели какой-либо стратегии, например — увеличение ВВП на заданное число процентов в год. Однако они не являются собственно прогнозами, т. к. основаны не на реальной динамической модели, а показывают эволюцию некоторой гипотетической хозяйственной системы.

Трудность динамической модели прогнозирования заключается в том, что различные коэффициенты пропорциональности (между спросом и предложением и ценой, между инвестициями и выражением их материальной отдачи и т. д.) не являются постоянными, а определяются внешними условиями, в том числе и конъюнктурой рынка, которую сами же и определяют. Кроме того, рынок ТЭР в значительной мере регулируется государством, поэтому определение правильных показателей в модели конкурентного ценового равновесия весьма проблематично. Тем не менее, поскольку материальные показатели реально измеримы, такая модель может быть легко скорректирована при изменении внешних условий, а также может являться инструментом для обоснования оптимальных решений, например, при распределении инвестиций.

В разработанной динамической модели, кратко описываемой в главе V, численно решается система взаимосвязанных динамических уравнений, определяющих изменение спроса и предложения газа в России и Западной Европе, дополненных системой статистических уравнений, описывающих возрастную структуру мощностей газодобывающей отрасли, а также системой оптимизационных задач, возникающих в модели установления равновесной рыночной цены.

## ЛИТЕРАТУРА

---

1. Global Energy Perspectives./IIASA Summary Report, 1999.
2. РАО “ГАЗПРОМ”. Аналитический обзор. Фарко Секьюритиз, 1998.

3. Топливная политика в электроэнергетике./Научно-технический сборник. НТС РАО “ЕЭС России”. М., 2000.
4. Бушуев В. В., Воропай А. М., Мастепанов А. М., Шафраник Ю. К. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998.
5. Энергетическая политика России на рубеже веков. М.: Папирус ПРО, 2001.
6. Безопасность России. М.: МГФ “Знание”, 2000.
7. Peter R. de Vries. Report 481508014, National Institute for Public Health and the Environment, Bilthoven, 2001.
8. A. Ellis at al. Structural changes in Europe gas market. Econ-report 43/98, Econ centre for economic analysis, Oslo.
9. Орлов Ю. Н. Энергетика России и перспективы развития ТЭК в XXI веке. ЭЖ “Исследовано в России”, №11, 2002.
10. Капица С. П. Общая теория роста человечества. М.: Наука, 1999.

# Программа долгосрочного прогнозирования газовых рынков (LOGMAFORE)

## 5.1. Общая информация о прогнозной системе

В данной главе приводится подробное описание математической конструкции, методологии и основных структурных составляющих компьютерной программы долгосрочного прогнозирования газовых рынков — LOGMAFORE (Longterm Gas Markets Forecast). Предлагаемая пользователю демоверсия этой программы работает на материале газовых рынков России и Европы. В программу же могут быть включены и другие регионы. Под таким включением понимается как более детальное описание географического распределения производства и потребления энергоресурсов в рассматриваемом регионе, так и дополнение рассматриваемой схемы связями с новыми независимыми регионами. Она создавалась в рамках проекта “Создание модели долгосрочного прогнозирования газового рынка”, включенного в план работ на 2002–2003 гг. Института энергодиалога “Восток–Запад” (East–West Energy Dialogue Institute, EWEDI) и реализуемого совместно со специалистами Института прикладной математики им. М. В. Келдыша Российской Академии Наук.

Разработанная прогнозная система направлена на получение количественных оценок величин добычи природного газа, его экспорта, импорта и внутреннего потребления на основе анализа динамики материальных показателей развития газодобывающих отраслей в России и Западной Европе. В этой системе используются усредненные показатели как собственно в газовой промышленности (годовая добыча, себестоимость добычи, отдача инвестиций в геологоразведку и в основные фонды, транспортные расходы, потери при транспортировке и др.), так и в целом по народно-хозяйственной системе. Горизонт прогноза — до 2023 г.

В модели реализуется учет взаимосвязи спроса, предложения и внутренних среднегодовых цен на газ в РФ и Европе с факторами, часть которых, в свою очередь, определяется самим спросом на газ и уровнем годовой добычи. Учитываются также: возрастное распределение основных фондов в газодобывающей промышленности,

расходы на освоение новых месторождений и поддержание транспортной системы, изменение уровня годовой добычи как вследствие истощения месторождений, так и применения прогрессивных технологий извлечения.

### УПРАВЛЯЮЩИЕ ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛИ:

1. Инвестиции в газодобывающую промышленность России;
2. Темп либерализации газового рынка Западной Европы;
3. Продажная цена газа на внутрисекторном рынке.

### СЦЕНАРНЫЕ ПЕРЕМЕННЫЕ:

1. Величина импорта газа в Западную Европу из стран Северной Африки, Средней Азии и Ближнего Востока;
2. Спрос на газ в Западной Европе;
3. Фондоотдача в газовой промышленности Западной Европы;
4. Эффективность инвестиций в разведку и добычу газа в акватории Северного моря.

### МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА:

1. Составляются балансовые соотношения текущих материальных показателей развития газодобывающих отраслей России и Западной Европы (полная добыча, товарная добыча, экспорт, импорт, внутреннее потребление, доказанные резервы);
2. На основе средних контрактных цен определяется прибыль от продаж газа, заданная доля которой инвестируется в развитие отрасли;
3. На каждом расчетном шаге (в один год) составляется и решается система интегро-дифференциальных уравнений для возрастного распределения добывающих мощностей и функции их среднего износа;
4. Потребление газа в России и Западной Европе рассчитывается с учетом утилизации прочих ТЭР, темпов изменения численности населения и, что особенно важно, планируемых этапов ввода и вывода мощностей АЭС в России и Западной Европе;
5. Моделируется сценарий либерализации газового рынка Европы, т. е. построена расчетная модель ценообразования при монополистической конкуренции, вытесняемой с рынка свободной конкуренцией.

## 5.2. Баланс материальных показателей

В таблице 5.1 приведены условные обозначения и единицы измерения параметров баланса материальных показателей газовой отрасли.

ТАБЛИЦА 5.1.

НОМЕНКЛАТУРА		
Условное обозначение	Параметры	Единицы измерения
R	Доказанные запасы газа	млрд. куб. м
Y	Годовая добыча газа (скорость исчерпания)	млрд. куб. м/год
P	Установленная мощность в добывающей отрасли	млрд. куб. м/год
k	Коэффициент использования мощности добычи	%
q	Возрастной коэффициент износа мощностей	%
φ	Совокупные потери ресурса	млрд. куб. м/год
Π	Прибыль отрасли от текущих продаж	млрд. \$/год
λ	Доля прибыли, инвестируемая в развитие	%
I	Прочие инвестиции в отрасль	млрд. \$/год
μ	Доля инвестиций в добычу	%
ε	Эффективность инвестиций в геологоразведку	тыс. куб. м/\$
f	Фондоотдача в добывающей промышленности	тыс. куб. м/\$
σ	Доля инвестиций на разработку месторождения	%
F	Возрастное распределение мощностей	млрд. куб. м/год <sup>2</sup>
p	Темп технического прогресса в отрасли	%/год
J	Годовой экспорт газа	млрд. куб. м/год
U	Годовой импорт газа	млрд. куб. м/год
C <sup>g</sup>	Внутреннее потребление газа	млрд. куб. м/год
D	Спрос на газ	млрд. куб. м/год
S	Предложение газа на рынке	млрд. куб. м/год

В основе моделирования лежат балансовые уравнения для материальных показателей развития отрасли. Величины, характеризующие газовую отрасль России, будем снабжать нижним индексом “1”, а аналогичные показатели в Западной Европе — индексом “2”. Для сокращения условных обозначений в тех случаях, когда это не приводит к искажению смысла (например, при описании методологии решения исследуемых проблем), эти индексы будут опускаться, как это сделано в таблице номенклатуры.

Доказанные запасы газа изменяются за счет добычи газа, перевода части доказанных запасов в разрабатываемые и открытия (или доразведывания) новых месторождений:

$$\frac{dR}{dt} = -Y(t) - \sigma f \mu (I + \lambda \Pi) + \varepsilon (1 - \mu) (I + \lambda \Pi). \quad (2.1)$$

Разрабатываемые запасы (т. е. запасы газа на месторождениях, подготовленных или находящихся в разработке) обозначим через  $R^*$ . Наличие этих запасов определяет собственно текущую добычу газа. Изменение разрабатываемых запасов описывается уравнением:

$$\frac{dR^*}{dt} = -Y(t) + \sigma f \mu (I + \lambda \Pi). \quad (2.2)$$

Годовая добыча  $Y$  не может быть больше разрабатываемых запасов  $R^*$ . Кроме того, полное исчерпание ресурса невозможно. Считается, что по крайней мере 15% газа остаются неизвлекаемыми. Таким образом,  $R^*(t) \geq 0,15R^*(0)$ ,  $Y(t) \leq R^*(t)$ .

Предложение газа на внутреннем рынке определяется добычей за вычетом потерь и системных расходов на собственные нужды, плюс импорт минус экспорт:

$$V = Y - \varphi + U - J. \quad (2.3)$$

Заметим, что газовые потоки не могут превышать мощности газотранспортной системы. Это означает, что реальное увеличение экспорта сверх пропускной системы имеющихся газопроводов возможно только после создания необходимой газотранспортной системы, т. е. инвестиции в развитие газовой отрасли делятся на инвестиции собственно в добычу, а также на создание газопроводов. Если  $L$  — средняя длина транспортировки, и  $c_{tr}^0$  — стоимость строительства 1 км газопровода, то на увеличение добычи газа идет сумма:

$$M_g = \mu (\lambda \Pi + I) - b L c_{tr}^0, \quad (2.4)$$

где  $b$  — скорость строительства [1/год].

Изменение добычи  $Y$  обусловлено старением оборудования, истощением месторождения, повышением производительности труда и инвестициями в развитие отрасли.

Если  $F(t, \tau)$  — функция распределения добывающих мощностей в момент времени  $t$  по возрасту  $\tau$ , то динамика возрастной структуры основных фондов запишется в виде т. н. демографического уравнения износа мощностей:

$$\frac{\partial F(t, \tau)}{\partial t} + \frac{\partial F(t, \tau)}{\partial \tau} = -q(\tau)F(t, \tau), \quad t > 0; \quad (2.5)$$

$$F(t, 0) = fM_g.$$

Интеграл по возрасту (т. е. суммирование по годам) от возрастной функции распределения дает текущее значение установленной мощности:

$$P(t) = \int_0^{\infty} F(t, \tau) d\tau. \quad (2.6)$$

Аналогично описывается процесс старения газотранспортной системы.

Вводя коэффициент  $k$  использования установленной мощности (КИУМ), получаем, что добыча газа формально описывается уравнением:

$$Y(t) = k(t)P(t). \quad (2.7)$$

Изменение КИУМ во времени определяется в модели фактором технического прогресса:

$$\frac{dk}{dt} = p. \quad (2.8)$$

Эта величина является функционалом от средней производительности труда в отрасли и численности персонала, но в первом приближении мы не будем проводить такую детализацию описания.

