



АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России



2015
Москва

Институт энергетических исследований
Российской академии наук

Аналитический центр
при Правительстве Российской Федерации

The Energy Research Institute
of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS)

The Analytical Center
for the Government of the Russian Federation (ACRF)

World energy markets evolution and its consequences for Russia

Chief Editors
A.A. Makarov, L.M. Grigoryev and
T.A. Mitrova

The Energy Research Institute of the
Russian Academy of Sciences (ERI RAS)

The Analytical Center for the Government
of the Russian Federation (ACRF)

MOSCOW 2015

Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России

Под редакцией
А.А. Макарова, Л.М. Григорьева и
Т.А. Митровой

Институт энергетических исследований
Российской академии наук

Аналитический центр при
Правительстве Российской Федерации

МОСКВА 2015

УДК 620.9:327

ББК 31.15:65

Э11

Авторский коллектив:

Н.А. Архипов, Е.В. Буряк, А.А. Галкина, Ю.В. Галкин, В.И. Гимади, Л.М. Григорьев,
Д.А. Грушевенко, Е.В. Грушевенко, А.С. Иващенко, Н.О. Капустин, Е.О. Козина,
В.А. Кулагин, А.А. Курдин, А.А. Макаров, И.А. Макаров, С.И. Мельникова,
Т.А. Митрова, И.Н. Овчинникова, Е.Д. Осипова, И.С. Поминова, С.Н. Сорокин,
В.К. Струкова, Д.Д. Яковлева

Рецензенты:

В.Е. Фортков – академик РАН, Президент РАН.

А.Д. Некипелов – академик РАН, директор МШЭ МГУ им. М.В.Ломоносова

Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред.
А.А.Макарова, Л.М.Григорьевой, Т.А.Митровой. – М. ИНЭИ РАН-АЦ при Правительстве
РФ, 2015. – 400 с. – ISBN 978-5-91438-019-6.

В монографии представлено научное обоснование и методологические основы исследования и прогнозирования развития мировой энергетики и эволюции энергетических рынков в сочетании с системной оценкой их влияния на экономику и топливно-энергетический комплекс Российской Федерации.

Россия является одним из крупнейших участников международной торговли энергоресурсами и достаточно сильно зависит от доходности их экспорта, поэтому неоднозначные процессы, происходящие на мировых энергетических рынках, чрезвычайно важны для страны. В монографии представлен анализ глобальных тенденций развития мировой энергетики и организации рынков и изложена отечественная методология исследования перспектив развития мировой экономики и энергетики с описанием используемого для этого системного инструментария. На этой методической базе выполнены долгосрочные сценарные прогнозы развития мировых энергетических рынков: базовый прогноз, преимущественно на основе уже освоенных энергетических технологий и при сохранении действующих энергетических политик государств, а также альтернативные сценарии, демонстрирующие реакцию рынков на технологические прорывы и на изменение поведения основных игроков. Выполнена также оценка влияния трансформаций мировых энергетических рынков на экономику России.

Книга адресована представителям науки, бизнеса, государственным деятелям, занимающимся проблемами развития энергетики и экономики, может использоваться в образовательных целях.

ISBN 978-5-91438-019-6

© Институт энергетических исследований РАН, 2015

© Аналитический Центр при Правительстве РФ, 2015

Авторы разделов:

Н.А. Архипов	инженер-исследователь ИНЭИ РАН (разделы 3.6, 5.1, 5.2)
Е.В. Буряк	советник управления по экономике отраслей ТЭК, АНО «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации» (раздел 3.6)
Ю.В. Галкин	ст. инженер ИНЭИ РАН, эксперт Института энергетики НИУ ВШЭ (раздел 2.3)
А.А. Галкина	научный сотрудник ИНЭИ РАН (разделы 2.1, 2.2, 3.1, 3.2, 3.6, 3.8, 4.1, 4.2, 4.3, 4.6, 5.1, 5.2, 6.1)
В.И. Гимади	начальник управления по экономике отраслей ТЭК, АНО «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации» (раздел 3.6)
Л.М. Григорьев	к.э.н., главный советник руководителя АНО «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации» (разделы 2.2, 3.1, 3.4, 5.2)
Д.А. Грушевенко	научный сотрудник ИНЭИ РАН, ведущий эксперт Института энергетики НИУ ВШЭ, ст. преподаватель РГУ Нефти и газа имени И.М. Губкина (разделы 1.2, 2.2, 3.3, 3.4, 4.1, 4.2, 4.4, 4.5, 5.1, 6.1)
Е.В. Грушевенко	научный сотрудник ИНЭИ РАН, ст. преподаватель РГУ Нефти и газа имени И.М. Губкина (разделы 1.2, 2.2, 3.4, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 5.1, 6.1)
А.С. Иващенко	независимый эксперт по макроэкономике (разделы 2.2, 3.1)
Н.О. Капустин	инженер-исследователь ИНЭИ РАН (разделы 2.3, 3.4)
Е.О. Козина	научный сотрудник ИНЭИ РАН, научный сотрудник Института энергетики НИУ ВШЭ (раздел 3.6)
В.А. Кулагин	начальник Центра изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН, зам. заведующего Центра изучения мировых энергетических рынков Института энергетики НИУ ВШЭ (разделы 3.2, 3.3, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 5.2)
А.А. Курдин	к.э.н., начальник управления по стратегическим исследованиям в энергетике, АНО «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации» (разделы 3.4, 5.2)
А.А. Макаров	академик, советник РАН (разделы 1.2, 2.2, 6.1, 6.2)
И.А. Макаров	к.э.н., доцент департамента мировой экономики, академический руководитель образовательной программы бакалавриата «Мировая экономика» НИУ ВШЭ (раздел 3.8)
С.И. Мельникова	научный сотрудник ИНЭИ РАН, научный сотрудник Института энергетики НИУ ВШЭ (разделы 3.1, 4.1, 4.2)

Т.А. Митрова	к.э.н., зав. отдела ИНЭИ РАН (разделы 1.1, 1.2, 2.1, 3.1, 6.1, 6.2)
И.Н. Овчинникова	старший инженер ИНЭИ РАН, эксперт Института энергетики НИУ ВШЭ (3.1)
Е.Д. Осипова	инженер-исследователь ИНЭИ РАН (раздел 3.6)
И.С. Поминова	к.э.н., зам. начальника управления по стратегическим исследованиям в энергетике, АНО «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации» (раздел 3.1)
С.Н. Сорокин	мл. научный сотрудник ИНЭИ РАН (разделы 3.3, 3.6, 4.1, 4.2)
В.К. Струкова	мл. научный сотрудник ИНЭИ РАН (разделы 3.6, 4.7)
Д.Д. Яковлева	эксперт Института энергетики НИУ ВШЭ (раздел 4.7)

При написании монографии были использованы результаты исследования «Разработка методологии и инструментария прогнозирования спроса на нефть и отдельные нефтепродукты в России и на ключевых экспортных рынках», проводимого при поддержке Российского научного фонда (номер проекта 14-19-01459). Результаты исследования были использованы при подготовке разделов:

- Методология исследования. Методология долгосрочного развития энергетики. Сводный блок (автор раздела – Галкина А.А.);
- Базовый прогноз мировых энергетических рынков. Рынок жидких топлив в базовом сценарии. Спрос на жидкие топлива (авторы раздела – Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В.);
- Сценарный анализ реакции рынков на технологические прорывы. Перспективные электромобили. (авторы раздела – Галкина А.А., Грушевенко Е.В.)

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	11
Введение.....	14
Часть 1. Тенденции развития производственной структуры и организации энергетических рынков	17
1.1 Долгосрочные тенденции и этапы развития мировой энергетики	17
Основные тенденции и факторы, определяющие развитие антропогенной энергетики	17
1.2 Эволюция мировых энергетических рынков.....	27
Эволюция рынков нефти	27
Эволюция рынков газа	39
Часть 2. Методология исследования	59
2.1 Обзор методов прогнозирования	59
2.2 Методология долгосрочного прогнозирования экономики.....	63
Концепция ловушек среднего уровня благосостояния.....	66
2.3 Методология долгосрочного прогнозирования развития энергетики	71
Методология системного анализа процессов развития энергетики	71
Структура и алгоритм работы информационно-модельного комплекса	76
Сводный блок	80
Мировая модель рынков жидкого топлива.....	93
Мировая модель рынков газа	105
Мировая модель рынков угля.....	117
Часть 3. Базовый прогноз мировых энергетических рынков	119
3.1 Предпосылки базового прогноза мировых энергетических рынков.....	119
Роль и состав базовых предпосылок в энергетических прогнозах.....	119
Технологии.....	121
Демография: долгосрочный прогноз динамики и структуры населения мира и России	122
Экономический рост: долгосрочный макроэкономический прогноз.....	125
Энергетическая политика государств и изменения в регулировании энергетического сектора	151
3.2 Изменение трендов в потреблении первичной энергии в базовом сценарии	162
3.3 Возможности производства основных видов топлива в базовом сценарии.....	177

3.4 Рынок жидких топлив в базовом сценарии	184
Спрос на жидкие топлива	184
Предложение жидких видов топлива	196
Нефтепереработка	201
Международная торговля нефтью	202
Цены нефти	204
Положение основных участников рынка	227
3.5 Рынок природного газа в базовом сценарии	239
Спрос на газ.....	239
Предложение газа	245
Международная торговля	250
Цены на природный газ и системы ценообразования.....	255
Положение основных участников рынка	258
3.6 Перспективы развития рынков неуглеводородных ресурсов в базовом сценарии	261
Атомная энергетика	261
Возобновляемые источники энергии.....	268
Уголь.....	287
3.7 Международная торговля энергоресурсами в базовом сценарии	294
3.8 Выбросы CO ₂ и проблема климата в базовом сценарии	300
Часть 4. Сценарный анализ реакции рынков на технологические прорывы.....	302
4.1 Сценарий «Сланцевый прорыв»	303
4.2 «Сланцевый провал».....	312
4.3 Газ на транспорте	319
4.4 Жидкие биотоплива	323
4.5 Перспективные электромобили	327
4.6 Газовые гидраты.....	336
4.7 Биогаз	337
Часть 5. Реакция рынков на изменение поведения игроков.....	340
5.1 Сценарий «Новые производители»	340
Нефть	340
Природный газ.....	344
Влияние на цены.....	350

Влияние на основных игроков	352
5.2 Сценарий «Другая Азия».....	354
Часть 6. Сценарный анализ реакции рынков на изменение поведения его основных участников	374
6.1 Потенциальные объемы российского экспорта энергоресурсов	374
6.2 Изменение роли ТЭК в экономике России под влиянием внешних факторов	378
Заключение.....	380
Список литературы.....	382

Предисловие

Мировые энергетические рынки стремительно преобразуются. Технологический прогресс создает принципиально новые возможности в производстве, транспортировке и потреблении энергии, усиливается межтопливная конкуренция, меняются подходы к регулированию энергетических рынков, диверсифицируется состав используемых энергоресурсов, основные участники рынка пересматривают свои стратегии. Происходящие процессы чрезвычайно важны для России, которая занимает третье место в мировом производств энергетических ресурсов и достаточно сильно зависит от доходности их экспорта. На фоне происходящих изменений мировому энергетическому рынку предстоит найти новые точки равновесия, а России - правильно расставить приоритеты своего дальнейшего развития. Именно поэтому выполненный в монографии анализ имеет высокую актуальность и может послужить хорошей основой для практической деятельности в области стратегического планирования энергетики страны.

Монография впервые представляет научное обоснование и методологическую основу прогнозирования развития мировой энергетики и эволюции энергетических рынков в сочетании с системной оценкой их влияния на экономику и топливно-энергетический комплекс Российской Федерации. Трудно понять почему, но Советский Союз и затем Россия, будучи крупнейшим в мире экспортёром энергоресурсов, не разрабатывали собственные прогнозы развития мировых энергетических рынков, а опирались на регулярно выпускаемые материалы министерства энергетики США и Международного энергетического агентства. Отдавая должное этим очень квалифицированным и масштабным исследованиям, нельзя вместе с тем недооценивать роль многочисленных факторов неопределенности и большое влияние политических и экономических интересов на формирование видения будущего. В условиях объективной неоднозначности глобальных прогнозов вообще и развития энергетики в частности принципиально важно получать их версии от разных участников этих сложных процессов. Это расширит видение «зоны возможного будущего», а регулярный мониторинг реализации разных версий прогнозов в принципе позволит со временем сформировать своеобразные индексы доверия к результатам основных коллективов разработчиков.

Теоретические и методологические исследования, включающие анализ глобальных тенденций развития мировой энергетики, а также впервые подробно изложенная отечественная методология исследования перспектив развития мировой экономики и энергетики с описанием используемого для этого системного инструментария, делают данную монографию важным вкладом в развитие научных основ прогнозирования

развития энергетики. Выполненные на этой методической базе три цикла долгосрочных сценарных прогнозов развития мировых энергетических рынков демонстрируют, в том числе их реакцию на технологические прорывы и на изменение поведения основных его участников. Их обобщение и анализ возможных последствий для развития энергетического комплекса России представляют большой практический интерес для выработки стратегии развития страны и конкретных действий крупных компаний на внешних энергетических рынках.

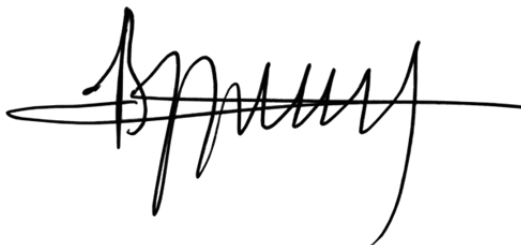
Книга выходит в период особенно высокой неопределенности будущего развития энергетики, обусловленной геополитическими сдвигами, преобразованиями мировой экономики, изменением парадигм в области регулирования рынков, факторами технологического развития и экологии. Поэтому несомненную ценность представляет выполненный в работе риск-анализ, который позволяет оценить чувствительность энергетических рынков к различным возможным изменениям. История развития энергетики показывает, что жизнь часто корректирует ранее ожидавшуюся динамику. Именно поэтому и бизнесу, и государствам важно понимать, насколько вероятные изменения способны преобразить экономические параметры планируемых проектов с одной стороны и бюджетных поступлений с другой.

Отдельного интереса заслуживает анализ рынков углеводородов. Последние события показали, что при возникновении геополитической напряжённости даже небольшой дисбаланс спроса и предложения способен дестабилизировать энергетические рынки и привести к непредсказуемому поведению цен, началу ценовых войн в борьбе за потребителя, перераспределению инвестиций. Если это сочетается с нестабильностью экономического характера, то уровень неопределенности только возрастает. Авторы монографии обоснованно не стремятся прогнозировать рыночный уровень цен на нефть, причины изменения которых далеко выходят за границы энергетического сектора, а анализ ранее сделанных прогнозов пока не обнаруживает достаточно объективных методик. Но понимание общего направления движения цен на нефть и газ возможных отклонений в случае воздействия различных факторов необходимо. Используемое авторами понятие «равновесные цены» позволяет отвечать именно на эти вопросы. Оно отражает баланс экономических интересов участников рынка со стороны спроса и предложения, или замыкающие цены поставок. Несомненно, реальные цены углеводородов могут отклоняться от этого баланса как в одну, так и в другую сторону, но длительное и достаточно сильное отклонение в одну сторону вызовет обратную реакцию рынка в следующий период.

Как показано в монографии, мировой рынок предоставляет возможности для дальнейшего наращивания экспорта энергоресурсов из России. Но одновременно возрастают и связанные с этим риски - усиливается конкуренция, ужесточаются ценовые и контрактные условия, а при неблагоприятной конъюнктуре спрос на традиционные виды топлива может оказаться существенно ниже ожиданий. Поэтому энергетика России должна быть готова адаптироваться к изменениям внешней конъюнктуры, и возможные меры снижения этих рисков рассмотрены авторами.

Книга представляет интерес для научных сотрудников и аналитиков, государственных деятелей и представителей бизнеса, занимающихся проблемами стратегического развития энергетики, а также будет полезна в образовательных целях.

Академик В.Е.Фортов

A stylized handwritten signature in black ink, consisting of a series of loops and a long horizontal stroke extending to the left.

Введение

Мировая энергетика в XXI веке вступила в полосу гигантских преобразований. Высокие цены на энергоносители в начале столетия подтолкнули научно-технический прогресс, что привело не только к повышению межтопливной конкуренции, но и к росту конкуренции между традиционными и нетрадиционными источниками углеводородов, а также интенсифицировали процессы энергосбережения, ограничивая тем самым темпы роста мирового энергопотребления. В эти же годы мировым сообществом была артикулирована проблема необходимости предотвращения изменений климата, ставшая драйвером усилий по ограничению роли ископаемого топлива. При этом стремительно меняется сама архитектура мировых энергетических рынков, перераспределяются роли между основными их участниками, появляются новые игроки и формируются новые региональные рынки, а действующие — меняют правила своего функционирования.

В этих условиях энергетика мира оказывается в ситуации значительной неопределенности, что имеет крайне серьезные последствия для России, которая является одним из лидеров мировой энергетики и крупнейшим участником международных энергетических рынков. В экономике России топливно-энергетический комплекс (ТЭК) и экспорт его продуктов занимают уникальное положение, и их динамика прямо влияет на устойчивость национальной экономики. Поэтому адекватное видение развития данного сектора в долгосрочной перспективе имеет большое значение при прогнозировании и планировании развития экономики страны. А для правильной оценки перспектив ТЭК и разработки стратегии развития, как энергетики, так и экономики страны, важнейшим компонентом является исследование будущего мировой энергетики.

Глобальный кризис сопровождался резкими скачками цен на углеводороды, что выступает как внешний торговый шок для России. Произошло заметное замедление роста спроса и обострение конкуренции на традиционных энергетических рынках; а главное, новые технологии плюс политические факторы перекраивают международную торговлю топливом в неблагоприятном для России направлении. Поэтому сейчас больше, чем когда-либо, нужны глубокие исследования мировых энергетических рынков и разработка регулярных прогнозов мировой энергетики на собственной исследовательской базе.

Именно это понимание побудило Институт энергетических исследований Российской академии наук (ИНЭИ РАН) и Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации (АЦ) начать регулярную подготовку долгосрочных прогнозов развития энергетики мира и России.

Основная цель данной монографии — представление научного обоснования и методологических основ исследования эволюции мировых энергетических рынков и оценки ее последствий для экономики Российской Федерации. Для этого коллективом авторов:

- проанализированы тенденции развития производственной структуры и организации энергетических рынков (включая исследование долгосрочных тенденций и этапов развития мировой энергетики, с фокусом на анализе эволюции мировых рынков углеводородов, представляющих для России наибольший интерес в качестве экспортных рынков) (*Часть 1*);
- представлена разработанная ИНЭИ РАН и АЦ РФ методология исследования перспектив мировой экономики и энергетики, а также системный инструментарий, используемый в данной работе для прогнозирования экономики и энергетики мира и России (*Часть 2*);
- выполнен базовый прогноз развития мировой энергетики, преимущественно на основе уже освоенных энергетических технологий и при сохранении действующих энергетических политик государств (*Часть 3*); при этом основной упор сделан на исследовании конъюнктуры топливных рынков (жидких, газовых и твердых топлив), а не просто на прогнозе производства и потребления отдельных энергоносителей;
- подготовлены альтернативные сценарии развития мировой энергетики, демонстрирующие реакцию рынков на технологические прорывы (в случае успеха или провала назревших технологических прорывов в производстве и потреблении углеводородов и их заменителей — *Часть 4*), а также реакцию мировых энергетических рынков на изменение поведения основных игроков (*Часть 5*);
- представлены оценки влияния рассмотренных трансформаций мировых топливных рынков на экономику России (*Часть 6*).

Прогноз долгосрочного развития мировой экономики и энергетики до 2040 г. дает интересный результат сближения в конце периода долей трех видов ископаемого топлива (уголь, нефть, газ) примерно до 23–27 % и остальных, нетопливных источников (ВИЭ, атомная и гидроэнергия), которые все вместе выйдут примерно на такую же долю в мировом потреблении в этот период. При этом мы видим очень серьезные изменения в географии размещения центров производства и потребления энергоресурсов, а также в направлениях и правилах международной торговли ими.

Важно, что серьезный анализ будущего мировой энергетики ведется не одними нами, и во многих отношениях важно иметь сходное (хотя не единое) видение мира. Наличие такой основы, как данная книга, и постоянная работа над прогнозом позволяют

поддерживать важный диалог в мировом исследовательском сообществе о будущем мировой экономики и энергетики.

Применительно к российским долгосрочным интересам проведенное исследование показало, что в прогнозный период среди основных игроков на энергетических рынках наша экономика более чувствительна к негативным колебаниям рыночной конъюнктуры — снижению спроса, росту предложения и особенно — к снижению цен. Высокие затраты и действующая институциональная система ограничивают конкурентоспособность российских энергоресурсов на внешних рынках, и российский ТЭК впервые сталкивается со столь жесткими условиями, которые усугубляются сложной геополитической ситуацией и наложенными на Россию санкциями.

Названные сценарии мировой и российской энергетики носят исследовательский характер: они показывают многообразие и, главное, возможные последствия различных вариантов развития, перед которыми стоит мировая и российская энергетика. Мы видим свою роль в первую очередь в том, чтобы стимулировать дискуссию не только относительно путей дальнейшего развития мировой энергетики, но и вариантов адаптации ТЭК и экономики России к меняющимся внешним условиям с целью повышения конкурентоспособности страны и роста благосостояния граждан.

академик А. А. Макаров,

профессор Л. М. Григорьев,

к. э. н. Т. А. Митрова

Часть 1. Тенденции развития производственной структуры и организации энергетических рынков

1.1 Долгосрочные тенденции и этапы развития мировой энергетики

Основные тенденции и факторы, определяющие развитие антропогенной энергетики

Энергетика как основа цивилизации влияет на направления и темпы экономического и социального развития мира, его безопасность и международные отношения¹. Практически все стороны человеческой жизни в той или иной мере связаны с преобразованием и использованием энергии. Обеспечение пищей, одеждой, сооружение жилищ и поддержание в них комфортных условий, транспорт грузов и перемещение людей, связь и обмен информацией — далеко не полный перечень сфер деятельности, требующих затрат энергии.

Продолжающийся рост человечества со все большей интенсификацией и глобализацией его деятельности и использования ресурсов Земли стимулирует развитие антропогенной энергетики, охватывающей всю населенную территорию планеты, совокупности средств преобразования энергии в формы, полезные для человеческой жизнедеятельности. Сегодня антропогенная энергетика в 15 раз превышает совокупную энергию живущих на Земле людей и в 60 раз — их мощность; она уже заметна в биосфере планеты (достигает 5 % энергии процессов фотосинтеза, обеспечивающих жизнь на Земле), но пока неразличима на космическом уровне (составляет менее двух десятитысячных поступающей на Землю энергии Солнца).

Главными драйверами развития антропогенной энергетики служат: растущий спрос на энергию и научно-технический прогресс (НТП) по всей сложной сети технологических переделов: от извлечения первичных энергоресурсов (твердые, жидкие и газообразные топлива, энергия солнца, воды и ветра, радиоактивные материалы) из природной среды через преобразование их в поставляемые потребителям промежуточные формы — энергоносители (это электроэнергия, пар и горячая вода, разные виды поставляемого потребителям топлива) и до превращения энергоносителей в многообразные виды конечной энергии, непосредственно используемой во всем множестве аспектов человеческой деятельности, — тепло и холод во всем освоенном диапазоне температур, освещение требуемой интенсивности и изменчивости, разнообразные по мощности и режимам работы стационарные и мобильные силовые процессы, информационные и радиационные аппараты и многое другое.

¹ Энергетика и геополитика. Под ред. Костюка В. В. и Макарова А. А. М.: Наука, 2011. 398 с.

В доисторические времена человек использовал только свою мускульную энергию, располагая средней мощностью около 150 Вт. Сегодня, по расчетам ИНЭИ РАН, на одного человека в среднем по миру приходится 3 кВт мощности электрических двигателей (в развитых странах — около 20 кВт), а с учетом топливных двигателей душевая энерговооруженность более чем удваивается.

С овладением огнем человек стал использовать отмершие растения, но это было только собирательство, а антропогенная энергетика возникла при дополнении тепла биомассы механической энергией. Сначала это была мускульная сила прирученных животных, живущих тоже за счет растений, а потом — энергия текущей воды и ветра. Это открыло второй (помимо биологического — через фотосинтез к животным) канал преобразования радиации Солнца в механическую энергию. С медного века (третье тысячелетие до н. э.) и до заката Римской империи (IV век н. э.) такая энергетика устойчиво обеспечивала до 6 ГДж на человека в год в земледельческих цивилизациях и до 4,5 ГДж для остального населения Земли, выросшего за это время в 30 раз^{2,3}.

Открытие около трехсот лет назад методов преобразования тепловой энергии в механическую работу создало третий канал использования солнечной радиации для получения тепловой и механической энергии — через химическую энергию горючих ископаемых (угля, нефти и природного газа), которые запасли ее через фотосинтез миллионы лет назад. Однако только полтора века спустя, в последней четверти XIX века, химическая реакция получения энергии при сжигании ископаемых топлив превратилась в основной источник энергии индустриального мира. Это дало мощный импульс развитию цивилизации и положило начало экспоненциальному росту антропогенной энергетике. Относительно полная с 1860 г. энергетическая статистика демонстрирует не только 35-кратный рост, но и циклический характер развития мировой энергетике в последующий период: в^{4,5} были выделены три этапа развития двух основных драйверов энергетике — спроса на первичную энергию (рис. 1.1) и НТП (рис. 1.2).

При этом основой энергетических рынков является межпродуктовая конкуренция, технологической базой которой служит более или менее широкая взаимозаменяемость разных видов топлива и энергии при их использовании практически всеми категориями потребителей, увеличивающаяся по мере внедрения новых технологий.

² Макаров А. А. Мировая энергетика и Евразийское энергетическое пространство. М.: Энергоатомиздат, 1998. С. 23–31.

³ Сливко В. М. Энергетические аспекты развития древних цивилизаций. Под ред. Медведевой Е. А. М.: Газойл пресс, 1999. 112 с.

⁴ Сливко В. М. Энергетические аспекты развития древних цивилизаций. Под ред. Медведевой Е. А. М.: Газойл пресс, 1999. 112 с.

⁵ Makarov Alexei A., Makarov Alexander A. Laws of Power Industry Development: Elusory Essence. Thermal Engineering, Vol. 57, No 13, 2010 p. 1085–1092.

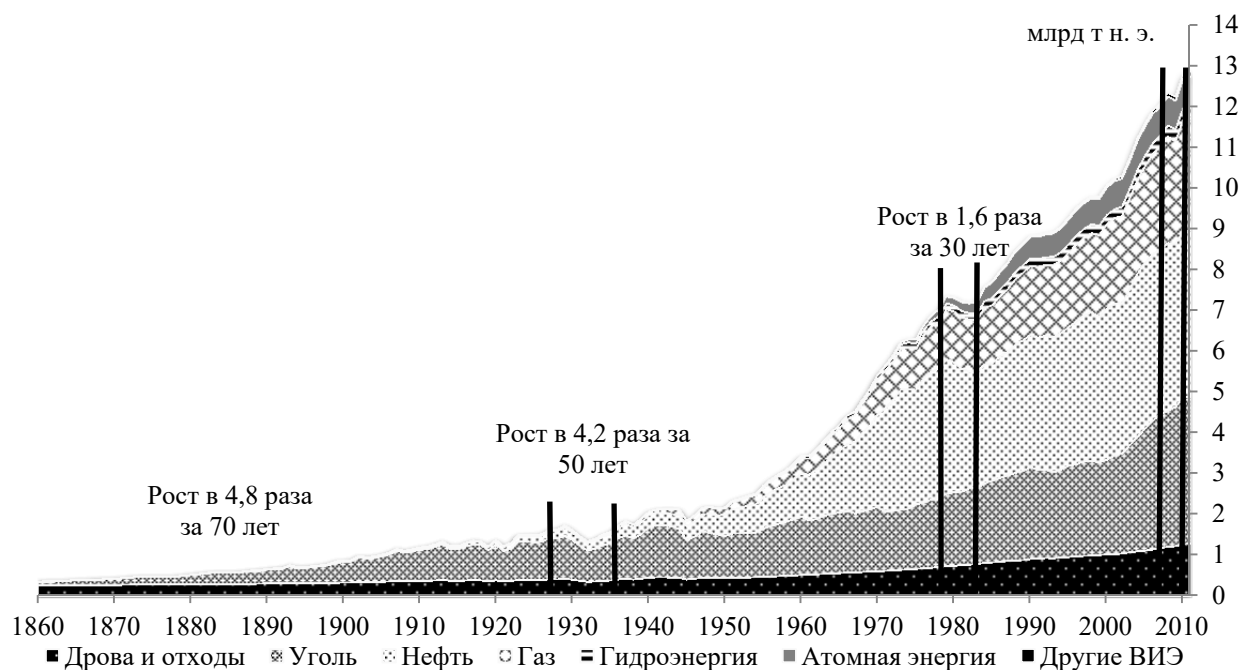
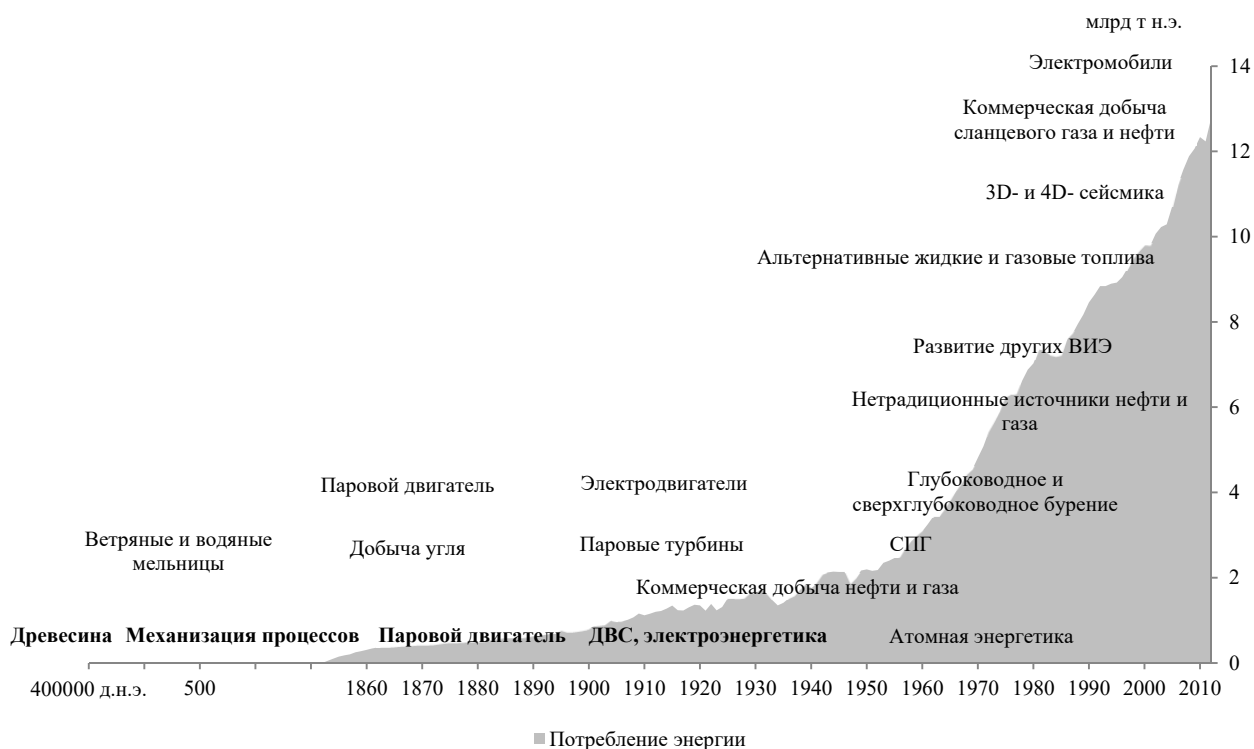


Рис. 1.1 — Этапы развития мирового энергопотребления.

Источник: ИНЭИ РАН



* П/ж выделены революции, обычный шрифт — прорывы.

Рис. 1.2 — История технологических революций и прорывов в антропогенной энергетике.

Источник: ИНЭИ РАН

Первый этап развития мировой энергетики длился около 70 лет — до разгара Великой депрессии (1929–1933 гг.), и с точки зрения спроса он увеличил мировую энергетику в 4,3 раза — с 0,36 до 1,7 млн тонн нефтяного эквивалента⁶ (т н. э.) при утлении среднего по миру душевого производства энергии — с 0,29 до 0,8 т н. э. / год.

В сфере НТП этот этап начался с первой технологической революции, связанной с масштабным замещением дров и мускульной силы животных углем и работающими на нем паровыми машинами, а завершился после второй технологической революции, произошедшей на рубеже XIX и XX веков, когда за 20–25 лет были созданы одновременно два кластера технологий, которые и поныне составляют основу антропогенной энергетики. Двигатели внутреннего сгорания (ДВС) подорвали доминирование угля в мировом производстве энергоресурсов (62 % в 2015–2020 гг.) и дали могучий импульс наступлению эры нефти⁷ и тысячекратному росту децентрализованной (в т. ч. индивидуальной) мобильной энергетики.

Вторым революционным событием, приведшим к окончанию первого этапа, стало освоение технологий преобразования механической энергии в электрическую и обратно, а также средств передачи электроэнергии на большие расстояния. Этим была заложена энергетическая база не только индустриального, но и постиндустриального общества. Электромашин и трансформаторы переменного тока революционизировали стационарную энергетику созданием на все больших территориях мощных централизованных энергосистем, использующих все без исключения виды первичных энергоресурсов.

Здесь полезно дать некие методические пояснения. В истории развития энергетических технологий мы разделяем понятия «технологическая революция» и «технологический прорыв».

Технологическая революция порождает комплекс новых технологий, который:

- позволяет освоить новый, обычно существенно более концентрированный вид *первичной энергии с кратным расширением ресурсной базы* энергетики;
- предоставляет обществу *конечную энергию гораздо более высокой ценности*⁸, радикально *улучшающую производство и жизнедеятельность* людей с резким повышением производительности труда;

⁶ Одна тонна нефтяного эквивалента равна 44,76 ГДж, или 10⁷ ккал.

⁷ Спрос на керосин для освещения дополнился бензином и дизтопливом в ДВС и мазутом вместо угля на флоте и железных дорогах.