Пусть  $C^g$  — объем внутреннего потребления газа. Тогда величина

$$V = S - C^g \quad (2.9)$$

представляет количество газа, находящегося в хранилищах. Однако это количество не должно превышать нескольких долей процентов от  $C^g$ , что накладывает сверху ограничение на уровень добычи, т. е. фактически на долю  $\mu$  средств, идущих на развитие отрасли. Если  $V_0$  — некоторое оптимальное количество оперативных запасов газа, то при оптимальном управлении должно быть:

$$\frac{d\mu}{dt} = -\beta V, \quad (2.10)$$

где  $\beta$  — некоторый коэффициент эластичности управления. В модели предусмотрен вариант, когда доля  $\mu$  произвольно задается в рамках сценарного подхода. Тогда

количество газа  $V - V_0$ , если оно положительно, добавляется в потери, что должно показать увеличение издержек и неэффективность производства.

Для замыкания материального блока необходимо связать объем продаж на внутреннем рынке с ценой газа. Для этого надо иметь в виду, что в блоке расчета уравнений материального баланса фигурирует реальное потребление (т. е. удовлетворенный спрос), тогда как в блоке образования цены участвует как фактическое, так и потенциальное потребление (т. е. полный спрос). Расчет потенциального потребления описан в параграфе 5.3, а реализованный спрос определяется как возможностью утилизации данного типа ресурса, изменяющейся в соответствии с возрастным распределением генерирующих мощностей, так и сопоставлением цен на энергоносители.

### 5.3. Прогноз темпов роста потребления газа

Основная задача, решаемая в этом прогнозном блоке — определение изменения потребности (спроса)  $D_g(t)$  в газе для хозяйственной системы в зависимости от времени в силу факторов научно-технического развития. Она решается исходя из данных о прогнозных темпах технологического прогресса и скорости выбывания основных фондов.

Блок состоит из двух основных частей: прогноз потребления газа в Западной Европе и прогноз потребления газа в России.

Основой прогнозирования потребления газа в Западной Европе является концепция МЭА развития мировой энергетики. Она имеет несколько неопределенных параметров, основные из которых — темп экономического роста и величина инвестиций, необходимых для удовлетворения растущего спроса на энергоресурсы. Эта неопределенность приводит к необходимости рассмотрения различных сценариев развития, в качестве управляющего параметра задается темп роста потребностей в энергоресурсах в целом. Базовым приближением является прогноз МЭА долевого распределения энергоресурсов (уголь, нефть, газ, гидроэнергетика, ядерная энергетика, нетрадиционная энергетика) в потреблении их в различных секторах хозяйственной системы. Кроме того, следует учесть график вывода АЭС в странах Европы в противоположность российским тенденциям (где предполагается увеличение атомных мощностей), а также естественную убыль мощностей выработки электрической энергии на парогазовых ТЭС.

Итак, пусть  $E(t)$  — ежегодно потребляемый топливный ресурс,  $e(t) = E^{-1}dE/dt$  — годовой прирост потребностей в энергоносителях,  $g_{base}^{p,c}(t)$  — базовый прогноз доли газа в секторах производства и потребления соответственно,  $\bar{q}_g(t)$  — среднегодовой

темпы выбытия мощностей  $W_g$  энергетических систем, использующих газовое топливо для производства тепла, а также  $\bar{q}_{el}(t)$  — среднегодовой износ мощностей, производящих электроэнергию, за исключением  $W_A$  — мощностей атомных электростанций.

Будем предполагать, что замена выбывающих ядерных мощностей осуществляется газовым ресурсом, по крайней мере до тех пор, пока не будет отработана технология чистого сжигания угля, что справедливо в рамках заданного горизонта прогноза (до 2020 г.). Тогда естественная убыль мощностей, потенциально восполняемых за счет газа, составляет:

$$\bar{q}_{el}(W_{el} - W_A) + W_A^1 + \bar{q}_g W_g \text{ [кВт-ч/год]}, \quad (3.1)$$

где  $W_A^1$  — ежегодный вывод ядерных мощностей. Соответствующие данные приведены в описании расчетных сценариев в параграфе 5.5.

Отчасти эта убыль мощностей покрывается развитием нетрадиционной энергетики  $W_{res}$ , преимущественно в индивидуальном секторе. Поэтому мощности  $W_{res}$  развиваются по логистической кривой и имеют точку насыщения, которая в модели считается не превосходящей 2% общего уровня энергопотребления. Исходя из имеющихся данных о темпах роста  $W_{res}$  и темпах роста населения можно приблизительно оценить показатель логистической кривой:

$$W_{res} = \frac{0.02 E(t) \exp(0.1t)}{\exp(0.1t) + 3}. \quad (3.2)$$

Таким образом, рост потребности в энергии, потенциально обеспечиваемой добычей газа, составляет:

$$\frac{dE_g}{dt} = e(t) g_{base}^c(t) E + \bar{q}_{el}(W_{el} - W_A) + W_A^1 + \bar{q}_g W_g - \frac{dW_{res}}{dt}. \quad (3.3)$$

Стандартная оценка теплосодержания газа (см. Конвертор энергетических единиц) приводит к значению тепла, получаемого при полной утилизации 1 млрд. куб. м газа, равному приблизительно 39 ПДж или  $10^{11}$  кВт-ч. Так как КПД преобразования тепла в электроэнергию составляет  $\eta \approx 0,3$ , получаем динамическую прогнозную модель роста спроса на газ:

$$\frac{dD}{dt} = D(t) e(t) g_{base}^c(t) + \frac{10^{-11}}{\eta_g} \left\{ \bar{q}_{el}(W_{el} - W_A) + W_A^1 + \bar{q}_g W_g - \frac{dW_{res}}{dt} \right\}. \quad (3.4)$$

Для построения прогноза прироста потребностей Западной Европы в газе  $e(t)$  будем исходить из базового прогноза потребностей в энергоносителях в целом. Согласно [15], [i43] (глава IV), ожидается потребление газа в 2005 г. — 490 млрд. куб. м, в 2010 г. — 545 млрд. куб. м, в 2015 г. — 600 млрд. куб. м, в 2020 г. — 720 млрд. куб. м, что означает рост потребностей в среднем на 10 млрд. куб. м/год с ускорением 0,8 млрд. куб. м/год<sup>2</sup>. По данным [16], базовый прогноз потребления газа в Западной Европе следующий: в 2005 г. — 509 млрд. куб. м, в 2010 г. — 566 млрд. куб. м, в 2015 г. — 622 млрд. куб. м, в 2020 г. — 736 млрд. куб. м. Это означает рост потребностей в среднем на 11,3 млрд. куб. м/год с ускорением 0,56 млрд. куб. м/год<sup>2</sup>. Для более точного прогноза следует учесть темпы роста ВВП (в среднем 3,5% в год) и темпы снижения его энергоемкости (в среднем 2 тнэ/М\$). Рост промышленности и технологии составляет в среднем 2% в год, т. е.  $0,02 Y_{DP}$  (т. е. ВВП). Для обеспечения этого роста требуется дополнительное потребление энергии, равное  $\Delta E = 0,02 Y_{DP} / y_{DP}$ , где  $y_{DP}$  есть энергоемкость ВВП, причем  $g_{base}^c$  из этого увеличения  $\Delta E$  составляет доля газа. Поэтому базовый прогноз роста потребления газа следующий: за год произойдет рост потребления на величину:

$$\frac{0.02 Y_{DP}}{y_{DP}} g_{base}^c \cdot 10^{-5} \text{ [млрд. куб. м]}. \quad (3.5)$$

На следующий год базовая доля газа в потреблении энергии изменяется в соответствии с расчетом (3.5). Таким образом, в модели формируются поправки к некоторому базовому прогнозному сценарию.

Кроме того, в модели учитывается, что вывод блоков АЭС из эксплуатации приводит к некоторому снижению ВВП, т. к. средние затраты на вывод — 400 М\$/блок.

Учет экономических факторов в формировании спроса делается в блоке ценообразования (параграф 5.4). В первом приближении предполагается линейная зависимость экономических и технологических факторов в формуле, описывающей изменение спроса.

Прогноз потребления газа в России строится по другому принципу. Поскольку использование газа в РФ значительно доминирует над остальными энергоносителями, то изменение доли газа в основном будет опираться на ценовую модель (т. е. на функцию спроса на газ в зависимости от соотношения цен на энергоресурсы на внутреннем рынке) и на сценарии управления внутренней ценой. Таким образом, основной подход к прогнозу потребления в РФ — сценарный.

С одной стороны, наиболее экономически выгодный путь удовлетворения потребностей РФ в электроэнергии состоит в расконсервации 25-ти имеющихся площадок под АЭС. Согласно проекту Энергетической Стратегии (ЭС-2020), в РФ

планируется вводить в среднем по 1 ГВт (1 блок типа ВВЭР) в год с тем, чтобы довести общую мощность АЭС до 32 ГВт к 2010 г. и до 35 ГВт к 2020 г. Вместе с тем в период с 2010 по 2020 год планируется вывести 12 энергоблоков первого поколения на Билибинской, Кольской, Курской, Ленинградской и Нововоронежской АЭС.

С другой стороны, использование газа в производстве тепла ограничивается более быстрым ростом внутренних цен на газ, чем на другие энергоносители. Этот рост обусловлен значительной разницей между внутренними ценами на газ в РФ и средними контрактными ценами в Европе. В модели используется обратно-пропорциональная зависимость между спросом и ценой. Предполагается также, что годовое изменение внутреннего потребления приблизительно пропорционально разности внутренней цены на газ в России и средневропейской цены экспорта газа. Коэффициент пропорциональности определяется из условия постепенного выравнивания этих цен (с учетом транспортных расходов) к 2010 г.

Переориентация хозяйственной системы на другие энергоносители определяется по модели конкурентного спроса, в которой изменение потребления пропорционально разности внутренних цен на ресурсы в топливном эквиваленте. Рост цен на другие ТЭР задается с учетом инфляции в рамках сценарного подхода. По ЭС-2020 [149] предполагается снижение инфляции до 5-7% к 2010 г. и до 3-5% к 2020 г. Считается, что потребитель стремится минимизировать расходы по утилизации ТЭР:

$$\text{(КПД утилизации)} * (\text{объем потребления [т у. т.]}) * (\text{цена топлива [$/т у. т.]}) - \text{налог на загрязнение среды} = \min.$$

Приведем теплосодержание различных ТЭР: биомасса 7 МДж/кг, уголь 25–33 МДж/кг, нефть 44 МДж/кг, газ 36–39 МДж/куб. м.

В модели рассчитывается изменение доли потребляемого газа в соответствии с линейной моделью конкурентного спроса (для краткости отошлем читателя к работам [20, 22]) и заданных трендах цен на другие энергоресурсы.

Изменение потенциального потребления (спроса) в силу неэкономических причин описывается, как и выше, балансовыми соотношениями вида (3.3)–(3.4):

$$\Delta[\text{полный спрос}] = - \text{износ} * (\text{генерирующие мощности}) + \text{новые мощности}, \\ \text{новые мощности} = \text{инвестиции/эффективность}.$$

#### 5.4. Методология расчета цен и инвестиций

Как уже говорилось в параграфе 5.2, для замыкания балансовых уравнений необходимо связать уровень финансирования развития отрасли с ценами на газовом рынке.

Прогноз инвестиций из собственных средств основывается на замыкании ценовой модели с моделью динамики материальных показателей:

$$\text{прибыль} = (\text{реализованный спрос}) * (\text{цена газа}) * (1 - \text{доля налогов}) - \text{себестоимость}, \\ \text{реализованный спрос} = \text{товарное производство} - \text{экспорт} - \text{запас}, \\ \text{товарное производство} = \text{валовая добыча} - \text{потери} + \text{импорт}, \\ \Delta[\text{валовая добыча}] = - q * (\text{производственные мощности}) + \text{инвестиции/эффективность}, \\ \text{инвестиции} = \mu * \text{прибыль}.$$

Модель ценообразования в данной прогнозной системе несколько отличается от классических конкурентных моделей и построена для текущего состояния газового рынка Европы. Как обычно в моделях типа спрос/предложение, рынок будем считать равновесным.