⁸ Категория «ценность энергии» - количественный индикатор качества созданных человеком энергетических процессов и систем. Он исчисляется на основе ключевых параметров энергетических процессов, важнейшими из которых являются плотность потока энергии (расширенный «вектор Умова — Пойнтинга») и управляемость процесса. Рассчитанная по этим параметрам ценность энергии созданных человеком энергетических устройств (от инструментов ремесленника до термоядерной бомбы и лазера) различается более чем на 20 порядков.

- создает *новые энергетические продукты и услуги*, трансформируя энергетические и сопряженные с ними рынки.

В отличие от революций, технологические прорывы значительно *расширяют экономически привлекательную составляющую ресурсной базы и/или повышают КПД используемых технологий*, что существенно меняет рынки в основном уже существующих продуктов и услуг. Но они не обеспечивают какие-то из названных составляющих технологической революции и, как правило, имеют намного меньшие общественные последствия.

Второй этап протяженностью 45 лет нарастил производство энергоресурсов еще в 4,1 раза (с 1,7 до 7 млн т н. э.) при очередном удвоении среднедушевого производства энергии до 1,7 т н. э. и завершился около 1980 г. нефтяным кризисом. Это были полвека экспансии моторов и доминирования нефти в производстве энергоресурсов — ее доля увеличилась с 11 до 47 % в 1975 г. ДВС дополнились газовыми турбинами, реактивными и ракетными двигателями, а их массовое тиражирование потребовало наращивать ресурсы нефти на новых территориях и затем акваториях. Газовые турбины дали новый импульс развитию авиации и сформировали спрос на авиационный керосин. Во многом благодаря им была создана современная газотранспортная система, да и газовая промышленность в целом. Разработка газовых турбин большой мощности и их применение в стационарной энергетике позволили перейти с парового цикла на более эффективный парогазовый цикл с КПД у лучших образцов, приближающимся к предельным для тепловых машин значениям.

Технические достижения в разведке и добыче жидких и газообразных углеводородов — 3D- и 4D-геосканирование и численное моделирование с применением суперкомпьютеров, методы физического и химического воздействия на вмещающие породы и извлекаемый флюид с изменением их структуры и свойств, технические средства извлечения углеводородного сырья в экстремальных условиях (с больших глубин, на глубоководных шельфах, при подвижных льдах и т. д.) — позволили с приемлемыми затратами расширить ресурсную базу углеводородной энергетики.

Третий этап отождествляется со становлением постиндустриального общества и качественно отличается от предыдущих. Во-первых, на большей ее части (до 2002 г.) впервые в индустриальную эпоху среднедушевое потребление энергии в мире практически не менялось (1,56–1,68 т н. э. / чел. в год) и к окончанию этой волны около 2010 г. из-за экономического кризиса мировая энергетика увеличилась почти втрое

меньше, чем за предшествующие этапы. Во-вторых, этот этап не принес никаких технологических революций, только прорывы, хотя подобная революция ожидалась как результат освоения ядерной энергии. Она действительно произошла в военной сфере, перевернув представления о дозволенных вооруженных конфликтах и геополитике, но пока не оправдала начальных надежд революционизировать антропогенную энергетику. Действительно, освоение ядерной энергии с возможностью организации замкнутого топливного цикла отвечает первому признаку революции: открыло человечеству новые энергоресурсы, количественно соизмеримые с производными от солнечной радиации. Но второй признак революции выполнить не удалось, поскольку суперконцентрированную энергию ядерного топлива только в медицинских приборах удалось транслировать в скачок ценности конечной энергии. А в энергетике ядерное горючее преобразуют в пар средних параметров для получения электроэнергии и тепла даже с меньшими КПД, чем у электростанций на минеральном топливе. К тому же новая и опасная для людей проблема радиационной безопасности пока не нашла должного решения.

Хотя третий этап не имел крупных технологических прорывов в энергетике, но именно в этот период были получены важные продвижения в коммерциализации широкого спектра нетрадиционных энергетических ресурсов (глубоководные и трудно извлекаемые резервы нефти, разные виды биомассы) и технологий — это газотурбинные, ветровые и атомные электростанции, солнечные батареи, аккумуляторы электроэнергии и другие. Эти достижения сильно расширили ресурсную базу энергетики и заметно увеличили взаимозаменяемость энергоносителей. С началом третьего этапа быстрая циклическая перестройка производственной структуры мировой энергетики сменилась ее плавной эволюцией с уменьшением доли нефти в пользу экологически более благоприятных энергоресурсов — природного газа и возобновляемых источников энергии (рис. 1.3).

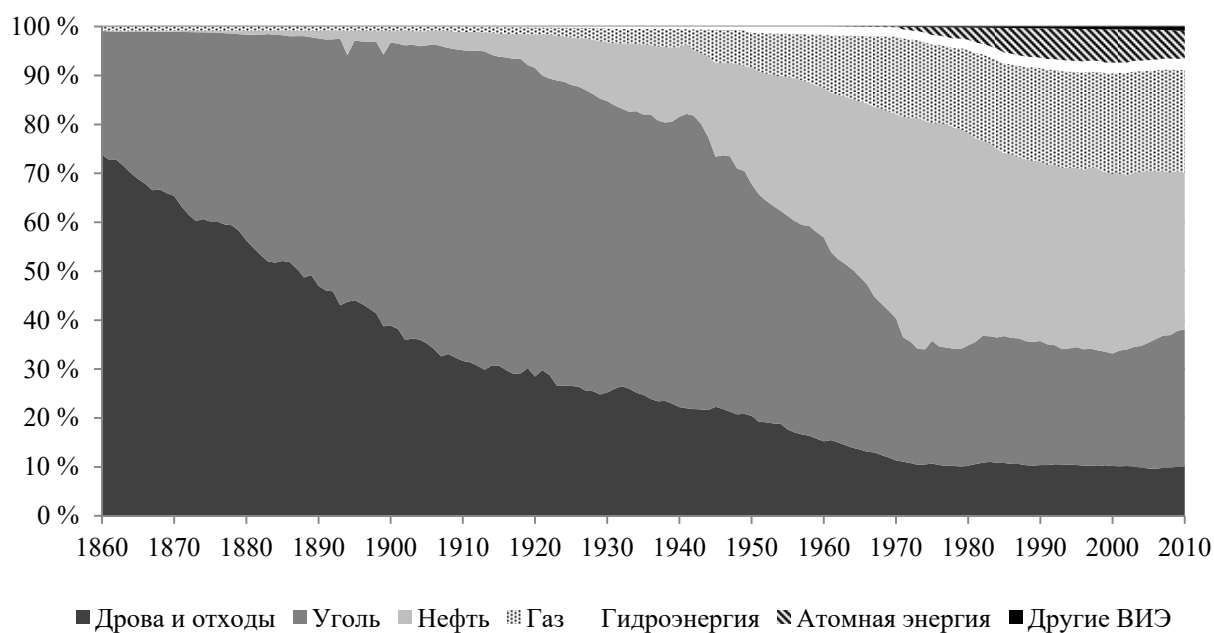


Рис. 1.3 — Структура производства энергоресурсов, %.

Источник: ИНЭИ РАН

Приведенный краткий обзор ретроспективы мировой энергетики дает историческую основу для формирования концептуального видения перспектив ее развития до 2040 г. В предстоящие 30 лет в энергетике маловероятна новая технологическая революция (например, освоение дешевого термоядерного синтеза или тем более гравитации), но ожидаются крупные технологические прорывы. Они уже проявились в разработке нетрадиционных ресурсов нефти и газа и освоении новых видов моторного топлива — биотоплива, сжатого и сжиженного метана на транспорте и др. Такое расширение ресурсной базы может на десятилетия отодвинуть пики добычи нефти и затем газа, а вместе с использованием заменителей нефти — замедлить повышение и уменьшить волатильность цен углеводородов. И впереди уже обозначились перспективы освоения огромных ресурсов газовых гидратов.

Менее определенны, но потенциально более значимы все шире применяемые прорывные электротехнологии — накопители электроэнергии (аккумуляторы и суперконденсаторы) и топливные элементы, обеспечивающие прямое преобразование в электроэнергию химической энергии водородсодержащих веществ. Они дадут импульс массовому применению электроэнергии в мобильной энергетике и намного улучшат режимы использования возобновляемых энергоресурсов. Тем самым существенно сместятся границы централизованного и децентрализованного энергоснабжения: индивидуальный транспорт будет заправляться от централизованных энергосистем, а последним создаст сильную конкуренцию распределенная (в том числе индивидуальная)

генерация на возобновляемых энергоресурсах и природном газе. Такой технологический прорыв обеспечит расширение ресурсной базы энергетики за счет коммерчески эффективного использования ВИЭ, повышения КПД тепловых электростанций и потенциально — создания ядерной энергетики замкнутого топливного цикла с приемлемой безопасностью и экономичностью. В более далекой перспективе это изменит не только системы энергоснабжения, но и всю жизненную инфраструктуру и расселение людей.

Общество и энергетика переживают очередной слом трендов, поскольку глобальный экономический кризис прервал начавшееся было очередное ускорение роста мирового энергопотребления. Как пойдет процесс дальше — неясно, и только уяснив динамику спроса и определяющих его факторов, можно конструктивно обсуждать объемы, структуру и размещение производства энергоресурсов.

На динамику и размещение энергопотребления помимо очевидной зависимости от численности населения сильно влияют три группы факторов, две из которых обусловлены технологическим, а третья — социальным развитием. От технологий зависит, во-первых, как повысится эффективность энергетики по всем цепочкам преобразования энергии: от природных источников до потребителей включительно — и, во-вторых, насколько ресурсо- и энергоемкими способами и средствами общество будет удовлетворять свои жизненные потребности. Социальные же процессы определяют, насколько быстро будут расти и как разнообразиться потребности людей в основных жизненных благах — питании, одежде, жилье, перемещении, информации и др.

На предстоящие три десятилетия энергетики готовы обсуждать первый аспект и давать по нему количественные оценки на основе прогнозов совершенствования имеющихся и освоения разрабатываемых технологий. Компетентный прогноз ожидаемого состава и масштабов применения новых энергетических технологий в период до 2050 г. дало МЭА⁹. Утверждается, что 8 классов технологий (более 120 наименований) преобразования энергии и 9 классов (почти 170 видов) технологий использования энергии, уже доведенные до стадии опытно-промышленной проверки, способны решить стоящие перед энергетикой задачи по меньшей мере до 2030 года. Но, к сожалению, в докладе МЭА не определен интегральный энергетический эффект применения рассмотренных технологий в энергетике. Между тем с середины XX века в индустриальных странах и мире в целом в конечную энергию преобразуется только 36–39 % первичной энергии, остальное уходит в потери. Парадоксальное отсутствие в течение многих десятилетий заметных улучшений этого главного показателя

⁹ Energy Technology Perspectives 2012. IEA. Paris. 2012.

технологического прогресса в энергетике (коэффициент полезного использования энергии — КПИ) объясняется взаимодействием нескольких тенденций.

Во-первых, постоянное улучшение КПД практически всех конкретных технологий преобразования энергии слабо влияло на повышение КПИ из-за быстрого роста ценности используемой потребителями конечной энергии. Дело в том, что повышение ценности энергии достигается увеличением ее потерь, то есть уменьшением КПД процессов η . Действительно, тепло в помещении при температуре 20–25 °С можно обеспечить сжиганием топлива с $\eta = 0,9–0,95$, а для выплавки металлов с температурой выше 1000 °С — только с $\eta = 0,45–0,5$; еще более квалифицированные процессы производства электроэнергии имеют средний $\eta = 0,35–0,40$ (новейшие технологии приближаются к 0,6), а конечная энергия на транспорте получается лишь с $\eta = 0,25–0,3$. Между тем с середины прошлого века доля отопления в конечном энергопотреблении мира уменьшилась втрое при удвоении доли мобильных процессов и росте электрофизических и электрохимических процессов почти на порядок. Это практически свело на нет достигнутое в этот период повышение эффективности конкретных энергетических технологий.

В том же направлении действует систематическое увеличение доли расхода энергии на собственные нужды энергетики. Исчерпание еще в первой половине XX века наиболее благоприятных (по геологическим условиям и местоположению) месторождений топлива потребовало опережающего роста затрат энергии на его добычу и транспортировку потребителям с применением для этого все более сложного, тяжелого и, следовательно, энергоемкого при изготовлении и эксплуатации оборудования. Такое «самоедство» энергетики усугубляется по мере расширения использования нетрадиционных ресурсов топлива и возобновляемых источников энергии.

Еще предстоит исследовать, насколько предложенные МЭА технологические улучшения по всем стадиям преобразования энергии будут нивелированы ростом к 2040 г. энергозатратных требований повышения ценности конечной энергии и доли «самообслуживания» энергетики. И хотя переход от полувековой стабильности к устойчивому росту КПИ как основного индикатора прогресса в энергетике признается одной из главных задач предстоящего периода, наши предварительные оценки дают его увеличение в лучшем случае до 39–43 % — меньше чем на десятую часть от сегодняшнего уровня. Это, конечно же, не обеспечит того сдерживания роста энергопотребления, которое нужно для реализации концепции устойчивого развития.

Немногом больше оптимизма дает и второй технократический аспект проблемы будущего энергопотребления — уменьшение ресурсо- и энергоемкости производственной

базы, удовлетворяющей жизненные потребности общества. Конечно, здесь ожидается прогресс в более широком вторичном использовании материалов, миниатюризации изделий, интенсификации процессов получения материалов и изделий (особенно их изготовление на принтерах), а главное — за счет тотальной оптимизации управления производственными процессами и системами при многократном ускорении обмена информацией и все большей замене деловых поездок средствами коммуникаций. Однако достигаемая при этом экономия энергии в значительной мере, если не полностью пойдет на компенсацию ухудшения условий использования практически всех природных ресурсов (от минерального сырья до сельхозугодий и пресной воды) и на охрану окружающей среды.

Таким образом, при всей важности технологических факторов сдерживания роста энергопотребления, важнейшим в этом процессе может оказаться социальный аспект — рост благосостояния населения. Известные условности исчисления валового внутреннего продукта делают предпочтительным при обсуждении энергопотребления характеризовать благосостояние не потреблением ВВП, а размерами душевых расходов энергии основными слоями населения на обеспечение своих жизненных потребностей. Это прежде всего расходы на питание, дополняемые в современных условиях затратами на здравоохранение. За ними следуют расходы на одежду и жилье, которые от удовлетворения необходимых жизненных потребностей уже давно возвысились до индикации престижа и роскоши. Далее идут затраты на перемещение, информацию (обучение) и эстетику (искусство).

Эти потребности меняются в широких диапазонах по странам мира и слоям населения каждой страны. В развитых странах даже у бедного населения они уже намного превысили уровни выживания, а в развивающихся странах часто находятся ниже этой черты. Твердых стандартов жизненных потребностей нет, они очень подвержены моде, которую обычно формируют верхние слои населения стран так называемого золотого миллиарда. Пропагандой в глобальных СМИ своего образа жизни именно они возглавляют гонку человеческих амбиций через демонстрацию не полученных результатов, а размеров и разнообразия потребления, и предложениями тому служит стимулирование трудовой активности людей, вовлечение их в мирохозяйственные процессы и «приобщение к благам цивилизации». О порочности потребительской парадигмы много сказано, но она продолжает превалировать и распространяться. Сломить эту тенденцию только технократическими мерами навряд ли удастся, а сдерживание потребления в развитых и умеренный его рост в развивающихся странах представляются еще более маловероятными.

1.2 Эволюция мировых энергетических рынков

Исследование тенденций развития мировой энергетики требует также анализа изменения структуры и правил функционирования основных энергетических рынков. В силу исторически сложившейся структуры мирового энергопотребления такими рынками в настоящее время являются рынки углеводородного сырья — нефти и в меньшей степени — природного газа. Уголь также играет важнейшую роль в структуре мирового энергопотребления, однако, поскольку он в основном является местным топливом и доля международно торгуемого угля заметно ниже, чем доля межстрановых поставок нефти или газа в объемах их добычи, в данном разделе упор сделан именно на рынки нефти и газа.

Эволюция рынков нефти

Человечество знает нефть достаточно давно: упоминания об использовании «черного золота», или «горного масла», в качестве строительного материала, лекарственного средства и средства ведения войны датируются несколькими веками до нашей эры. Нефтяная промышленность как отрасль мирового хозяйства сравнительно молода, формально ее основание относят к концу XIX века, когда полковник Дрейк первым освоил механические способы бурения нефти в американской Пенсильвании¹⁰. При комплексном анализе исторического развития рынка нефти целесообразно разделить на этапы процесс формирования современного рынка нефти по таким двум критериям, как:

1. Энергетический^{11, 12}, который определяется исходя из роли нефти для мировой экономики, а также учитывает наличие товаров-заменителей.
2. Институциональный^{13, 14} (ценообразование), который определяется исходя из доминирующей на нефтяном рынке контрактной структуры, позиций крупнейших игроков, видов и методов ценообразования.

Такое расширение рамок анализа позволяет приблизить к реальности анализ изменения организационной структуры рынков и получить более емкие характеристики исследуемых процессов. Ниже подробно представлены характеристики всех выделенных в соответствии с этими критериями этапов развития нефтяного рынка (табл. 1.1).

¹⁰ Миловидов К. Н., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазообеспечение глобальной экономики: Учебное пособие. — М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2006. 400 с.

¹¹ Макаров А. А., Вигдорчик А. Г. Топливо-энергетический комплекс. — М.: Изд. «Наука», 1979 г. 279 с.

¹² Глобализация рынков природного газа: монография / Отв. ред. И. В. Мещерин. — М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 348 с.

¹³ Mitrova T. Energy Security and Evolution of Gas Markets. Energy & Environment. Vol. 19, No. 8, 2008.

¹⁴ Бушуев В. В., Конопляник А. А., Миркин и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. — М.: ИД «Энергия», 2013. 244 с.

Таблица 1.1 Этапы становления и развития нефтяного рынка

Энергетический этап	I энергетический этап нефтяного рынка (1868–1915)	II энергетический этап нефтяного рынка (1915–1971)	III энергетический этап нефтяного рынка (1973–2010)			IV энергетический этап нефтяного рынка (2013–?)
Этап ценообразования	I этап ценообразования (1868–1947)	II этап ценообразования (1947–1971)	III этап ценообразования (1971–1986)	IV этап ценообразования (1986–2000)	V этап ценообразования (2000–2013)	VI этап ценообразования (2013–?)
Доля нефти в энергопотреблении	2-7%	20-42%	42-36%		36-32%	25%
Географическая структура рынка	Локальный (страновой) рынок нефти	Региональный рынок нефти	Глобальный рынок нефти			Региональный рынок нефти?
Организация рынка	Совершенная конкуренция, монополия «Стандарт Ойл»	Олигополия	Монополия	Совершенная конкуренция		Монополистическая конкуренция
Ренты на рынке нефти	Рента Рикардо	Рента отсутствует	Рента Рикардо, рента Хоттелинга, монопольная рента ОПЕК	Рента Рикардо, рента Хоттелинга, спекулятивная рента	Рента Рикардо, рента Хоттелинга, спекулятивная рента	Рента Рикардо, рента Хоттелинга
Формула ценообразования		Издержки плюс	Формула привязки в конкурентной сфере потребления (э/э)	Встречная цена (конкуренция «нефть – нефть»)		Рынок жидких топлив, конкуренция заменителей?
			«Издержки плюс» в монопольной сфере (транспорт)			
Конкуренция с энергоносителями	Нефть – уголь – биомасса	Нефть – уголь – биомасса – газ	Нефть – уголь – ВИЭ – газ			Нефть – уголь – ВИЭ – газ – электроэнергия
Соответствие рыночных и балансовых цен	Высокое	Отсутствует		Низкое	Высокое	Высокое

Источник: составлено авторами на основе^{15, 16}.

¹⁵ Макаров А. А., Григорьев Л. М., Филиппов С. П. и др. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года, ИНЭИ РАН — АЦ при Правительстве РФ, М., 2013.

¹⁶ Конопляник А. А. Россия на формирующемся евроазиатском пространстве: проблемы конкурентоспособности. — М.: ООО «Нестор Академик Паблишерз», 2003. 592 с.

С самого начала промышленной добычи нефть начала стремительно завоевывать свою нишу в общем энергобалансе, вытесняя оттуда уголь, который до освоения нефтяных месторождений являлся основным источником энергии для человечества. Позже нефть стала сначала доминирующим энергоносителем, затем сдала свои позиции, частично уступив их газу, атомной энергии и ВИЭ (рис. 1.4).

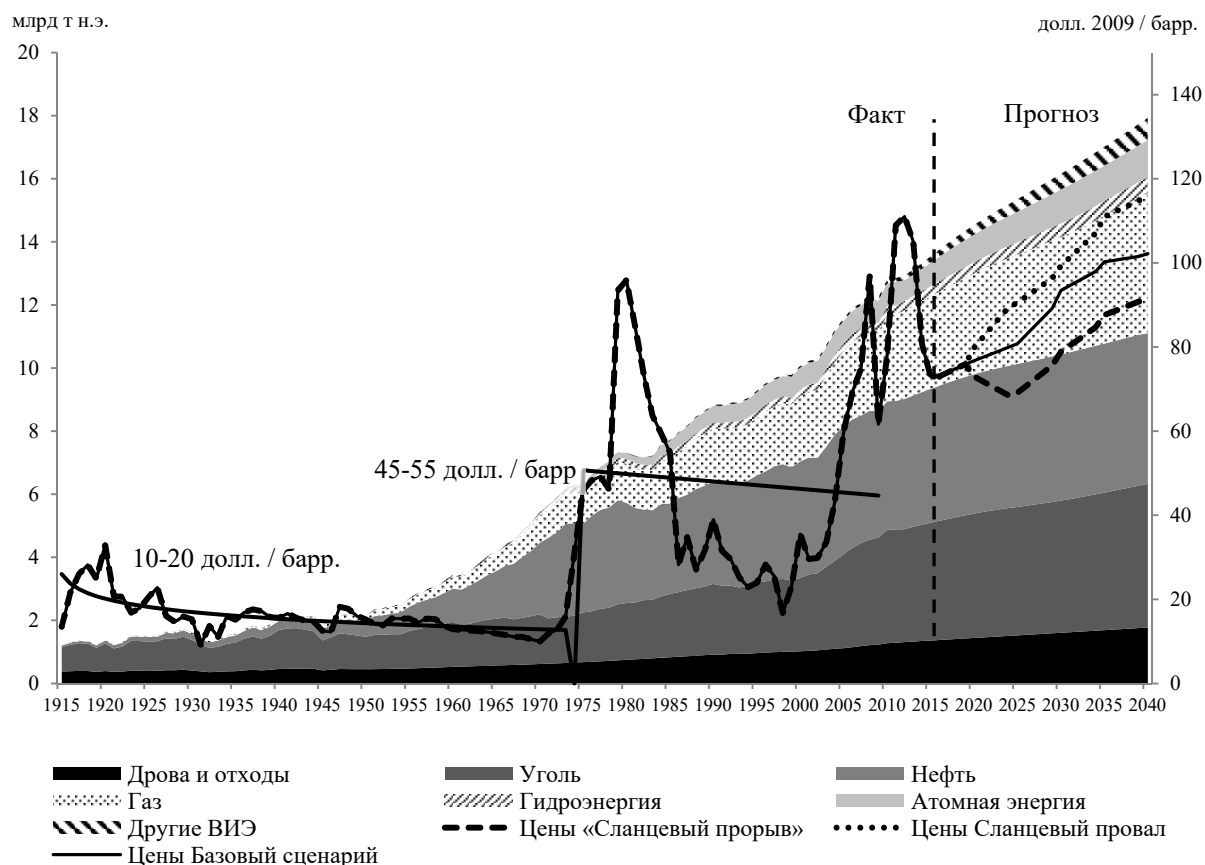


Рис. 1.4 — Динамика объемов и структуры энергопотребления и цен на нефть.

Источник: ИНЭИ РАН

Первый энергетический этап (1860–1915 гг.). Нефтяная отрасль на первом этапе характеризуется невысокой значимостью нефти для мирового энергообеспечения (нефть занимает около 7 % от мирового спроса на энергию). До начала массового производства автомобилей (1910-е гг.)¹⁷ нефтяные топлива использовались в основном для освещения и в качестве котельно-печного топлива. В это время добыча нефти в значительных масштабах велась только в нескольких штатах США, причем охваченные «нефтяной лихорадкой» производители добывали ее в таких объемах, что нефть в это время стоила в некоторых регионах добычи «дешевле стакана воды»¹⁸. Во время первого энергетического этапа нефтяного рынка протекал и первый институциональный этап его

¹⁷ Ford H. My Life and Work, Doubleday, Page & Co, 1922; Arno Press, 1973.

¹⁸ Ергин Д. Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть; Пер. с англ. — М.: Альпина Паблишер, 2011. 944 с.

развития: рынок нефти формировался стихийно, в условиях абсолютной конкуренции, а избыточные объемы предложения при крайне ограниченном спросе сбрасывали цену на «черное золото» практически до нуля, торговля нефтью происходила в рамках краткосрочных контрактов. Тем не менее абсолютная «стихийность» нефтяного рынка продолжалась недолго. Уже в 1870 г.¹⁹ Д. Рокфеллер скупил огромное число нефтеперегонных американских заводов, а затем поглотил в «Стандарт Ойл» и большое число добычных комплексов, фактически организовав на американском нефтяном рынке монополию, определявшую как американские, так и мировые цены на нефть вплоть до 1914 г., пока компания не была распущена по решению антимонопольных регуляторов США.

Второй энергетический этап (1915–1973 гг.). Описанная в разделе 1.1 технологическая революция, связанная с разработкой и широкомасштабным внедрением двигателей внутреннего сгорания, которые позволили массово использовать бензин, и переход британского, а затем и других крупнейших мировых флотов с угольных топок на мазутные, а к Первой мировой войне — изобретение дизель-генераторов, которые стимулировали освоение дизельного топлива в электроэнергетике, превратили весь XX век в «эру нефти».

Казалось бы, стремительно возрастающий спрос на нефть (42 % в общем объеме мирового энергопотребления к концу периода) должен был привести к росту нефтяных цен, однако в это же время (в период с 1915 по 1973 г.) происходило снижение затрат на добычу под влиянием НТП, фактически в тот период «кривая обучения»²⁰ нефтедобытчиков находилась на ниспадающем отрезке, когда каждый следующий баррель добычи стоил все дешевле и дешевле. Подобное одновременное разнонаправленное смещение кривых спроса (вправо-вверх) и опережающее его смещение кривой предложения (вправо-вниз) привели к установлению на протяжении всего периода достаточно низких нефтяных цен.

Немаловажным является и тот факт, что на этом энергетическом этапе произошла смена первого институционального этапа развития нефтяного рынка на второй. Монополия «Стандарт Ойл» уступила свою власть над рынком картелю «Семь сестер», который пользовался нефтяными ресурсами стран (Ближнего Востока, Африки, Южной Америки) без должной за то платы. Самый знаменитый случай — история концессии Вильяма д'Арси, когда все запасы персидской (ныне иранской) нефти были проданы

¹⁹ Энергетика и геополитика / Под ред. В. В. Костюка, А. А. Макарова; Российская академия наук. — М.: Наука, 2011. 397 с.

²⁰ Конопляник А. А. Анатомия цен на нефть, Финансовый университет, Москва 23.11.2013.

компании ВР за весьма условную плату в 50 тыс. фунтов ²¹. Фактически второй институциональный этап характеризовался как рынок олигополии нескольких компаний с отсутствующей рентой Хотеллинга ²², которая могла бы взиматься как налоги и отчисления в бюджеты стран-производителей.

В этих условиях низкие цены на нефть стимулировали спрос на нефть, создавая современную «углеводородную зависимость» мировой экономики. Низкие цены того периода можно объяснить и тем фактом, что в них отсутствовала рента Хотеллинга и производителями взималась только дифференциальная рента Рикардо ²³. В то время отсутствовала адекватная и покрывающая затраты на получение энергии будущими поколениями система платежей за недропользование, которая через системы социальной нагрузки на бюджет и перераспределения нефтяных доходов могла бы рассматриваться как рента Хотеллинга. Таким образом, на рынке олигополистической конкуренции сама долгосрочная рыночная цена (медианная цена) установилась на уровне 10 долл. / барр.

С точки зрения ценообразования во время первого и второго энергетических этапов нефтяного рынка развивается первый и второй этапы ценообразования на нефть по системе «издержки плюс», от странового рынка — к региональному, от совершенной конкуренции через монополию — к олигополии ²⁴.

Третий энергетический этап. С 1973 г. на нефтяном рынке начался третий этап энергетического развития. Доля нефти в энергобалансе, до этого возрастающая значительными темпами, замедляет свой рост и начинает снижение до 31 % к концу 2010-х гг. Именно в этот период цена нефти, несмотря на падающие в относительных величинах темпы роста спроса, возрастает и начинает достигать своих исторических максимумов. Это связано с важнейшими институциональными изменениями, произошедшими на рынке в начале 1970-х гг. Страны-экспортеры (в первую очередь Ближнего Востока и Северной Африки) начинают вытеснение с собственных рынков зарубежных компаний, также начинают приниматься «модернизированные» концессии недропользования. Эти концессии обеспечивали через инструменты распределения государственных бюджетов в виде субсидий гражданам и другим (неэнергетическим) отраслям народного хозяйства рентные доходы от добычи нефти. Фактически изменение «правил игры», то есть формирование нормальной высокой платы за недропользование

²¹ Уильям Ф. Энгдаль. Столетие войны. Англо-американская нефтяная политика и новый мировой порядок. Санкт-Петербург, 2010.

²² Н. Hotelling, The economics of exhaustible resources, The Journal of Political Economy, volume 39, № 2, April, 1931, p. 137–139.

²³ Рикардо Д. Начала политической экономии и налогового обложения. Сочинения. Т. 1 / Пер. с англ. под ред. М.Н. Смит. М.: Госполитиздат, 1955. С. 66-67.

²⁴ James L. Williams. Oil Price History and Analysis WTRG Economics London (<http://www.wtrg.com/prices.htm>).

обусловило появление в цене нефти ренты Хотеллинга. В то же время начинается истощение месторождений нефти в Северной Америке (одном из основных регионов-потребителей), а также глобализация мировых нефтяных рынков, возникает значительное число новых «центров» спроса и потребления. Стоит также отметить, что к началу 1970-х гг. нефтяной рынок с точки зрения игроков не претерпел изменений — он оставался олигопольным, однако на смену «семи сестрам» пришли 13 стран ОПЕК²⁵. Все это ознаменовало начало третьего институционального этапа в развитии мирового рынка нефти.

На третьем этапе ценообразования (институциональном этапе) мы видим почти 10-кратный рост цены, что никак не может трактоваться как простая надбавка к издержкам на добычу и ренте Рикардо ренты Хотеллинга. Многие российские и зарубежные исследователи говорят о «геополитических» механизмах влияния на нефтяные цены в этот период^{26, 27, 28, 29}. Однако следует выделить среди геополитических и внерыночных факторов два основных вида факторов по их влиянию:

- внерыночные факторы (фундаментальные), объективно изменяющие баланс спроса и предложения, к примеру: войны, глобальные катаклизмы и т. д., которые формируются вне самого рынка нефти, однако оказывают влияние на объемы спроса и предложения, что позволяет отнести их к внерыночным, но фундаментальным;
- внерыночные факторы (спекулятивные), субъективно изменяющие цены нефти в краткосрочном периоде, не влияя при этом на изменение спроса и предложение на реальном рынке.

За период с 1973 г. по настоящее время влияние обеих групп этих факторов было весьма значительно (рис. 1.5).

²⁵ ОПЕК brief History, доступно по ссылке: http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm.

²⁶ Бушуев В., Молачиев А. Перспектива нефтяных цен. ТЭК России № 6, 2011.

²⁷ Брагинский О. Б. Цены на нефть: история, прогноз, влияние на экономику. Рос. хим. ж. (Ж. рос. хим. об-ва им. Д. И. Менделеева), 2008. Т. LI, № 6, УДК 622.32.003

²⁸ Luciani G., Geopolitical Threats to Oil and the Functioning of the International Oil Market, CEPS, No. 221 / November, 2010.

²⁹ E. Hillebrand, How Will Future Oil Prices Affect Geopolitics? Paper prepared for the 2008 International Studies Association Annual Conference, 24–31 March, 2008, San Francisco, California. This version: March 15, 2008.



Рис. 1.5 — Динамика мировых нефтяных цен и влияние важнейших событий.

Источник: *BP Statistical Review of the World Energy*

Начиная с 1971–1973 гг., ОПЕК вошла в силу — количество стран-участниц достигло двенадцати. В период Йом-кипурской войны и нефтяного эмбарго добыча нефти на Ближнем Востоке упала на 35 млн т (7 % от мировой добычи), при этом цена нефти выросла в 3,2 раза и вплоть до 1978 г. оставалась практически неизменной.

Следующим серьезным потрясением на рынке нефти стала Иранская революция, вследствие которой добыча нефти снизилась на 125 млн т. Более того, в 1980 г. Ирак вторгся в Иран, и добыча нефти снизилась на 325 млн т. В это время цена достигла рекордных 100 долл. 2010 / барр. (выросла в 2 раза в период с 1978 по 1980 гг.).

Именно в период с 1971 по 1980 г. влияние ОПЕК на цену нефти стало максимальным. Стремительный рост цены обуславливался в первую очередь фундаментальным фактором — сокращением предложения.

После 1980 г. на фоне высоких цен на нефть добыча в странах не-ОПЕК увеличилась на 300 млн т, при этом, за счет введения технологий энергосбережения, начал тормозиться спрос на нефть. Таким образом, под влиянием понижающего изменения спроса и роста добычи в странах-импортерах цена нефти к 1986 г. снизилась до 30 долл. 2010 / барр.³⁰.

³⁰ James L. Williams. Oil Price History and Analysis WTRG Economics. London (<http://www.wtrg.com/prices.htm>).

В 1986 г. стартовала фьючерсная торговля нефтью. Именно с этого момента влияние на цену нефти помимо фундаментальных факторов (спроса и предложения) стали оказывать и биржевые спекулянты ³¹.

На этом временном отрезке проходит четвертый этап (1986–2000 гг.) ценообразования на нефть, который характеризуется глобальной торговлей и встречной конкуренцией; начинает взиматься спекулятивная рента; под влиянием интересов растущего числа спекулянтов на финансовых рынках началось раскачивание реального нефтяного рынка, значение фундаментальных факторов стало снижаться.