В отличие от классических моделей конкурентного ценообразования [19, 20], когда имеется много продавцов с квазинепрерывным распределением по ценам, формируемым по затратному принципу, и много покупателей с распределением по финансовым ресурсам, в данной модели действует небольшое количество основных конкурентов и увеличивающееся (пропорционально доле открытости рынка) количество мелких. Мелкие компании реально конкурируют только друг с другом, имея свой рынок сбыта, а крупные — свой. Хотя удельные затраты крупных компаний объективно меньше, чем мелких, они не смогут ценовой политикой выжить мелких конкурентов, т. к. их объем поставок позволяет удовлетворить около 60–70% спроса, т.е. недостаточен для полного покрытия рынка. Таким образом, рынок мелких компаний определяется в основном чистой конкуренцией, а рынок крупных — монополистической. Процесс либерализации в идеале состоит в том, чтобы свести монополистический рынок к чисто конкурентному.

Важная особенность модели состоит в том, что предложение, как и спрос, ограничено сверху, поэтому функции конкурентного спроса  $D_i$  для  $i$ -го продавца определяются не только ценовым вектором  $\vec{C} = (C_1, \dots, C_n)$ , где  $n$  есть число торговцев, но и совокупным предложением  $V$  или вектором предложения  $\vec{V} = (V_1, \dots, V_n)$ .

В условиях, когда спрос слегка опережает предложение, темп роста цен на внутреннем рынке может законодательно ограничиваться сверху общим темпом развития производства (2–3% в год), что позволяет государству контролировать инфляцию предложения, однако внешние поставщики товара могут тогда получить преимущество, если спрос резко возрастет. Если же рынок равновесный, то внешний поставщик должен иметь цену  $C_{ex}$ , меньшую определенной цены внутренних производителей  $C_{in}^*$ , так что  $C_{ex} \leq C_{in}^* - C_{tr}$ , (где  $C_{tr}$  — цена транспорта до границы с экспортером), поскольку при более высокой цене  $C_{ex}$  спрос, не снижаясь, будет удовлетворен за счет роста внутренней добычи. Обозначим  $\gamma_D$  и  $\gamma_Y$  темпы роста

потребностей и внутреннего производства газа соответственно. Тогда, если  $V_{ex}$  и  $V_{in}$  — объемы внешних поставок и внутреннего производства, то величина опережающего спроса есть:

$$D = (1 + \gamma_D)(V_{ex} + V_{in}). \quad (4.1)$$

Величина  $C_{in}^*$  определяется как такая цена, выставленная внутренними производителями, для которой суммарный объем предложения по ценам, ниже  $C_{in}^*$ , не превосходит  $\gamma_Y V_{in}$ .

Напомним некоторые традиционные подходы к моделированию цены. В детерминистической модели ценообразования цена товара в будущий момент времени  $T$  связана с ценой в предыдущий момент  $t$  некоторой формулой, например:

$$C(T) = C(t) \exp[(\delta - r)(T - t)], \quad (4.2)$$

где  $\delta$  есть фактор удобства (приемлемости) нынешней цены, а  $r$  — фактор роста интереса к товару. Такая модель требует очень тонкого обращения с факторами  $r$  и  $\delta$ , и их численное определение в рамках нестационарных (по энергетическим параметрам) условий достаточно проблематично. Стохастическая модель Гибсона—Шварца [26] является прямым обобщением модели (4.2), но содержит еще один дополнительный параметр — волатильность рынка  $\sigma$ :

$$C(t) = C(0) + \int_0^t (r(\tau) + \sigma(\tau) - \delta(\tau)) C(\tau) d\tau. \quad (4.3)$$

В конкурентных моделях конкурентные функции спроса выбираются так, чтобы в условиях достаточного предложения состояние ценового равновесия было устойчивым по Нэшу и парето-оптимально. Этим условиям удовлетворяет модель спроса [19]:

$$D_i = D^0(V, t) A_i \exp\left[-\alpha_i C_i - \sum_{j \neq i} \beta_{ij} (C_i - C_j)\right], \quad (4.4)$$

$$\sum_i A_i \exp\left[-\alpha_i C_i - \sum_{j \neq i} \beta_{ij} (C_i - C_j)\right] = 1.$$

Функция  $D^0$  отражает изменение спроса по другим (неэкономическим) причинам. Коэффициенты  $A_i$  отражают удельный вес торговца на рынке, а  $\beta_{ij}$  — эффект перетекания спроса в условиях свободной конкуренции.

Поскольку цена в следующий момент времени (на следующем шаге расчетов) имеет вид:

$$C(t+1) = C(t) + h \frac{dC(t)}{dt}, \quad h = 1, \quad (4.5)$$

то для получения дифференциальной формы изменения цен удобно положить  $C(t+1) = u$ , и считать ее новой переменной, в терминах которой максимизируется доход торговца с учетом внешних ограничений. Тогда система уравнений для определения динамики цен с нелинейной (например, кубической) связью спроса и предложения имеет вид:

$$\frac{du_i}{dt} = \frac{d\bar{C}}{dt} + a_i \left[ D_i(V, t; C) + (C_i - u_i) \frac{\partial D_i}{\partial C_i} \right], \quad \frac{dC_i}{dt} = u_i - C_i, \quad (4.6)$$

$$\frac{d\bar{C}}{dt} = b_1(D - V) + b_2(D - V)^3.$$

Мы предлагаем некоторую вариацию моделей (4.3) и (4.6) для описания рынка в условиях либерализации. Пусть  $F_1, F_2$  — ставка налога на прибыль (для краткости с учетом амортизационных отчислений из прибыли) соответственно в РФ и в среднем по Западной Европе,  $J_{12}$  — экспорт из РФ в Западную Европу по цене франко-граница  $c_{12}$  (экспортная цена). Тогда в результате продаж газа на внутреннем (цена  $c_1$ ) и внешнем рынках газовая отрасль РФ получает прибыль:

$$\Pi_1 = (1 - F_1)(c_1 C_1 + c_{12} J_2). \quad (4.7)$$

Экспортная цена  $c_{12}$  в равновесном состоянии рынка в целом меньше уровня цен на оптовом рынке Западной Европы  $c_2$  на стоимость транспортных расходов с учетом налога на прибыль оператора газовой сети:

$$c_2 = (1 + F_2)(c_{12} + c_{2tr}^0 L_2). \quad (4.8)$$

Сама же средневзвешенная цена оптовых продаж складывается из среднего значения двух цен: цены  $c_2^f$  от продажи объема газа на свободном рынке и относительно стабильной (монопольной) цены  $c_2^s$ . Считая, что объем продаж на открытом рынке пропорционален степени открытости рынка  $l_m$ , получаем:

$$c_2 = l_m c_2^f + (1 - l_m) c_2^s. \quad (4.9)$$



Монопольная цена меняется в соответствии с детерминистической нелинейной моделью, учитывающей разность между спросом и предложением:

$$\frac{dc_2^s}{dt} = \begin{cases} a(D_2 - S_2), & D_2 - S_2 < 0; \\ \tilde{a}(D_2 - S_2) + \tilde{b}(D_2 - S_2)^3, & D_2 - S_2 \geq 0. \end{cases} \quad (4.10)$$

Здесь  $a, \tilde{a}, \tilde{b}$  — соответствующие коэффициенты эластичности.

Свободная цена меняется в соответствии с другой детерминистической моделью — Гибсона—Шварца, т. к. на открытом рынке появляется отличная от нуля волатильность, пропорциональная доле открытости рынка. Мы будем рассматривать модель, в которой в первом (линейном) приближении параметр  $\sigma$  сам является решением самосогласованной системы уравнений, включая (4.10):

$$\begin{aligned} \sigma(t) c_2(t) &= I_m(t) |c_2^f(t) - c_2^s(t)|, \\ c_2^f(t) &= c_2^f(0) + \int_0^t (-\delta(\tau) + \sigma(\tau) + r(\tau)) c_2^f(\tau) d\tau. \end{aligned} \quad (4.11)$$

В модели (4.11) для  $\sigma$  изменения цен в модуле разности берутся в течение года, т. е. размерность параметра волатильности есть [1/год].

Изменения же во времени коэффициентов ожидания  $\delta$  и  $r$  будем моделировать системой, аналогичной (4.10):

$$\frac{dr}{dt} = \begin{cases} u(D_2 - S_2), & D_2 - S_2 < 0; \\ \tilde{u}(D_2 - S_2) + \tilde{v}(D_2 - S_2)^3, & D_2 - S_2 \geq 0. \end{cases} \quad (4.12)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \begin{cases} \psi(D_2 - S_2), & D_2 - S_2 < 0; \\ \tilde{\psi}(D_2 - S_2) + \tilde{\omega}(D_2 - S_2)^3, & D_2 - S_2 \geq 0. \end{cases}$$

Коэффициенты в этих формулах подбираются исходя из анализа предыстории изменения цены на рынках Германии и Великобритании, которых можно считать прототипами при описании равновесного рынка со свободной конкуренцией в условиях достаточной самообеспеченности. Разумеется, с течением времени появляются новые данные, так что эта модель не претендует на численную достоверность, а представляет скорее методологический интерес. Модель (4.7)—(4.12) является

основой для прогнозирования динамики цен на газовом рынке Западной Европы. Напомним, что при численной реализации алгоритма входные данные модели и промежуточные расчетные величины определяются с шагом в один год.

## 5.5. Основные сценарии развития газового рынка

Приведем описания основных сценариев, которые использовались при моделировании газового рынка России и Западной Европы. Низкий, средний и высокий сценарии в нашей терминологии отвечают соответствующим уровням развития газовой промышленности России в долгосрочном прогнозе.

ТАБЛИЦА 5.2.

Основные сценарные показатели модели

Показатели	Низкий сценарий	Базовый (средний) сценарий	Высокий сценарий
Инвестиции в развитие газовой отрасли России	Нет других средств, кроме собственных, получаемых из доходов от продажи газа	Дополнительные инвестиции постоянны и равны 3 млрд. \$ в год	Дополнительные инвестиции постоянны и равны 8 млрд. \$ в год
Либерализация газового рынка в Западной Европе	Открытость рынка постоянна и составляет 48%	Рынок открывается полностью к 2010 г.	Рынок открывается полностью к 2007 г.
Рост внутренних цен на газ в России	Рост на 10 \$/год за 1 тыс. куб. м	Рост на 7 \$/год за 1 тыс. куб. м	Рост на 5 \$/год за 1 тыс. куб. м
Инфляция в России и Европе, %/год	18 и 3	14 и 2,5	12 и 2
Импорт в Европу из других стран (кроме России)	Остается постоянным на уровне 110 млрд. куб. м в год	Рост до 170 млрд. куб. м в год к 2015 г. и последующей стабилизацией	Рост до 220 млрд. куб. м в год к 2020 г.
Отдача инвестиций в геолоразведку в Северном море	100 куб. м/\$	130 куб. м/\$	150 куб. м/\$
Фондоотдача в газовой промышленности Европы	20 куб. м/\$	40 куб. м/\$	50 куб. м/\$

## 5.6. Некоторые параметры прогнозной системы

В этом параграфе мы приведем некоторые количественные показатели, которые заложены в расчетную модель LOGMAFORE. Все используемые данные взяты нами из открытых источников информации. Производные от этих данных выводились с учетом имеющегося разброса значений и степени их достоверности, которая определялась нами на основе экспертных оценок. Веса этих оценок учитывались при определении средних значений производственных показателей и эффективности инвестиций.

**ВЕЛИЧИНА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА** зависит от технического состояния эксплуатационного фонда скважин и особенностей месторождения. В модели предполагается, что доля извлечения газа прямо пропорциональна возрастной функции дожития эксплуатационного фонда. В соответствии с [7] доля извлекаемых ресурсов без учета старения оборудования и ввода новых мощностей принята равной 0,85.

**ИЗМЕНЕНИЕ ТЕМПОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ РЕСУРСА В РОССИИ.** Коэффициенты эффективности капиталовложений отражают ситуацию на 2000 г. В последующие годы принято изменение эффективности инвестиций, в соответствии с ростом себестоимости добычи газа, на 6% в год. Рост себестоимости (без учета инфляции) связан с разработкой новых месторождений, где минимальная оценка себестоимости составляет 30 \$/тыс. куб. м.

Предполагается, что на геологоразведку и разведочное бурение идет 10% прибыли, получаемой отраслью от текущей продажи газа (как внутренней, так и за счет экспорта). Инвестиции в обновление основных фондов и в разработку новых месторождений формируются за счет долгосрочных контрактов. Эта величина является основным управляющим параметром модели.

При расчете функции дожития основных фондов средний коэффициент выбытия (старения) производственных мощностей на основе данных [13] для вновь введенных мощностей принят равным  $q = 0,035$ . Сама же функция дожития определяется из численного решения возрастного уравнения распределения мощностей.

Доля прибыли, идущая на развитие собственно добывающей отрасли, предполагается постоянной и равной 42%. Дополнительные инвестиции (средства привлеченных инвесторов) являются управляющим параметром модели.

**СОСТОЯНИЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЕ НА 2001 Г.** В целом по Западной Европе показатели производства и потребления газа на 2001 г. имеют следующие значения [i10, i43]:

- полное внутреннее производство  $Y^{WE} = \sum_i Y_i^{WE} = 325$  млрд. куб. м
- рыночная добыча = производство — потери = 276 млрд. куб. м
- внутреннее потребление  $D^{WE} = \sum_i D_i^{WE} = 406$  млрд. куб. м
- импорт — расход на нужды ГПА — потери = 220 — 50 = 170 млрд. куб. м
- доказанные резервы  $R^{WE} = \sum_i R_i^{WE} = 4,6$  трлн. куб. м

Таким образом, при постоянном темпе добычи газа на уровне 2001 г. собственно европейских ресурсов хватит на 14 лет.

В настоящее время имеется приблизительно 10%-ное превышение предложения над фактическим потреблением, что диктуется политикой либерализации рынка.

**ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА РОССИИ.** Находясь в рамках ЭС-2020 [8, 10, 13], следовало бы предположить приближенный прирост газопроводных линий с темпом 2,5 тыс. км/год. Более реальным, однако, является расчет, основанный на 35%-ной доле инвестиций в газотранспортную область с эффективностью 1 км/млн. \$. В модели заданы темпы роста стоимости транспортировки газа на 6% в год.

**ЯДЕРНЫЕ МОЩНОСТИ НЕКОТОРЫХ СТРАН.** Наш прогноз потребления газа учитывает прогноз развития атомной промышленности основных европейских стран, в частности, график вывода основных ядерных мощностей из оборота. Состояние и темпы этого вывода представлены в таблице 5.3.

ТАБЛИЦА 5.3.

**Состояние и темпы вывода ядерных мощностей Европы. Данные [i31, i32]**

Страна	Число энергоблоков	Установл. мощн. GW	Пр-во эл. эн., TW-h	Доля в пр-ве эл. эн., %	Темпы вывода, ГВт (год вывода)
Бельгия	7	6,0	46,6	60	2 (2015)
Болгария	6	3,7	14,5	45	
Великобритания	35	15,0	91,2	28	
Венгрия	4	1,8	14,1	40	
Германия	19	22,2	160,4	32	2 (2008), 6 (2016)
Испания	9	7,6	56,5	40	

Литва	2	3,0	9,8	82	1 (2005), 2 (2010)
Нидерланды	1	0,3	3,4	3	
Румыния	1	0,7	4,8	10	
Словакия	5	2,2	13,2	41	1 (2006), 1 (2008)
Словения	1	0,6	0,6	40	
Финляндия	4	2,7	22,0	30	
Франция	58	64,4	375,0	78	
Чехия	4	1,8	13,4	19	
Швейцария	5	3,2	23,5	41	
Швеция	12	10,4	70,1	46	0,25GW/a

## 5.7. Результаты моделирования

Для удобства демонстрации результатов моделирования далее в качестве управляющих параметров выбраны только два основных: темп либерализации газового рынка Западной Европы (далее **ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ**) и инвестиции в газовую промышленность РФ (далее **ИНВЕСТИЦИИ**). Остальные параметры модели выбраны по среднему (базовому) варианту. При различных сочетаниях управляющих параметров сравниваются следующие показатели: средневзвешенные оптовые цены на внутреннем рынке Западной Европы (European Domestic Price), полное производство газа в РФ (RF Gross Production), а также потребление газа в Западной Европе. Спрос на газ в Европе рассчитывается исходя из потенциальных возможностей промышленности потреблять природный газ; считается, что этот вид топлива будет приоритетным под влиянием экологических критериев.

Высокая либерализация отвечает сценарию, когда весь рынок становится открытым к 2007 г. Темп либерализации постоянный — по 7% в год. Низкая либерализация отвечает замораживанию этого процесса на уровне 50% с начала расчетного периода.

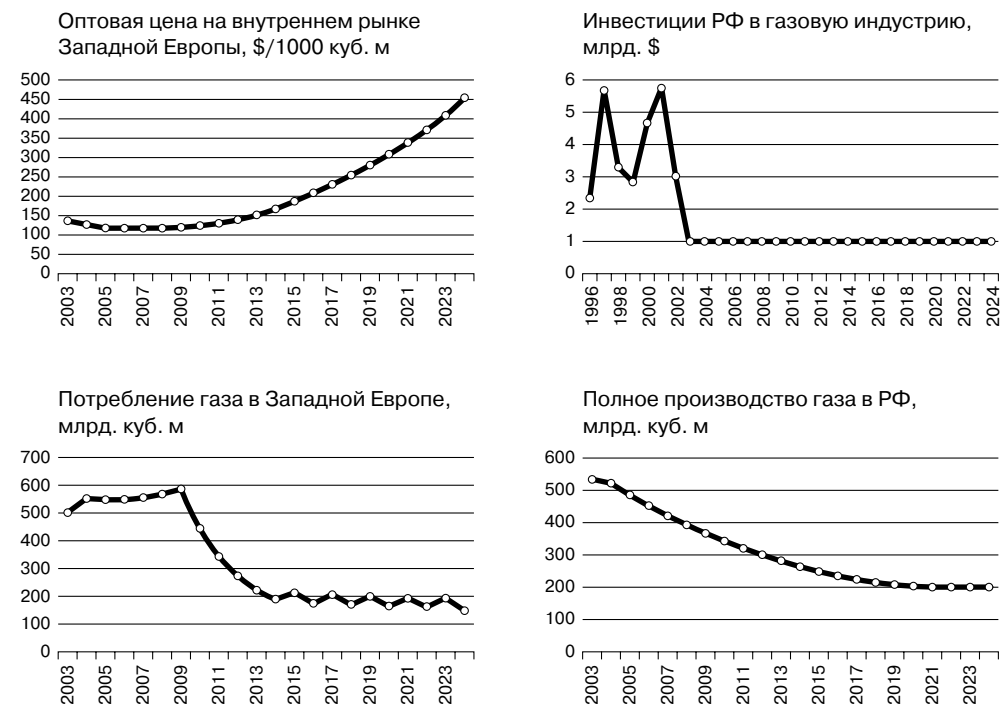
Основной вывод, который можно сделать из приведенных примеров, состоит в том, что, хотя на первых порах либерализация газового рынка Западной Европы и приведет к снижению цены на газ, т. е. улучшит состояние конечного потребителя, в последующем при снижении роли долгосрочных контрактов с Россией цены возрастут гораздо сильнее, чем без либерализации. Это объясняется тем, что из-за снижения инвестиций в газовую отрасль России намечившееся падение добычи на

основных месторождениях РФ будет продолжаться ускоренными темпами, и к моменту исчерпания собственных ресурсов в акватории Северного моря Европа столкнется с резким дефицитом газа, который не сможет восполниться увеличением экспортных поставок из России.

Ниже приводятся графики, выполненные прогнозной системой LOGMAFORE, иллюстрирующие этот вывод.

### СЦЕНАРИЙ 1. ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ ВЫСОКАЯ, ИНВЕСТИЦИИ НИЗКИЕ

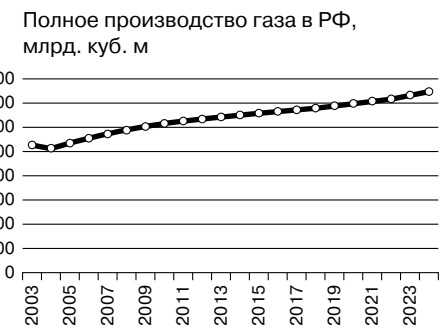
Это сценарий, который является наиболее вероятным при реализации программы либерализации газового рынка Западной Европы. Тогда первоначально цена в Европе падает, а потребление газа растет, как и его производство. В то же время в России добыча газа падает, потребление падает. Поэтому к моменту исчерпания внутриевропейских ресурсов газа Россия не сможет поставлять недостающую разницу, и цена в Европе начнет подниматься, а потребление — снижаться.



Таким образом, этот сценарий в долгосрочной перспективе приводит к кризису рынка и невозможности удовлетворять потребности промышленности в газе как в Европе, так и в России.

### СЦЕНАРИЙ 2. ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ НИЗКАЯ, ИНВЕСТИЦИИ ВЫСОКИЕ

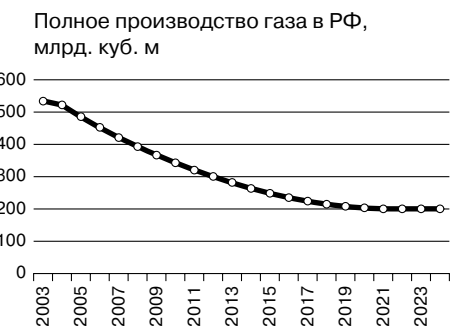
Этот сценарий реализуется, если план либерализации будет выполняться с сильным торможением, спотовые рынки не отменят, но дополняют систему долгосрочных контрактов, а инвесторы все-таки решатся вложиться в российскую газовую отрасль. Вероятность такого сценария мы расцениваем как среднюю. Этот вариант выгоден России, т. к. тогда получается устойчивый рост газовой отрасли при стабильных ценах на газ в Западной Европе (на графике цены практически нет участка снижения). При высоких инвестициях добыча газа в РФ и экспорт его в Западную Европу являются определяющими по сравнению с поставками газа из других регионов.



В целом, однако, такой сценарий выглядит достаточно приемлемо и для Европы, хотя по управляющим параметрам он односторонне удовлетворяет Россию.