Постепенная модернизация финансовой системы торговли нефтяными контрактами, допуск на рынок еще большего объема игроков и постепенное раскрытие для биржевых игроков информации о реальном положении дел в отрасли привели к переходу на 5-й институциональный этап развития нефтяного рынка.

События третьего энергетического этапа нефтяного рынка показывают, что за период с 1971 г. по настоящее время нефтяной рынок прошел целых три этапа ценообразования: от картельной олигополии ОПЕК (1) через развитый рынок фьючерсной торговли (2) к глобальным биржам, где объемы продаваемых и покупаемых нефтяных контрактов кратно превышают объемы реально наличествующей на рынке нефти (3).

За весь третий энергетический этап на нефтяном рынке цена формировалась под влиянием сразу трех рент: ренты Хотеллинга, ренты Рикардо и под влиянием сначала монопольной ренты ОПЕК, а затем — спекулятивной ренты, которую в зависимости от положения дел на рынке «бумажной» нефти получали либо покупатели (в этом случае цена нефти стабилизировалась на относительно низких уровнях), либо продавцы (цена нефти стабилизировалась на высоком уровне) (рис. 1.6).

³¹ The Role Of Market Speculation In Rising Oil And Gas Prices: A Need To The Cop Back On The Beat, Staff Report Prepared By The Permanent Subcommittee On Investigations Of The Committee On Homeland Security And Governmental Affairs United States Senate, June 27, 2006.

долл. 2010 / барр.

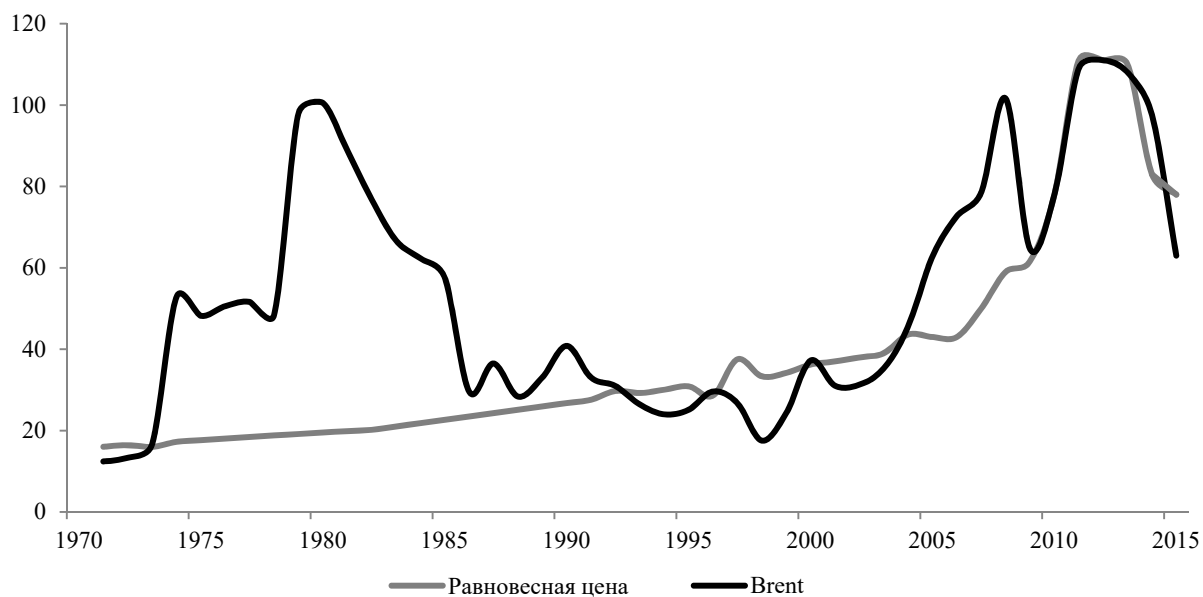


Рис. 1.6 — Соотношение равновесных и рыночных цен на нефть.

Источник: ИНЭИ РАН

Совершенно очевидным становится тот факт, что в период доминирования на рынке ОПЕК (1971–1986 гг.) и речи быть не могло о формировании на рынке нефти рыночного равновесия спроса и предложения, учитывая формально олигополистический, а реально — монополистический характер конкуренции на рынке того периода.

С 1986 г., когда ОПЕК начала терять рыночную силу, а ценообразование на нефть перешло на высоколиквидные биржи, рыночные цены нефти сблизились с равновесными, но зачастую были ниже их, что привело к кризису недоинвестированности 1990-х гг., а также к обратному распределению спекулятивной ренты от производителей и собственников ресурса к потребителям. Кризис недоинвестированности и постепенное исчерпание легкодоступных источников нефти и привели к опережающему росту цен нефти после 2000 г.

Нефть, как энергетический ресурс, является основой производственной цепочки. Растет цена на энергоносители — растут издержки энергоемких производств как основного потребителя энергоносителей. В связи с необходимостью покрывать возросшие издержки энергоемкие производства поднимают цены на свои товары, что ведет к увеличению издержек неэнергоемких производств и других субъектов экономики. Рост издержек по всей экономической цепочке приводит и к росту затрат у производителей энергоносителей, которые являются потребителями продукции других секторов экономики.

После 2000-х гг., когда на биржу были пущены крупные ненефтяные игроки, впервые за всю историю мировой нефтедобычи наблюдается корреляция рыночной цены с объемом добычи, спросом и равновесной ценой³² (табл. 1.2). Значительные объемы капитала резко повысили ликвидность существующих бирж, а резко возросшее количество сделок привело рынок «бумажной» нефти к состоянию равновесия, которое достигалось только при усреднении цен до среднегодовых значений при значительных колебаниях в краткосрочном и среднесрочном периоде. Таким образом, нефть благодаря финансовым операциям стала «идеальным товаром».

Таблица 1.2 Корреляция³³ цены с добычей, спросом и эффективной ценой на различных стадиях ценообразования³⁴

Система ценообразования	Коэффициент корреляции рыночной цены и объема добычи	Коэффициент корреляции рыночной цены и объема спроса	Коэффициент корреляции рыночной цены и равновесной цены
Ценообразование ОПЕК, 1971–1986 гг.	0,5972	0,6755	0,3894
Биржевое ценообразование, 1986–2000 гг.	-0,3879	-0,3384	-0,3252
Биржевое ценообразование, 2000–2010 гг.	0,7879	0,8615	0,9183

Источник: ИНЭИ РАН

Практически полное совпадение среднегодовых равновесных и рыночных цен стало наблюдаться на рынке только после кризиса 2008 г., когда при неизменных правилах игры были ограничены объемы фьючерсной торговли на рынке, а также усилен контроль над деятельностью финансовых спекулянтов.

Четвертый энергетический этап. С энергетической точки зрения на четвертом этапе доля нефти в общем энергобалансе снижается под воздействием межтопливной конкуренции. Появление товаров-субститутов расширяет верхнюю эластичную зону кривой спроса, что фактически говорит о начале нового энергетического этапа, где нефть вместо доминирующей позиции, наблюдавшейся последние сорок лет, занимает равную долю с газом и углем. Такая структура энергопотребления будет снижать ценность нефти как энергоносителя и формировать понижающее давление на ее стоимость.

³² Коэффициент корреляции считается значимым при его значении больше 0,7.

³³ Общая теория статистики: Учебник / Под ред. Р. А. Шмойловой. — 3-е издание, переработанное. — Москва: Финансы и статистика, 2002. 560 с. — ISBN 5-279-01951-8

³⁴ Коэффициент корреляции — это мера взаимосвязи измеренных явлений. Любой коэффициент корреляции изменяется в пределах от -1 до +1. Отрицательные значения говорят про обратную пропорциональную взаимосвязь, положительные — о прямо пропорциональной.

С точки зрения уплачиваемых рент уже сегодня ясно, что, несмотря на истощаемость нефтяного ресурса, его запасов хватит на многие и многие поколения, что будет снижать ренту Хотеллинга, а также занижать спекулятивную ренту, построенную на ожидании «пика нефти».

Крайне интересные изменения могут произойти в части дифференциальной ренты — фактически сегодня формируются два крупнейших региона-импортера: Европа и Азиатско-Тихоокеанский регион. Северная Америка, учитывая высокий собственный добычный потенциал, может перестать быть импортером. Реализация такого сценария будет формировать отдельные дифференциальные ренты для поставщиков Европы, отдельные — для поставщиков Азии, отдельные — для добывающих компаний Северной Америки, что, вероятно, может привести к значительному разбросу цен на нефть на каждом отдельном рынке, а значит, к «регионализации» мирового нефтяного рынка. В случае этой «регионализации» рыночная цена будет формироваться не как издержки замыкающего поставщика, а как издержки замыкающего регионального поставщика.

В 2014–2015 гг. стечение целого ряда обстоятельств разорвало соотношение между равновесными и рыночными ценами, причем разница эта к середине 2015 г. составила более 20 долл./барр., на которые рыночные цены оказались ниже. Одной из причин такого разрыва оказалось соотношение спроса и предложения на мировом рынке. Равновесные цены и их расчет основываются на допущении, что при определенном уровне спроса объемы добычи должны быть достаточны для его удовлетворения, но не превышать его.

Однако ускоренное развитие целого ряда проектов добычи, прежде всего нетрадиционной нефти, на фоне сдержанного спроса привело к образованию дисбаланса на рынке. В частности, существенное воздействие на рынок оказало развитие добычи нефти низкопроницаемых коллекторов в США, технологии производства которой постоянно совершенствуются, что приводит к тому, что фактическая динамика ее добычи опережает самые смелые экспертные прогнозы. Помимо США рост добычи нефти наблюдался и у других производителей: в Бразилии, Ираке, Иране и Канаде.

Анализ баланса спроса и предложения на 2014 г. показывает, что мировое предложение жидких топлив превысило спрос более чем на 100 млн т, что фактически означало, что на начало 2015 г. на кривой предложения появился некоторый объем «бесплатной», уже произведенной нефти. Тем не менее появление сравнительно небольшого объема избыточной нефти, очевидно, не могло снизить цены до уровня 60 долл./барр. с отметки в более 100 долл./барр.

Еще одним сильным фундаментальным фактором, оказавшим существенное давление на цены нефти, оказалось снижение капитальных и операционных затрат,

вызванное кризисными эффектами в мировой экономике. Скачкообразный рост курса доллара в сочетании с образовавшимся переизбытком рабочей силы, снижением цен на металлы, оборудование, а также буровые работы (из-за избытка буровых установок в тех же США) привели к существенному падению затрат в нефтедобывающих странах, в первую очередь в тех, национальные валюты и экономические системы которых не были привязаны к курсу доллара. По данным IHS Energy, среднемировое снижение операционных затрат в 2015 г. по сравнению с 2014 г. составило более 5 %, капитальных — более 17 % (рис. 1.7).

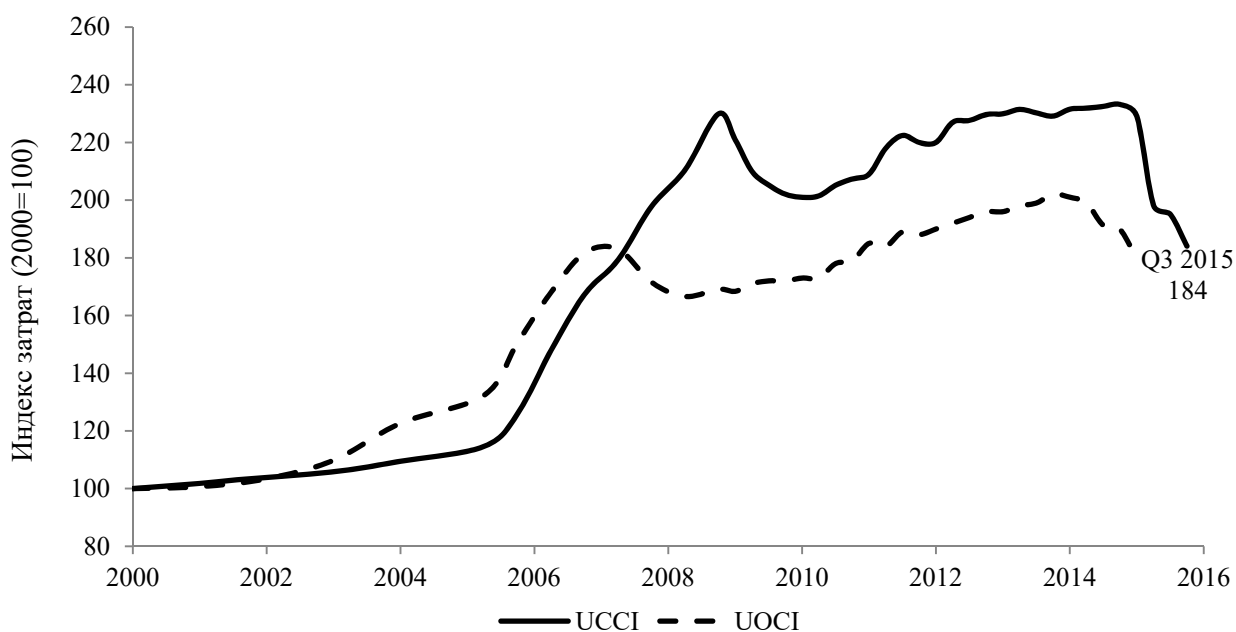


Рис. 1.7 — Динамика индексов капитальных и операционных затрат в секторе добычи.

Источник: официальный сайт IHS Energy. Costs & Strategic Sourcing доступно по ссылке: <https://www.ihs.com/Info/cera/ihsindexes/index.html>

В терминах равновесных цен совместное влияние снижения производственных затрат в сочетании с расширением объемов доступного предложения сместило равновесные цены нефти с отметки в 105 долл./барр. в 2013 г. до 83 долл./барр. в 2014-м и до 78 долл./барр. в 2015 г. Но рыночные цены оказались ниже и этих равновесных отметок.

Уровень цен 2015 г. оказывается, очевидно, недостаточным для нормального развития нефтяной отрасли, около половины добычи обеспечивается с покрытием только операционных и налоговых затрат (которые зачастую снижаются в период низких цен), что фактически означает, что отрасль во многом функционирует за счет уже понесенных в прошлые периоды инвестиций. Сохранение рыночных цен на отметке ниже равновесных

в течение продолжительного времени способно привести к последующему их значительному росту, аналогичному тому, что произошел в начале 2000-х.

Анализ равновесных цен показывает, что, несмотря на то, что их динамика тесно связана на третьем энергетическом этапе с рыночными ценами, возможны существенные различия в абсолютных значениях рыночных и равновесных цен, формируемые «турбулентными» реакциями реального рынка на фундаментальные изменения и нефундаментальные факторы (настроения инвесторов, курсовые колебания, геополитические события).

Главным вопросом на начинающемся четвертом этапе развития нефтяного рынка остается вопрос, будут ли рыночные законы определять цену нефти, удастся ли исключить из нее в значимой мере спекулятивную ренту и привести к относительно стабильному ценовому коридору, который будет отображением интересов производителей и потребителей?

Эволюция рынков газа

Аналогично предыдущему разделу, посвященному эволюции нефтяных рынков, в данном разделе в рамках институционального подхода рассмотрены основные особенности газовых рынков, главная из которых — значительно более высокие транзакционные издержки³⁵ (т. е. издержки, связанные с координацией и взаимодействием экономических субъектов), чем на нефтяном рынке.

Прежде всего это связано с высокой степенью специфичности активов³⁶ отрасли ввиду крайне специализированной и негибкой природы трубопроводного транспорта газа. При высокой специфичности активов резко возрастает вероятность так называемого оппортунистического поведения контрагентов, которое имеет целью «вымогательство» — присвоение выгоды от осуществленных контрагентом специфических инвестиций (т. е. использование их без соответствующей оплаты). Например, после того, как осуществлены вложения в постройку газопровода, потребитель может потребовать от поставщика снижения цен на поставляемый газ. Поставщик вынужден будет согласиться, поскольку у него нет никаких вариантов альтернативного использования построенного трубопровода, а ему необходимо обеспечить возврат инвестиций. Из-за высокой капиталоемкости газовой промышленности этот риск оппортунистического поведения

³⁵ Транзакционные издержки — все издержки, возникающие при совершении сделок: затраты ресурсов (денег, времени, труда) для планирования, адаптации и контроля за выполнением взятых индивидами обязательств в процессе отчуждения и присвоения прав собственности и свобод, принятых в обществе.

³⁶ Специфичный (идеосинкретический) актив — актив, максимальный эффект от использования которого достигается в рамках данного контракта. Такому активу трудно найти замену и альтернативное применение.

является особенно существенным, а соответственно, высоки и затраты контрагентов на то, чтобы организовать транзакцию таким образом, чтобы обеспечить минимизацию этого риска.

Помимо этого, отрасль отличается повышенной взаимозависимостью контрагентов. Она состоит из нескольких отдельных сегментов (это добыча газа, производство СПГ, транспортировка сетевого и сжиженного газа и распределение), которые технологически очень тесно связаны. В силу этих технологических особенностей транзакции в газовом бизнесе носят в основном непрерывный долгосрочный характер, что опять же ведет к росту транзакционных издержек: разрыв отношений с контрагентом и переключение на другого поставщика/потребителя в большинстве случаев затруднены и связаны с дополнительными затратами.

Для газовой отрасли характерна также очень высокая степень неопределенности. В первую очередь это связано с повышенной инерционностью отрасли. Продолжительность осуществления газовых проектов, включающих обычно освоение месторождения и строительство газотранспортной магистрали от него к потребителям, очень велика. А длительный период последующей эксплуатации узкоспециализированных активов усиливает неопределенность будущих условий, которая помимо отраслевой специфики связана с неопределенностью внешнеэкономической среды (которая формируется под воздействием многочисленных внешних факторов, начиная с геополитической обстановки и динамики мировых энергетических рынков и заканчивая динамикой цен и спроса на энергоресурсы). Кроме того, нормальные товарные циклы намного более глубоки на газовых рынках, поскольку из-за продолжительности инвестиционного цикла неизбежна существенная задержка реакции на динамику спроса со стороны производства и транспортировки. Таким образом, неопределенность относительно будущих цен и объемов продаж при заключении контрактов в газовой отрасли очень велика, что также повышает риски контрагентов и их транзакционные издержки.

Кроме того, стратегическая, социальная и инфраструктурная важность газовой промышленности и ее роли в формировании государственного бюджета мотивирует активное вмешательство государства в институциональную структуру отрасли. Это иногда делается через «революционные» преобразования — изменения в законодательстве, регулирующем деятельность в отрасли. А в случае международных сделок на газовый бизнес зачастую влияют геополитические отношения между странами. Ухудшение политических отношений между ключевыми экспортерами и импортерами газа, а также их геополитические противоречия с транзитными странами также крайне неблагоприятно влияют на стабильность и предсказуемость рынка, что в свою очередь

влечет за собой рост трансакционных издержек — структуру сделок приходится постоянно модифицировать с учетом изменяющихся внешних условий, новых требований регулирования и изменений во внешнеполитической стратегии.

Таким образом, участники рынка в газовом бизнесе вынуждены иметь дело со сделками с высокой степенью специфичности, неопределенности, большими рисками оппортунистического поведения и трудностями с урегулированием долгосрочных отношений. Анализ фактического хода развития региональных газовых рынков показывает, что степень этих рисков, угроз и неопределенностей только увеличивается по мере развития и интеграции рынков, по мере роста масштабов, продолжительности и сложности газовых проектов, а также в зависимости от числа вовлеченных в них стран с различными институциональными рамками.

Воздействие этих факторов хорошо видно на всех этапах эволюции газовых рынков, которая состоит из постепенных изменений по мере накопления периферийных модификаций в структуре отраслевых активов (развитие и интеграция инфраструктуры, истощение газовых месторождений и т. д.) и модификации контрактных принципов. Ниже определены следующие признаки этапов:

1. Производственные, связанные с особенностями активов отрасли. На начальном этапе эволюции осуществлялось парное взаимодействие производителя и потребителя (объемы рынка — несколько миллиардов кубометров газа), затем стали формироваться системы газопроводов на региональном уровне, достигшие своего расцвета при образовании национальных систем газоснабжения (емкостью в десятки — сотни миллиардов кубометров), следом появились парные межгосударственные газопроводы большой протяженности и большого диаметра, объединившие рынки объемами в несколько сотен миллиардов кубометров, и, наконец, началась интеграция межгосударственных газопроводов в трансконтинентальные системы с суммарной емкостью рынков более триллиона кубометров.

2. Институциональные, характеризующие изменение институциональной структуры отрасли (включая формы и методы государственного регулирования) на каждом этапе: локальные монополии сменились национальными, затем стали развиваться хозяйственные отношения между национальными монополиями отдельных стран, потом началась интеграция крупных транснациональных компаний.

3. Контрактные принципы и методы ценообразования, связанные с появлением новых контрактных форм и способов распределения рисков между участниками сделки: чрезвычайно долгосрочные жесткие контракты франшизы и контракты «на истощение» сменились менее продолжительными контрактами типа «бери или плати» с различными

видами ценообразования, и затем они начали дополняться краткосрочными спотовыми контрактами.

Таблица 1.3 демонстрирует основные характеристики газовых рынков на каждой стадии их развития, а также показывает, какие механизмы используются, чтобы уменьшить транзакционные издержки.

Таблица 1.3 Эволюция рынков природного газа

Характеристики	Локальные рынки	Национальные рынки	Межстрановые рынки	Трансконтинентальные рынки
Основной продукт	Трубопроводный газ	Трубопроводный газ	Трубопроводный газ, СПГ	Трубопроводный газ, СПГ
Инфраструктура	Единичные газопроводы между производителем и потребителем	Национальная система газоснабжения	Строительство мощных межгосударственных газопроводов большой протяженности, двусторонние поставки СПГ	Поставки СПГ и сетевого газа из нескольких стран, формирование межстрановых систем газопроводов
Объем рынка	Несколько млрд м ³	Десятки — сотни млрд м ³	Несколько сотен млрд м ³	Более трлн м ³
Институциональная структура газового рынка	Локальные вертикально интегрированные монополии	Национальные вертикально интегрированные монополии, независимые газодобывающие компании	Двусторонние межгосударственные соглашения, взаимодействие двух национальных монополий	Надгосударственные «единые рынки газа». Многосторонние контракты между многими компаниями. Транснациональные вертикально интегрированные энергетические компании
Конкуренция	Отсутствует	При определенных условиях возможна конкуренция в добыче	Конкуренция между собственной добычей и импортом	Конкуренция между собственной добычей и многочисленными источниками импорта
Инструменты снижения транзакционных издержек	Локальная монополия, сверхдолгосрочные контракты и договоры франшизы	Национальная монополия Прямое государственное регулирование отрасли и стратегическое планирование ее развития Ценообразование «издержки плюс» Долгосрочные контракты «бери и/или плати»	Национальная монополия Прямое государственное регулирование отрасли и стратегическое планирование ее развития Ценообразование «нетбэк» в привязке к корзине нефтепродуктов Долгосрочные контракты «бери и/или плати» Долгосрочные двусторонние межправительственные соглашения	Вертикально интегрированные транснациональные компании Многосторонние международные соглашения Ценообразование «нетбэк» в привязке к корзине альтернативных видов топлива и спотовое ценообразование Обмены активами Консорциумы

Источник: ИНЭИ РАН

Локальные рынки. На начальном этапе эволюции газовых рынков преимущественно осуществлялось парное взаимодействие производителей и потребителей, инфраструктура представляла собой несколько не связанных друг с другом трубопроводов, проложенных между отдельным газовым месторождением и одним городом или крупным потребителем газа, а цены на топливо определялись исходя из экономики конкретного проекта с тем, чтобы покрывать затраты производителя и гарантировать ему приемлемую норму прибыли (ценообразование «издержки плюс»). Примеры: США в 1880–1920 гг., Великобритания в 1930–1948 гг., 1990-е в Китае и Индии.

Риски на данном этапе в первую очередь связаны с технологической и физической безопасностью поставок, поскольку у местных компаний нет достаточного опыта. Кроме того, этот этап характеризуется риском недоинвестирования из-за потребности в значительных стартовых капиталовложениях в условиях высокой неопределенности относительно объема будущего рынка и цен. Основные механизмы снижения инвестиционного риска — использование сверхдолгосрочных контрактов (например, контрактов «на истощение», в которых потребители соглашаются купить весь газ с заявленного месторождения), вертикальная интеграция (формирование местных монополий) или заключение договоров франшизы на предоставление услуг, гарантирующих эксклюзивные права на деятельность компании на данной территории.

Национальные рынки. На втором этапе развивается транспортировка газа на значительные расстояния по магистральным газопроводам высокого давления, идет быстрое формирование национальных рынков, объединяющих прежде изолированные локальные. Единичные местные монополии объединяются в крупные вертикально интегрированные холдинги, получив при этом возможность использовать эффект экономии на масштабе. Государство со своей стороны активно участвует в работе отрасли, осуществляя ее жесткое регулирование на всех уровнях.

На этом этапе бурного расширения и необходимости реализации чрезвычайно капиталоемких проектов добычи, транспортировки и распределения газа основным становится риск недоинвестирования. Чтобы предоставить национальной экономике необходимые газовые ресурсы, правительства во многих странах вводят государственное регулирование, подразумевающее прямое административное вмешательство, регулирование цен и часто национализацию газовых компаний. С другой стороны, в своем стремлении развить газовую отрасль и расширить инфраструктуру правительства зачастую предоставляют компаниям многочисленные льготы, позволяющие претворять

в жизнь проекты, связанные с большим риском, а подчас и инвестируют в них государственные средства.

Одновременно идет возникновение и последующее развитие долгосрочных контрактов. Подобные формы сделок предусматривают длительный период добычи на максимальном уровне — для полной окупаемости вложений в проект. Длительные сроки позволяют делать существенные разрывы во времени с момента заключения контракта до начала поставки газа. Как результат, появляется возможность планирования развития конкретных проектов и отрасли в целом. Покупатель, заключая долгосрочный контракт с поставщиком, принимает на себя риск по объему: традиционные долгосрочные контракты «бери или плати» подразумевают гарантии отбора большей части поставленного газа — от 80 до 90%, независимо от реальных потребностей. Таким образом, на данном этапе трансакционные издержки снижаются за счет использования механизма ценообразования «издержки плюс» и долгосрочных контрактов «бери или плати», которые гарантируют производителям возврат инвестиций и, соответственно, снижают угрозу недоинвестирования.

Двусторонние межстрановые рынки. На третьем этапе со строительством газопроводов большой протяженности и большого диаметра между отдельными странами и развитием двусторонней торговли СПГ начинается развитие двусторонних межстрановых рынков, объединяющих рынки объемами в несколько сотен миллиардов кубометров. США начали экспортировать небольшие объемы сетевого газа в Мексику и Канаду в 1949 г. В странах Европы рост цен на нефть в 1970-х гг. привел к заметному увеличению доли природного газа в балансе за счет поставок из Нидерландов, Норвегии, СССР и Алжира. Одним из пионеров этого этапа стала газовая отрасль СССР, создавшая мощную систему экспортных газопроводов. В Азиатско-Тихоокеанском регионе, в силу особенностей его размещения, развитие газотранспортных сетей было затруднено, поэтому наибольшее развитие получил импорт СПГ. Начала этот процесс Япония в 1969 г., затем к ней присоединилась Южная Корея и Тайвань.

На данном этапе впервые в дополнение к другим рискам возникают проблемы, сводящиеся в целом к необходимости урегулирования взаимоотношений в рамках двух различных институциональных систем — страны-производителя и страны-потребителя. Поскольку на национальном уровне обеспечить решение этих проблем невозможно, необходимыми становятся международные гарантии. Это обеспечивается прежде всего межправительственными долгосрочными соглашениями, которые гарантируют необходимые объемы поставки газа для страны потребления и возврат инвестиций для страны производства.

По мере расширения рынка ценовые риски уменьшаются уже за счет использования иной системы ценообразования, имеющей в своей основе отношение цены газа к цене на конкурирующие топлива, — системы «нетбэк». Рыночная стоимость газа определяется как максимальная цена, по которой поставщик может продать газ покупателю, будучи при этом конкурентоспособным с другими видами топлива. При достижении ценой уровня «нетбэк» покупатель руководствуется не ценовыми преимуществами газа, а его потребительскими свойствами. При этом производитель несет определенный риск, поскольку прямой связи между уровнем цены и производственными затратами нет. Поскольку на данном этапе преобладают долгосрочные отношения между продавцами и покупателями газа, для упрощения ежегодного вычисления цены по отдельному контракту вводятся формулы цены, т. е. формулы, привязывающие цены на газ к ценам альтернативных видов топлива, в первую очередь нефтепродуктов.

Формирование трансконтинентальных рынков. На четвертом этапе быстрое развитие двусторонней международной газовой торговли приводит к интеграции, объединяющей межстрановые трубопроводы в более сложные международные системы, включающие много стран. На наиболее развитых рынках добыча газа входит в стадию падающей, что при сохраняющемся росте спроса обуславливает необходимость увеличения импорта. В результате интеграции газотранспортных систем уже сформировался трансконтинентальный рынок газа на Северо-Американском континенте, ЕС работает над созданием «Единого внутреннего рынка природного газа», лидером интеграционных процессов остается система газоснабжения стран бывшего СССР. Одновременно быстро растут поставки СПГ, в том числе межконтинентальные.

Обеспечение достаточных инвестиций в условиях все более жесткой конкуренции различных источников поставок газа (и растущих для производителей рисков оппортунистического поведения потребителей) — сложнейшая задача на данном этапе, для ее решения участниками рынка развивается целый ряд уникальных инструментов, которые целесообразно рассматривать как механизмы адаптации. Долгосрочные двусторонние контракты на уровне компаний — примеры наиболее эффективных инструментов для того, чтобы гарантировать своевременные инвестиции. Вертикальная интеграция в международном масштабе, с формированием транснациональных компаний, работающих во всех сегментах рынка в глобальном географическом охвате, — второе важнейшее направление для снижения рисков на газовых рынках. Еще одной формой адаптации рынка к высоким транзакционным затратам является развитие многосторонних консорциумов, вовлекающих участников от различных стран. Это обеспечивает определенную степень баланса интересов и взаимных гарантий. Более сильное доверие

контрагентов может быть обеспечено также за счет совместного вложения капитала по всей цепочке газовых поставок (включая обмен активами). Этот процесс уже ярко виден на примере бизнеса СПГ, где консорциумы из 5–7 компаний из различных стран обеспечивают гарантии безопасности спроса и предложения. Это также все более очевидно в ряде крупных трубопроводных проектов, таких как «Интерконнектор», «Норд Стрим». Члены консорциума могут участвовать в нескольких других проектах с различными конфигурациями, даже в конкурирующих. Эта политика помогает распределить риски. Будущее развитие газовых рынков, вероятно, сделает эту тенденцию более широко распространенной, приводя к взаимному проникновению различных национальных компаний и интересов и к все большей конкуренции между проектами, а не странами-поставщиками.

На этом этапе резко увеличивается взаимозависимость всех участников рынка. «Интеграция создает новую уязвимость в более широком смысле, потому что перебой где-нибудь в системе — является ли он финансовым, физическим или коммуникационным — и сбой даже одного элемента создают огромные угрозы всем участникам системы поставок»³⁷. В прошлом долгосрочные контракты от отдельных поставщиков определенным потребителям по существу изолировали проблемы перебоев в поставках или ценовых колебаний. Одним из наиболее ярких примеров серьезности возникающих на данном этапе рисков становится транзит, масштабы которого многократно увеличиваются по мере интеграции рынков, а вот институциональные системы чаще всего остаются разнородными, что ведет к кратному росту трансакционных издержек и транзитных конфликтов. В качестве примеров можно привести отношения Украины и Белоруссии с Россией, проблемы транзита между центральноазиатскими государствами, в Северной Африке, в Латинской Америке, проблемы, связанные с трубопроводом Иран — Индия и т. д. Для снижения данной угрозы все чаще прибегают к диверсификации маршрутов транспортировки, невзирая на дороговизну данного метода. Однако в ситуации увеличивающихся транзитных рисков (которые подразумевают огромные операционные затраты для потребителей и производителей) обходные маршруты транспортировки становятся во многих случаях более привлекательными с экономической точки зрения, так как позволяют снизить сумму трансформационных и трансакционных издержек, а не просто оптимизировать издержки на добычу и транспортировку. Хотя обходные маршруты обычно более дороги, если учитывать только транспортные издержки, они становятся более конкурентоспособными, если принимать в расчет возможные потери и издержки на урегулирование конфликтов в случае нарушения транзита.

³⁷ The New Energy Security Paradigm. World Economic Forum. 2006.

Другим важнейшим вопросом дальнейшего развития газовых рынков является трансформация механизмов ценообразования на газ. Высокая стоимость и ограниченность вариантов транспортировки газа на дальние расстояния обуславливают регионализацию его рынков. При этом принципы и модели ценообразования на отдельных национальных рынках отличаются значительным разнообразием. На каждом этапе развития газовых рынков могут использоваться различные подходы, соответствующие, с одной стороны, степени зрелости рынка, а с другой стороны — приоритетам государственной политики в рассматриваемой стране или регионе, поскольку государства традиционно играют определяющую роль в отношении устанавливающейся системы ценообразования на такой стратегический товар, как природный газ.

В целом можно выделить следующие используемые в мире модели ценообразования на газ:

- привязка к ценам нефти;
- спотовое ценообразование в результате конкуренции «газ — газ»;
- цены, устанавливающиеся в результате двусторонних переговоров между монополиями;
- ценообразование «нэтбек» от конечной продукции;
- прямое государственное регулирование цен на базе принципа «издержки плюс»;
- ситуативное государственное регулирование на основе социальных и политических соображений;
- постоянное государственное субсидирование, административное установление цен на уровне ниже издержек.

Данные модели могут использоваться как самостоятельно, так и в комбинации с другими. Все более распространенными становятся ситуации, при которых на одном рынке сосуществуют и работают параллельно несколько различных систем. Ниже эти системы ценообразования рассмотрены более подробно.

Привязка к ценам альтернативных видов топлива (обычно нефти и нефтепродуктов). Это доминирующий принцип ценообразования в континентальной Европе и Азии. В этом случае газовые цены контрактно привязаны, обычно через базовую цену и оговорку о повышении, к ценам одного или нескольких конкурирующих видов топлива, в Европе обычно это газойль или мазут, в Азии — сырая нефть. Иногда учитывается цена угля и электроэнергии. Данный механизм обеспечивает рост цен на газ в соответствии с увеличением цен на альтернативные топлива. Кроме того, обычно в данную формулу включают индекс инфляции.

Изначально идеология данной модели ценообразования была призвана определять предельную цену, обеспечивающую экономические стимулы к использованию газа вместо других видов топлива. Цены на природный газ должны быть такими, чтобы у конечного потребителя он был конкурентоспособен по сравнению с альтернативными энергоносителями — этот принцип ценообразования называется также «нетбэк» («netback pricing»). При достижении ценой значения «нетбэк» потребителю становится безразлично, какой энергоноситель выбрать, и решение принимается с учетом дополнительных факторов (например, экологических качеств газа). В данной модели цены ориентируются на потребителей, и фактически не существует непосредственной связи между затратами производства газа и уровнем цен. Алгоритм вычисления цены «нетбэк» показан на рис 1.8.



Рис. 1.8 — Принцип вычисления цены «нетбэк».

Алгоритм расчета:

- а) Вычисляется общая цена, которую платит потребитель за использование альтернативного топлива (например, мазута). Она включает в себя:
 - капитальные и текущие издержки на оборудование, необходимое потребителю для использования топлива;
 - затраты альтернативного топлива на единицу произведенной полезной энергии с учетом эффективности его сжигания.

- б) Из общих затрат на использование альтернативного топлива вычитаются капитальные и текущие затраты на оборудование, необходимое потребителю для сжигания газа. Получаются максимальные затраты, которые покупатель готов нести при использовании газа, и, учитывая эффективность использования, можно на их основе определить предельную цену газа. Эта цена формирует цену «нетбэк» на газ у потребителя.
- в) Вычитая издержки на транспортировку и распределение, а также налоговые отчисления, получают предельную цену «нетбэк» для поставщика.
- г) Для стимулирования новых потребителей к переходу на газ и для предоставления экономических стимулов существующим потребителям для продолжения использования газа конечная цена устанавливается ниже цены «нетбэк».

В приведенном выше примере цена на газ определялась для новых потребителей. Эффективность газа для потребителей с уже установленным оборудованием по его сжиганию выше, чем для тех, кто выбирает между двумя альтернативными капиталовложениями, так как для первых затраты на переход к новому виду топлива будут намного выше. Это особенно важно в бытовом секторе, где существующие потребители обычно формируют «схваченную» потребность в газе.

Выбор заменителей газа, определяющих его цену, зависит от специфической сферы использования. С освоением парогазовых технологий наибольшая эффективность использования газа имеет место в производстве электроэнергии. Высокая эффективность этих установок, низкие капитальные и текущие затраты, малый срок строительства, меньшая единичная мощность (что делает более гибкой подгонку мощности под потребность), меньшие размеры, легкость размещения и низкий уровень загрязнения окружающей среды делают исключительно привлекательным использование газа для производства электроэнергии. Газ останется экономически наиболее эффективным ресурсом для производства электроэнергии даже при значительном росте его цены.

В бытовом секторе потребители используют газ для отопления и для приготовления пищи, они платят самую высокую цену на рынке газа из-за дороговизны местного распределения и возможности пикового спроса в зимний период. Газ имеет более привлекательные характеристики для этого сектора по сравнению с различными видами твердого топлива и нефтепродуктов в силу чистоты, удобства использования и хранения. Очень сильное влияние на потребление газа в бытовом секторе имеет установленное оборудование, что обуславливает большую инерционность этого сектора.

В промышленном секторе сильнее конкуренция с другими видами топлива, поэтому обычно цена газа здесь ниже, чем в бытовом секторе.

Ценообразование «нетбэк» традиционно используется в странах континентальной Европы, где в долгосрочных контрактах широко применяются различные «формулы привязки» к ценам заменителей газа в конкретных сферах потребления — нефтепродуктов, угля, электроэнергии, чтобы поддерживать цены на газ на всем

протяжении контракта в соответствии с рыночным уровнем. Такая привязка имеет вид формулы, которая обычно формируется таким образом, чтобы пропорции в ней соответствовали долям использования разных видов топлива у конечных потребителей. Исторически сложилось, что поскольку в 1960–70-е гг., когда внедрялась эта схема, основным конкурентом газа во всех секторах были нефтепродукты, то и в формуле привязки в основном использовались цены на нефтепродукты (обычно — их котировки в Роттердаме за несколько месяцев, предшествующих расчетной дате). Использование опорного периода препятствует слишком резким изменениям контрактных цен на газ, сглаживает колебания, присущие ценам на нефть и нефтепродукты, и переносит их на рынок газа с лагом запаздывания. В Европе основная часть газа традиционно продавалась по долгосрочным контрактам с условием «бери или плати» и привязкой к цене корзины нефтепродуктов (так называемая гронингенская система, впервые внедренная голландцами в 1950-е гг.).

Этим же принципом ценообразования руководствовались крупные покупатели на азиатско-тихоокеанском рынке газа, что стало главным фактором быстрого проникновения газа на энергетические рынки Восточной Азии, однако там привязка в основном осуществлялась к ценам сырой нефти.

Как видно из рисунка 1.9, цены по данной схеме чаще всего устанавливаются выше уровня равновесной цены, если цены на нефть высоки, и ниже этого уровня, если нефтяные цены низкие (при высоких ценах нефти — P_2 , при низких — P_3).

Основной проблемой данного метода является проблема волатильности цен на нефть, от которой в конечном итоге зависит и цена на нефтепродукты.

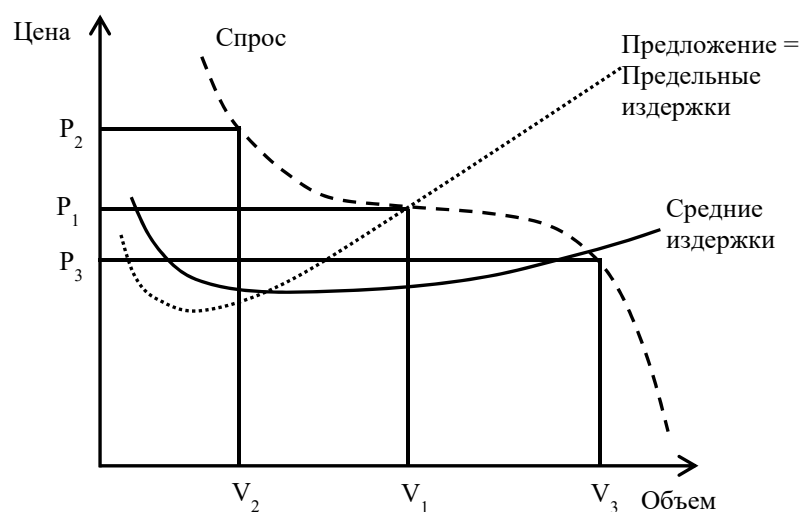


Рис. 1.9 — Установление цены при привязке к нефти.

Источник: IGU 2006–2009 Triennium Work Report. PROGRAMME COMMITTEE B: STRATEGY, ECONOMICS AND REGULATION. IGU PGC B/SGB2 «Report on gas pricing», 2009

Одним из способов снижения для участников рынков финансовых рисков от перепадов нефтяных цен стала система ценообразования, основанная на привязке к нефти с поправкой S-curve, характерная для азиатского рынка. Цена газа в регионе преимущественно привязана к нефтяной корзине Japanese Crude Cocktail (JCC) и интегрирована с фактором S-curve, который корректирует избыточный эффект, если уровень цен на сырую нефть слишком высок или слишком занижен, — вводит максимальное и минимальное значение цен на нефть, при которых цены на газ уже дальше не изменяются (или изменяются в меньшем соотношении — в зависимости от наклона кривой). Значительные колебания цен на газ в последние годы продемонстрировали, что формула S-образных кривых по-прежнему может служить инструментом защиты экономических интересов производителей и потребителей, но при условии соответствия центральной части кривой среднерыночному уровню цен, без больших отрывов в любую из сторон.

В последнее десятилетие исторически сложившаяся привязка цен на газ к ценам нефтепродуктов отчасти утратила свой изначальный экономический смысл: в развитых странах мазут уже давно перестал конкурировать с газом на электростанциях, а в перспективе его роль в генерации снижается до совсем незначительных величин.

Спотовое ценообразование в результате конкуренции «газ — газ». Данный принцип ценообразования основан на том, что цена формируется в результате торга, на основе взаимного соглашения между продавцами и покупателями, в итоге балансировки спроса и предложения (рис. 1.10). Рыночная цена включает в себя оценку товара на основе спроса, предложения, затрат, полезности, формируя ее в виде единой цены. Тем самым в рыночных ценах отражается и себестоимость продукции, и ее обменный курс по отношению к другим товарам, и потребительские качества.

Это основной механизм ценообразования на либерализованных рынках США, Канады и Великобритании. Все более активно применяется на рынках, находящихся в процессе либерализации, — в странах континентальной Европы, в Австралии. Введение недискриминационного доступа к газотранспортной системе привело здесь к распространению «межгазовой» конкуренции, когда из всех поставщиков, присутствующих на рынке, покупатель выбирает того, чей газ дешевле. В краткосрочном периоде цены на газ на конкурентном рынке с недискриминационным доступом к газотранспортной системе определяются соотношением спроса и предложения. В любой конкретный момент рыночная цена газа определяется замыкающим потребителем и замыкающим производителем.

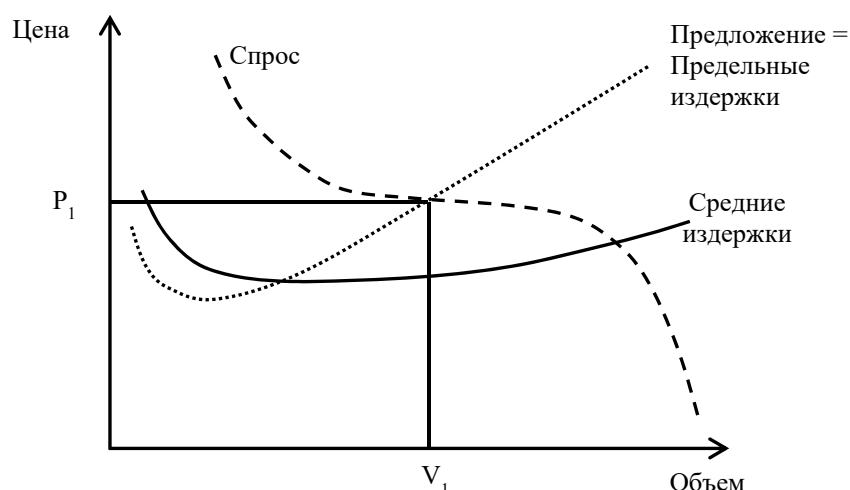


Рис. 1.10 — Установление цены при конкуренции «газ — газ».

Источник: IGU 2006–2009 Triennium Work Report. PROGRAMME COMMITTEE B: STRATEGY, ECONOMICS AND REGULATION. IGU PGC B/SGB2 «Report on gas pricing», 2009

Кривая спроса на газ традиционно неэластична при высоких ценах и при низких ценах, когда возможности для переключения на альтернативные виды топлива ограничены, и эластична в середине диапазона. В краткосрочном периоде кривая спроса на газ на рынке определяется следующими факторами:

- сезонной отопительной нагрузкой, которая зависит от спроса бытовых и мелких коммерческих потребителей; положение кривой спроса в целом определяется погодой;
- сезонностью спроса на газ в электроэнергетике;
- спросом на газ со стороны поставщиков для закачки в ПХГ (зависит от мощности хранилищ, их загрузки, текущего уровня цен и ожидания относительно будущих цен);
- способностью конечных потребителей к быстрому переключению между различными видами топлива и ценами этих альтернативных видов топлива.

Кривая предложения при спотовом ценообразовании совпадает с кривой долгосрочных предельных издержек³⁸, которые определяются ресурсной базой, уровнем развития технологии, организационной эффективностью, а также тем, добывается ли газ вместе с нефтью, доходы от которой сами по себе покрывают затраты на разработку месторождений. В рыночной среде только соответствие цен долгосрочным предельным затратам может дать правильные ориентиры для инвестиционной политики.

³⁸ Под предельными издержками понимается прирост общих затрат, обусловленный увеличением производства и продажи товаров на одну единицу.

Кривая средних издержек пересекает кривую долгосрочных предельных издержек в ее нижней части и затем — кривую спроса на более низком уровне, чем цена рыночного равновесия. В этой модели цена на газ в основном будет на уровне P_1V_1 , отражая краткосрочное равновесие спроса и предложения.

Вид кривой предложения определяется производственной политикой производителей (их желанием увеличивать или сокращать объемы добычи), а также желанием владельцев газа в хранилищах выпускать этот газ на рынок при разных уровнях цен. Положение кривой может меняться в зависимости от объема суммарных производственных мощностей в краткосрочном периоде. Наиболее важным фактором, определяющим краткосрочные движения цен на конкурентных рынках, является погода, которая имеет прямое влияние на отопление.

В результате конкуренции «газ — газ» развиваются спотовые рынки — рынки для торговли фиксированными объемами газа на краткосрочной основе по рыночным ценам, формируемым на основе торгов, которые обычно развиваются в хабах — пересечениях нескольких газопроводов. В данной модели торговля осуществляется в физических хабах, например в «Генри Хаб», или в виртуальных, например в НБП.

Самые большие объемы газа по результатам биржевых торгов реализуются на рынке США. Наиболее ликвидной спотовой площадкой Европы является британский National Balancing Point (NBP), превосходящий крупнейшую континентальную площадку Zeebrugge как по объемам продаж, так и по числу перепродаж более чем в три раза. На континенте помимо Zeebrugge наиболее активно развивается TTF, NCG и ряд более мелких площадок.

Развитие спотовых рынков ведет к резкому увеличению количества транзакций, развитию инструментов финансового риск-менеджмента (включая фьючерсные контракты на NYMEX или ICE) и, главное, к переходу к индексации цен долго- и среднесрочных контрактов по спотовым ценам (например, на ежемесячной или ежеквартальной основе) взамен привязки к ценам нефти.

Несмотря на изменение привязки, в данной системе ценообразования конкурирующие виды топлива по-прежнему играют заметную роль в формировании цен, поскольку ключевые группы потребителей имеют возможности переключения на нефтепродукты и уголь, однако эта зависимость становится гораздо менее стабильной, чем при нефтяной привязке. Как показывает анализ статистики за последние 20 лет, даже на наиболее либерализованных рынках, таких как США, динамика цен на газ в целом повторяет нефтяную. Однако при конкуренции «газ — газ» возможны отрывы показателей нефтяных и газовых индексов, объясняемые текущей ситуацией на рынке.

Так, ослабление связи между нефтяными и газовыми ценами в США наблюдается с 2008 г. Сохраняя равнонаправленное движение, газовые цены стали примерно в 2 раза ниже нефтяных в энергетическом эквиваленте. Основная причина этого — избыточное предложение сланцевого газа.

Двусторонние переговоры между монополиями. Это доминирующий принцип ценообразования в межстрановых газовых сделках в странах бывшего СССР. В рамках данной концепции цена на газ определяется на определенный период времени (обычно один год) путем двусторонних переговоров на уровне правительств. Обычно включает бартерную составляющую, при которой покупатель платит за часть поставок оказанием услуг по транзиту газа или какими-то другими преференциями поставщику.

Подобные примеры до сих существуют в странах, где один доминирующий поставщик — национальная нефтегазовая компания — имеет дело с одним доминирующим покупателем, например государственной электроэнергетической компанией или 1–2 крупными промышленными потребителями. Во многих развивающихся странах наблюдается именно такая система ценообразования.

Нетбэк от конечной продукции. При подобном ценообразовании цена, по которой продает газ поставщик, отражает ту цену, которую получает его покупатель на рынке своей продукции. Например, цена, которую получает поставщик газа в электроэнергетическом секторе, может быть установлена в зависимости от (или флюктуирует в соответствии с ценой) цены электроэнергии. Такой метод обычно используется в тех случаях, когда газ используется как сырье для химической промышленности (например, при производстве метанола) и при этом является основной компонентой переменных издержек в производстве данного продукта.

Регулирование на базе принципа «издержки плюс». Затратный принцип ценообразования (cost plus, т. е. «издержки плюс») исторически самый старый. Его суть состоит в том, что цена ставится в непосредственную зависимость от издержек производства и обращения, представляющих расходы в денежной форме на производство и реализацию единицы товара. То есть при ценообразовании «издержки плюс» цена определяется или одобряется регулирующим органом таким образом, чтобы покрывать «стоимость обслуживания», включая возврат инвестиций и приемлемую норму доходности. Обычно цены публикуются регулятором.

Концепция «затраты плюс» наиболее характерна для монополистической структуры газового рынка и применяется с середины XIX века до наших дней. В рамках этой модели цена газа устанавливается по принципу: *цена = совокупные издержки добычи, транспортировки и сбыта газа + налоги + приемлемая норма прибыли.*

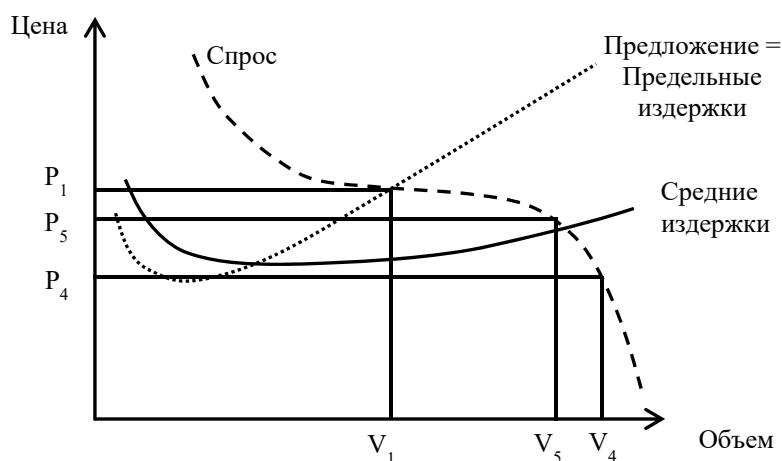
Особенность, которую следует иметь в виду, характеризуя затратный принцип, состоит в необходимости установления вида затрат, на основании которых определяется цена. Очевидно, что для расчета цены нельзя использовать средние издержки в расчете на единицу продукции. С позиций долгосрочного развития отрасли важное значение приобретает проблема полного возмещения издержек и обеспечения разумного уровня рентабельности. В краткосрочном плане возмещение затрат необходимо для оплаты стоимости приобретаемого газа, возмещения оборотных средств (это зарплата, срочные ремонтные работы, обслуживание кредитных средств). В долгосрочном плане возмещение затрат необходимо также для замены выбывающего оборудования, проведения ремонтно-профилактических работ, модернизации и создания новых объектов и систем. В связи с этим цены должны обеспечивать не только покрытие текущих эксплуатационных издержек, но и возврат инвестиций.

Теоретически применение методики «издержки плюс» дает минимально возможные цены на газ, поскольку при ней рассчитывается минимально допустимая цена, соответствующая принципу возмещения стоимости. В этой модели для продавцов в любом случае обеспечивается получение закреплённого дохода, для потребителей — стабильность цен даже при увеличении спроса. Недостатком этой модели является игнорирование текущего спроса, покупательской оценки и конкуренции.

Регулирование на нерегулярной ad hoc основе. Для государственного регулирования цен на газ, которое в середине XX века было распространено почти во всех странах (по крайней мере для населения) и осуществлялось обычно именно на основе этой модели ценообразования, зачастую было характерно нарушение принципа ориентации на долгосрочные предельные затраты. Стремясь поддерживать развитие национальной экономики, государственные регулирующие органы устанавливали цены для потребителей на уровне, не покрывающем эти затраты, что происходило, например, в США в 1960–70-е гг. и в конечном счете привело к дефициту газа. В странах Европы государственный патернализм в отношении газовых компаний в этот период, наоборот, привел к существенному превышению данных затрат и недовольству потребителей. Данные примеры показывают, что цены могут устанавливаться на нерегулярной ad hoc основе, отражая интересы регулятора в отношении социальных вопросов, доходов бюджета и пр. При этом газовая компания в большинстве случаев принадлежит государству.

Регулирование ниже издержек. Многие страны, не входящие в ОЭСР, используют регулирование ниже издержек, означающее, что цены на газ устанавливаются ниже суммы затрат на добычу и транспортировку в виде госсубсидии для населения. Опять же,

Установление цены при различных методах нерыночного ценообразования показаны на рис. 1.11.



Источник: IGU 2006-2009 Triennium Work Report. PROGRAMME COMMITTEE B: STRATEGY, ECONOMICS AND REGULATION. IGU PGC B/SGB2 «Report on gas pricing», 2009

Системы ценообразования, используемые для газа, поставляемого на внутренний рынок, экспортируемого и импортируемого, могут весьма серьезно различаться.

В настоящее время в мире наблюдается трансформация различных региональных систем ценообразования на газ, в первую очередь за счет постепенного расширения торговли на основе конкуренции «газ — газ». Однако более половины потребляемого газа в мире по-прежнему реализуется по регулируемым ценам, или в привязке к нефтяным индексам, или с использованием других механизмов. Таким образом, можно констатировать, что в настоящее время цены на значительную часть газа, поставляемого для внутреннего потребления, устанавливаются на уровне ниже рыночных, что ведет к бурному росту спроса в этих странах, создавая в отдельных случаях дефицит даже в странах с обширными запасами газа (например, большинство стран Ближнего Востока).

Осмысление вековой ретроспективы антропогенной энергетики и ожидаемых условий и факторов предстоящей ее эволюции в сочетании с анализом развития межтопливной конкуренции и эволюции крупнейших мировых рынков топлива формируют следующее концептуальное видение динамики и структуры мировой энергетики в период до 2040 года:

1. После глобального экономического кризиса 2008–2009 гг. можно признать завершение третьего и наступление четвертого этапа развития мировой энергетики.
2. Замедление роста численности населения планеты при малой вероятности новой технологической революции и ожидаемом очередном удвоении цен топлива создает объективные предпосылки для замедления роста мирового энергопотребления.
3. В этих условиях преимущественный рост населения и особенно экономики развивающихся стран переместит к ним основной прирост энергопотребления и сократит разрывы в душевом энергопотреблении и в плотности размещения энергетики по территории Земли.
4. Начавшееся прорывное освоение нетрадиционных технологий добычи и ресурсов углеводородов сохранит их доминирование в мировой энергетике при расширенной диверсификации по регионам мира. Это обеспечит умеренную эволюцию структуры производства первичных энергоресурсов при ускорении совершенствования сфер преобразования и конечного использования энергии.
5. Эволюция институциональной структуры и механизмов ценообразования на мировых рынках углеводородов идет в направлении все более широкого использования рыночных методов ценообразования, что, в свою очередь, означает усиление механизмов межтопливной конкуренции и, с учетом большой доступной

ресурсной базы этих видов топлива, обеспечивает им сохранение сильных позиций в мировом энергобалансе.

6. Новые технологии и ресурсы со своей стороны существенно увеличат взаимозаменяемость разных видов топлива и энергии, создавая условия для лучшего самообеспечения ими стран и регионов и вместе с тем для дальнейшего усиления межтопливной и межрегиональной конкуренции, стабилизирующей мировые энергетические рынки.

Приведенные концептуальные соображения помогают структурировать постановку и процесс прогнозирования мировых энергетических рынков, но требуют проверки и конкретизации целостной методологией количественных исследований, учитывающей взаимозаменяемость отдельных энергоресурсов.

Часть 2. Методология исследования

2.1 Обзор методов прогнозирования

Прогнозирование — специальное научное исследование конкретных перспектив развития какого-либо явления. Применительно к системным исследованиям в энергетике важно отметить, что прогноз не является предсказанием, а лишь обеспечивает сужение диапазона неопределенности и является удобным инструментом для анализа альтернатив и для проведения риск-анализа определенных инвестиционных решений, которые носят обычно крайне капиталоемкий и долгосрочный характер.

Различают поисковое и нормативное прогнозирование (рис. 2.1). Первое имеет целью получить предсказание состояния объекта исследования в будущем при наблюдаемых тенденциях, если допустить, что последние не будут изменены посредством решений (планов, проектов и т. п.). Второе имеет в виду предсказание путей достижения желательного состояния объекта на основе заранее заданных критериев, целей, норм.



Рис. 2.1 — Взаимосвязь трех категорий аналитики.

Можно выделить следующие виды экономических прогнозов:

- поисковый, нормативный (prescriptive, descriptive);
- детерминированный, стохастический (вероятностный);
- вариантный (сценарный), инвариантный;
- оперативный, краткосрочный, среднесрочный, долгосрочный;

- региональный, локальный, глобальный;
- отраслевой, межотраслевой, макроэкономический;
- социальный, ресурсный, научно-технический;
- дискретный (временной ряд скачкообразный), апериодический (временной ряд имеет выраженный тренд), циклический;
- интервальный (с доверительными интервалами), точечный.

При подготовке прогнозов используются следующие методы: качественные, количественные, а также комплексные (различные их сочетания).

Качественные методы

Качественные методы основаны на различных способах формализации экспертного знания об объекте исследования и ожиданий относительно его дальнейшего развития. К качественным методам относятся:

- *Метод экспертных оценок*, который является опросом специалистов в заданной области. Сущность метода заключается в проведении интуитивно-логического анализа проблемы.
- *Метод Дельфи*, являющийся разновидностью метода экспертных оценок. Основным принципом метода является проведение нескольких независимых экспертных оценок, исключающих контакт экспертов между собой, и приспособление мнений одних к мнению других.
- *Исследования рынка* — маркетинговый метод прогнозирования рыночной конъюнктуры, основанный на сборе и анализе тенденций и проблем развития рынка.
- *Проведение аналогии с ретроспективным жизненным циклом* (Reference class forecasting) — метод прогнозирования, основанный на проведении исторической или математической аналогии между двумя объектами³⁹. Игнорирование информации о реализации схожих проектов, по мнению авторов метода, является серьезной ошибкой при прогнозировании⁴⁰.

Количественные методы

Количественные методы очень широко используются при анализе и прогнозировании развития энергетики.

- *Наивный метод* прогнозирования является самым простым методом прогнозирования, в котором прогнозные значения для любого периода равны значению предыдущего периода.

³⁹ Bent Flyvbjerg (2006). From Nobel Prize to Project Management: Getting Risks Right, Project Management Journal, vol. 37, no. 3

⁴⁰ Kahneman, D.; Tversky, A. (1982). Judgement under Uncertainty: Heuristics and Biases. Cambridge University Press.

- *Анализ временных рядов* — группа широко применяемых статистических методов, основанных на анализе динамики ретроспективных значений, после чего на основе среднего или средневзвешенного значения строится тренд. Для сглаживания временного ряда часто используется скользящее среднее, а для придания разного веса ранним и поздним историческим данным используется экспоненциальное сглаживание. Основной задачей в таком случае становится выбор коэффициента для распределения веса между более ранними и более поздними значениями временного ряда. Кроме того, возможно добавление авторегрессионной составляющей. Например, в случае, если цена не объяснена текущей рыночной конъюнктурой, ее можно попробовать объяснить состоянием рыночной конъюнктуры в прошедшем году с помощью авторегрессионной модели первого порядка (марковский процесс). Авторегрессионная модель предполагает наличие связи между текущим рядом и рядом, сдвинутым на один или несколько временных периодов. Так, авторегрессионная модель высокого порядка может достаточно хорошо аппроксимировать любой тренд стационарного ряда. Объединение скользящей средней и авторегрессионной составляющих дает модель авторегрессионного скользящего среднего, или модель Бокса — Дженкинса (autoregressive moving average, ARMA). Модель ARMA используется, если временной ряд стационарен, т. е. описывает случайное блуждание. Если же временной ряд интегрирован, имеет единичный корень и стремится к своему первоначальному равновесию (к таким рядам относится большинство экономических показателей), то следует использовать метод авторегрессионного интегрированного скользящего среднего (ARIMA)⁴¹.

- *Регрессионный анализ* позволяет выявить и количественно оценить степень зависимости объясняемой переменной от определяющих ее факторов⁴². В результате расчетов обыкновенно строится линейное регрессионное уравнение, используемое для прогнозирования динамики временного ряда. Для получения наиболее приближенной к реальным данным линии регрессии чаще всего используется метод наименьших квадратов, суть которого заключается в минимизации суммы квадратов отклонений значений исходной кривой от строящейся линии регрессии.

- В случае если прогнозируется некий ранее аналитически не описанный случайный фактор, используются *вероятностные, или имитационные модели*. В энергетических исследованиях модели симуляции успешно используются для прогнозирования как технических, так и экономических процессов. Одним из наиболее распространенных методов имитационного моделирования является метод Монте-Карло,

⁴¹ Канторович Г. Г. Анализ временных рядов. Экономический журнал ВШЭ, № 1, 2002. С. 85–116.

⁴² Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. — 3-е изд. — М.: «Диалектика», 2007. С. 912. — ISBN 0-471-17082-8.

суть которого заключается в симуляции большого количества реализаций событий, после чего проводится статистический анализ результатов⁴³. Одной из форм метода Монте-Карло является ансамблевое моделирование — метод моделирования динамических систем, при котором вначале задается несколько немного отличающихся друг от друга исходных условий, после чего производится симуляция множества реализаций событий. Данный метод весьма часто используется при составлении метеопрогнозов. Одним из развивающихся направлений вероятностного моделирования является моделирование стохастических систем на основе *энтропии*⁴⁴.

- В последнее время повысился интерес к прогнозированию с помощью методов искусственного интеллекта. В частности, распространению *метода нейронных сетей* содействовал тот факт, что построенные по биологическому принципу нейронные сети нелинейны и обучаемы, а следовательно, в задачах прогнозирования они способны выделять скрытые зависимости между данными⁴⁵. Другим относительно новым самообучающимся методом прогнозирования является *метод опорных векторов* (Support vector machines)⁴⁶. Метод опорных векторов является классификатором, разделяющим данные на группы. Оба метода находят широкое распространение в финансовой сфере. Метод нейронных сетей и метод опорных векторов реализуются в специализированных программах, в которые загружаются большие массивы параметров, после чего система отбирает те параметры, которые являются определяющими факторами какого-либо заданного процесса. Например, для прогнозирования цены некоего актива по методу опорных векторов из массива входных параметров выделяются значимые факторы, и по результатам оценки их влияния алгоритм прогнозирует значения цены. Так как количество входных параметров очень велико, а связи между ними не линейны, методы искусственного интеллекта отличаются тем, что решение принимается по принципу «черного ящика».

⁴³ Kroese, D. P.; Taimre, T.; Botev, Z.I. (2011). Handbook of Monte Carlo Methods. New York: John Wiley & Sons. p. 772. ISBN 0-470-17793-4.

⁴⁴ Тырсин А. Н., Соколова И. С. Исследование социально-экономических систем на основе энтропийно-вероятностной модели. Вестник Челябинского государственного университета. 2012. № 24 (278). Экономика. Вып. 39. С. 43–47.

Вильсон А. Дж. Энтропийные методы моделирования сложных систем. М.: Наука, 1978 г. 248 с.

⁴⁵ Bishop, C. M. (1996): Theoretical Foundations of Neural Networks, Invited paper for Physics Computing 1996, Krakow, Poland.

Wei Huang, Kin Keung Lai, Yoshiteru Nakamori, Shouyang Wang, Lean Yu. Neural Networks In Finance And Economics Forecasting. International Journal of Information Technology & Decision Making 2007 06:01, 113–140.

⁴⁶ Alex J. Smola, Bernhard Scholkopf. A tutorial on support vector regression, Statistics and Computing 14: 199–222, 2004.

Известными примерами количественного прогнозирования являются также: средневзвешенное прогнозов, трендовый метод, балансовый метод (применяется в моделях WEPS (DOE)⁴⁷ и WEM (IEA)⁴⁸), симуляционные модели (такие, как POLES⁴⁹), а также оптимизационные модели (например, IEA-ETSAP TIAM/TIMES⁵⁰, WGM (Nexant)⁵¹, GGM (Wood Mackenzie)⁵² и другие).

Комплексные методы

Комплексные методы совмещают в себе количественные и качественные и являются наиболее эффективными. В качестве примера комплексного метода можно привести так называемый байесовский подход, который является смешанным методом прогнозирования, основанным на всей имеющейся априорной информации и непрерывном ее пересмотре. Вероятность здесь рассматривается как степень уверенности в истинности некоего суждения. Суть подхода заключается в том, что лицо, принимающее решение, определяет степень доверия к различным методам прогнозирования, представляя их в виде вероятностей. После получения новой информации эти вероятности пересматриваются. То есть данный подход основан на принципе максимального использования имеющейся априорной информации, ее непрерывного пересмотра и переоценки с учетом получаемых выборочных данных об исследуемом явлении или процессе. Такой пересмотр трактуется как обучение, и сам процесс управления понимается как процесс обучения (адаптации)⁵³.

Представленная в данной работе методология исследования также является комплексной и включает в себя сочетание практически всех вышеперечисленных методов.

2.2 Методология долгосрочного прогнозирования экономики

Важность макроэкономических детерминант развития мировой энергетики и энергетических рынков трудно переоценить. Состояние, динамика и структурные особенности экономик тех или иных стран и регионов — это ключ к пониманию не только характера спроса на энергоносители, но и доступности инвестиционных ресурсов для

⁴⁷ <http://www.eia.gov/bookshelf/models2002/weps.html>

⁴⁸ <http://www.iea.org/publications/worldenergyoutlook/weomodel/>

⁴⁹ http://www.wec-france.org/DocumentsPDF/LABORATOIRES%20PARTENAIRES/EPE_LEPII_Poles_Model-English.pdf

⁵⁰ <http://www.iea-etsap.org/web/applicationGlobal.asp>

⁵¹ <http://thinking.nexant.com/program/world-gas-model>

⁵² http://public.woodmac.com/content/portal/energy/highlights/wk3_Nov_13/Global%20Gas%20Service.pdf

⁵³ Sivia D. S. Data Analysis: A Bayesian Tutorial (1996), Oxford University Press. ISBN: 978-0198518891.

поддержания дальнейшего технологического прогресса, социально-экономического развития и трансформации энергетики.