### СЦЕНАРИЙ 3. ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ НИЗКАЯ, ИНВЕСТИЦИИ НИЗКИЕ

Такая ситуация сложится, если система долгосрочных контрактов России и Европы будет сохранена, однако инвесторы не воздержатся от массивных вложений в газовую отрасль РФ вследствие высоких финансовых и политических рисков. Вероятность такого исхода близка к средней. Потребление газа в Европе падает, импорт из РФ падает до 40 млрд. куб. м в год из-за резкого снижения добычи газа в РФ, цена на рынке Западной Европы монотонно растет. Относительно небольшой рост цены (по сравнению со сценарием 1) объясняется переключением потребителей на другие источники энергии, т. к. газа становится резко недостаточно. В отличие от сценария 1, где потребление в Западной Европе падает, в данном случае оно стабилизируется на некоторой минимально необходимой величине, но, т. к. цены ниже, чем в случае 1, то в целом потребление более высокое.



#### СЦЕНАРИЙ 4. ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ ВЫСОКАЯ, ИНВЕСТИЦИИ ВЫСОКИЕ

Вероятность такого варианта крайне мала, т. к. инвестирование газовой промышленности в РФ происходит за счет долгосрочных контрактов с WE, в которых для Европы не будет нужды в случае высокой либерализации. Это также иллюстративный вариант. В этом сценарии цена падает значительно, а после исчерпания внутриевропейских резервов слабо растет по сравнению с первоначальным значением. Внутреннее потребление газа растет как в РФ, так и в WE, причем в РФ растет также и добыча газа до значений, предусмотренных в Энергетической Стратегии ЭС-2020.



Этот вариант как в ближайшие годы, так в перспективе наиболее благоприятен для Европы и России. Он может рассматриваться как компромиссный, поскольку устраивает обе стороны.

#### ОСНОВНОЙ ВЫВОД

Наиболее вероятной, хотя и нежелательной, мы считаем реализацию сценария 1, который наступит вследствие активной политики либерализации европейского газового рынка и возникшего вследствие этого дефицита инвестиций в газовую отрасль России. В результате Европа в 2007–2010 гг. столкнется с резким дефицитом газа, что приведет к взрывному росту цен на европейском рынке. Этот вывод находится в противоречии с прогнозами ЕЕО, IEA и других организаций, в которых, однако, добыча газа в Европе предполагается постоянной или слабо снижающейся, а добыча в России — постоянно растущей. Вероятность же такого сценария при осуществлении политики либерализации западноевропейского рынка и имеющихся ресурсов газа в Западной Европе очень мала.

Маловероятным, но наиболее перспективным для совместного развития как России, так и Западной Европы, является сценарий 2, по которому при стабилизации открытости рынка на уровне 2003 г. инвестиции в газовую отрасль РФ увеличиваются до 6–7 млрд. \$ в год. Это приведет к разработке новых месторождений и, как следствие, росту добычи газа в России, а также к увеличению экспортного потенциала РФ.

#### 5.8. Пользовательский режим программы

Программная реализация математической модели прогнозной системы LOGMAFORE была выполнена на языке Fortran. Визуализация результатов расчетов выполнена с помощью Visual Basic-6 с Windows-подобным интерфейсом и допускает редактирование графических изображений средствами Microsoft Excel. Демонстрационная версия позволяет загружать данные по трем основным сценариям, а также изменять в пользовательском режиме загрузочные файлы с информацией о сценариях и сохранять изменения в виде соответствующего сценарного файла. В программе реализована возможность подключения имеющейся в ней Базы Данных к результатам прогнозных расчетов, позволяя тем самым получать ретроспективный прогноз развития рынка.

Входными данными для программы LOGMAFORE являются: степень либерализации (в процентах открытости рынка), инвестиции в РФ, цена в РФ, спрос в Западной Европе, а также блок, состоящий из фондоотдачи, продуктивности и импорта в Западную Европу на интервале 2003–2024 гг. Величины в блоке можно задавать, выбирая один из трех заранее заданных вариантов (сценариев развития). В данной демонстрационной версии параметры блока выбираются одновременно, хотя программа наряду с заданным сценарным сюжетом реализует возможность

независимого набора всех параметров в пользовательском режиме, то есть фактически позволяет конструировать сценарии по желанию пользователя.

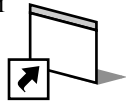
В представленной демоверсии каждую из первых вышеуказанных трех величин можно задавать тремя различными способами: либо выбирая один из трех заранее заданных вариантов (сценариев: высокого, среднего или низкого), либо загружать из заранее сформированных файлов, либо вводить вручную в таблицу, в которой независимо от метода ввода отражаются все вводимые данные. Первые четыре величины в таблице могут редактироваться и сохраняться в файлах с возможностью последующей загрузки, что позволяет пользователю не только формировать наборы сценариев, но и проводить их сравнительный анализ.

Выходными данными в прогнозной системе LOGMAFORE являются: производство, резервы, потребление, спрос (все эти величины определяются как для Западной Европы, так и для РФ), цена и потребительский спрос на газ в Западной Европе на интервале 2003–2024 гг. Эти данные выводятся в виде графиков с необходимой сопроводительной информацией, а также в файлы формата Excel.

В приложении (База Данных) заложена справочная информация о некоторых величинах за предыдущие годы и о вариантах прогноза по некоторым другим моделям, визуализируемая в виде графиков. Имеется возможность построения сводных графиков, объединяющих результаты прогноза LOGMAFORE и данные за предыдущие годы. Быстрый переход между модулем ввода и модулями вывода реализуется с помощью удобной для пользователя системы меню.

Кратко опишем инструкцию для пользователя.

Чтобы начать работу с программой, необходимо после копирования программы на диск С запустить exe-файл с ярлыком



После окончания показа слайда, представляющего прогнозную систему, нажатие клавиши *Esc* переводит пользователя в основное меню.

Вход в окно *“Data Base”* позволяет ознакомиться с использованными в программе данными и некоторыми прогнозами развития газового рынка, выполненными такими авторитетными организациями, как DOE, OME, ЕС. Кнопка *“Menu”* возвращает пользователя на исходную страницу. База Данных в демоверсии — не редактируемая.

Кнопка *“Forecast Model”* переводит пользователя в режим работы непосредственно с прогнозной системой. Последовательность *“File”*—*“Create Data”*, осуществляемая в одно нажатие с последующим перемещением по линии действия, позволяет затем выбрать вариант загрузки прогнозного сценария: 1) либо *“Select”*, после

чего можно последовательно формировать комбинацию сценариев High, Base, Low для каждой из указанных в меню величин (напомним, что часть параметров в демоверсии объединена в один блок, так что сценарий выбирается для них один на всех). При этом в появляющихся столбцах таблицы меню приводятся численные значения параметров, отвечающих выбранному сценарию; 2) либо *“Open”*, после чего пользователь может загрузить один из сценариев, который был им сохранен предварительно.

Кнопка *“View”* в основной строке меню позволяет изменять размеры форм, чтобы они наиболее удобно подходили к параметрам экрана компьютера пользователя.

Кнопка *“Edit”* допускает возможность изменения выбранного набора сценариев, либо редактирования отдельного сценария. В первом случае (выбор другого сценария) надо пройти по стрелке *“Reselect”* и выбрать в открывшемся окне те параметры, для которых желательно выбрать другой сценарий. Во втором случае (редактирование сценария) надо пройти по стрелке *“Change”* и выбрать (по одному) параметры, доступные в демоверсии для редактирования в пользовательском режиме. Соответствующий столбец станет зеленого цвета, и пользователь сможет изменить приведенные в нем величины по своему желанию. Затем повторением тех же действий можно перейти к редактированию сценария для другой величины. После окончания редактирования следует нажать *“Edit”* и затем *“No edit”*. Важное замечание: для начала редактирования какого-нибудь столбца необходимо выбрать полный набор сценариев (т. е. задать все величины, указанные в меню), даже если Вы поняли, что ошиблись и выбрали не тот сценарий для некоторой конкретной величины.

Теперь система готова к выполнению расчетов. Для этого надо нажать кнопку *“Forecast”*. В появившемся окне синего цвета можно просматривать данные, доступные для визуализации, которые содержатся под кнопкой *“File”*. Кнопка *“Charts”* осуществляет переход между собственно прогнозом и ретроспективным прогнозом, т. е. прогнозом вместе с подключением Базы Данных. Кнопка *“Table”* возвращает пользователя в режим работы с таблицей сценариев, а кнопка *“Menu”* — в основное меню (при этом вариант предыдущего расчета, оставшийся на панели экрана компьютера, сохраняется).

Данные для использования средств Microsoft Excel для обработки результатов расчетов содержатся в папке DATA, находящейся в папке PROGNOZ.

Авторы и разработчики данного программного продукта — прогнозной системы LOGMAFORE — надеются, что пользователю будет интересно, удобно и, возможно, практически полезно проанализировать различные сценарии развития газового рынка Западной Европы. С большим вниманием и благодарностью будут приняты все замечания и пожелания, сделанные внимательным и заинтересованным читателем этой книги.

В заключение скажем, что работа над совершенствованием модели продолжится, и в скором времени мы надеемся предоставить вниманию читателей и пользователей прогнозную систему газового рынка, обладающую гораздо более широкими возможностями для анализа не только качественного, как в данной демоверсии, но и количественного, позволяющего учесть некоторые более тонкие эффекты, влияющие на конъюнктуру рынка.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas, Official Journal L204, 21/07/1998.
2. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Постановление Совета Министров СССР от 08.04.1983, №299.
3. Договор к Энергетической Хартии. Секретариат ЭХ, Брюссель, 2002.
4. Global Energy Perspectives./IIASA Summary Report, 1999.
5. РАО "ГАЗПРОМ". Аналитический обзор. Фарко Секьюритиз, 1998.
6. Energy Information Administration/International Energy Annual 2000.
7. Топливная политика в электроэнергетике./Научно-технический сборник. НТС РАО "ЕЭС России". М., 2000.
8. Велихов Е. П. Новые тенденции в ЭС России./Перспективы энергетики, 2002. Т. 6. С. 1.
9. Бушуев В. В., Воропай А. М., Мастепанов А. М., Шафраник Ю. К. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998.
10. Энергетическая политика России на рубеже веков. М.: Папирус ПРО, 2001.
11. Российский статистический ежегодник. М.: Госкомстат, 2001.
12. Топливо-энергетический комплекс./№1, 2002.
13. Безопасность России. М.: МГФ "Знание", 2000.
14. Топливо-энергетический комплекс России./Статистический сборник. Госкомстат РФ. М., 2002.
15. Worldwide Look at Reserves and Production, Oil & Gas Journal, Vol. 99, No 52, 2001.
16. de Vries. Report 481508014, National Institute for Public Health and the Environment, Bilthoven, 2001.
17. Кондратьев К. Я. Глобальные изменения на рубеже тысячелетий./Вестник РАН, 2000. Т. 70. №9.
18. Фаворский О. Н. Энергообеспечение России в ближайшие 20 лет./ Вестник РАН, 2001. Т. 71. №1. С. 788–796.
19. Короновский А. А. О механизмах установления рыночной цены. Известия вузов. Прикладная нелинейная динамика. №4–5, 1996.
20. Алипрантис К., Браун Р., Беркеншо О. Существование и оптимальность конкурентного равновесия. М.: Мир, 1995.
21. Роговский Е. А., Рутковская Е. А., Балашова Е. Е., Нечитайло И. П. Проблемы и методы анализа и прогнозирования формирования и распределения инвестиционных ресурсов. //Экономика и мат. методы. 1989. Т. 25. Вып. 4.
22. Абрютина М. С. Ценообразование в рыночной экономике. М.: "Дело и Сервис", 2002.
23. Austvik O. G. //Energy Policy, Vol. 25, No 16, 1997.
24. International Statistics Database and International Energy Annual 1999, DOE/EIA-0219(99) (Washington, DC, 2001)
25. A. Ellis at al. Structural changes in Europe gas market. Econ-report 43/98, Econ centre for economic analysis, Oslo.
26. Gibson R., Schwartz E. S. (1990). Stochastic Convenience Yield and the Pricing of Oil Contingent Claims.//J. of Finance, XLV (3), P. 959–976.
27. Накиценович Н. и др. Мировые перспективы природного газа. R&C Dynamics, Москва — Ижевск, 2001.
28. Орлов Ю. Н. Энергетика России и перспективы развития ТЭК в XXI веке. ЭЖ "Исследовано в России", №11, 2002.
29. Субботин В. И. Энергоисточники в XXI веке.//Вестник РАН, 2001, Т. 71, №12, С. 1059–1068.
30. Капица С. П. Общая теория роста человечества. М.: Наука, 1999.