Мировой экономический рост за пределами горизонта в несколько лет во многом зависит от предпосылок общего типа развития (включая научного технический прогресс), режимов роста, отражающих специфику различных периодов развития мира⁵⁴. Специфика регионального роста имеет и будет иметь в следующие десятилетия огромное значение, особенно в условиях опережающего роста ряда развивающихся стран (особенно крупных) и регионов. Распространение достижений НТП, во всяком случае доступность «мейнстрима» технологий, также делает мир в будущем предположительно более однородным. Долгосрочные модели пытаются тем или иным способом учитывать институциональные изменения, финансовые аспекты и ограничения, возможные вторичные воздействия со стороны экономической политики, энергетических и экологических ограничений на темпы мирового развития. Пожалуй, менее разработанной частью прогнозирования является вопрос о сбоях в развитии: деловых циклах, шоках, наконец конфликтах, которые прерывают развитие мира, обычно неожиданно и часто надолго, в целом для мира или для отдельных стран и регионов. Последняя четверть века дала пример выдающегося роста мира, но также и Великой рецессии, обострения конфликтов, сбоя в системе global governance (системе глобального ответственного управления и координации) — понятия, которое так и не удастся адекватно перевести на русский язык.

Прогнозирование мировой экономической динамики — неотъемлемая часть энергетического прогнозирования. Прикладным прогнозированием развития мировой экономики занимаются многие исследовательские организации по всему миру. Существует огромная литература по многим аспектам прогнозирования: от исторических, демографических до технологических или связанных с отдельными важными проблемами, такими как проблемы климата, экологии, ресурсов.

Среди наиболее авторитетных авторов краткосрочных глобальных экономических прогнозов стоит в первую очередь упомянуть Международный валютный фонд (МВФ), дважды в год публикующий прогнозы на 5–6 лет вперед. Прогнозы на чуть более короткие горизонты и по более узкой номенклатуре стран также регулярно выпускает Организация экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) и региональные банки развития. Долгосрочные прогнозы — область более специфическая. Многие крупные

⁵⁴ Гр-Иващ. Режимы.

отраслевые исследовательские организации либо министерства крупных стран, включая энергетические, регулярно публикуют долгосрочные прогнозы, но их макроэкономические предпосылки редко рассматриваются подробно. Среди организаций более широкого экономического профиля, регулярно обновляющих долгосрочные прогнозы, стоит упомянуть прежде всего Oxford Economics. Менее регулярно долгосрочные глобальные экономические прогнозы публикует Всемирный банк, ООН, ОЭСР, региональные организации ООН, крупные корпорации и многие организации финансового сектора — недостатка в долгосрочных прогнозах нет.

Чем в таком случае отличаются все перечисленные выше прогнозы, кроме собственно прогнозных значений? Мы утверждаем, что принципиально методология долгосрочного прогнозирования, уходящая корнями в классические модели долгосрочного экономического роста⁵⁵, мало варьируется от прогноза к прогнозу. Более современные и теоретически сложные модели долгосрочной экономической динамики редко используются для прикладных глобальных прогнозов, прежде всего из-за сложности оценивания и требовательности к исходным данным. Безусловно, разные прогнозисты используют отличные друг от друга гипотезы и предпосылки, но схожие модели в любом случае генерируют схожие долгосрочные траектории, и подтверждение этому можно обнаружить, сопоставив основные доступные долгосрочные глобальные экономические прогнозы. Мы имеем дело с множеством в целом схожих и, что важно, инерционных прогнозов — прогнозные траектории почти всегда гладкие и не имеют даже намеков на возможные перебои в росте и тем более кризисы.

Насколько подобные подходы к прогнозированию учитывают вызовы, стоящие перед разработчиками долгосрочной экономической политики в настоящее время, а именно перемещение импульсов роста в развивающиеся страны и вытекающую из этого повышенную неопределенность долгосрочного развития? Стандартные долгосрочные прогнозные модели, разработанные для развитых стран, не всегда хорошо работают для стран развивающихся — причиной тому прежде всего недоучет массы трудно формализуемых институциональных факторов роста. Сложность объекта моделирования исключает возможность простых решений. И вместо построения очередного стандартного долгосрочного прогноза мы предлагаем альтернативный подход — корректировку консенсус-прогноза, построенного на основе имеющихся, посредством учета ключевых

⁵⁵ Л. Григорьев, А. Иващенко. «Теория цикла под ударом кризиса» (гл. 6) и «Мировые дисбалансы сбережений и инвестиций» (гл. 12) в «Мировая экономика в начале XXI века», под рук. Л. М. Григорьева, М.: «Директ-Медиа», 2013.

для развивающихся стран факторов, которые могут модифицировать траекторию и не позволить консенсус-прогнозу реализоваться.

Можно сказать, что мы в большей степени согласны со сложившимися (инерционными) прогнозами для развитых стран. Но развивающиеся страны уже обогнали развитые примерно в 2010 г. по общему объему ВВП, продолжают уходить по численности населения. Применительно к ведущим развивающимся странам: в научной и прикладной литературе отклонения развивающихся экономик на определенном этапе эволюции от «теоретических» долгосрочных траекторий называются «ловушкой среднего уровня благосостояния» (middle income trap). Это неновый феномен, и изучается он достаточно давно. Однако в то время, когда на все развивающиеся страны приходилось не более 30 % мирового ВВП (начало 90-х годов прошлого века), учет подобных ловушек в долгосрочных прогнозах не выглядел целесообразным: генерируемая ошибка все равно была незначительна в глобальном контексте. В настоящее же время, когда на развивающиеся страны приходится более половины мирового ВВП, а на горизонте прогноза крупнейшие из них достигнут того уровня благосостояния, когда резкое замедление роста становится более вероятно, недоучет подобных факторов несет в себе гораздо больше потенциальных проблем. Настоящий прогноз, не претендуя на теоретическую новизну или систематизацию метода, на качественном уровне показывает и на количественном иллюстрирует, как будут выглядеть консенсус-траектории долгосрочного развития мировой экономики в случае, если риски, связанные с достижением среднего уровня благосостояния в развивающихся странах, частично реализуются.

Концепция ловушек среднего уровня благосостояния

Среди всей литературы по проблеме ловушки среднего уровня благосостояния в интересах данного раздела стоит особенно выделить несколько недавних работ: *Eichengreen, Park, Shin (2013)* и *(2012)*^{56, 57}. В этих работах авторы не только демонстрируют статистический феномен ловушек, но и изучают факторы, приводящие к попаданию в эти ловушки либо способствующие избеганию последних.

⁵⁶ Barry Eichengreen, Donghyun Park & Kwanho Shin (2013). Growth Slowdowns Redux: New Evidence on the Middle-Income Trap. NBER Working Papers 18673, National Bureau of Economic Research.

⁵⁷ Barry Eichengreen & Donghyun Park & Kwanho Shin (2012). When Fast-Growing Economies Slow Down: International Evidence and Implications for China. Asian Economic Papers, MIT Press, vol. 11(1), P. 42–87.

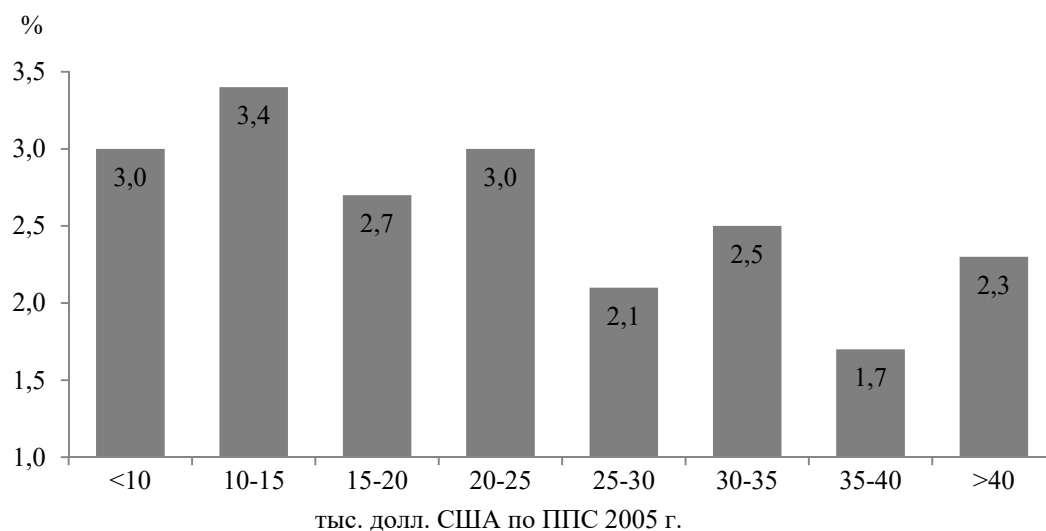


Рис. 2.2 — Средние темпы прироста ВВП, % в год, при различных уровнях ВВП на душу населения (по всем ныне развитым странам за 1980–2013 гг.).

Источники: МВФ⁵⁸, расчеты авторов

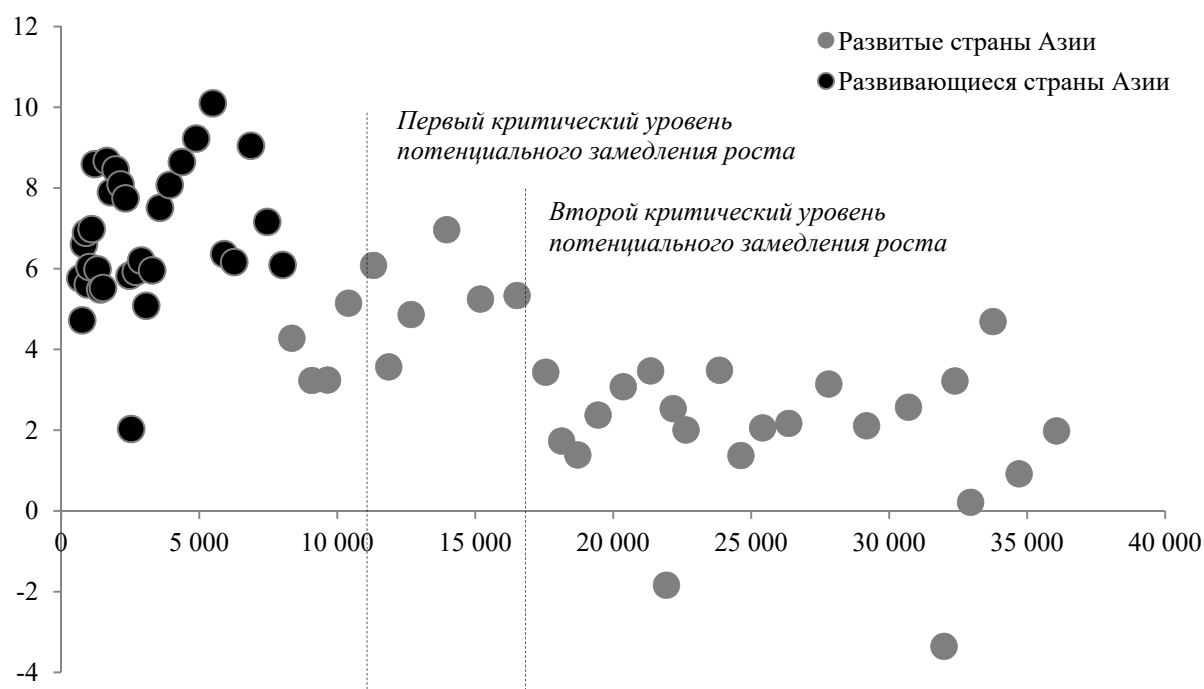


Рис. 2.3 — Темпы прироста ВВП, % в год, при различных уровнях ВВП на душу населения

Источники: МВФ⁵⁹, расчеты авторов

⁵⁸ IMF World Economic Outlook Database, October 2014, интернет-источник: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/02/weodata/index.aspx>

⁵⁹ IMF World Economic Outlook Database, October 2014, интернет-источник: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/02/weodata/index.aspx>

Само понятие попадания быстроразвивающейся экономики в ловушку среднего уровня благосостояния авторы понимают (с технической точки зрения) как снижение темпов роста реального ВВП, усредненных по последовательным семилетним интервалам, не менее чем на 2 п. п. при двух условиях: что предшествующие темпы роста превышали 3,5 %, а уровень ВВП на душу населения в долл. США по ППС 2005 г. уже превышал 10 тыс. Изучив все подобные эпизоды, пришедшиеся на последние 60 лет, авторы пришли к выводу, что существует два критических уровня, по достижении которых возможно резкое замедление роста: 10–11 тыс. долл. ВВП на душу населения по ППС 2005 г.⁶⁰ и после 15–16 тыс. долл. Построенная авторами на основе данных стилизованных фактов эмпирическая модель указывает, что наибольшая вероятность замедления роста наступает при достижении уровня благосостояния в 17–18 тыс. долл.

Не повторяя анализа *Eichengreen, Park, Shin (2013)*, приведем лишь пару более простых свидетельств основательности данной идеи. Рисунок 2.2 демонстрирует средние темпы роста реального ВВП всех стран, которые ныне относятся к развитым, за период с 1980 г. при различных уровнях ВВП на душу населения. Во-первых, на этом графике стоит отметить легко заметный тренд снижения средних темпов роста по мере увеличения ВВП на душу населения: при уровнях ВВП на душу населения в 35–40 тыс. долл. средние темпы роста ВВП почти в два раза ниже, нежели при 10–15 тыс. долл. Во-вторых, и это более важно в контексте данной работы, темпы роста существенно снижаются в диапазоне 15–20 тыс. долл. по сравнению с 10–15 тыс. Если представить, что подобное замедление роста происходит, например, в Китае или одновременно в Индии и Индонезии (эти две крупные быстрорастущие экономики близки по уровню ВВП на душу населения) — оба события вполне вероятны на горизонте ближайших трех-четырех десятилетий, то негативные эффекты для мирового роста окажутся как минимум сопоставимы с азиатским кризисом 1998 г. На фоне фактического спада в Бразилии и России — замедления в Китае в 2014–2015 гг. Эта теория важна для понимания процессов развития в странах БРИКС и, соответственно, в значительной части развивающегося мира в наши дни. Главное — не просто темпы прироста, а то, как будет выглядеть их дорога к более стабильному уровню развитого рынка и социальной системы (при более 25 тыс. долл. на душу населения и меньшем неравенстве).

Рисунок 2.3 показывает, что описанные выше закономерности особенно отчетливо проявляются именно в странах Азиатского региона (с учетом Австралии и Океании). Синие точки на графике — годовые темпы роста ВВП, агрегированного по ныне развитым странам региона (Япония, Южная Корея, Австралия и Новая Зеландия) с 1980 г.

⁶⁰ Далее все уровни ВВП на душу населения приведены в данном измерении, если не указано иное.

при различных уровнях ВВП на душу населения, красные — аналогичные показатели для ныне развивающихся стран. Зависимость между темпами роста и уровнем ВВП на душу населения прослеживается здесь гораздо более отчетливо. Также на рисунке показаны два критических уровня, выявленных в упомянутой работе, и подтверждение как минимум второго из них (в районе 15–17 тыс. долл.) несложно видеть прямо на графике.

Для лучшего понимания и учета подобных рисков данного этапа развития в долгосрочных экономических прогнозах необходимо подробнее взглянуть на факторы, определяющие попадание или избежание попадания в подобные ловушки. Авторы *Eichengreen, Park, Shin (2013)* и *(2012)* показывают, что особенности прохождения уровней благосостояния в 10–20 тыс. долл. на душу населения тесно связаны с такими факторами, как:

- *Динамика и уровень доли валового накопления основного капитала в ВВП.* Чем выше норма накопления в период быстрого роста, тем выше риски аккумуляции неэффективных низкопроизводительных инвестиций, не способных создать задел для будущего роста.
- *Недооцененность валюты.* Занижение курса (часто искусственное) национальной валюты в период быстрого роста для поддержания экспортно ориентированных отраслей не создает внутренних стимулов для перехода к более технически сложным производствам с большей производительностью труда, в то время как старые, технически примитивные отрасли теряют конкурентоспособность по мере роста благосостояния и, соответственно, роста издержек на труд.
- *Накопленный человеческий капитал.* Страны с более высоким уровнем вовлеченности населения в высшее (это критично) образование легче адаптируются к переходу к более технически сложным и инновационным производствам с более высокой долей добавленной стоимости.
- *Доля высокотехнологичной продукции в экспорте.* Чем выше исходная доля высокотехнологичного экспорта при достижении уровня благосостояния в 10–15 тыс. долл., тем выше шансы страны избежать попадания в ловушку среднего уровня благосостояния благодаря меньшим рискам снижения конкурентоспособности экспорта (и наоборот).
- *Смены политических режимов.* Смена политического режима как таковая не влияет на вероятность попадания в ловушку, но переход от авторитарного к демократическому режиму эту вероятность увеличивает. Это связано, по мнению авторов, с резким ростом издержек на труд после перехода к демократическим режимам.

- *Внешние факторы (открытость внешней торговле, шок условий торговли и темпы мирового роста) и мировая финансовая нестабильность.* Эти факторы не имеют общего однозначного направления влияния на вероятность попадания в ловушки благосостояния, но в отдельных эпизодах замедления роста их роль существенна.

В дальнейшем мы не будем явно рассматривать последние два фактора — смены политических режимов и внешние шоки. Предсказание смены политических режимов не представляется нам возможным, особенно на столь длинных горизонтах, поэтому во всех политических вопросах мы изначально предполагаем своего рода инерционное развитие статуса-кво. Что касается внешних факторов, они неявно отражены в нашем прогнозе в качестве шоков, воздействующих путем замедления роста в крупнейших быстрорастущих странах на менее крупные экономики. Качественный же анализ вероятности попадания крупнейших быстроразвивающихся экономик в ловушку среднего уровня благосостояния на горизонте прогноза в разрезе первых четырех факторов (это нормы накопления, недооцененность валют, вовлеченность в высшее образование и доля высокотехнологичного экспорта) приводится в следующем параграфе — 2.3.

Итак, резюмируя, скажем: методология построения прогноза мировой экономики заключается в корректировке долгосрочных консенсус-прогнозов развития мировой экономики с учетом возможного попадания крупных быстрорастущих экономик в ловушки среднего уровня благосостояния, что традиционные долгосрочные прогнозы обычно не учитывают. Источниками данных для построения консенсус-прогноза служили прогнозы Oxford Economics (доступны в системе Datastream⁶¹), OECD⁶², EIA⁶³, IEA⁶⁴. Данный консенсус-прогноз строился для периода 2018–2035 гг., так как до 2018 г. были использованы последние прогнозные оценки МВФ⁶⁵, и для их корректировки у нас на данный момент нет никаких оснований. Отдельно стоит оговориться, что для России до 2030 г. были взяты не консенсус-прогнозы, а скорректированные прогнозы среднего долгосрочного сценария МЭР РФ⁶⁶.

⁶¹ Thomson Reuters Datastream Database, интернет-источник: <http://www.datastream.com/>

⁶² OECD iLibrary Database, интернет-источник: www.oecd-ilibrary.org/

⁶³ International Energy Outlook (2013). U.S. Energy Information Administration, интернет-источник: <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>

⁶⁴ World Energy Outlook (2012). International Energy Agency.

⁶⁵ IMF World Economic Outlook Database, October 2014, интернет-источник: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/02/weodata/index.aspx>

⁶⁶ Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г. МЭР РФ, в редакции от сентября 2013 г.

2.3 Методология долгосрочного прогнозирования развития энергетики

Методология системного анализа процессов развития энергетики

Современная наука ищет решение задачи прогнозирования развития энергетики в рамках так называемого системного подхода. Это означает исследование энергетики и управление ею как целостной и открытой системой, имеющей сложную иерархическую структуру и развивающейся под действием детерминированных и неопределенных факторов в соответствии с требованиями общехозяйственной эффективности.

Необходимость учитывать влияние каждого энергетического объекта на остальные участки энергетики всегда осознавалась при проведении энергетических исследований. Но лишь в начале 1930-х гг. Г. М. Кржижановский четко сформулировал требование рассматривать энергетику как «...совокупность, характеризующую все виды трансформации (преобразования) энергии: от получения первичных энергетических ресурсов до приемников энергии включительно»⁶⁷. В силу тесной взаимозависимости многих участков энергетики (порой, казалось бы, весьма удаленных) учет их производственно-технологических и пространственных связей — основа системного подхода.

Но необходимость системных исследований обосновывается не только собственно энергетическими связями. Не меньшую роль играют многообразные связи с остальными секторами экономики. Наиболее сильные из них — взаимосвязи по использованию общехозяйственных ресурсов (трудовых, инвестиционных и т. д.), когда отвлечение их на объекты энергетики тормозит развитие других секторов экономики. Для глобальной энергетики (и энергетики России с ее огромной территориальной протяженностью) из-за большой неравномерности и диспропорций размещения потребления и производства энергоресурсов особую важность приобретает взаимообусловленность пространственного развития экономики и энергетики. Поэтому адекватный учет, наряду с внутренними, также и внешних (экономических, социальных, природных и т. п.) последствий принимаемых решений — неременная составляющая системного подхода к прогнозированию развития энергетики.

Но даже самый тщательный учет внутренних и внешних связей не избавляет от крупных ошибок, если энергетические решения принимаются без должного учета фактора динамики. Недооценка инерционности развития энергетики ведет к срыву неоправданно оптимистических планов их развития, а неправильная оценка «последствия» — к замораживанию вложенных средств, недоиспользованию производственных мощностей

⁶⁷ Цитируется по Л. А. Мелентьев. Очерки истории отечественной энергетики. М.: Наука, 1987. С. 27.

или их дефицитам, резко ухудшает эксплуатационные качества систем. Без полноценного учета динамики системный подход неосуществим.

Достаточно полный учет внешних и внутренних энергэкономических, а также прямых и обратных динамических связей при соблюдении требований эффективности (оптимальности) обеспечивает то, что принято считать комплексным подходом к управлению развитием энергетики. В некоторых целях, например при решении отдельных задач долгосрочного прогнозирования энергетики, комплексный подход при оснащении его соответствующим инструментарием выступает как частная версия системного подхода. Однако в общем случае комплексный подход явно недостаточен для исследования адекватного прогнозирования развития энергетики.

Действительно, многочисленность и сложность всех видов связей в энергетике, порождая необходимость комплексного подхода, одновременно выдвигают большие трудности при его применении для решения практических задач прогнозирования, поскольку бесконечно расширяют любую энергетическую задачу и заставляют из-за каждого крупного нового решения пересматривать развитие больших сегментов энергетики. Это невыполнимо практически и неверно методологически. Выход состоит в сегментации и структуризации задач прогнозирования энергетики, например в установлении определенной их иерархии соответственно иерархии самих систем энергетики. Это локализует влияние каждого объекта в рамках включающей его энергетической системы, выводя за пределы системы лишь наиболее существенные изменения, причем после их суммирования с влиянием других объектов системы. Такая замена (агрегирование) массы индивидуальных связей объектов небольшим числом крупных межсистемных взаимосвязей снимает противоречие, свойственное комплексному подходу, одновременно преобразуя его в более сложный, системный подход. В соответствии с ним каждый объект рассматривается как часть (подсистема) одной или нескольких систем более высокого иерархического уровня (а вся энергетика — как подсистема экономики и природной среды), имеет сложные горизонтальные и вертикальные связи и, в свою очередь, состоит из подсистем следующих иерархических уровней. Такое представление о реальной действительности радикально упорядочивает бесконечное множество ее связей, выделяя среди них (в том числе путем агрегирования) наиболее существенные связи все более высоких иерархических уровней и одновременно укрупняя задачи прогнозирования. Преобразование многочисленных реальных связей в агрегированные межсистемные неизбежно носит условный характер и требует постоянного уточнения, но без этого методологического подхода невозможно учитывать их многообразие.

Сказанное направлено на то, чтобы возможно правильное отразить детерминированную (причинно-следственную или даже закономерную) составляющую двойственного по своей природе процесса развития энергетики. Но системный подход будет неадекватен действительности без правильного учета второй составляющей этого процесса, а именно роли неопределенности в развитии энергетики.

Кажущийся парадокс, а на самом деле глубокая диалектика системного подхода заключается в том, что в стремлении к возможно более полному учету и тщательному описанию причинно-следственных связей, то есть детерминированной составляющей развития систем, он логически приводит к отрицанию такой возможности, к отрицанию детерминизма и признанию неопределенности как неотъемлемого свойства самой природы энергетики. Действительно, в силу большой сложности энергетики ее связи в полном объеме принципиально непознаваемы, и поэтому приходится каждый раз довольствоваться лишь некоторым приближенным представлением о них. Но, по возможности полно учитывая и описывая эти приближенно познанные связи, нельзя игнорировать и действие всех остальных, еще не познанных связей. Сделать же это можно, только представив их в виде некоего множества неоднозначных (неопределенных) факторов, численные проявления которых неизвестны, но их границы, определяемые совокупным действием соответствующего класса непознанных связей, можно более или менее уверенно оценить по прошлому опыту управления. Следовательно, включение в системный подход неопределенности — это способ опосредствованного учета неизвестных или не вполне познанных связей энергетики и особенностей ее поведения.

Необходимость учета неоднозначности условий развития признается в энергетических исследованиях уже более полувека⁶⁸. Средством для этого служили вариантные расчеты, ставшие неотъемлемой частью сложившейся практики проектирования энергетических систем и достаточно широко применяемые в прогнозировании. Но назначение таких вариантных расчетов до сих пор состояло лишь в том, чтобы выбрать к неукоснительному выполнению вариант для какого-то одного состава условий, т. е., по сути, принять детерминированное решение. В действительности же учет неопределенности означает, во-первых, принятие таких решений, которые не соответствуют никаким детерминированным условиям, а имеют гибкую структуру, приспособляемую ко всем возможным условиям, содержат резервы и средства для адаптации. Во-вторых, такие решения принципиально не могут быть разовыми и жесткими, а должны систематически пересматриваться применительно к меняющимся

⁶⁸ См., например, Макаров А. А., Мелентьев Л. А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. — Новосибирск: Наука, 1973. 274 с. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1983. 415 с.

условиям. Но это возможно только при глубоком изменении самого содержания проектно-плановой работы и частично хозяйственно-оперативного управления энергетикой.

Наконец, неотъемлемой частью системного подхода является его направленность на максимальную эффективность. Для энергетики она всегда отождествлялась с экономической эффективностью ее развития и функционирования. В связи с этим с 1930-х гг. и до сих пор прилагаются большие усилия к выявлению правильных соотношений между показателями общеэкономической эффективности и критериями сравнения вариантов относительно частных энергетических решений. Это дало возможность учитывать общеэкономическую эффективность в рамках сначала комплексного, а затем и системного подхода к энергетике. Продолжаются усилия по дальнейшему расширению понятия эффективности применительно к энергетике, в частности применения многоцелевых (многокритериальных) подходов, отражающих не только экономические, но и социальные цели общества и его требования к энергетике.

В рамках системного подхода к настоящему времени разработана достаточно развитая методология исследования сложных проблем и объектов. Она основана на сочетании современного математического аппарата с количественными методами исследований и имитацией на ЭВМ при главенствующей роли эвристики, т. е. творческого начала и опыта специалистов. Соответствующий инструментарий включает следующие основные компоненты.

1. Моделирование объектов и производственных связей, процесса развития и целевых установок различных систем и энергетики в целом. Наиболее совершенным методом моделирования на современном этапе является математическое моделирование, сочетающееся с имитацией (в той или иной форме) процесса развития системы на ЭВМ. При математическом моделировании внутренние и внешние связи системы и процесс ее развития описываются системой уравнений и неравенств (дифференциальных или алгебраических, линейных и нелинейных, стохастических и т. д.), а производительности объектов и связей выступают в виде переменных, непрерывных или дискретных. Целевые установки системы моделируются тремя: 1) функционалом, связывающим переменные модели, для которого формальными методами ищется минимум или максимум (оптимизационное моделирование); 2) специально организованным процессом исследования модели, который обычно выполняется при активном участии специалистов в диалоговом режиме с ЭВМ и реализует имитационную схему моделирования; 3) сочетанием того и другого.

2. Математическое моделирование, по сути, является инструментом комплексного, а не системного подхода, который отрицает возможность и целесообразность построения

единой всеобъемлющей модели энергетики, описывающей ее от стадии оперативно-диспетчерского управления до долгосрочного прогнозирования включительно. Не приемлет он также полезность разрозненных (частично дублирующих друг друга и не стыкуемых) моделей отдельных участков энергетики, которые при всей их многочисленности еще продолжают плодиться. Адекватным инструментарием системного подхода является четкая, хотя и очень сложная (многомерная и многоуровневая) организация математических моделей, разработанных применительно ко всем типам больших систем энергетики и классифицируемых по стадиям их функционирования и развития. Такой иерархии моделей должны соответствовать эффективные методы согласования их решений, имеющие прозрачную энергоэкономическую интерпретацию с тем, чтобы модельные решения разных уровней иерархии могли осмысливаться и корректироваться специалистами и согласовываться затем не столько формально, сколько по существу. Наконец, инструментарий системного подхода должен содержать методы и критерии построения рациональной иерархии энергетических систем, задач управления ими и соответствующих моделей.

3. Моделирование таких сложных систем, как энергетика, требует не только описания их производственно-территориальных связей и структуры, но и моделирования процесса управления ими, т. е. деятельности многочисленных агентов в энергетике (так называемое агентно ориентированное моделирование).

Работы в направлении создания иерархии моделей означают лишь попытки структуризации задач этих органов и разработки правил (принципов, способов) согласования их решений, но отнюдь не описывают все аспекты управленческой деятельности. Последняя (разумеется, в ее регламентируемой части) содержит, кроме того, так называемую технологию управления (прогнозирования, планирования, проектирования), т. е. сам процесс выработки решений, который направлен на повышение их эффективности, но далеко не сводится к обычной оптимизации. Принципиальное отличие состоит в необходимости учитывать неопределенность в двух ее основных проявлениях — объективную неоднозначность условий развития системы и субъективную множественность целевых установок системы (или их проявления в органах управления). Неоднозначность условий заставляет моделировать технологию управления энергетикой в виде многоэтапной задачи принятия решений в условиях неопределенности, а неоднозначность целевых установок — в виде задач многокритериальной оптимизации.

И то и другое нельзя выполнить без прямого включения в процесс оптимизации соответствующих специалистов. В действительности речь идет о необходимости оснащения специалистов математическими моделями, методами и вычислительными

средствами для решения и взаимного согласования возникающей при управлении энергетикой иерархии многокритериальных задач в условиях неопределенности. Иными словами, более или менее адекватным инструментом системного подхода к управлению энергетикой могут служить лишь автоматизированные системы управления, учитывающие реальные свойства энергетики. Научные исследования и прогнозирование развития энергетики, по нашему мнению, также должны выполняться на подобных системах, хотя и существенно агрегированных.

В следующем разделе дается подробное описание методологии и инструментария, с помощью которых было выполнено представляемое в данной работе исследование.

Структура и алгоритм работы информационно-модельного комплекса

В данном исследовании для прогнозирования экономики и энергетики мира и России используется система моделей мировых энергетических рынков модельно-информационного комплекса SCANNER (разработана в ИНЭИ РАН), которая дает возможность создавать прогнозы конъюнктуры мировых энергетических рынков, а также проводить экспертизу прогнозов зарубежных аналитических центров. Эта система состоит из группы взаимосвязанных модулей, позволяющих проводить согласованный расчет показателей на базе методов оптимизации, эконометрического анализа и балансового подхода.

Модульная структура позволяет расширять возможности данной системы моделей путем совершенствования действующих модулей или добавления новых. Расчет в каждом модуле осуществляется по установленной детализации. Ресурсные модули имеют более подробную детализацию: для крупных стран в ресурсных модулях выделяется несколько узлов.

Система мирового прогнозирования увязана с системой детального прогнозирования развития ТЭК России, что позволяет оценивать риски и перспективы функционирования российской энергетики в глобальном контексте.

Особенность используемой методологии прогнозирования заключается в том, что решается не только традиционная задача выполнения прогноза производства и потребления отдельных энергоресурсов по крупным странам и регионам мира, но и задача оценки эволюции региональных рынков топлива (жидкого, газового и твердого) в зависимости от успешности новых технологий и стратегий основных участников данного рынка, а также влияния фундаментальных факторов спроса и предложения на возможные динамики цен топлива, то есть ведется прогнозирование конъюнктуры

мировых энергетических рынков. Это особенно актуально при начавшейся глубокой трансформации мировых энергетических рынков и усилении конкуренции между отдельными энергоресурсами. Методические средства и информационное оснащение исследования при этом обеспечивают разработку различных сценариев. В данном исследовании были рассмотрены следующие сценарии:

1) базовый сценарий развития мировой энергетики и топливных рынков — преимущественно на основе уже освоенных или подготовленных энергетических технологий;

2) версии базового сценария в случае успеха/провала назревших технологических прорывов в производстве и потреблении углеводородов и их заменителей: сланцевый прорыв, сланцевый провал, заменители моторных топлив, электромобили и др., а также при различных стратегиях основных участников рынка.

Расчеты выполнены на базе блока прогнозирования мировой энергетики модельно-информационного комплекса SCANER⁶⁹,⁷⁰ с существенно развитыми методами прогнозирования энергопотребления, моделями рынков жидкого⁷¹,⁷², газообразного и твердого топлива, блока электроэнергетики, частных и сводных топливно-энергетических балансов крупнейших стран и регионов мира. Основой ретроспективной информации по большинству энергетических показателей являются данные МЭА.

Равновесие производства и потребления, а также равновесные цены топлив рассчитываются по всем узлам модельного комплекса. Выполняется анализ их чувствительности к изменению наиболее важных ресурсных и технологических факторов, и оценивается роль основных участников рынков.

Укрупненная блок-схема системы моделей мировых энергетических рынков комплекса SCANER представлена ниже (рис. 2.4).

Работу системы начинает (и заканчивает) **Сводный блок (СБ)**, первой функцией которого является прогнозирование спроса на основные виды топлива и энергии крупных стран и регионов мира и распределение этой информации по остальным блокам системы.

⁶⁹ Макаров А. А., Веселов Ф. В., Елисеева О. А., Кулагин В. А., Малахов В. А., Митрова Т. А., Филиппов С. П. SCANER — модельно-информационный комплекс. Москва, ИНЭИ РАН, 2011. 72 с.

⁷⁰ Макаров А. А. Модельно-информационная система для исследования перспектив энергетического комплекса России (SCANER). Управление развитием крупномасштабных систем. Москва, Физматлит, 2012.

⁷¹ Grushevenko E., Grushevenko D. Unconventional Oil Potential Tends to Change the World Oil Market. CSCanada Energy Science and Technology, 2012, vol. 4, № 1, p. 68–74.

⁷² Горячева А. О., Грушевенко Е. В., Грушевенко Д. А. Оценка влияния потенциальных шоков на мировой нефтяной рынок с использованием модели прогнозирования мирового рынка нефти. Нефть, газ и бизнес, 2013, № 6.

Спрос на первичную энергию, электроэнергию и жидкие топлива (нефтепродукты и др.) рассчитывается на основе спрогнозированных показателей экономического развития (ВВП) и демографии в модуле «население — ВВП — энергопотребление — электропотребление», входящем в «Сводный блок».

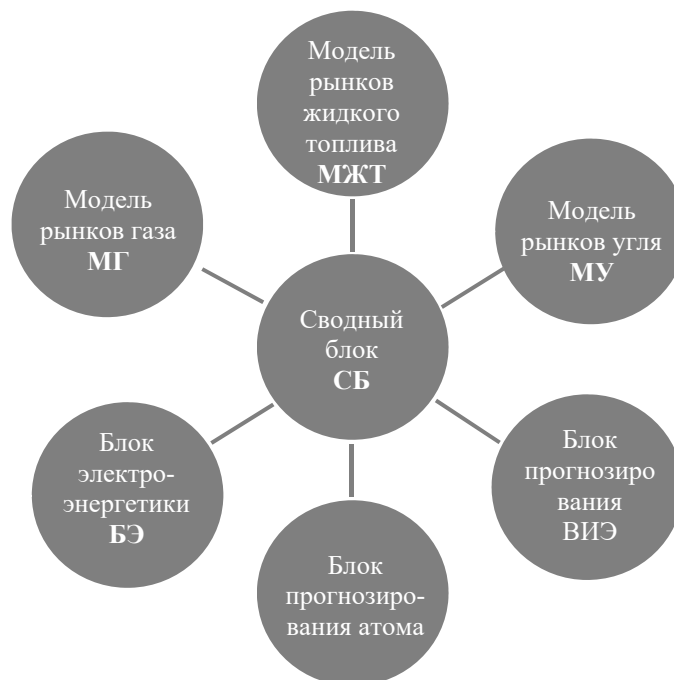


Рис. 2.4 — Блок-схема системы моделей мировых энергетических рынков.

Источник: ИНЭИ РАН

Прогнозы потребления электроэнергии выдаются в **Блок электроэнергетики (БЭ)**, где определяется выработка электроэнергии на разных видах энергоресурсов, размеры их потребления и энергоэкономические показатели взаимозаменяемости на электростанциях. На перспективы развития ВИЭ (для генерации) и использования атомной энергии большое значение оказывает энергетическая политика, поэтому эти показатели рассчитываются в отдельных модулях с учетом структуры действующих, строящихся и планируемых мощностей, предпосылок в области экономической эффективности и энергетической политики отдельных стран.

Полученные в **СБ** прогнозы спроса на основные виды нефтепродуктов и жидких биотоплив передаются в **Мировую модель рынков жидкого топлива (МЖТ)**, где оптимизируются необходимые для удовлетворения совокупного спроса размеры и способы добычи, транспортировки и переработки нефти и производства ее заменителей.

Аналогично спрос на природный газ передается в **Мировую модель рынков газа (ММРГ)**. Для удовлетворения этого спроса в **ММРГ** оптимизируются размеры

и способы добычи, переработки и транспортировки газа и возможности его взаимозаменяемости с углем, атомной энергией и ВИЭ в основных узлах потребления.

Полученные в ММРГ цены газа передаются в МЖТ для уточняющего расчета возможностей использования газа в качестве заменителя нефтяных топлив на транспорте. В МЖТ дополнительное замещение осуществляется по ступеням в зависимости от разницы получаемых цен газа и нефтепродуктов, а также заложенных объемов переключения по каждой ступени. Затем при необходимости корректируются результаты ММГ и проводится дополнительный расчет.

Также в газовой модели на основе расчетных цен оцениваются параметры межтопливной конкуренции с углем, ВИЭ и атомом и возможности дополнительного замещения газа. Уточненный спрос на газ и параметры замещения с другими топливами передаются в СБ, где обновляются уровни потребления каждого вида энергоресурсов.

В «Мировой модели рынков угля» (ММУ) проводится оптимизация добычи, переработки и транспортировки коксующихся и энергетических углей. Модель также предполагает учет межтопливной конкуренции, за счет чего может уточняться спрос и на другие топлива.

Основная цель всех ресурсных модулей — решение оптимизационной задачи минимизации суммарных издержек на удовлетворение спроса с учетом экономической целесообразности замещения альтернативными топливами. Объемы и экономические параметры возможного замещения жидких, газовых видов топлива и угля задаются ступенями по каждому узлу. Для газа рассматривается конкуренция с углем, атомной энергетикой и ВИЭ в секторе электроэнергетики и тепла, для нефтяных видов топлива — с биотопливом, газом и углем (GTL, CNG, CTL) и электроэнергией (переход на электромобили), для угля — с газом, ВИЭ и атомом в секторе электроэнергетики и тепла.

Таким образом, по разработанным в «Сводном блоке» прогнозам потребности рассматриваемых узлов в основных видах топлива и в электроэнергии, моделирование эволюции мировых рынков начинается с *модели рынков жидкого топлива*. Найденные в ней равновесные цены нефти используются в *модели газового топлива* для корректировки балансовых цен газа, которые вместе с уточненным потреблением угля электростанциями передаются в *модель рынка угля*. Полученные здесь балансовые цены угля возвращаются в модель газового топлива, уточняя балансовые цены газа, которые затем используются в завершающем расчете модели жидкого топлива. Тем самым моделируется межтопливная конкуренция между основными видами органического топлива с поиском экономического равновесия на мировых рынках жидкого, газообразного и твердого топлива.

Результаты расчетов концентрируются в *Сводном блоке* для формирования частных и сводного энергетических балансов регионов и мира как результирующих характеристик рассмотренного сценария развития мировой энергетики и рынков топлива.

Таким образом, алгоритм работы информационно-модельного комплекса предполагает:

- 1) разработку сценарных предпосылок: динамики численности населения, энергетической политики, предположений о доступности тех или иных энергетических технологий в каждый прогнозный период, геополитических факторов и т. д.;
- 2) прогноз динамики душевого ВВП;
- 3) прогноз спроса на первичные энергоресурсы и электроэнергию;
- 4) прогноз структуры первичного энергопотребления и электрогенерации по видам топлива;
- 5) первый запуск оптимизационных ресурсных модулей с использованием полученных значений спроса;
- 6) коррекцию значений спроса на энергоресурсы с учетом межтопливной конкуренции;
- 7) второй запуск оптимизационных ресурсных модулей и получение выходных показателей по всем видам топлива;
- 8) анализ полученных результатов.

Ниже представлено описание особенностей работы модулей комплекса подробнее.

Сводный блок⁷³

Прогнозирование спроса на энергию ведется исходя из ключевых сценарных предпосылок, которые позволяют провести анализ чувствительности мирового ТЭБ к воздействию внешних факторов. Зачастую именно прогнозы по динамике ВВП и ожидания относительно энергетических политик определяют конечные результаты прогнозирования. Большой интерес к проблеме предопределил существенные разработки инструментария математического моделирования в этой области со стороны различных научных школ.

В 1990-х гг. были созданы имитационные модели взаимосвязи энергетики и экономики и инвестиционной активности для изучения энергетической политики стран⁷⁴. Корреляции между потреблением энергии и национальным доходом, уровнем

⁷³ При подготовке раздела «Сводный блок» использовалась методология прогнозирования спроса на нефть и нефтепродукты, разработанная при поддержке Российского научного фонда, номер проекта 14-19-01459.

⁷⁴ Rahman S. H. Aggregate energy demand projections for India: an econometric approach. Pacific Asian Energy 1988; 2: 32–46.

и качеством жизни были рассчитаны в рамках модели энергетической политики Натараiana⁷⁵. Была обозначена особая роль электричества в конечном энергопотреблении и роль возобновляемых источников энергии в энергоснабжении. Капрос и соавт.⁷⁶ представили основные теоретические и эмпирические проблемы, возникающие при разработке кратко- и среднесрочных модельных систем взаимосвязей энергетики и экономики, а именно систем Эрмэ-Мида (Hermes-Midas systems). Впоследствии были разработаны интегрированные модельные комплексы, например NARAP, объединяющие модели технологий, выбросов и модели энергетического рынка. Введение многоцелевого метода программирования в крупномасштабные энергетические модели планирования развития систем исследовал Псаррас⁷⁷. Автор рассмотрел несколько многоцелевых подходов — от простых методов до сложных интерактивных алгоритмов, обеспечивающих лучшее компромиссное решение. Рассмотрен и применен алгоритм, который реализует процесс принятия децентрализованного иерархического решения с несколькими целями.

Одним из потенциальных направлений развития данного модуля является оценка драйверов на уровне отдельных отраслей, в настоящее время наиболее полно реализованная в модели TIMES.

Важнейшей проблемой прогнозирования спроса и балансов ТЭБ является выбор методологии прогнозирования и учета в ней тех или иных факторов. Сложная система энергетических рынков обладает нелинейным взаимодействием между элементами, наличием обратных связей, ее процессы нестационарны, и в то же время такая система целостна. Здесь возникает проблема, которая заключается в обозначении нижней и верхней границ детализации модели, необходимых для описания системы. Можно также говорить и об обратном влиянии результирующих показателей модели на факторы. Однако в рамках модулей прогнозирования спроса в мировых моделях такое потенциальное воздействие пока не учитывается.

В данной работе для расчетов использован комплекс мировых моделей ИНЭИ РАН SCANNER, в котором расчет начинается с анализа экономических и демографических факторов для получения прогнозных значений потребления первичной энергии и электроэнергии. Исходной информацией для модуля является ретроспектива ВВП, энергопотребления и численности населения.

⁷⁵ Natarajan R. Some essential considerations in energy policy and planning for the future. *Urja* 1990; 27/1: 39–50.

⁷⁶ Capros P., Karadeloglou P., Mentzas G., Samouilidis J. E. Short and medium-term modelling and problems of models linkage. *Energy* 1990; 15: 301–24.

⁷⁷ Psarras J., Capros P., Samouilidis J. E. Multiobjective programming. *Energy* 1990; 15: 583–605.

Ключевой для энергетического прогноза показатель — спрос на разные виды топлива и энергии — естественно (но не однозначно) определяется динамикой населения и экономики страны, региона или мира в целом. Основным драйвером роста энергопотребления служит повышение благосостояния населения, и при этом главным показателем является численность населения, а развитие экономики с известной условностью характеризует изменение валового внутреннего продукта (ВВП) ⁷⁸. Соответственно, ключевыми удельными показателями для прогноза энергопотребления являются душевое энергопотребление и энергоемкость ВВП.

Оценка прогностических свойств названных показателей была выполнена для мира в целом по ретроспективе с 1955 г. ⁷⁹, то есть для периода, вдвое превышающего прогнозный. Как показано на рисунке 2.5, динамика численности населения мира хорошо описывается линейной зависимостью ($R^2 = 0,998$), и лишь после 2030 г. от нее отклоняется средний прогноз ООН, принятый в исследовании базой для расчетов энергопотребления. Динамика же душевого энергопотребления хорошо описывается степенной функцией ($R^2 = 0,928$) и хуже — линейной зависимостью ($R^2 = 0,855$), но их расхождение при экстраполяции до 2040 г. достигает 15 %, и это не позволяет доверять лишь демографическому прогнозу энергопотребления.

Связь численности населения с динамикой ВВП в простейшем случае отражает изменение душевого ВВП, ретроспектива которого хорошо ($R^2 = 0,988$) описывается для мира экспонентой $y = 0,33 * e^{0,021t}$ и дает приемлемые результаты при прогнозировании до 2040 г. При этом прошлая динамика ВВП хорошо описывается степенной ($R^2 = 0,994$) и приемлемо ($R^2 = 0,949$) линейной функциями, но эти тренды дают более чем двукратное расхождение значений ВВП в 2040 г. (рис. 2.5). Поэтому **экономическому прогнозу** энергопотребления не помогает даже хорошая прогнозируемость энергоемкости ВВП ($R^2 = 0,977$), которая уже более полувека практически монотонно уменьшается на 1,2 % в год.

Парадокс в том, что динамика мирового потребления первичной энергии за прошлые 57 лет описывается линейной и степенной функциями по формальному критерию ($R^2 \geq 0,993$) заметно лучше, чем ретроспектива удельных показателей энергопотребления на человека или единицу ВВП (рис. 2.6). К тому же, экстраполяция этих функций до 2040 г. дает намного меньший диапазон прогнозов, чем, например, экстраполяция трендов ВВП. Это, естественно, ставит под вопрос целесообразность

⁷⁸ Большая детализация демографических и экономических показателей не гарантирует повышения точности прогноза энергопотребления, а переносит проблему на погрешность определения их будущих значений.

⁷⁹ До этого периода демографические, энергетические и особенно экономические (ВВП) данные весьма условны и разрознены, а энергетика мира еще не оформилась как единая система.

применения опосредованных (демографического или экономического) прогнозов вместо прямой экстраполяции спроса на энергию.

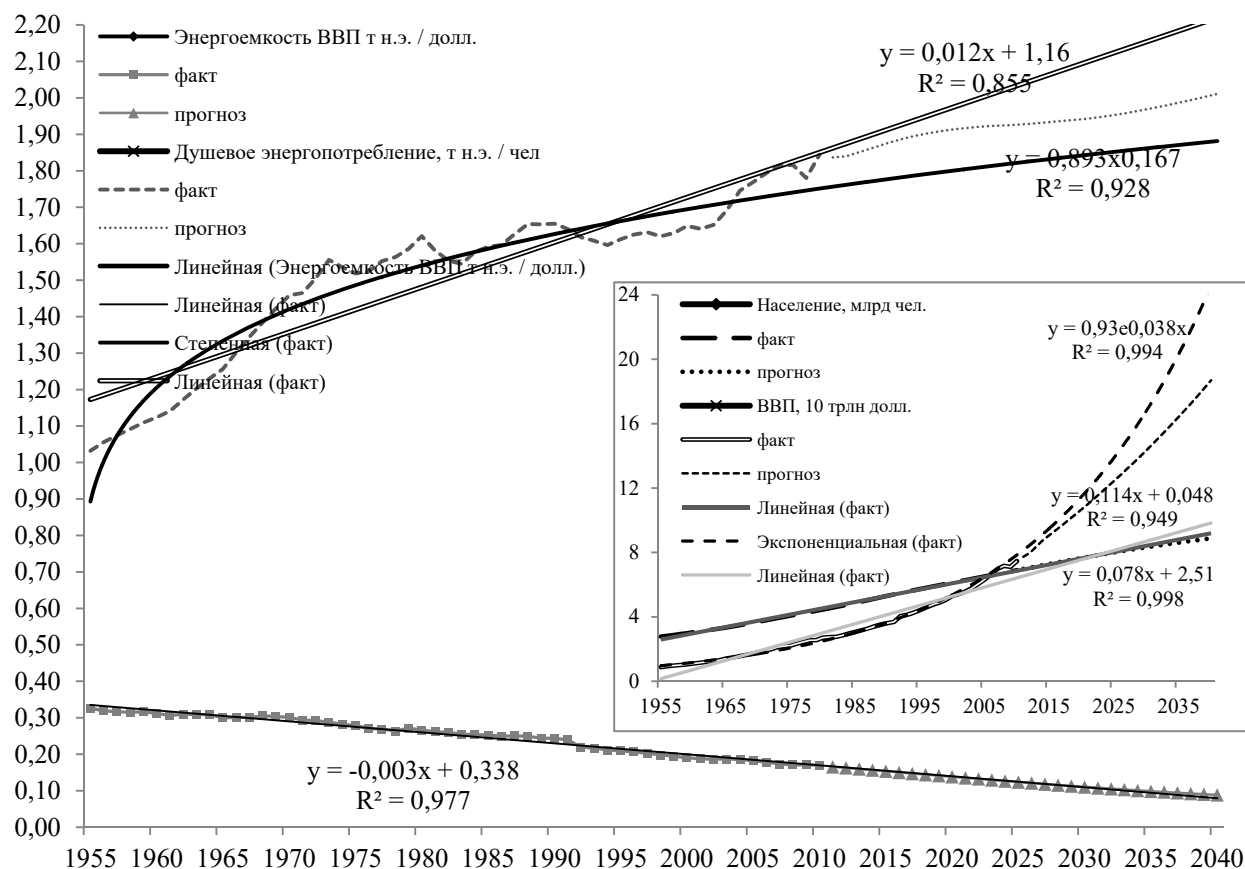


Рис. 2.5 — Долгосрочные тренды и прогностические характеристики демографических и экономических параметров прогнозирования мирового энергопотребления.

Источник: ИНЭИ РАН

Ответ, как обычно в статистике, дает закон больших чисел: в отличие от достаточно устойчивых трендов огромной системы мирового энергопотребления, динамика спроса на энергию по странам и регионам весьма изменчива, и даже при используемом обычно укрупненном территориальном делении мира ведущие экспертные организации — Международное энергетическое агентство (IEA) и Мировой энергетический совет (WEC) — не избежали заметных отклонений их прогнозов мирового энергопотребления от трендов (рис. 2.6), а ошибки по странам и регионам обычно намного больше.

Для прогнозирования энергетических рынков приходится рассматривать многие десятки и сотни территориально распределенных потребителей. Для этого нельзя использовать прямую экстраполяцию энергопотребления, и приходится применять

демографический или экономический подход к его прогнозированию. Большинство мировых экспертов строят прогнозы спроса на энергию на основе динамики ВВП

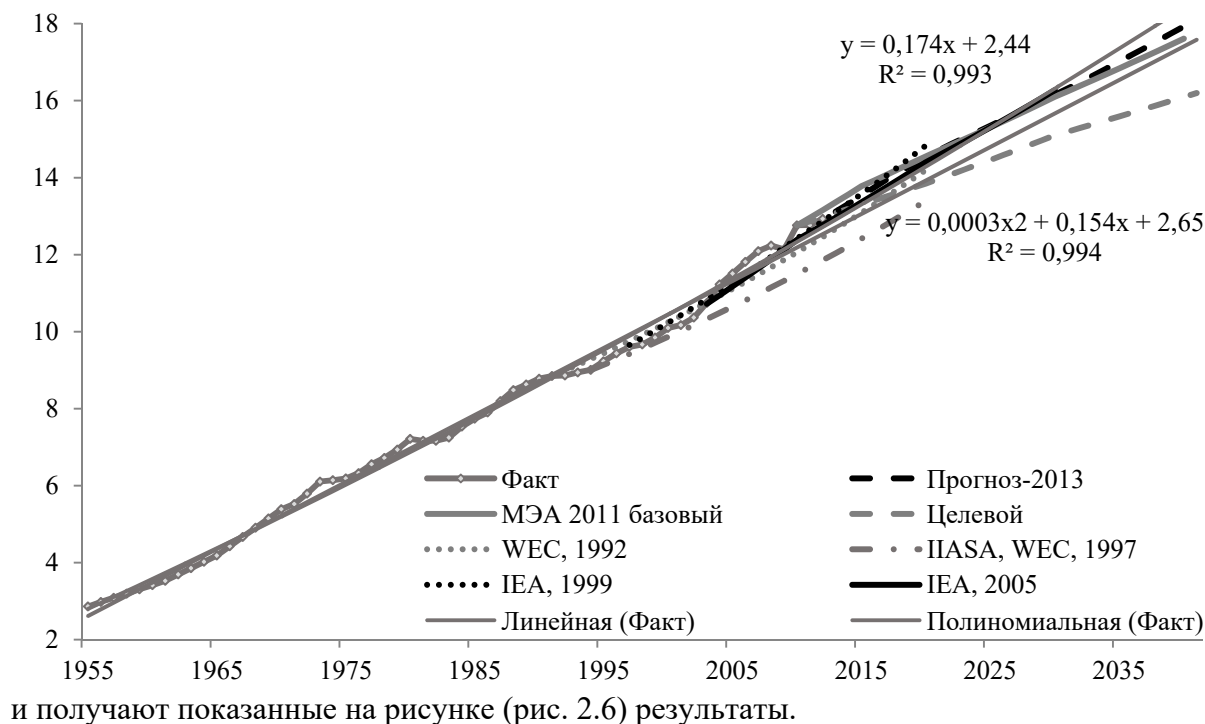


Рис. 2.6 — Долгосрочные тренды и прогнозы мирового энергопотребления.

Источник: ИНЭИ РАН

Используемая методология совмещает оба метода прогнозирования и процедуры согласования их результатов. Идея согласования состоит в следующем: в общем виде результатом прогноза являются не только тренды, но и диапазоны отклонений от них рассматриваемых показателей, а доверие к прогнозу энергопотребления тем больше, чем меньше он отклоняется в пределах этих диапазонов⁸⁰ от трендов, полученных разными методами прогнозирования. Технически для такого согласования стандартными средствами Excel решается задача оптимизации: найти в пределах прогнозных диапазонов, полученных демографическим и экономическим методами, динамику энергопотребления, минимально отличную от их трендов.

Основой для прогнозов энергопотребления служит действительно фундаментальный и наиболее устойчиво прогнозируемый показатель численности населения мира и территорий, а расчеты для них всего спектра потребностей в энергии выполняются в следующие три этапа.

На первом этапе расчетов отдельно по миру в целом, по региональным энергетическим рынкам и по каждой из рассматриваемых 67 стран (или их групп) для

⁸⁰ Условие является существенным, поскольку при несовместимости диапазонов от одного из методов нужно отказаться.

разработанного ООН среднего прогноза численности населения⁸¹ разрабатываются и согласуются между собой прогнозы энергопотребления, полученные на основе отчетных данных⁸²,⁸³ за последние 30 лет, с одной стороны, по динамике душевого энергопотребления, а с другой — через прогнозы душевого ВВП, его общего объема и энергоемкости. Логика первого этапа согласования прогнозов энергопотребления для мира в целом показана на рисунке 2.7.

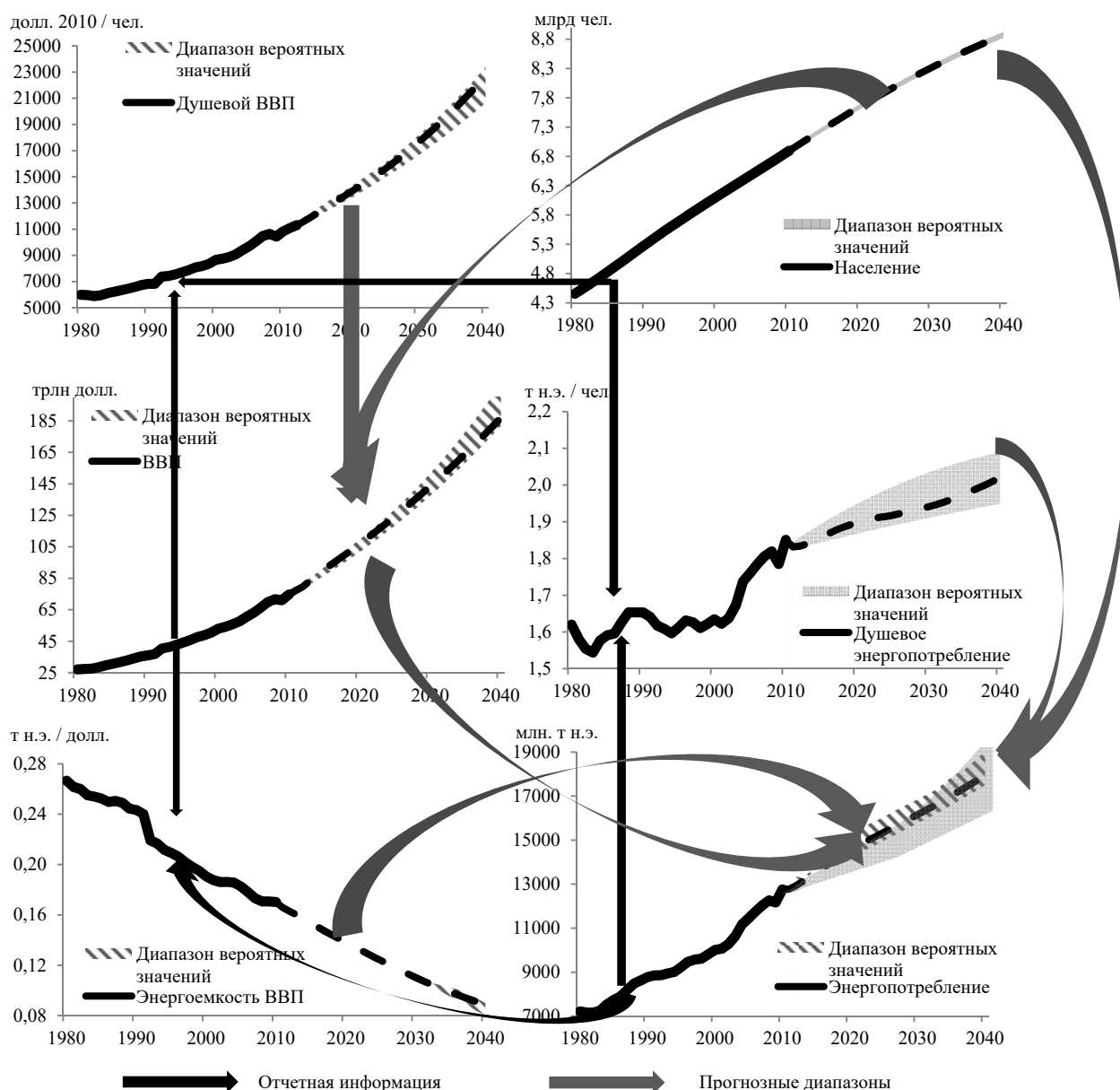


Рис. 2.7 — Логика согласования демографического и экономического прогнозов энергопотребления.

Источник: ИНЭИ РАН

⁸¹ Word Population Prospects, the 2010 Revision, UN Population Division.

⁸² IMF World Economic Outlook Database.

⁸³ IEA World Energy Statistics.

Расчеты первого этапа включают: а) статистическую обработку отчетных данных с 1980 г. по миру и рассматриваемым группам стран с построением уравнений изменения во времени душевых показателей энергопотребления, значений ВВП, его энергоемкости, а также потребления первичной энергии, электроэнергии и нефтепродуктов; б) расчеты по этим уравнениям прогнозных значений и доверительных диапазонов изменения каждого показателя; в) согласование в пределах доверительных диапазонов (по критерию минимума относительных отклонений от трендов всех прогнозируемых показателей) размеров энергопотребления.

На втором этапе согласуются прогнозы энергопотребления, полученные независимо для региональных энергорынков и мира в целом. Для этого в каждый период времени t разница ($\Delta \mathcal{E}_t = \Sigma \mathcal{E}_{ti} - \mathcal{E}_{tm}$) между суммой региональных ($\mathcal{E}_{ti}$) и мировым ($\mathcal{E}_{tm}$) прогнозом энергопотребления разносится между миром и регионами пропорционально ($\alpha_t = \Delta \mathcal{E}_t / (\delta_{tm} * \mathcal{E}_{tm} + \Sigma \delta_{ti} * \mathcal{E}_{ti})$) относительной величине их доверительных диапазонов (δ_{tm} и δ_{ti}), давая поправки начальному мировому ($+\alpha_t * \delta_{tm} * \mathcal{E}_{tm}$) и региональным ($-\alpha_t * \delta_{ti} * \mathcal{E}_{ti}$) прогнозам энергопотребления.

На третьем этапе аналогичные согласования выполняются между скорректированными на втором этапе прогнозами энергопотребления на региональных рынках и первоначальными прогнозами энергопотребления относящихся к ним стран или их групп.

Обнаруженные при этом отклонения от исторических трендов основных социальных характеристик энергетики — душевого энергопотребления и энергоемкости ВВП — получили удовлетворительное объяснение по миру в целом и для основных энергетических рынков.

Прогнозирование спроса на нефть и нефтепродукты выполняется по методике, схожей с методом прогнозирования спроса на энергию, описанным в предыдущем разделе. Дело в том, что спрос на нефть имеет ряд индивидуальных особенностей — так, сырая нефть практически не используется в сегменте конечного потребления, спрос формируется на получаемые из нефтяного сырья продукты переработки. Такая специфика этого энергоносителя во многом обуславливает и методологические подходы к прогнозированию будущих объемов спроса. В данном исследовании спрос прогнозируется сочетанием двух методик:

1. Через прогнозирование нефтеемкости ВВП по странам, т. е. через построение прогноза изменения нефтеемкости ВВП, основанного на экстраполяции

тренда нефтеемкости с учетом потенциала ее снижения. Такой подход используется во многих зарубежных и отечественных исследованиях^{84, 85, 86, 87}.

2. Через прогнозирование емкости ВВП по странам к отдельным видам нефтепродуктов. Такой подход менее популярен в связи с необходимостью формировать и анализировать большие массивы входной статистической информации и, как правило, используется при прогнозировании спроса на нефтепродукты в отдельных регионах и странах, в частности такой подход использует правительство штата Нью-Йорк⁸⁸, Комиссия по энергетике штата Калифорния⁸⁹, аналогичная методика прогнозирования описывается в работах О. Б. Брагинского⁹⁰.

Экстраполяция трендов нефтеемкости ВВП отдельных стран позволяет при увязке с другими энергоресурсами в «Сводном блоке» учитывать спрос на нефть как важнейшую часть общего спроса на энергию. Фактически этот достаточно простой подход обеспечивает прогнозирование спроса от «общего (спроса на энергию) к частному (спросу на нефть)». В дополнение к экстраполяции тренда нефтеемкости спрос на нефть определяется сочетанием балансового метода (то есть спрос на нефть определяется исходя из доли нефти в общем энергобалансе) и посредством суммирования прогнозов спроса ключевых нефтепродуктов, аналогичных набору нефтепродуктов, используемому в «Мировой модели жидких видов топлива» (МЖТ):

1. СУГ — сжиженные углеводородные газы, включающие в себя как сухие, так и сжиженные газы переработки (этан, пропан-бутан).

2. Бензин — моторные бензины, используемые в транспортном секторе (АИ-80, АИ-92, АИ-95, АИ-98, авиационный бензин).

3. Нафта — прямогонный бензин, используемый в основном как сырье для нефтехимии, однако непригодный для использования в моторах из-за низкого октанового числа по исследовательскому методу.

4. Керосин — включает в себя авиационные керосины типа Jet, предназначенные для использования в авиации.

⁸⁴ Бобылев Ю. Н., Приходько С. В., Дробышевский С. М., Тагор С. В. Факторы формирования цен на нефть // Институт экономики переходного периода, Москва, 2006.

⁸⁵ Узиков М. Н. Ключевые детерминанты долгосрочного прогноза развития российской экономики // Всероссийский общэкономический журнал «ЭКО», № 6, 2012.

⁸⁶ Haijiang H.W. China's oil Industry and Market, 1999 Elsevier Ltd.

⁸⁷ Wei Xu, Jue Wang, Jian Ma Forecasting Crude oil demand Using a Hybrid SVR Markov Approach // Global Knowledge, 2010.

⁸⁸ New York State government All Fuels Demand and price forecast methodology, June 2002 <http://energyplan.ny.gov/Prior-State-Energy-Plans/-/media/nysenergyplan/2002stateenergyplan-documents/sepappendix.pdf>.

⁸⁹ California energy commission Transportation fuel price and demand forecast: Inputs and Methods for the 2009 Integrated Energy Policy Report, 2009.

⁹⁰ Брагинский О. Б. Прогнозирование российского рынка автомобильных видов топлива // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 24 апреля 2012 г.

5. Дизельное топливо — дизельное топливо, используемое в моторах, прошедшее необходимые очистные процессы.

6. Мазут — тяжелые топлива, используемые в электроэнергетике и судоходстве (сюда же включены тяжелые газойли).

7. Прочие — другие продукты нефтеперегонки, в основном тяжелые и сверхтяжелые (гудроны, битумы, коксы, пеки).

Расчеты спроса на нефть и спроса на отдельные нефтепродукты осуществляются отдельно друг от друга, а затем корректируются в целях получения итогового прогноза спроса на нефть.

В процессе проводимых исследований были выявлены достаточно четкие корреляционные зависимости между уровнем спроса на отдельные виды моторных топлив и показателями развития экономики, в частности с ВВП.

Важнейшими нефтепродуктами для мирового рынка являются бензин и дизельное топливо — ключевые нефтепродукты, потребляемые в секторе дорожного транспорта. Суммарно спрос на эти нефтепродукты в ретроспективе с 1980 по 2011 г. составлял не менее 52 % от общего спроса на нефть.

Для бензина и дизельного топлива были выявлены достаточно явные тренды емкостей мирового ВВП к соответствующим продуктам (рис. 2.8) с высоким коэффициентом детерминации — более 0,9.

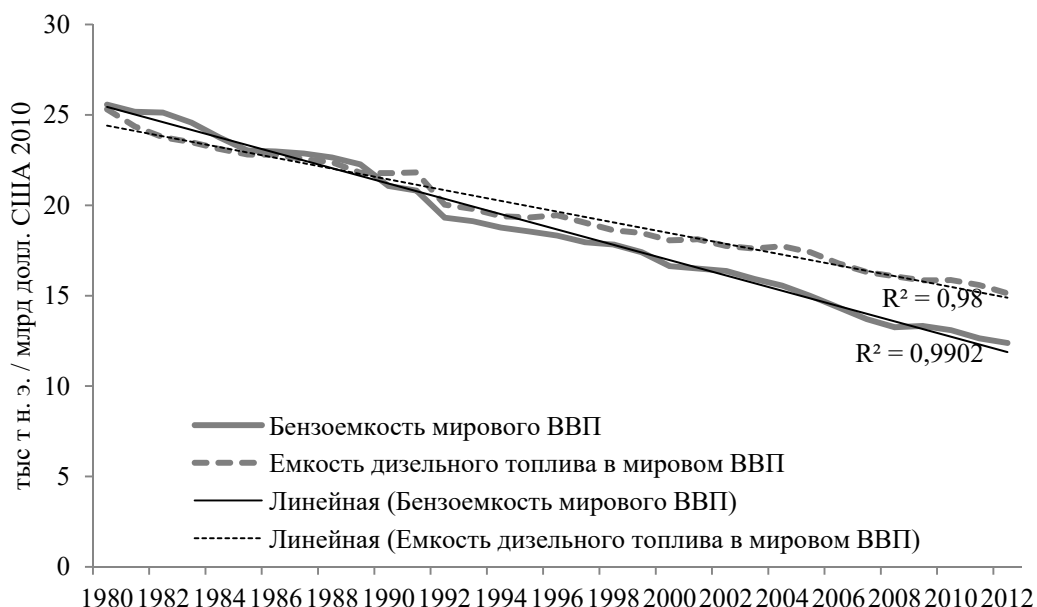


Рис. 2.8 — Бензоемкость мирового ВВП, ВВП ППС 2010 млрд долл.