## Ссылки на веб-сайты Интернета

Обширная полезная информация содержится также на следующих официальных сайтах компаний и государственных организаций:

- [i1] [www.gazprom.ru/rus/about/numbers.php](http://www.gazprom.ru/rus/about/numbers.php)
- [i2] [www.mineral.ru](http://www.mineral.ru)
- [i3] [www.neftegas.ru](http://www.neftegas.ru)
- [i4] [www.oblstat.tmn.ru](http://www.oblstat.tmn.ru)
- [i5] <http://besta.rbc.ru/gks/>
- [i6] [http://www.derrick.ru/pv/fevral\\_2001\\_04.htm#](http://www.derrick.ru/pv/fevral_2001_04.htm#)
- [i7] [www.ach.gov.ru/resulys/beshmeln/1.shtml](http://www.ach.gov.ru/resulys/beshmeln/1.shtml)
- [i8] [http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo01/nat\\_gas.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo01/nat_gas.html)
- [i9] <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/gas.html>
- [i10] <http://europa.eu.int/comm/>
- [i11] <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/table13.html>
- [i12] [www.eia.doe.gov/emeu/world/countries](http://www.eia.doe.gov/emeu/world/countries)
- [i13] [www.teplogas.com/inter6.htm](http://www.teplogas.com/inter6.htm)
- [i14] <http://www.ogp.org.uk/pubs/326.pdf>
- [i15] [www.camecon.co.uk](http://www.camecon.co.uk)
- [i16] [www.iteragroup.ru](http://www.iteragroup.ru)
- [i17] [www.eurogas.org](http://www.eurogas.org)
- [i18] [www.petrostrategies.org](http://www.petrostrategies.org)
- [i19] <http://iptnts.ipt.ntnu.no>
- [i20] [www.statoil.com](http://www.statoil.com)
- [i21] [www.geocities.com/](http://www.geocities.com/)
- [i22] [www.gii.com](http://www.gii.com)
- [i23] [www.woodmac.com](http://www.woodmac.com)
- [i24] [www.dti.gov.uk](http://www.dti.gov.uk)
- [i25] [www.mgaz.ru/info/](http://www.mgaz.ru/info/)
- [i26] <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/modeldoc/m07299.pdf>
- [i27] [www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/weps](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/weps)
- [i28] [www.enippf.ru/publicat/clauses/319/319.htm](http://www.enippf.ru/publicat/clauses/319/319.htm)
- [i29] [www.gascentre.unece.org/](http://www.gascentre.unece.org/)
- [i30] [www.www.rencap.com](http://www.www.rencap.com)
- [i31] <http://contb.ainf.ru>
- [i32] [www.rzuser.uniheidelberg.de](http://www.rzuser.uniheidelberg.de)
- [i33] [www.platts.com/features/northsea/](http://www.platts.com/features/northsea/)
- [i34] [www.rosugol.ru/ps/arhiv/centr/](http://www.rosugol.ru/ps/arhiv/centr/)
- [i35] [www.emerging-markets.com/](http://www.emerging-markets.com/)
- [i36] [www.pipe-line.com/](http://www.pipe-line.com/)
- [i37] [www.program.forskingsradet.no](http://www.program.forskingsradet.no)
- [i38] [www.jrc.es/iptsreport/vol128/](http://www.jrc.es/iptsreport/vol128/)
- [i39] [www.derrick.ru](http://www.derrick.ru)
- [i40] <http://www2.exxonmobil.com>
- [i41] <http://arch.rivm.nl/image/index.html?models/economy.html>
- [i42] <http://discport2b.law.utah.edu/cdroms/eiacd43d.1/pdf/docs/m05097.pdf>
- [i43] <http://www.worldenergyoutlook.org/weo/Appendix1.pdf>
- [i44] <http://www.DINFORM.ru/newanalit/>
- [i45] <http://www.lukoil.com/>
- [i46] <http://www-cger.nies.go.jp/cger-e/db/ipcc.html>
- [i47] <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/consumption.pdf>
- [i48] [http://www.frisch.uio.no/pdf/arbnot01\\_01.pdf](http://www.frisch.uio.no/pdf/arbnot01_01.pdf)
- [i49] <http://www.energystrategy.ru/>



## Аббревиатуры

IIASA	International Institute for Applied System Analysis
DOE	US Department of Energy
EEA	European Environment Agency
EIA	Energy Information Administration
EU (ЕС)	European Union (Европейское Сообщество)
IEA (МЭА)	International Energy Agency
IEO	EIA, International Energy Outlook
PEL	Petroleum Economics, Ltd., Oil and Energy Outlook
OME	The Observatoire Méditerranéen de l'Énergie
UN	United Nations
ОПЕК (ОПЕК)	организация стран-экспортеров нефти (Ирак, Иран, Кувейт, Саудовская Аравия, Венесуэла)
EFTA	European Free Trade Association
ИНП	Институт народнохозяйственного прогнозирования
ИНЭИ	Институт энергетических исследований
ГУ ИЭС	Государственное Управление “Институт Энергетической Стратегии”
РАН	Российская Академия Наук
ДЭХ	Договор к Энергетической Хартии
ЭС-2020	Энергетическая Стратегия РФ до 2020 г.
НГБ	нефтегазоносный бассейн
ГПА	газоперекачивающий агрегат
НВИЭ	нетрадиционные возобновляемые источники энергии
QBTU	квадриллион британских тепловых единиц
GCV	Gross Calorific Value — 1 ПДж ( $10^{15}$ Дж)

## Конвертор энергетических единиц

Единицы	ГДж	Гкал	кВт-ч	тнэ	т у. т.	млрд. куб. м	tcf	QBtu
ГДж	1	0,24	277,77	0,024	0,034	$0,25 \cdot 10^{-7}$	$0,9 \cdot 10^{-9}$	$0,9 \cdot 10^{-9}$
Гкал	4,18	1	1163	0,1	0,14	$10^{-7}$	$0,38 \cdot 10^{-8}$	$0,38 \cdot 10^{-8}$
кВт-ч	$0,36 \cdot 10^{-2}$	$0,86 \cdot 10^{-3}$	1	$0,86 \cdot 10^{-4}$	$0,12 \cdot 10^{-3}$	$0,9 \cdot 10^{-10}$	$0,3 \cdot 10^{-11}$	$0,3 \cdot 10^{-11}$
тнэ	41,86	10	11 630	1	1,42	$10^{-6}$	$0,38 \cdot 10^{-7}$	$0,39 \cdot 10^{-7}$
т у. т.	29,33	7	8147	0,7	1	$0,7 \cdot 10^{-6}$	$0,2 \cdot 10^{-7}$	$0,2 \cdot 10^{-7}$
млрд. куб. м	$0,38 \cdot 10^8$	$0,9 \cdot 10^7$	$10^{10}$	$0,9 \cdot 10^6$	$10^6$	1	0,035	0,035
tcf	$10^9$	$0,2 \cdot 10^9$	$0,3 \cdot 10^{12}$	$0,2 \cdot 10^8$	$0,3 \cdot 10^8$	28,23	1	1
QBtu	$10^9$	$0,2 \cdot 10^9$	$0,3 \cdot 10^{12}$	$0,2 \cdot 10^8$	$0,3 \cdot 10^8$	28,23	1	1

### ОБОЗНАЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЕДИНИЦ В КОНВЕРТОРЕ

ГДж	гигаджоуль, $10^9$ Дж
Гкал	гигакалория, $10^9$ кал
кВт-ч	киловатт-час
тнэ	тонна нефтяного эквивалента
т у. т.	тонна условного топлива
млрд. куб. м	миллиард ( $10^9$ ) кубических метров газа
tcf	триллион ( $10^{12}$ ) кубических футов газа
QBtu	квадриллион ( $10^{15}$ ) британских тепловых единиц

**ГЛАГОЛЕВ АНДРЕЙ ИГОРЕВИЧ**

Родился в 1953 г. в Москве. Учился на экономических факультетах Московского государственного института международных отношений и Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова, окончил аспирантуру МГУ. Кандидат экономических наук (1978 г.).

До 1996 г. преподавал в вузах, работал в московских научно-исследовательских институтах экономического профиля. Имеет около 70 публикаций по проблемам экономической теории, международных экономических отношений, истории экономической мысли. Имеет одну монографию (1991 г.).

В 1993–1995 гг. выполнял функции помощника Председателя Комитета по экономической политике Государственной думы России С. Ю. Глазьева, подготовил ряд законопроектов по взаимоотношениям государства и церкви в России. Опубликовал около 20 богословско-экономических статей по связям экономики и религии.

В 1996–2000 гг. трудился в нефтяной компании “ЮКОС” в должности начальника отдела (сектора) развития бизнеса, занимаясь маркетингом и бизнес-планированием сбыта нефтепродуктов. Разработал свою методику бизнес-планирования строительства автозаправочных станций, создавал региональную сеть нефтяного торгового дома “ЮКОС-М”. Полтора года работал с акциями российских компаний через систему интернет-трейдинга на Фондовой секции ММВБ.

В 2002 г. работал в Институте энергодиалога “Восток–Запад” (EWEDI) в должности начальника отдела газовых проектов, вел крупный международный газо-энергетический проект. С начала 2003 г. является начальником отдела проблем устойчивости энергетических и финансовых рынков к проявлениям терроризма.

**ДЕМИН СЕРГЕЙ СЕРГЕЕВИЧ**

Родился в 1964 г. в Московской области. Учился на экономическом факультете МАИ, в Юридической академии, в специальных высших учебных заведениях России.

Длительное время работал в правоохранительных органах, курировал вопросы экономической безопасности, налогообложения и финансов.

В настоящий момент работает генеральным директором Института энергодиалога “Восток–Запад”, занимающегося проблематикой глобального партнерства России и Запада, нераспространения ядерного оружия, а также развития энергодиалога России и Евросоюза.

Является специалистом в области юриспруденции, менеджмента, бюджетирования и управленческого учета, а также антикризисного управления, в том числе предприятий топливно-энергетического комплекса России. Занимается разработкой экономических моделей управления предприятиями в условиях кризиса. Имеет ряд публикаций по экономической проблематике.