Источник: составлено ИНЭИ РАН.

Высокий R^2 был получен и для бензино- и дизелеемкости экономик большинства регионов и стран мира, так, к примеру, для развитых стран мира величина R^2 для дизелеемкости экономики стабильно выше 0,89, а бензоемкости — выше 0,85 (наиболее низкие коэффициенты детерминации получены для стран развитой Азии). Для развивающихся стран тренды не так стабильны, однако R^2 находится в пределах значимой отметки — более 0,85.

Еще два крайне важных для мировой экономики вида топлива — мазут и керосин, они обеспечивают большую часть транснациональных морских и авиационных перевозок. Согласно базе данных МЭА, на долю двух этих продуктов в период с 1980 по 2010 г. приходилось более 17 % от мирового потребления нефти.

Емкость мировой экономики к спросу на мазут достаточно четко описывается экспоненциальным трендом, R^2 — 0,9 (рис. 2.9).

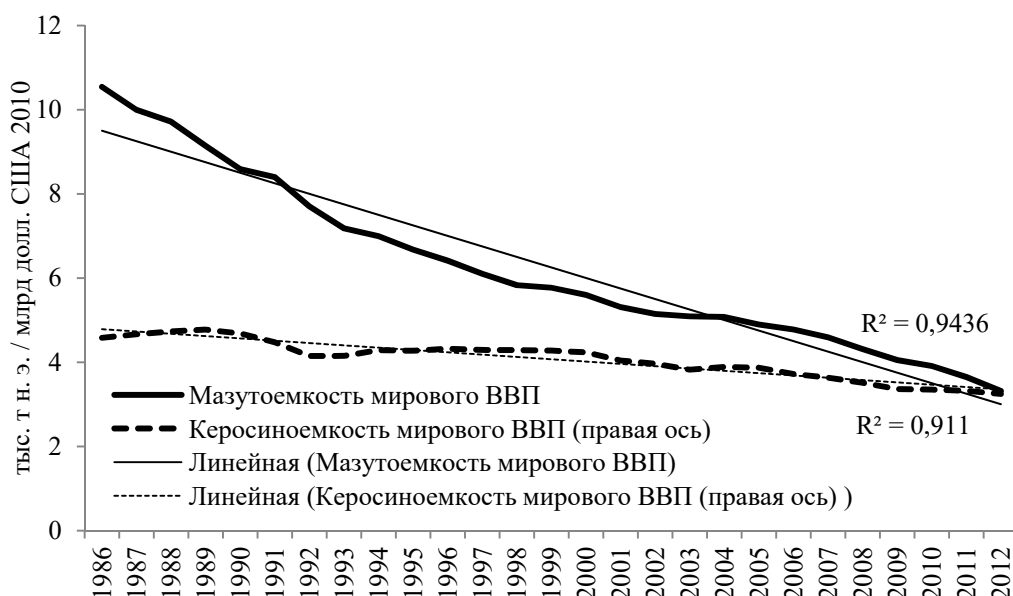


Рис. 2.9 — Емкость мирового ВВП к спросу на мазут.

Источник: составлено ИНЭИ РАН.

После расчета спроса на основные моторные топлива: бензины, дизельные топлива и мазут — осуществляется расчет спроса на топлива, используемые в основном в промышленном секторе: сжиженные углеводородные газы и нефть. В ретроспективе оба эти продукта составляют 16 % от мирового спроса на нефть. R^2 , рассчитанный для взаимосвязи ВВП с потреблением СУГ, составляет 0,85; для ВВП и потребления нефти — 0,84.

После прогнозирования спроса на ключевой набор продуктов: бензины, дизельные топлива, мазут, СУГ и нефть — осуществляется проверка по уравнению:

$$\text{спрос на нефть} \geq \sum \text{спрос на нефтепродукты},$$

где спрос на нефть определяется исходя из результатов расчета балансового модуля.

Разница между спросом на нефть из балансового модуля и суммарным спросом на нефтепродукты относится на прочие нефтепродукты — чрезвычайно подвижный набор продуктов, который на протяжении всего прошлого периода (1980–2010) составлял стабильные 12,5–13 % от совокупного спроса на нефть.

Все большее влияние на спрос на нефтепродукты начинают оказывать технологические факторы, связанные с совершенствованием транспорта и возможностями замещения нефтяных топлив альтернативными, а также потребительские предпочтения, которые влияют на выбор средств передвижения. Эти факторы могут приводить к отклонению ожидаемых показателей от трендов. Поэтому в ИНЭИ РАН ведется работа по совершенствованию используемого инструментария за счет включения в расчет дополнительных блоков, позволяющих проводить детальный анализ технологических и других факторов и оценивать их влияние на потребление нефтепродуктов по видам.

Поскольку использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и атомной энергии сильно политизировано, их прогнозы рассчитываются в отдельных модулях с учетом действующих, строящихся и планируемых мощностей, а также предположений относительно экономической эффективности и энергетической политики отдельных стран. Кроме того, учитывая длительный цикл согласований и строительства, уточним: перспективная динамика ввода АЭС заранее практически полностью известна на ближайшие 10 лет. Таким образом, производство электроэнергии на АЭС и ГЭС, а также вся генерация ВИЭ задаются сценарно. Но в ходе дальнейших расчетов ресурсные модули имеют возможность задействовать дополнительные мощности генерации на ВИЭ и АЭС, если они оказываются высококонкурентоспособными.

Определив спрос на нефть и нефтепродукты, атомную и возобновляемую энергию, можно рассчитать оставшийся объем потребления энергоресурсов, который будет приходиться на уголь и газ:

$$\text{COAL} + \text{GAS} = \text{TPEC} - \text{OIL} - \text{NUCLEAR} - \text{RENEWABLES}, \text{ где}$$

COAL + GAS — суммарный объем потребления угля и газа, TPEC — общее потребление первичных энергоресурсов, OIL — потребление нефти, NUCLEAR — потребление атомной энергии, RENEWABLES — потребление ВИЭ.

С учетом тренда доли газа в суммарном объеме потребления угля и газа рассчитывается исходный вариант потребления газа по странам.

Сводные энергетические балансы обеспечивают взаимную увязку и интеграцию прогнозов эволюции отраслевых энергетических рынков. Для этого рассчитанный

описанным выше методом спрос на первичную энергию, электроэнергию, жидкие топлива (нефтепродукты и др.), газ и твердые топлива приводится в соответствие с полученными из отраслевых моделей размерами эффективного производства соответствующих энергоресурсов — посредством учета возможностей и эффектов взаимозаменяемости разных видов топлива, то есть межтопливной конкуренции.

Балансовый модуль используется для расчета спроса на отдельные энергоресурсы по 87 узлам, исходя из полученной в модуле «население — ВВП — энергопотребление — электропотребление» оценки спроса на первичную энергию.

Спрос на атомную энергию и ВИЭ поступает в балансовую модель, соответственно, из атомного модуля и модуля ВИЭ. Спрос на жидкое биотопливо задается сценарно и впоследствии уточняется по результатам расчетов в нефтяном модуле. Спрос на прочие виды биотоплива является сценарной предпосылкой.

Рассчитываемые в балансовом модуле значения спроса на отдельные энергоресурсы являются входными параметрами нефтяного, газового и угольного ресурсных модулей. Данные модули тесно взаимодействуют: для получения оптимального решения (о минимально затратном распределении ресурсов) в каждом из них заложена возможность переключения на альтернативный ресурс. Таким образом, уточняется структура спроса на углеводороды по узлам, рассчитываются объемы добычи, цены и торговые потоки.

В рамках модуля экологии в балансовой модели рассчитываются выбросы CO_2 . Для этого на основе данных МЭА по объемам выбросов CO_2 по видам энергоресурсов и объемам их потребления за 1990–2009 гг. строится таблица с данными о выбросах CO_2 на единицу каждого из потребляемых видов энергоресурсов по странам; так, например, выбросы CO_2 от потребления угля в 1990–2009 гг. составляли от 3,72 до 3,78 т. CO_2 / т н. э., нефти — 2,67–2,72 т. CO_2 / т н. э., газа — 2,27–2,28 т. CO_2 / т н. э. Результирующие прогнозные значения потребления всех ископаемых видов топлива, полученные в ресурсных модулях, умножаются на удельные выбросы CO_2 , соответствующие каждому из потребляемых видов топлив. Таким образом, полученные значения выбросов CO_2 детализуются по всем странам и по всем видам ископаемых энергетических ресурсов. **Блок электроэнергетики (БЭ)** в текущей версии системы моделей мировых рынков включен в «Сводный блок» и балансирует спрос на электроэнергию по странам и регионам с эффективными размерами ее производства разными технологиями. «Блок электроэнергетики» является частью балансовой модели, предназначенной для оценки спроса на электроэнергию и на энергоресурсы для ее производства.

Первой задачей блока является сведение балансов электроэнергии по всем рассматриваемым узлам, а второй — определение потребности тепловых электростанций в основных видах топлива с расчетом показателей их конкурентоспособности, необходимых для оптимизационных моделей рынков газа и угля.

Спрос на электроэнергию по странам является результатом анализа ретроспективного спроса на электроэнергию и электроемкости ВВП. Прогноз структуры производства электроэнергии по видам топлива основывается на анализе трендов:

- прогноз потребления нефтепродуктов в электрогенерации является результатом продления трендов их доли в структуре производства электроэнергии;
- объемы потребления ВИЭ (кроме гидроэнергии) и биоэнергии рассчитываются с учетом динамики их потребления в электроэнергетике по отношению к общим объемам их потребления, так как не все возобновляемые источники и биоэнергия используются в электроэнергетическом секторе; общие объемы потребления ВИЭ и биоэнергии рассчитываются в балансовой модели;
- остаточный спрос на электроэнергию покрывается газом и углем в соответствии с изменениями доли каждого из них в остаточном спросе.

Конечный спрос на каждый энергоресурс в электрогенерации равен его потреблению, умноженному на эффективность сжигания топлив на электростанциях в соответствующий год. При этом принимаются предположения о динамике эффективности использования энергоресурсов в электроэнергетике. В результате электроэнергетические балансы стран могут быть представлены как в т.н. э., так и в ТВт·ч.

Модуль атомной энергетики. Поскольку сфера атомной энергетики является стратегической, капиталоемкой и связана с мировой безопасностью, то классические рыночные модели к ней не применимы. Атомный модуль модельно-информационного комплекса ИНЭИ РАН строится на основе глубокого анализа энергетических политик стран и анализе данных по каждому из существующих, строящихся и планируемых в мире блоков АЭС.

Таким образом, прогнозирование потребления атомной энергии основывается на:

- а) подготовке статистической информации с требуемой разбивкой по регионам и странам с темпами изменения потребления атомной энергии в прошедшие периоды;
- б) подготовке полного перечня действующих, остановленных, строящихся и планируемых к вводу атомных станций по всему миру с указанием даты вывода блоков АЭС из эксплуатации;
- в) определении в динамике коэффициента средней годовой выработки АЭС в зависимости от мощности блоков;

г) составлении прогноза потребления атомной энергии по странам и регионам на среднесрочную перспективу на основе информации по каждому отдельному блоку АЭС, включая действующие, вводимые, выводимые;

д) составлении прогноза потребления атомной энергии по странам и регионам на долгосрочную перспективу на основе анализа национальных планов по развитию атомной энергетики с поправкой на их реалистичность, ожидаемые экологические ограничения.

Модуль нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) собирает в «Сводном блоке» заданные сценарно объемы использования ВИЭ и дополнительные объемы, полученные из оптимизационных моделей.

Равно как и в атомном блоке, прогнозирование потребления ВИЭ основывается прежде всего на исследовании государственных энергетических и экологических политик. Кроме того, успешность развития сектора определяется развитием технологий использования ВИЭ.

В рамках модельного комплекса различаются три слагаемых ВИЭ: гидроэнергия, другие ВИЭ, используемые в производстве электроэнергии, а также ВИЭ, используемые для теплоснабжения и в качестве моторного топлива. Для составления прогноза изменения объемов использования ВИЭ рассматриваются отдельно все три составляющих, после чего данные суммируются. При рассмотрении используется следующая методология:

а) подготовка статистической информации с требуемой разбивкой по регионам и странам для всех трех составляющих;

б) построение прогноза изменения потребления на основе ретроспективных данных путем экстраполяции и метода экспертной оценки (в зависимости от конкретных рассматриваемых стран и регионов) с учетом:

— потенциала дальнейшего развития гидроэнергетики по странам;

— анализа национальных планов и энергетической политики в области ВИЭ (с учетом сценарных условий и предпосылок).

Мировая модель рынков жидкого топлива

Расширение видов добываемой нефти, растущая межтопливная конкуренция и непрерывное увеличение возможностей замещения нефти альтернативными источниками энергии обуславливают значимость анализа рынка жидких видов топлива в целом, а не его отдельных сегментов (рис. 2.10). Именно необходимость проведения

подобного анализа обусловила задачу по разработке «Мировой модели рынков жидкого топлива» (ММЖТ).

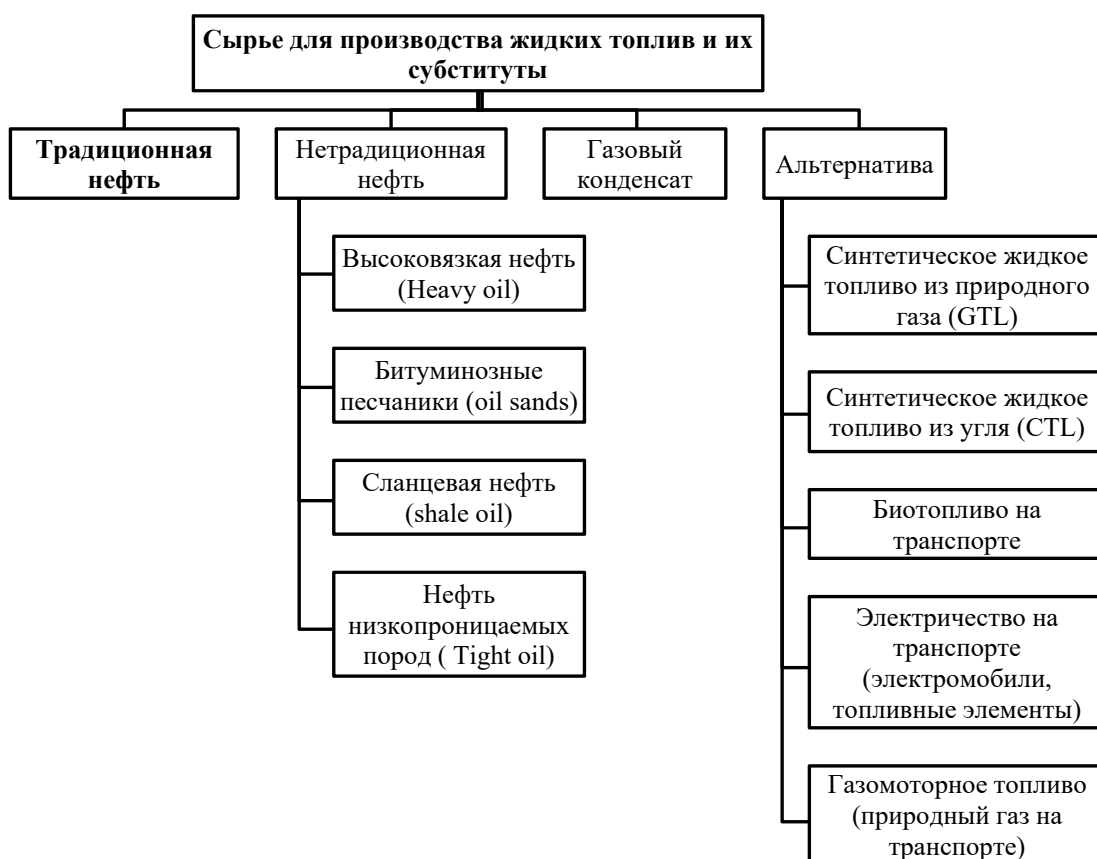


Рис. 2.10 — Межтопливная конкуренция и способы замещения жидких топлив, рассмотренные в ММЖТ.

Источник: ИНЭИ РАН

Оптимизационная ММЖТ ИНЭИ РАН описывает варианты добычи традиционной, сланцевой и других типов нетрадиционной нефти по 1023 месторождениям и районам, ее переработку на 872 нефтеперерабатывающих заводах в 6 видов нефтепродуктов и распределение по 95 узлам потребления жидких топлив (82 страны) с использованием свыше 2000 маршрутов трубопроводного, железнодорожного и морского транспорта ⁹¹.

В ММЖТ минимизируются суммарные издержки по всей цепочке удовлетворения потребностей в нефтепродуктах — с учетом экономически эффективного их замещения альтернативными энергоносителями. Особое внимание уделяется условиям замещения нефтетоплива газом и электроэнергией. Модель позволяет прогнозировать конъюнктуру рынков жидкого топлива с расчетом баланса спроса и предложения, объемов

⁹¹ Грушевенко Д. А., Грушевенко Е. В., Горячева А. О. Прогнозирование развития мирового рынка нефти и нефтепродуктов. М.: Сборник научных трудов VII Мелентьевских чтений: «Прогнозирование развития мировой и российской энергетики: подходы, проблемы, решения», 2013 г., с. 107–115.

межтопливной конкуренции, международной торговли, равновесных цен нефти и нефтепродуктов⁹².

Региональная разбивка ММЖТ составлена с учетом основных игроков, задействованных в добыче, нефтепереработке, транспортировке и потреблении жидких топлив. Это позволяет агрегировать рассматриваемые узлы в различные группы, например: страны — члены ОПЕК, страны Европейского союза, страны — члены ОЭСР, страны СНГ, страны БРИКС, страны Таможенного союза и др. Итоговая географическая дезагрегация модели (с учетом увеличения детализации по сравнению с предыдущей версией⁹³) позволяет формировать прогнозные балансы спроса и предложения нефти и нефтепродуктов, а также торговых потоков по 12 регионам, 82 странам, 95 узлам. Под узлом модели подразумевается географический регион, выделенный в зависимости от размера территории и его значимости для мирового рынка нефти. Например, Российская Федерация поделена на узлы, соответствующие 8 федеральным округам, а страны Южной Америки, за исключением Венесуэлы, Бразилии, Эквадора и Чили, объединены в единый узел.

Для расчета различных сценариев и количественной оценки ожидаемых изменений конъюнктуры топливных рынков ММЖТ позволяет варьировать объем и структуру потенциального производства, спроса и условия замещения энергоресурсов, а также корректировать транспортные мощности и направления поставок. Частным примером преимущества данной гибкости модели является учет технологических прорывов за счет реализации сценариев изменения доли нетрадиционных видов нефти в общем объеме производства, изменения объемов производства синтетического жидкого топлива и биотоплива, а также эффективных накопителей электроэнергии на транспорте.

ММЖТ — это статическая оптимизационная модель полного равновесия, представляющая собой «совокупность уравнений и переменных, которые с достаточной полнотой отражают основные связи и свойства системы»⁹⁴. Под исследуемой системой при этом понимается нефтяная промышленность мира во взаимосвязи с более крупной системой — мировой энергетикой. В целевую функцию заложено удовлетворение спроса по основным позициям производимой товарной продукции нефтеперерабатывающих

⁹² Grushevenko E., Grushevenko D. Unconventional Oil Potential Tends to Change the World Oil Market. // CSCCanada Energy Science and Technology. Vol. 4, № 1, 2012.

⁹³ Горячева А. О., Грушевенко Е. В., Грушевенко Д. А. Оценка влияния потенциальных шоков на мировой нефтяной рынок с использованием модели прогнозирования мирового рынка нефти. М.: Нефть, газ и бизнес, № 5, 2013.

⁹⁴ Макаров А. А., Мелентьев Л. А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. Новосибирск: Наука, 1973 г. С. 56.

заводов⁹⁵, агрегированным в шесть нефтепродуктовых групп: автомобильные бензины, керосин, нафта (прямогонный бензин для промышленно-технических целей и нефтехимии), дизель (моторное и котельно-печное топливо), темные нефтепродукты (масла, мазуты, битумы, гудроны и др.) и сжиженные газы, — за счет имеющихся мощностей с учетом минимизации суммарных затрат по всей цепочке поставок нефти и нефтепродуктов (от месторождения до потребителя) (рис. 2.11). Данная цепочка осознанно агрегирована до достаточно крупных блоков с целью минимизации роста неопределенности.

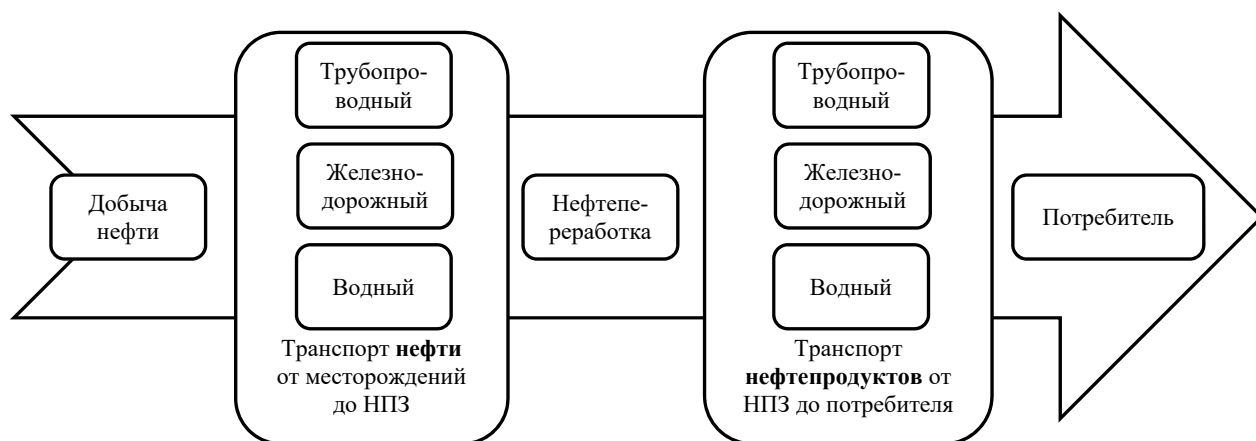


Рис. 2.11 — Цепочка потока нефти и нефтепродуктов от месторождения до потребителя.

Источник: Грушевенко Е. В., Грушевенко Д. А., Горячева А. О. Прогнозирование развития мирового рынка нефти и нефтепродуктов. М.: Сборник научных трудов VII Мелентьевских чтений: «Прогнозирование развития мировой и российской энергетики: подходы, проблемы, решения», 2013

В качестве исходных данных по транспортной и нефтеперерабатывающей инфраструктуре, а также по традиционным и нетрадиционным месторождениям нефти используются специально подготовленные базы данных ИНЭИ РАН, которые ежегодно верифицируются и обновляются.

Спрос, цены переключения на альтернативные виды топлива и максимальные объемы потенциального замещения являются для модели экзогенными параметрами.

Расчет оптимальных значений переменных объема и затрат на удовлетворение спроса на нефтепродукты осуществляется с учетом минимаксных ограничений, которые закладываются по типам процессов.

Входные данные позволяют задавать различные сценарии. Это достигается путем принудительного ввода или ограничения одного из параметров, в зависимости от того, какую ситуацию мы хотим учесть: стремительное увеличение/уменьшение спроса,

⁹⁵ Рудин М. Г., Сомов В. Е., Фомин А. С. Карманный справочник нефтепереработчика / Под редакцией М. Г. Рудина. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. С. 97–132.

ввод/вывод из строя транспортных или нефтеперерабатывающих мощностей, влияние политической нестабильности в регионе или же технологические прорывы и увеличение ресурсной базы за счет нетрадиционных источников.

Последнее достигается за счет внесения и учета изменений в детализированной базе данных «Мировые месторождения нефти», которая постоянно верифицируется и обновляется. База содержит данные по издержкам и профилям добычи для крупных нефтяных месторождений, по перспективным проектам, а также по потенциальным добычным возможностям отдельных узлов модели. В указанной базе данных также содержится информация по типам добываемой нефти, что позволяет делать расчеты для прогнозирования доли добываемых нетрадиционных ресурсов в нефтяном балансе.

Будущие объемы добычи задаются исходя из заявленных компаниями-операторами темпов отбора нефти или исходя из вынесенных за пределы модели расчетов.

Прогнозирование будущих объемов добычи осуществляется по трем категориям месторождений:

в) По крупнейшим действующим месторождениям и нефтегазоносным провинциям, основываясь на данных по запасам, по динамике истощения и профилям добычи. Будущие объемы добычи определяются, либо исходя из данных компаний-операторов по профилю добычи, либо, в случае, если такая информация отсутствует расчет осуществляется методом линеаризации Хабберта⁹⁶ и его более современными модификациями, в частности по методикам, предложенным в исследованиях М. Хука⁹⁷, Б. Мичела⁹⁸.

г) По открытым, но еще не введенным в эксплуатацию месторождениям. Расчет будущей добычи по этой категории осуществляется либо исходя из планов компаний-операторов, либо исходя из результатов расчета, посредством построения линейных моделей кривой Хабберта.

д) По неоткрытым месторождениям. Включение неоткрытых месторождений осуществляется в случае, если модели не хватает мощностей двух предыдущих групп для покрытия спроса.

Сектор транспортировки представлен базой данных «Маршруты транспортировки нефти»⁹⁹. Она учитывает свыше 2000 маршрутов по поставке нефти и нефтепродуктов,

⁹⁶ M. K. Hubbert Energy resources. Natioanl Research Sciences, 1962.

⁹⁷ M. Hook Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production, Global Energy Systems, Department for Physics and Astronomy, Uppsala University, May, 2009.

⁹⁸ Oil Production: A probabilistic model of the Hubbert curve, Laboratoire de Statistique Theorique et Appliquee, Universite Pierre et Marie Curie, May, 12, 2010.

⁹⁹ База данных «Маршруты транспортировки нефти», свидетельство о государственной регистрации базы данных, № 2013620099.

связывающих рынки производства и потребления, имитируя транспортировку различными видами транспорта, в частности: нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, морским транспортом, железнодорожным. Затраты на транспортировку рассчитываются с учетом удаленности узлов друг от друга, для морского транспорта дополнительно учитывается стоимость пересечения платных каналов, таких как Суэцкий, Панамский и др. Существует возможность отключения маршрута или перекрытия ключевых «узких мест»¹⁰⁰, что позволяет симулировать влияние различных кризисов на поведение мирового нефтяного рынка.

Сектор нефтепереработки представлен комплексной базой данных ИНЭИ РАН «Основные показатели нефтеперерабатывающих заводов мира»¹⁰¹, которая содержит информацию по крупным нефтеперерабатывающим заводам мира, введенным в эксплуатацию, подготавливаемым к вводу в эксплуатацию и временно приостановленным. База данных содержит информацию по 872 нефтеперерабатывающим заводам — данные, необходимые для дальнейшего формирования прогнозных объемов нефтеперерабатывающих мощностей, определения объемов спроса на нефть со стороны нефтеперерабатывающих заводов по географическим узлам модели.

Отдельно производятся прогнозные расчеты для российских нефтеперерабатывающих заводов, которые осуществляются в «Модели анализа и прогнозирования нефтеперерабатывающей промышленности Российской Федерации (РФ)» (МАПНПП). МАПНПП является статической имитационной моделью, симулирующей работу нефтеперерабатывающих заводов РФ. Состоит из двух блоков: балансового и экономического.

Балансовый блок представляет собой совокупность сводных материальных балансов основных НПЗ Российской Федерации, сгруппированных по территориальному принципу и формирующих общие материальные балансы по федеральным округам (ФО) и стране в целом. В свою очередь, материальный баланс каждого НПЗ является суммой материальных балансов всех функционирующих на рассматриваемый период технологических установок, непосредственно связанных с переработкой углеводородного сырья, включая установки висбрекинга, каткрекинга, гидроочистки, риформинга и др.¹⁰²

Входными данными для расчетов МАПНПП являются данные по загрузке российских НПЗ, полученные как результаты оптимизации в описываемой ММЖТ. Балансовый блок модели состоит из 31 подблока, которые индивидуально имитируют

¹⁰⁰ US Energy Information Administration World Oil Chokepoints, August. 22, 2012.

¹⁰¹ База данных «Основные показатели нефтеперерабатывающих заводов мира», свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620098.

¹⁰² Ахметов С. А., Сериков Т. П., Кузеев И. Р., Баязитов М. И. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа.

функционирование ключевых российских НПЗ, а также деятельность малых и средних НПЗ в агрегированном виде с разбивкой по ФО Российской Федерации¹⁰³. Выходными данными является производство на российских НПЗ товарной продукции по 22 наименованиям. Наименьшей функциональной единицей модели является материальный баланс установки.

Основными параметрами для составления материального баланса являются суммарное количество сырья (Y) и состав продукции (выражается в массовых долях X'_n , определяется на основании теоретических и доступных эмпирических данных по технологии переработки нефти¹⁰⁴). Причем Y должно быть меньше или равно задекларированной мощности установки. Состав сырья определяется в зависимости от типа установки из доступных на НПЗ полупродуктов и играет второстепенную роль.

Далее составляется система уравнений, имеющих вид:

$$X'_n * Y = Y'_n.$$

В качестве проверки определяем верность следующего выражения:

$$\sum_{i=1}^n Y_i = Y.$$

В зависимости от типа и назначения установки продукты могут быть товарными (товарными считаются любые продукты, выходящие из технологического цикла рассматриваемого НПЗ) или полуфабрикатами, которые направляются на дальнейшую переработку на других установках данного НПЗ.

Полученные материальные балансы установок суммируются в общий материальный баланс каждого конкретного НПЗ, а затем могут быть агрегированы в материальные балансы по ФО или по России в целом.

Экономический блок модели позволяет, исходя из расчетных данных по объемам переработки, составу технологических установок и видам производимой продукции, осуществлять расчет потребности отрасли в капиталовложениях, определять перспективную стоимость основных фондов отечественных НПЗ и осуществлять расчет амортизационных отчислений и операционных затрат на процессинг.

Уточненные материальные балансы по ФО и удельные затраты на переработку фиксированными значениями заносятся в ММЖТ для определения прогнозных значений экспорта и импорта ключевых наименований нефтепродуктов, производимых и потребляемых в Российской Федерации. Отметим, что для ММЖТ главным входным параметром модели является спрос на нефть и нефтепродукты, который для каждой страны задается экзогенно из модели частных и сводных топливно-энергетических

¹⁰³ Капустин В. Ф., Гуреев А. А. Технология переработки нефти (в 2 частях).

¹⁰⁴ Гуревич И. Л., Смидович Е. В., Черножуков Н. И. Технология переработки нефти и газа (в 3 частях).

балансов крупнейших стран и регионов мира модельно-информационного комплекса SCANNER¹⁰⁵. Спрос по странам задается в виде абсолютных значений и в виде процентных соотношений для узлов. Изменение данного параметра дает возможность рассматривать различные сценарии, регулируя уровень спроса.

Межтопливная конкуренция учитывается в ММЖТ за счет связи с другими ресурсными модулями. При расчетах модель рассматривает возможности замещения части объемов нефтепродуктов электроэнергией (рост количества электромобилей), возобновляемыми источниками энергии (например, за счет биоэтанола) и газом (с учетом роста количества транспорта, использующего сжатый и сжиженный газ в качестве моторного топлива). Данная операция осуществляется с учетом информации по ценам переключения и потенциальным максимальным объемам возможного использования альтернативных видов топлива.

Целевая задача ММЖТ формулируется следующим образом: найти такие значения объемов добычи, транспортировки сырой нефти, переработки, транспортировки нефтепродуктов и использования альтернативных энергоресурсов, которые в пределах прогнозируемых возможностей добычи (производства) обеспечат заданный спрос на нефтепродукты в каждом узле потребления с минимумом суммарных затрат по всей производственной цепи — от его добычи до использования у потребителей.

В связи с этим в данную модель заложена следующая линейная целевая функция суммарных издержек (И) по каждому временному периоду или году (г) так, что каждый год оптимизируется отдельно — статически (1):

$$I_g = \sum_{\text{доб}} I_{\text{доб},g} + \sum_{\text{нтрб}} I_{\text{нтрб},g} + \sum_{\text{птуб}} I_{\text{птуб},g} + \sum_{\text{жд}} I_{\text{жд},g} + \sum_{\text{вод}} I_{\text{вод},g} + \sum_{\text{пер}} I_{\text{пер},g} + \sum_{\text{зам}} I_{\text{зам},g}, \quad (1)$$

где:

$\sum_{\text{доб}} I_{\text{доб},g}$ — суммарные затраты на добычу по всем узлам добычи (месторождениям или группам месторождений) в году (г);

$\sum_{\text{нтрб}} I_{\text{нтрб},g}$ — суммарные затраты на транспортировку нефти по всем нефтепроводам в году (г);

$\sum_{\text{птуб}} I_{\text{птуб},g}$ — суммарные затраты на транспортировку нефтепродуктов по нефтепродуктоводам в году (г);

$\sum_{\text{жд}} I_{\text{жд},g}$ — суммарные затраты на транспортировку по железной дороге в году (г);

¹⁰⁵ Макаров А., Галкина А., Грушевенко Е., Грушевенко Д., Кулагин В., Митрова Т., Сорокин С. Перспективы мировой энергетики до 2040 года // Мировая экономика и международные отношения, № 1, 2014.

$\sum_{\text{вод}} I_{\text{вод,г}}$ — суммарные затраты на транспортировку водным транспортом в году (г);

$\sum_{\text{пер}} I_{\text{пер,г}}$ — суммарные затраты на нефтепереработку по всем узлам переработки (НПЗ) в году (г);

$\sum_{\text{зам}} I_{\text{зам,г}}$ — суммарные затраты на замещение спроса путем использования альтернативных источников энергии в году (г).

При решении задачи моделирования используется метод линейного программирования, который хорошо зарекомендовал себя при решении оптимизационных задач, в том числе применительно к нефтяной отрасли¹⁰⁶. При запуске модели решается задача минимизации суммарных издержек:

$$I_{\text{г}} \rightarrow \text{мин.} \quad (2)$$

Ввиду того, что модель балансовая, при расчетах учитывается полное выполнение уравнений и основных ограничений для всех типов переменных (нефти — сырой нефти и 6 видов нефтепродуктов — прод.: сжиженного нефтяного газа, бензина, керосина, дизельного топлива, мазута и нафта).