**ОРЛОВ ЮРИЙ НИКОЛАЕВИЧ**

Родился в 1964 г. в Москве. Учился в Московском физико-техническом институте, который окончил в 1987 г. по специальности “радиоэлектронные устройства”. Получил ученую степень кандидата физико-математических наук по специальности “математическая физика” в Институте прикладной математики им. М. В. Келдыша РАН в 1993 г.

В настоящий момент работает в должности заведующего сектором отдела кинетических уравнений Института прикладной математики им. М. В. Келдыша РАН. Преподает в Московском физико-техническом институте, имеет звание доцента.

Специалист в области классических и квантовых кинетических уравнений, ядерной физики, энергетики. Разрабатывает методы математического моделирования и физико-технического анализа энергетических систем, является членом Совета по физико-техническому анализу энергетических систем при Российской академии наук и Министерстве атомной промышленности России.

Автор более 40 научных публикаций в отечественных и зарубежных научных журналах. Имеет в соавторстве 3 изобретения, подтвержденные патентами РФ.

**ИНСТИТУТ ПРИКЛАДНОЙ МАТЕМАТИКИ ИМ. М. В. КЕЛДЫША  
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК (ИПМ РАН)**

Институт прикладной математики им. М. В. Келдыша (ИПМ РАН) был образован в 1953 году для решения сложных математических проблем, связанных с государственными программами исследования космического пространства, развития атомной и термоядерной энергетики, на основе создания и широкого использования вычислительной техники и программного обеспечения. Его организатором и директором (1953–1978 гг.) был президент Академии наук СССР Мстислав Всеволодович Келдыш.

С первых же лет деятельность института, ориентированная на решение крупных прикладных задач, базируется на фундаментальных научных исследованиях в области математики, механики, кибернетики, информатики, которые ведутся его сотрудниками. В ИПМ работают 4 академика, 5 членов-корреспондентов РАН, 74 доктора и 224 кандидата наук. Среди них 14 лауреатов Ленинской премии, 30 лауреатов Государственной премии. В настоящее время институт возглавляет член-корреспондент РАН Ю. П. Попов.

За прошедшие годы в ИПМ были проведены расчеты уникальных по сложности и объему задач газодинамики взрыва, защиты от проникающих излучений, сверхзвукового обтекания летательных аппаратов, детальный нейтронно-физический расчет ядерного реактора. Организованный в ИПМ Баллистический центр, начиная с запуска первого ИСЗ, успешно решает проблемы баллистико-навигационного обеспечения полетов пилотируемых кораблей, долговременных орбитальных станций “Салют” и “Мир”, многоразовой космической системы “Энергия-Буран”, автоматических аппаратов научного назначения “Луна”, “Венера”, “Марс” и многих других, а также участвует в разработке и реализации международных космических проектов.

ИПМ является родоначальником использования электронно-вычислительной техники в Советском Союзе. В нем была установлена первая серийная отечественная ЭВМ и организовано первое в стране структурное подразделение, выполнившее пионерские работы по созданию программного обеспечения. В настоящее время в ИПМ РАН ведутся работы по совершенствованию архитектуры супер-ЭВМ, новым технологиям и параллельным языкам программирования, программному обеспечению сетей ЭВМ, изобразительной и интерактивной машинной графике, метакомпьютерингу и другим направлениям развития вычислительной техники.

В отделе кинетических уравнений ИПМ РАН (отдел №7) ведутся исследования как в традиционном для отдела направлении — по математическому моделированию динамических систем, переноса излучения в природных средах, радиационных полей, возникающих при использовании ядерных технологий, физических процессов в ядерно-энергетических установках, так и в новых областях, сравнительно недавно вошедших в круг интересов отдела в силу своей растущей актуальности: моделирование промышленных аварий и иных чрезвычайных ситуаций, прогнозирование демографических процессов, а также оптимизация и физико-технический анализ энергетических систем.

**Адрес института: 125047, Москва, Миусская пл., д. 4**  
**Тел.: 978-1314, факс: 972-0737, e-mail: info@keldysh.ru**  
**Web-site: <http://www.keldysh.ru/index.shtml>**

## About the book

The monograph “Long-term Gas Market Forecasting: The Practice of Scenario Programming” is part of the project “Building a Model for Long-term Gas Market Forecasting”, which, in turn, is a part of the East–West Energy Dialogue Institute (EWEDI) scientific programme for 2002–2003. The project is being delivered in conjunction with the Keldysh Institute for Applied Mathematics Russian Academy of Sciences.

The authors are: A. I. Glagolev (project leader, initiator), S. S. Demin (legal, economic aspects), Yu. N. Orlov (mathematic modelling) and V. M. Suslin (programme implementation of the model’s demonstration version).

The main purpose of the book is to describe the methodology and the main structural elements of a unique computer programme for the long-term forecasting of gas markets (Long-term Gas Markets Forecast, or LOGMAFORE). The programme is presented currently in the form of a demonstration version, which covers primarily the gas markets of Russia and Europe, however other regions may be incorporated. Senior officials at the RF Ministry of Energy and the Ministry’s Department for the Gas Industry and Gasification praised the demonstration version of LOGMAFORE at its presentation in February–March 2003.

The key aspects of the programme, which distinguish it from all other forecasting models, are as follows:

1) For the first time in the practice of creating forecasting models, the liberalization of the external market and the level of investment in the gas industry by the main exporter have been selected as the controlling parameters, with which the market price of the commodity is connected.

2) Also for the first time in long-term forecasting, the problem of the dynamics of the age structure of fixed assets was solved by precise mathematical formulas: the modernization of the structure of fixed assets is directly associated with the level of investments.

3) The work considers the correlation between changes in demand for gas and the phasing out of nuclear power plant capacity in Western Europe, in other words the programme has a distinct ecological aspect.

4) The forecast of demand and supply for gas is based on the results of macroeconomic projection on a yearly basis, and is not presented as an external controlling parameter. This distinguishes the programme greatly from the numerous existing simplified trend models.

5) The forecast makes use of averaged indicators for regions, which characterize the gas industry as a whole (annual extraction, return on investment in geological exploration and in fixed assets, transportation losses and other elements). The forecast horizon is 20 years (to 2023/2024).

The programme currently covers Russia and Western Europe. By Western Europe, we mean 19 countries, namely the 15 countries of the European Union, which are Belgium, Denmark, Germany, Greece, Spain, France, Ireland, Italy, Luxembourg, Netherlands, Portugal, Britain, Austria, Finland and Sweden; and the four countries of the European Free Trade Area (EFTA), which are Iceland, Liechtenstein, Norway and Switzerland. Western Europe thus categorized almost coincides with the European Economic Area (EEA), the agreement on which was ratified by the 15 EU members and three of the EFTA members (except Switzerland) and entered into effect on January 1, 1994.

The book contains a great deal of reference material for analyzing both the accuracy of the input data (dynamics of the resource-base, level of extraction, etc.) and the methodology for creating long-term forecasts made by various organizations.

For ease of reading, the material has been divided and subdivided into chapters and paragraphs. The charts and tables are numbered for cross-referential purposes within the chapters. The formulas in each paragraph are numbered separately. For cross-references to formulas from another chapter, divisions and subdivisions are used, the first of the three numbers being the number of a chapter.

A list of works is included as an appendix. References to Web-sites are given separately. There follows a short description of the contents, by chapter and paragraph.

**CHAPTER I** is the introduction, which enables the non-specialist to get a feel for both the specific nature of the problems associated with the development of the gas industry and to become acquainted with the terminology used in this sphere.

**PARAGRAPH 1** contains a short history of the gas industry, including the Russian gas industry; a description of the main trends in the development of global energy, which demonstrate the increasing role of gas as the most ecological source of energy among hydro-carbon fuels; and a discussion of the scenario approach to forecasting growth in energy consumption, including the use of gas.

**PARAGRAPH 2** formulates the problem that the authors of the book are addressing. It emphasizes the need for an instrument (i. e. a forecasting system) able to model the gas market in conditions of liberalization, since economic relations between market entities have a major impact on the state and development of the gas market as a whole, and those relations are reciprocal. The paragraph formulates the methodology of the forecast system and the main factors used by the authors as existing external conditions that determine the logic of the model.

**PARAGRAPH 3** describes the forecasting system, its strengths and weaknesses, and ways to elaborate and adjust the model. The paragraph also summarizes the main results of modelling the development of the European gas market according to this particular model. Central to the paragraph is a study of how gas production in Russia depends on the rate at which the gas market is liberalized in Western Europe. The creation of an instrument for the scenario analysis of this dependence is the work's main result.

**PARAGRAPH 4** contains the main concepts and terms used in the book, for example what natural gas is, and how the inherent energy or gross heating value of natural gas is defined, how gas resources are classified, what is meant by gas production, or how gas prices are classified.

**CHAPTER II** describes the state of the Russian gas industry.

**PARAGRAPH 1** contains a detailed description of the Russian gas industry's resource-base, the distribution of gas resources by region, a list of the main gas fields and the extent of their depletion, and other reference material.

**PARAGRAPH 2** contains data on gas extraction in Russia as a whole and in individual regions. Much consideration is given to OAO Gazprom, Russia's gas monopoly. The paragraph illustrates the increasing contribution to overall production by independent gas companies. It also addresses the importance of viable gas fields in the gas industry's development in the near future.

**PARAGRAPH 3** describes the state of the Russian gas transportation system: the full extent of trunk gas pipelines, the average transportation distance, the degree of wear and the age-structure of the system, the capacity of pipelines and other essential information.

**PARAGRAPH 4** contains data on the consumption of gas in Russia as a whole and in different sectors of the economy. An analysis of the dynamics of gas consumption in the electrical power industry is of key significance as in Russia the proportion of gas used in this sector is extremely high.

**PARAGRAPHS 5 AND 6** analyze the dynamics of the export and import of gas, the distribution of Russian gas exports according to importing countries (predominantly in Western Europe) and of Russian gas imports according to exporting countries (Central Asia).

**PARAGRAPHS 7 AND 8** contain economic data on the dynamics of gas prices on the Russian market, export prices and investments in geological exploration and gas production, the latter being particularly important for the sector's development. Comparing the dynamics of investments with changes in the resource-base facilitates the analysis of the effectiveness of investments in geological exploration, while measuring the changes in gas production with account taken of fixed-asset wear facilitates the analysis of the effectiveness of investments in the development of the sector.

**CHAPTER III** is similar in construction to Chapter II. It describes the state of the gas sector in Western Europe as a whole and in the main exporting countries (except Russia).

**PARAGRAPHS 1 AND 2** describe the resource-base and dynamics of production in the countries of Western Europe and in those countries of North Africa and the Middle East which are the main gas-suppliers to Europe.

**PARAGRAPH 3** illustrates the gas transportation scheme, which connects the Arctic with the continent, and contains key indicators for gas pipelines, including the cost of building and transporting gas.

**PARAGRAPH 4** contains data on the consumption of gas in Western Europe as a whole and in individual sectors of the economy.

**PARAGRAPH 5** analyzes the dynamics of Western European gas imports from the main producers (Algeria, Libya) and assesses the export potential of these countries, including the Central Asia region.

**PARAGRAPH 6** provides data on wholesale gas prices on the Western European market, based on average prices for individual countries, figures for which are also quoted. The chapter illustrates the dynamics of gas prices in the industrial and private consumption sectors.

**PARAGRAPH 7** is devoted to an analysis of the effect the liberalization of the Western European gas market has on the dynamics of average wholesale gas prices. In order to build an adequate economic model, numerical values of elasticity coefficients are needed, and, during the process of the market's development, these cannot be established with sufficient accuracy. Therefore, we have used as the first approximation known data on the dynamics of prices for gas in Britain after liberalization began in 1996. In addition, the paragraph contains data on the structure of the market in the countries of Western Europe, on the share of the privatized sector and on the share of the state monopoly.

**CHAPTER IV** is an analysis of various forecasts for the development of energy in the world, and in Russia and Western Europe in particular, including an analysis of forecasts for the development of the gas sector.

**PARAGRAPH 1** describes the methodology for creating forecasting scenarios, and indicates the strengths and weaknesses of the methods used.

**PARAGRAPH 2** compares various forecasts made by various organizations simultaneously, and by one organization for a number of years thereafter, of the global consumption of energy, in particular natural gas. The analysis demonstrates the limitations of forecasting systems based on development trend scenarios in several control parameters, as the consistency of the suggested trends should be dealt with outside the forecasting system itself.

**PARAGRAPH 3** contains forecasts for the development of energy and the gas sector in Russia made by the DOE, Russian Institute of Economic Forecasting and the Energy Research Institute (both — Russian Academy of Science). These organizations are the best-qualified to make forecasts as their data can rightly be regarded as starting points in any new models. At the same time, considerable discrepancies in the results of these forecasts show that available methods of forecasting are still far from perfect, and it is necessary to create forecasting systems which provide a more adequate illustration of the connection between the material (i. e. resource) base and the economic structure of the market.

**PARAGRAPH 4** surveys forecasts by the DOE, EEA, OME and by selected gas producing companies for the development of energy and the gas sector in Western Europe.

**PARAGRAPH 5** is a comparative analysis of the main features of above cited models, its merits and shortages.

**CHAPTER V** details the main units of the LOGMAFORE system, devised by the authors, and the economic-mathematical model of the dynamics of the gas market in Russia and Western Europe.

**PARAGRAPH 1** contains an overview of the LOGMAFORE system, the objective function of the modelling, the forecasting methodology and the system's control parameters.

**PARAGRAPH 2** concerns the actual mathematical model of the system's first unit — material-balance equations and equations for the age-structure of production capacity are formulated.

**PARAGRAPH 3** describes the methodology for forecasting demand for gas and the rate of gas consumption growth. The forecast for Western Europe takes into consideration developments in alternative energy and the decrease of energy-intensity of GDP. And importantly, the model is ecologically oriented as it gives proper weigh to the dynamics of the decommissioning of nuclear power plant capacity in a number of Western European countries. The paragraph also includes the main principles of forecasting the consumption of gas in the Russian Federation.

**PARAGRAPH 4** formulates the main equations for modelling the dynamics of the average yearly wholesale price of gas on the Western European market. The equations are a

modification of the deterministic approach, which is used to describe the non-liberalized segment of the market (the Gibson–Schwartz model), and the stochastic model, which is used for the liberalized segment of the market. The factor of liberalization is clearly an element of the model as it forms the freely competitive market. The price unit, which is also connected with the formation of demand via elasticity coefficients, closes the material-balance equations, which reflect those profits that go into the development of the sector.

**THE LAST THREE PARAGRAPHS OF CHAPTER V** contain the results of numerical modelling for several scenarios for the development of the gas market in Western Europe.

**PARAGRAPH 5** sets down the scenarios themselves — high, medium and low. It determines the numerical values of the main indicators used in the model when making calculations.

**PARAGRAPH 6** sets down specific values for the model’s parameters. The values are obtained by analyzing the data illustrated in Chapters II and III about the state of the gas industry in Russia and Western Europe. They are the effectiveness of capital expenditures, the growth rate of the cost of extraction, the schedule for decommissioning nuclear capacity and a number of other indicators.

**PARAGRAPH 7** contains the results of numerical modelling for the scenarios mentioned in Paragraph 1 of Chapter V. These scenarios demonstrate the impact of liberalization — high, moderate or low — on investment in the Russian gas industry and, consequently, on the dynamics of extraction and change in Russia’s export potential. This in turn affects prices on the gas market of Western Europe.

**PARAGRAPH 8** describes the main functions of LOGMAFORE during its use, gives several advices to a User who starts to implement the Programme.

The main conclusion to be drawn from the analysis undertaken is as follows. As the result of the liberalization of the Western European gas market, the possibility of which is perceived to be very high, the volume of gas that will be sold on the spot market increases and the volume of gas that will be sold under long-term contracts decreases. The price of gas is reduced and, consequently, investments in the Russian gas industry fall. Ultimately, Europe will in 2007–2010 encounter a severe shortage of gas, which will cause gas prices to soar on the European market. This conclusion does not concur with forecasts made by the EEO, IEA and other organizations, although in those forecasts, gas production in Europe will be flat or will fall slightly, while growth in gas production in Russia is sustained. The probability of this scenario in the context of the policy of liberalizing the Western European market and available gas resources in Western Europe is very small.

According to programme calculations, the most viable scenario for the combined development both of Russia and of Western Europe is that by which the market stays as

liberal as it is in 2003 and investments in the Russian gas industry increase by US\$6-7 billion annually. This will result in new gas fields coming on-stream, growth in the production of gas and growth in Russia’s export potential.

The authors hope that the relevance of the subject at hand and the precise mathematical formulae used will encourage interest in further studies, both by state and research organizations and by companies operating on the gas market.

## About us

### **ANDREI IGOREVICH GLAGOLEV**

Born in Moscow, 1953. Studied in the economics faculties of the Moscow State Institute of International Relations and the Moscow State University, where he completed a post-graduate course. Candidate of Economic Sciences (PhD, econ., 1978).

Until 1996, Glagolev delivered courses of lectures in Moscow higher educational institutions, than pursued economic research in Moscow scientific research institutes. He has more than 70 publications on economic theory and the history of economic thought. Published one monograph (1991).

In 1993–1995, Glagolev was assistant to S. Yu. Glazyev, Chairman of Russian State Duma’s Economic Policy Committee. He elaborated several drafts of federal laws on relations between the State and the Church in Russia, published around 20 theological articles on relations between economics and religion.

In 1996–2000, Glagolev was business development manager at the YUKOS oil company, where he was responsible for marketing and business planning for the distribution and sale of oil products in Russian market. He devised a method for business-planning the construction of gas-oil stations, and created a regional network of the YUKOS-M Trading House. Worked for 18 months with Russian “blue chips” stocks via the Internet Trading system on the stocks section of the Moscow Interbank Currency Exchange.

Since summer of 2002 he has been working at the East–West Energy Dialogue Institute as Head of Gas Projects Division, and was in charge of a major international gas-energy project. Since the start of 2003, Glagolev has been the Head of the Division of stabilization of energy and financial markets under the risk of terrorism.

### **SERGEI SERGEYEVICH DEMIN**

Born in the Moscow region in 1964. Studied at the economics faculty of the Moscow Aviation Institute, the Legal Academy and at special higher educational institutes in Russia.

Worked for a lengthy period in law enforcement authorities where he was responsible for economic security, taxation and finance.

Currently Director General of the East–West Energy Dialogue Institute, which is concerned with the Global Partnership between Russia and the West, the non-proliferation of nuclear weapons and the development of energy dialogue between Russia and the European Union.

Demin is a specialist in jurisprudence, management, investment, budgeting and accounts and crisis management, including in the Russian fuel and energy sector. Devises economic models for the crisis management of enterprises. Has published numerous works on economics.

#### **YURI NIKOLAYEVICH ORLOV**

Born in Moscow, 1964. He studied at the Moscow Physics and Technical Institute, which he graduated from in 1987 in radio-electronics. Candidate of Physics and Mathematical Sciences. Specialized in mathematical physics at the Keldysh Institute for Applied Mathematics Russian Academy of Sciences in 1993.

Currently he is the head of the sector at the Keldysh Institute's Department for Kinetic Equations. Teaches at the Moscow Physics and Technical Institute as a senior lecturer.

Orlov is a specialist in the field of classical and quantum kinetic equations, nuclear physics and energy. Devises methods for the mathematical analysis of energy systems. He is member of the Council for the analysis physical and technical analysis of energy systems under the Russian Academy of Sciences and the Russian Ministry of Atomic Energy.

The author of more than 40 scientific publications in Russian and foreign scientific journals. He is co-author of three inventions patented in the Russian Federation.

#### **M. V. KELDYSH INSTITUTE OF APPLIED MATHEMATICS OF RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES**

Russian Academy of Sciences' M. V. Keldysh Institute of Applied Mathematics was established in 1953 to address complex mathematical problems related to space research programmes and the development of nuclear and thermonuclear energy by creating and promoting the use of computer technology and software. M. V. Keldysh, President of the USSR Academy of Sciences, was the Institute's organizer and first director from 1953 to 1978.

From the very beginning, the Institute was concerned with major applied problems and fundamental scientific research in areas like mathematics, mechanics, cybernetics and information technology. The Institute has four academicians, five corresponding members of the Russian Academy of Sciences, 74 doctors and 224 candidates of sciences. They include 14 Lenin Prize winners and 30 State Prize winners. Yu. P. Popov, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, currently heads the Institute.

In the last few years, the Institute has conducted uniquely complex and extensive analyses of explosion gas dynamics, defence against penetrating radiation and the supersonic

flow of aircraft, and a detailed neutron physics analysis of the nuclear reactor. The Institute's Ballistics Centre has, since the first satellite was launched, successfully dealt with problems related to ballistic navigational support for manned space flights, the Salyut and Mir orbital space stations, the Buran space shuttle, the Luna, Venera and Mars (Moon, Venus, Mars) and other spacecraft, and has been involved in international space projects.

The Institute was an initiator of the use of electronic computing technology in the USSR. It hosted the USSR's first serial computer and pioneered software design. The Institute is currently elaborating the architecture of a super-computer, new technologies and parallel programming languages, computer network software, interactive machine graphics, meta-computing and other aspects of the development of computer technology.

The Institute's Department for Kinetic Equations (Department No. 7) is researching the mathematical modeling of dynamic systems, the transfer of radiation in natural habitats, radiation fields arising from the use of nuclear technologies, physical processes in nuclear power installations, industrial accidents and other emergency situations, demographic processes and the optimization of energy systems.

**The Institute's address: 125047 Moscow, Miuskaya pl., 4.  
Tel: 7 095 978 13 14, fax: 7 095 972 07 37, e-mail: info@keldysh.ru  
Web-site: <http://www.keldysh.ru/index.shtml>**

**Андрей Игоревич Глаголев**  
**Сергей Сергеевич Демин**  
**Юрий Николаевич Орлов**

**Долгосрочное прогнозирование газового рынка:  
опыт сценарного программирования**

Макет и верстка *М. Р. Габасова*  
Выпускающий редактор *Н. Ю. Мяжкова*  
Корректор *Л. В. Герасимова*

Формат 70х84/16. Бумага офсетная. Гарнитура NewtonС. Печать офсетная. Тираж 500 экз.

Институт энергодиалога “Восток–Запад”. 107045, Москва, Последний переулок, 18. Тел.: (095) 781 1004.  
Макет и верстка — студия “Гриффель”. 107150, Москва, ул. Ивanteeвская, д. 4, корп. 1. Тел.: (095) 207 1343.  
Печать — типография “Полимаг”. 127247, Москва, Дмитровское шоссе, 107.