Для нефти в каждом году баланс в каждом регионе модели заключается в равенстве по модулю суммы объемов (о) добычи и импорта, а также суммы экспорта и объема использованного для нефтепереработки сырья (или, что равнозначно, разница этих двух сумм равна нулю):

$$\begin{aligned} & \sum_{\text{доб}} O_{\text{доб}}^{\text{неф}} + \sum_{\text{нтруб имп}} O_{\text{нтруб}}^{\text{неф}} + \sum_{\text{жд имп}} O_{\text{жд}}^{\text{неф}} + \sum_{\text{вод имп}} O_{\text{доб}}^{\text{неф}} - \sum_{\text{нтруб экс}} O_{\text{нтруб}}^{\text{неф}} - \\ & - \sum_{\text{жд экс}} O_{\text{жд}}^{\text{неф}} - \sum_{\text{вод экс}} O_{\text{доб}}^{\text{неф}} - \sum_{\text{пер}} O_{\text{пер}}^{\text{неф}} = 0, \end{aligned} \quad (3)$$

где:

$\sum_{\text{доб}} O_{\text{доб}}^{\text{неф}}$ — искомый объем добычи нефти в году (г);

$\sum_{\text{нтруб имп}} O_{\text{нтруб}}^{\text{неф}}$ — искомый объем трубопроводного импорта нефти в году (г);

$\sum_{\text{жд имп}} O_{\text{жд}}^{\text{неф}}$ — искомый объем железнодорожного импорта нефти в году (г);

$\sum_{\text{вод имп}} O_{\text{доб}}^{\text{неф}}$ — искомый объем нефти, импортируемой водным транспортом в году (г);

$\sum_{\text{нтруб экс}} O_{\text{нтруб}}^{\text{неф}}$ — искомый объем трубопроводного экспорта нефти в году (г);

$\sum_{\text{жд экс}} O_{\text{жд}}^{\text{неф}}$ — искомый объем железнодорожного экспорта нефти в году (г);

¹⁰⁶ Лукьянов А. С., Елисеева О. А., Тарасов А. Э., Филиппова М. А. Совершенствование методических подходов к прогнозированию развития отраслей нефтегазового комплекса // Труды XII Всероссийского совещания по проблемам управления. М, 2014, с. 8402–8413.

$\sum_{\text{вод экс}} O_{\text{доб}}^{\text{неф}}$ — искомый объем нефти, экспортируемой водным транспортом в году (г);

$\sum_{\text{пер}} O_{\text{пер}}^{\text{неф}}$ — искомый объем потребления нефти на НПЗ в году (г).

Для нефтепродуктов баланс заключается в равенстве нулю суммы импорта и объема нефтепродукта, полученного на НПЗ, за вычетом суммы экспорта и потребления в рассчитываемом году (г). Так, по аналогии с балансом нефти для каждого из 6 нефтепродуктов задается индивидуальное уравнение 4:

$$\sum_{\text{пер}} O_{\text{пер}}^{\text{прод}} + \sum_{\text{птруб имп}} O_{\text{птруб}}^{\text{прод}} + \sum_{\text{жд имп}} O_{\text{жд}}^{\text{прод}} + \sum_{\text{вод имп}} O_{\text{доб}}^{\text{прод}} - \sum_{\text{птруб экс}} O_{\text{птруб}}^{\text{прод}} - \sum_{\text{жд экс}} O_{\text{жд}}^{\text{прод}} - \sum_{\text{вод экс}} O_{\text{доб}}^{\text{прод}} - \sum_{\text{потр}} O_{\text{потр}}^{\text{прод}} = 0, \quad (4)$$

где:

$\sum_{\text{потр}} O_{\text{потр}}^{\text{прод}}$ — объем потребления.

В модели существует разница между потреблением и спросом. Спрос на каждый нефтепродукт ($O_{\text{спрос}}^{\text{прод}}$) задается в модели экзогенно, а потребление ($O_{\text{потр}}^{\text{прод}}$) нефтепродукта может быть ниже спроса на величину замещения спроса альтернативными видами топлива ($O_{\text{зам}}^{\text{прод}}$). Таким образом, в каждом регионе модели выполняется уравнение:

$$O_{\text{потр}}^{\text{прод}} = O_{\text{спрос}}^{\text{прод}} - O_{\text{зам}}^{\text{прод}}. \quad (5)$$

При этом $O_{\text{потр}}^{\text{прод}}$ — это величина положительная, т. к. потребление не может быть отрицательным, соответственно, это также учитывается при вводе ограничений:

$$O_{\text{потр}}^{\text{прод}} > 0. \quad (6)$$

Ограничения задаются и по типам процессов:

— ограничение объема добычи учитывает, что добыча нефти ($O_{\text{доб}}^{\text{неф}}$) — положительная величина, и максимальная мощность задается в соответствии с профилем добычи, при этом оно дает возможность задействовать месторождение принудительно:

$$\text{МАКС}_{\text{доб}}^{\text{неф}} * \text{МИН}\%_{\text{доб}}^{\text{неф}} \leq O_{\text{доб}}^{\text{неф}} \leq \text{МАКС}_{\text{доб}}^{\text{неф}}, \quad (7)$$

где:

$\text{МАКС}_{\text{доб}}^{\text{неф}}$ — максимально возможный объем добычи;

$\text{МИН}\%_{\text{доб}}^{\text{неф}} \in [0,1]$ — минимальный задействованный % мощности;

— ограничение по транспортировке нефти и нефтепродуктов тремя способами:

$$\text{МИН}_{\text{птруб}}^{\text{неф}} \leq O_{\text{птруб}}^{\text{неф}} \leq \text{МАКС}\%_{\text{птруб}}^{\text{неф}} * \text{МАКС}_{\text{птруб}}^{\text{неф}} \quad (8);$$

$$\text{МИН}_{\text{птруб}}^{\text{прод}} \leq O_{\text{птруб}}^{\text{прод}} \leq \text{МАКС}\%_{\text{птруб}}^{\text{прод}} * \text{МАКС}_{\text{птруб}}^{\text{прод}} * \text{ТИП}_{\text{птруб}}^{\text{прод}} \quad (9);$$

$$\text{МАКС}_{\text{жд}} * \text{МИН}\%_{\text{жд}} \leq O_{\text{жд}} \leq \text{МАКС}\%_{\text{жд}} * \text{МАКС}_{\text{жд}} \quad (10);$$

$$\text{МИН}_{\text{вод}} \leq O_{\text{вод}} \leq \text{МАКС}_{\text{вод}}, \quad (11)$$

где:

$МИН_{нтруб}^{неф}$ — минимальный объем нефти, транспортируемой по трубопроводу;

$МАКС\%_{нтруб}^{неф}$ — доступность трубопровода для транспортировки нефти (введен ли в эксплуатацию);

$МАКС_{нтруб}^{неф}$ — мощность трубопровода;

$МИН_{птруб}^{прод}$ — минимальный объем нефтепродуктов, транспортируемых по трубопроводу;

$МАКС\%_{птруб}^{прод}$ — доступность трубопровода для транспортировки (введен ли в эксплуатацию) нефтепродуктов;

$МАКС_{птруб}^{прод}$ — мощность продуктопровода;

$ТИП_{птруб}^{прод} \in \{0,1\}$ — характеризует способность (применимость) транспортировать данный вид нефтепродукта для каждого нефтепродуктопровода;

$МАКС_{жд}$ — максимальный объем нефти и нефтепродуктов, транспортируемых по железной дороге;

$МИН\%_{жд}$ — минимальный объем, который будет обязательно транспортироваться железнодорожным транспортом;

$МАКС\%_{жд}$ — доступность железной дороги для транспортировки нефти и нефтепродуктов;

$МАКС_{жд}$ — мощность железнодорожной транспортировки;

$МИН_{вод}$ — минимальный объем нефти и нефтепродуктов, транспортируемых водным транспортом;

$МАКС_{вод}$ — максимальный объем нефти и нефтепродуктов, транспортируемых водным транспортом;

— ограничение по переработке с учетом долей нефтепродуктов позволяет сделать переход от сырой нефти к нефтепродуктам:

$$МИН\%_{пер}^{прод} * \sum_{прод} O_{пер}^{прод} \leq O_{пер}^{прод} \leq МАКС\%_{пер}^{прод} * \sum_{прод} O_{пер}^{прод} \quad (12);$$

$$ТИП_{пер} * МАКС_{пер} * МИН\%_{пер} * ПЕР\%_{пер} \leq O_{пер}^{прод} \leq ТИП_{пер} * МАКС_{пер} * ПЕР\%_{пер} \quad (13);$$

$$O_{пер}^{неф} * ПЕР\%_{пер} = \sum_{прод} O_{пер}^{прод}, \quad (14)$$

где:

$МИН\%_{пер}^{прод}$ — минимальная доля выхода каждого нефтепродукта;

$\sum_{прод} O_{пер}^{прод}$ — суммарный выход всех 6 нефтепродуктов;

$O_{пер}^{прод}$ — искомая переменная объема выхода каждого нефтепродукта (одного из шести);

$МАКС\%_{пер}^{прод}$ — максимальная доля выхода каждого нефтепродукта;

$ТИП_{пер} \in \{0,1\}$ — доступность НПЗ (введен ли в эксплуатацию);

$МАКС_{пер}$ — мощность НПЗ;

$МИН\%_{пер}$ — минимальный % утилизации;

$ПЕР\%_{пер}$ — отношение (эффективность) суммарного выхода нефтепродуктов к потреблению нефти для каждого узла переработки;

— переключение спроса на другие виды топлива (межтопливная конкуренция):

$$0 \leq O_{зам}^{прод} \leq МАКС_{зам}^{прод} \quad (15).$$

Искомый замещаемый объем ($O_{зам}^{прод}$) должен быть положительной величиной, но при этом не превышать максимальный объем замещения по каждому нефтепродукту.

Модель рассчитывает на каждом этапе нефтяной цепочки совокупность параметров, схематично изображенных на рисунке 2.12.

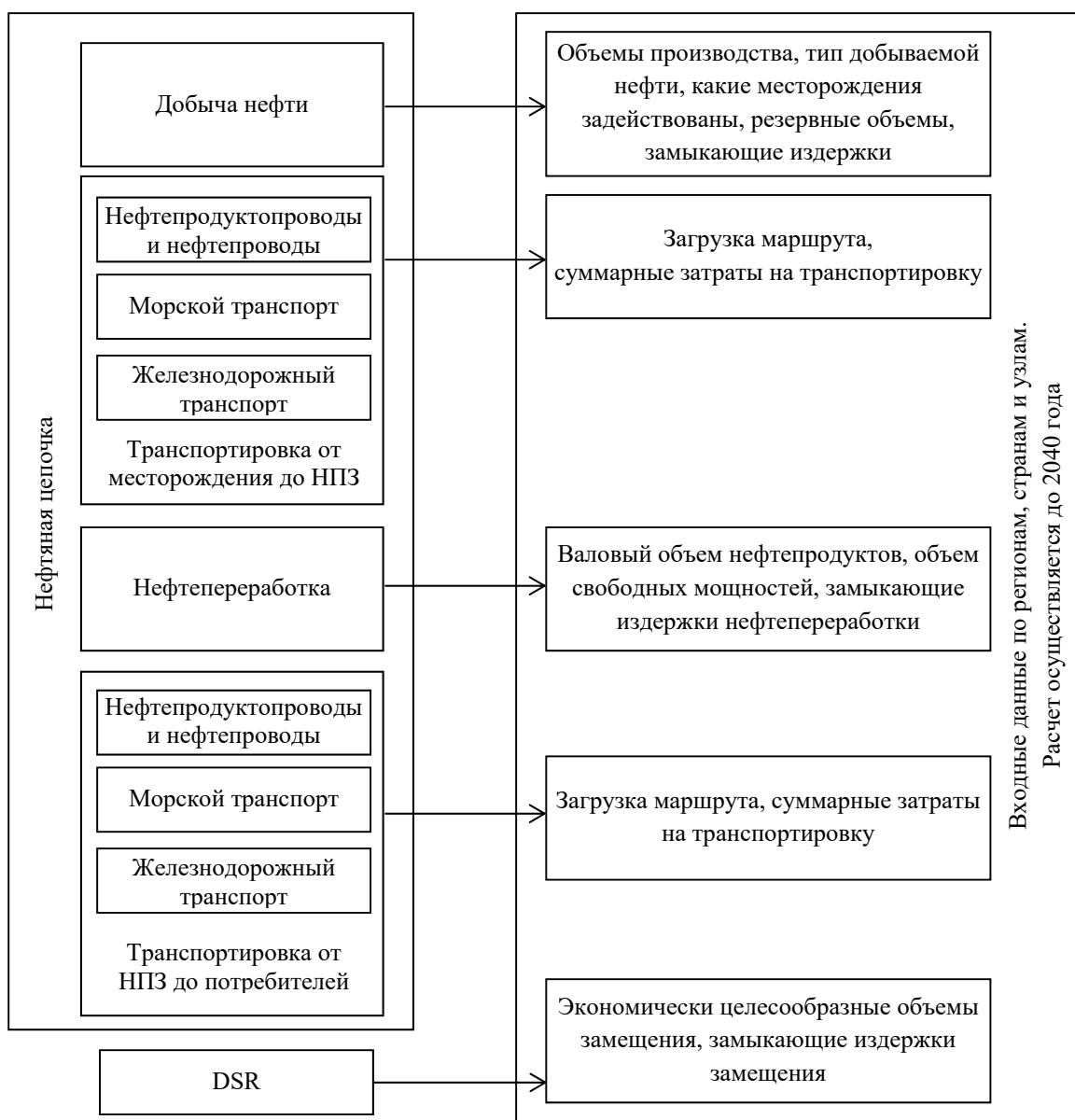


Рис. 2.12 — Нефтяная цепочка и выходные данные, которые рассчитываются в ММЖТ.

Источник: ИНЭИ РАН

При запуске модели формируются:

- Прогнозные объемы добычи нефти по географическим узлам в представленной разбивке с выделением ее типа: традиционная, нефтяные пески, нефть сланцевых плеев, высоковязкая нефть, газовый конденсат. При этом есть возможность выявить незадействованные объемы, которые могут быть использованы в случае необходимости, а также проанализировать, месторождения каких стран оказались замыкающими (предельными¹⁰⁷, т. е. самыми дорогими из тех, которые модель использует для покрытия спроса) по результатам расчета модели.
- Прогнозные транспортные потоки и объемы будущего экспорта/импорта нефти и нефтепродуктов для отдельных узлов модели. При этом импорт и экспорт отражают факт транспортировки из одного узла в другой, соответственно, в нем содержатся и транзитные потоки. В дальнейшем возможна очистка данных путем анализа потоков (в какой узел был направлен объем). Это позволяет составить целостную картину потоков для основных регионов, рассчитать транспортные издержки и определить загрузку транспортных мощностей.
- Прогнозные значения загрузки нефтеперерабатывающих заводов.
- Суммарные значения полных затрат по производственной цепочке, необходимой для удовлетворения спроса в прогнозном периоде.
- Объемы и замыкающие цены замещения бензина и дизельного топлива.
- Прогнозная равновесная цена нефти, при этом под равновесной ценой подразумевается цена, при которой удовлетворяется спрос по годам прогнозного периода за счет добычи на традиционных и нетрадиционных месторождениях, с учетом коммерчески эффективных предложений нефtezамещения. При этом не учитывается спекулятивная составляющая, которая играет значительную роль в формировании рыночных цен.

Для региона, стран и узлов информация агрегируется по каждому элементу: данные по объемам добычи, импорта по трубе, ж/д и морским транспортом, объемам переработки и соблюдению общего баланса. Данные представлены по сырой нефти и 6 нефтепродуктам.

Мировая модель рынков газа

«Модель мировых рынков газа» (ММРГ) рассчитывает оптимальное обеспечение спроса на газ по 197 узлам потребления газа (133 страны) при его конкуренции на

¹⁰⁷ Подробнее о предельных затратах в работе: Ермилов О. М., Миловидов К. Н., Чугунов Л. С., Ремизов В. В. Стратегия развития нефтегазовых компаний. М.: Наука, 1998. С. 251.

электростанциях с твердым топливом, ВИЭ и атомной энергией с использованием передовых технологий освоения традиционных и нетрадиционных ресурсов на 527 месторождениях и в районах добычи газа, при его транспортировке по 440 газопроводам и 2500 маршрутам танкеров от 226 заводов по производству сжиженного природного газа (СПГ). В ММРГ моделируются ситуации взаимодействия между предложением и спросом на газ с учетом динамики производственных мощностей, транспортной инфраструктуры, всей цепочки затрат, а также договорных обязательств по поставке природного газа. ММРГ взаимодействует с балансовой моделью. Модель решает для рынков газа те же задачи прогнозирования их конъюнктуры, что и ММЖТ — для рынков жидкого топлива.

Одним из внешних параметров является прогнозная цена нефти, полученная в нефтяном ресурсном модуле. Другим ключевым вводным параметром является рассчитанный в балансовом модуле спрос на газ по каждому узлу. По результатам расчетов в газовом модуле с учетом ценовой межтопливной конкуренции, значения цен и спроса, откорректированного на объемы замещения газа альтернативными топливами, возвращаются в балансовую модель. Таким образом, в балансовый модуль сводятся данные о спросе и ценах на все энергоресурсы.

Экономико-математическая модель рынка газа ИНЭИ РАН является эффективным инструментом для анализа мировой газовой отрасли, оценки управленческих решений в этой области и изучения взаимодействия участников данного рынка. Так, ММРГ построена на принципах:

- детального представления всех возможностей по добыче природного газа по всем странам мира с указанием максимальных объемов и затрат на добычу в каждый прогнозный период;
- детального представления всех возможностей по производству СПГ по странам мира с указанием объемов и стоимости сжижения газа;
- внесения в качестве экзогенной переменной прогнозного спроса на природный газ по странам с указанием доли каждого региона внутри страны в случае наличия нескольких узлов, относящихся к одной стране;
- детального представления всех возможностей по транспортировке природного и сжиженного природного газа с указанием объемов и затрат на транспортировку по каждому из маршрутов;
- учета заключенных между участниками рынка соглашений по поставке газа;
- учета возможностей замещения природного газа другими видами топлива: нефтью, углем, атомной энергией, ВИЭ.

Все указанные параметры структурируются по узлам, которые могут быть представлены странами или регионами производителями, транзитерами и/или потребителями природного газа.

В ММРГ производятся расчеты по 133 странам, 197 узлам, в т. ч. США, Канада, Австралия, Китай, Индонезия, Малайзия, Россия, Казахстан, Туркменистан и Украина включают два и более узла. Всего выделено 57 узлов в СНГ (в т. ч. 43 — в Российской Федерации, 2 — в Туркменистане, 2 — в Казахстане, 2 — на Украине), 12 узлов — в Северной Америке (из них 9 — в США), 16 — в Латинской Америке, 34 — в Европе, 6 — в развитых странах Азии, 30 — в развивающихся странах Азии (в т. ч. 8 — в Китае), 29 — в Африке и 13 — на Ближнем Востоке. Количество узлов в модели может быть изменено для нужд пользователя.

Таким образом, узел в модели является либо страной, либо регионом с заданным прогнозным производством и спросом на газ, действующей и планируемой газотранспортной инфраструктурой и текущими договорными обязательствами по поставке природного газа. Узлы связаны друг с другом газопроводами и маршрутами поставок СПГ. В случае если добыча газа в узле превышает потребление, излишек газа может поступать в узел, где наблюдается нехватка газа, по трубопроводам или СПГ-маршрутам.

Инфраструктурную основу ММРГ составляют газопроводы, СПГ-терминалы, маршруты поставок СПГ, а также подземные хранилища газа. В настоящее время в модели выделено 394 газопровода во всех регионах мира, 201 СПГ-завод и 312 СПГ-терминалов, 386 подземных хранилищ газа. Данные о газопроводах включают: названия соединяемых узлов, мощность (в млрд куб. м), сроки начала и конца эксплуатации газопровода, тариф на транспортировку, объемы контрактных поставок. В модель также введены 1916 маршрутов поставок СПГ, которые связывают СПГ-терминалы с заданной мощностью, тарифом на сжижение и регазификацию, объемами хранилищ, сроками ввода и вывода из эксплуатации. Возможности манипуляции указанными инфраструктурными параметрами позволяют просчитать последствия реализации различных сценариев, таких как, например, блокировка транзитных потоков газа.

Для ММРГ экзогенными переменными являются:

- прогнозные значения цены на нефть;
- максимально возможный объем добычи газа в каждом узле;
- прогнозный объем спроса на газ в каждом узле (из модуля прогнозирования спроса);
- долгосрочные предельные затраты на добычу газа по всем узлам;

- мощности производства и регазификации СПГ;
- мощности газопроводов;
- затраты на производство СПГ;
- затраты на транспортировку газа по трубопроводам между каждым узлом;
- затраты на транспортировку СПГ по каждому маршруту;
- затраты на хранение газа в ПХГ;
- годовые и минимальные объемы поставок газа по контрактам;
- сроки действия контрактов на поставку и транспортировку;
- формулы цены в контрактах, привязанных к нефтяным индексам;
- цены переключения на альтернативные виды топлива;
- сроки ввода и вывода всех инфраструктурных и добывающих проектов.

К переменным «Модели мирового газового рынка» относятся:

- объемы добычи природного газа в каждом узле;
- объемы производства СПГ в каждом узле;
- объемы транспортировки газа по трубопроводам и в СПГ-танкерах по каждому маршруту, соединяющему два узла;
- объемы поставок газа по контрактам и на спотовом рынке по каждому маршруту;
- объемы замещения природного газа альтернативными видами топлива по каждому узлу;
- цены природного газа по каждому узлу.

Для получения указанных выходных данных наиболее целесообразным видится использование оптимизационной экономико-математической модели. Цель этой модели сводится к решению общей задачи линейного программирования в сетевой постановке с кусочно-линейной аппроксимацией выпуклых нелинейных зависимостей затрат на добычу газа от объемов добычи в крупных газоносных районах и формулируется следующим образом: найти такие значения объемов добычи и транспорта природного и попутного газа, производства и перевозок СПГ и использования альтернативных энергоресурсов, которые в пределах прогнозируемых возможностей добычи (производства) обеспечат заданный спрос на газ в каждом узле потребления с минимумом суммарных затрат по всей производственной цепи: от его добычи до использования у потребителей.

Для переменных газовой модели (Таблица 2.1) определяются значения по результатам минимизации целевой функции с учетом ограничений, о которых будет сказано ниже.

Таблица 2.1. Список переменных в «Модели мирового рынка газа»

Переменные	Индекс
Производство	Месторождение
Законтракованные объемы сжижения	Завод СПГ
Незаконтракованные объемы сжижения	Завод СПГ
Законтракованные объемы регазификации	Терминал по регазификации
Незаконтракованные объемы регазификации	Терминал по регазификации
Законтракованные потоки по трубопроводам	Трубопровод
Незаконтракованные потоки по трубопроводам	Трубопровод
Законтракованные потоки СПГ	Маршрут поставок СПГ
Незаконтракованные потоки СПГ	Маршрут поставок СПГ
Законтракованные объемы поставок по трубопроводам	Контракт
Законтракованные объемы поставок СПГ	Контракт СПГ
Квартальные контрактные объемы TOP для трубопроводных поставок	Контракт
Годовые контрактные объемы TOP для трубопроводных поставок	Контракт
Квартальные контрактные объемы TOP для поставок СПГ	Контракт
Годовые контрактные объемы TOP для поставок СПГ	Контракт
Годовые объемы SOP	Контракт
Закачка в ПХГ	Хранение
Отбор из ПХГ	Хранение
Реакция со стороны спроса (DSR), 1-я ступень	Узел
Реакция со стороны спроса (DSR), 2-я ступень	Узел
Реакция со стороны спроса (DSR), 3-я ступень	Узел

Изменяя указанные переменные, ММРГ обеспечивает минимизацию совокупных затрат по всем узлам. Расчет производится по каждому году с детализацией по кварталам.

Целевая функция «Модели мирового рынка газа» имеет вид:

$$\begin{aligned}
 f(x) = & \sum_{\text{field}} \text{Prod}_c + \sum_{\text{pipe}+\text{LNG}} \text{Contr}_c + \sum_{\text{pipe}+\text{LNG}} \text{Contr}_{\text{TOP}_c} + \sum_{\text{trans}} \text{Contr}_{\text{SOP}_c} + \\
 & \sum_{\text{LIQ}} \text{LIQ}_c + \sum_{\text{regas}} \text{Regas}_c + \sum_{\text{pipe}} \text{Pipe}_{\text{trans}_c} + \sum_{\text{LNG}_{\text{route}}} \text{LNG}_{\text{ship}_c} + \\
 & \sum_{\text{storage}} \text{Storage}_{\text{operating}_c} + \sum_{\text{node}} \text{DSR}_c,
 \end{aligned}
 \tag{16}$$

где:

- $\sum_{\text{field}} \text{Prod}_c$ — суммарные затраты на производство газа в каждом узле;
- $\sum_{\text{pipe} + \text{LNG}} \text{Contr}_c$ — суммарные затраты по контрактным поставкам газа по каждому контракту (как трубопроводному, так и СПГ);
- $\sum_{\text{pipe} + \text{LNG}} \text{Contr}_{\text{TOP}_c}$ — суммарные затраты по условиям «бери или плати» по каждому контракту (как трубопроводному, так и СПГ);

- $\sum_{\text{trans}} \text{Contr\_SOP}_c$ — суммарные затраты по условиям «отгружай или плати» по каждому транспортному контракту;
- $\sum_{\text{LIQ}} \text{LIQ}_c$ — суммарные затраты на сжижение газа по каждой станции сжижения;
- $\sum_{\text{regas}} \text{Regas}_c$ — суммарные затраты на регазификацию газа по каждой станции регазификации;
- $\sum_{\text{pipe}} \text{Pipe\_trans}_c^*$ — суммарные затраты на трубопроводную транспортировку газа по каждой трубе;
- $\sum_{\text{LNG\_route}} \text{LNG\_ship}_c^*$ — суммарные затраты на перевозку СПГ по каждому маршруту;
- $\sum_{\text{storage}} \text{Storage\_operating}_c$ — суммарные операционные затраты по каждому ПХГ;
- $\sum_{\text{node}} \text{DSR}_c$ — суммарные затраты на использование альтернативных источников энергии (рассчитываются произведением объемов неудовлетворения спроса на газ на цены переключения на другие источники энергии).

Суммарные затраты рассчитываются как произведение удельной стоимости (долл. / тыс. куб. м) на объем (млрд куб. м), получается, таким образом, значение в млн долл.

Последовательно для каждого года задача оптимизатора — минимизировать суммарные издержки:

$$f(x) \rightarrow \min.$$

Переменными при оптимизации являются объемы газа.

Структура всех видов издержек рассмотрена ниже:

Затраты на производство:

$$\sum_{\text{field}} \text{Prod}_c = \sum_{\text{field}} \text{Production}_{\text{price}} * \text{Production}_{\text{volume}}, \quad (17)$$

где:

$$\text{Production}_{\text{price}} = \text{Production}_{\text{price}}(2005) * (1 + \text{Cost\_escalation})^{t-2005+1};$$

$\text{Production}_{\text{volume}}$ — переменный объем добычи по каждому полю;

$$\text{Production}_{\text{volume}}(\text{year}) \leq \text{Annua\_production\_capacity};$$

$$\text{Production}_{\text{volume}}(\text{quarter}) \leq \text{Annua\_production\_capacity} * \text{swing}/4.$$

Затраты на поставки газа по контрактам:

$$\sum_{\text{pipe} + \text{LNG}} \text{Contr}_c = \sum_{\text{pipe} + \text{LNG contracts}} \text{Contract}_{\text{volume}} * \text{Contract}_{\text{price}}, \quad (18)$$

где:

$$\text{Contract}_{\text{price}} = \text{Benchmark}_{\text{price}} * a^{t-2005+1} + b * (t - 2005 + 1);$$

$\text{Contract}_{\text{volume}}$ — переменный объем поставки по каждому контракту.

$$\sum_{\text{pipe} + \text{LNG}} \text{Contr}_{\text{TOP(SOP)}} = \sum_{\text{contracts}} \text{Undertake}_{\text{volumes}} * 2 * \text{Contract}_{\text{price}}, \quad (19)$$

где:

$Undertake_{volume}$ — объем неисполнения контракта до уровня TOP(SOP).

Годовые ограничения:

$$Contract_{volume} \leq Annual_{contract_{quantity}(ACQ)};$$

$$Contract_{volume} + Undertake_{volume} \geq TOP_{volume}(SOP_{volume}).$$

Квартальные ограничения:

$$Contract_{volume} \leq \frac{ACQ}{4} * swing;$$

$$Contract_{volume} + Undertake_{volume} \geq \frac{TOP_{volume}(SOP_{volume})}{4} * Quarter_{TOP(SOP)}.$$

Затраты на сжижение природного газа:

$$\sum_{LIQ} LIQ_c = \sum_{LIQ} LIQ_{volume} * LIQ_{price}, \quad (20)$$

где:

LIQ_{price} = постоянна для каждого завода СПГ;

LIQ_{volume} — переменный объем сжижения по каждому заводу СПГ;

$$LIQ_{volume}(year) \leq LIQ_{plant\_annual\_capacity}(bcm\&mtpa);$$

$$LIQ_{volume}(quarter) \leq LIQ_{plant\_annual\_capacity}(bcm\&mtpa)/4.$$

Затраты на регазификацию природного газа:

$$\sum_{regas} Regas_c = \sum_{regas} Regas_{volume} * Regas_{price}, \quad (21)$$

где:

$Regas_{price}$ = постоянна для каждого завода СПГ;

$Regas_{volume}$ — переменный объем сжижения по каждому заводу регазификации;

$$Regas_{volume}(year) \leq Regas_{plant\_annual\_capacity}(bcm\&mtpa);$$

$$Regas_{volume}(quarter) \leq Regas_{plant\_annual\_capacity}(bcm\&mtpa)/4.$$

Затраты на транспортировку по газопроводам:

$$\sum_{pipe} Pipe_{trans_c} = \sum_{pipe} Pipeline_{volume} * Pipeline_{price}, \quad (22)$$

где:

$Pipeline_{price}$ — постоянна для каждого трубопровода;

$Pipeline_{volume}$ — переменный объем транспортировки по каждому трубопроводу.

$$Pipeline_{volume}(year) \leq Annua\_pipeline\_capacity;$$

$$Pipeline_{volume}(quarter) \leq Annua\_pipeline\_capacity/4.$$

Затраты на транспортировку СПГ:

$$\sum_{LNG_{route}} LNG_{ship_c} = \sum_{LNG_{route}} LNG_{volume} * LNG_{price}, \quad (23)$$

где:

LNG_{volume} — переменный объем транспортировки по каждому маршруту СПГ;

$$LNG_{price} = Charter_{cost} + Fuel_{cost} + Port_{charge} + Canal_{charge}, \quad (24)$$

где:

$$Charter_{cost} = (Trip_{time} + Time_{inport}) * \frac{Day_{rate}}{Gas_{percargot}};$$

$$Fuel_{cost} = Fuel_{consumptionontonne} * \frac{Bunker_{price}}{Gas_{percargot}};$$

$$Port_{charge} = Port_{chargeperday} * \frac{Time_{inport}}{Gas_{percargot}};$$

$$Canal_{charge} = \text{const if canal.}$$

Затраты на хранение газа в ПХГ:

$$\sum_{storage} Storage_{operatingc} = \sum_{storage} storage_{operatingvolume} * storage_{cost}, \quad (25)$$

где:

$Stotage_{cost}$ — постоянна для каждого хранилища;

$Storage_{volume}$ — переменный объем извлечения из хранилищ;

$$0 \leq Storage_{workinggasvolume} \leq storage_{capacity};$$

$$Storage_{withdrawalvolume}(\text{quarter}) \leq storage_{maximumoutputperquarter};$$

$$Storage_{injectionvolume}(\text{quarter}) \leq storage_{maximuminjectionperquarter};$$

$$Total_{storageinjections} = Total_{storagewithdrawals}(\text{no net stock change}).$$

Затраты на использование энергоресурсов, замещающих природный газ (DSR = Demand Side Response, неудовлетворение спроса):

$$\sum_{node} DSR_c = \sum_{node} DSR_{volume} * DSR_{price}, \quad (26)$$

где:

DSR_{price} — цена неудовлетворения спроса для каждого узла;

DSR_{volume} — переменный объем неудовлетворения спроса по каждому узлу;

$$Consumption_{volume} + DSR_{volume} = Demand.$$

*Примечание: транспортировка газа по газопроводам, сжижение СПГ и транспортировка СПГ — только для незаконтрактованных объемов поставок, поскольку контрактные цены определяются по привязке к ценам нефти и нефтепродуктов.

Ограничения в ММРГ можно разделить на следующие группы:

- ограничения по мощности;
- контрактные ограничения;
- ограничения в виде реакции со стороны спроса;
- физические балансирующие ограничения.

Ограничения по мощности — это ограничения, учитывающие физические возможности по добыче газа, производству СПГ, транспортировке по газопроводам и СПГ-маршрутам, хранению в ПХГ:

1. Объем добычи (квартальные и годовые ограничения) $\leq$ производственные мощности.
2. Суммарный объем транспортировки по газопроводу $\leq$ мощность газопровода.
3. Суммарные объемы сжижения $\leq$ мощность завода СПГ.
4. Суммарный объем регазификации $\leq$ мощность регазификационного терминала.
5. Объем отбора газа из ПХГ $\leq$ мощность отбора из ПХГ.
6. Объемы закачки в ПХГ $\leq$ мощность отбора из ПХГ.
7. Рабочий объем ПХГ $\leq$ мощность отбора из ПХГ.
8. Рабочий объем газа ≥ 0 .
9. Суммарный объем закачки в ПХГ = суммарный объем отбора газа из ПХГ.

Контрактные ограничения используются для обеспечения гибкости квартальных и годовых ограничений. Годовые объемы поставок газа — это объемы поставок за газовый год, ограниченные диапазонами объемов Take-or-pay (ТОР) и Annual Contract Quantity (АСQ). Ограничение ТОР является мягким ограничением, так как объемы поставок могут быть ниже этого уровня, но в этом случае на объемы ниже ТОР накладываются штрафные санкции. Модель будет стремиться полностью отобрать эти объемы, за исключением тех случаев, когда эти объемы необходимы для достижения приемлемого решения. Кроме того, вводятся квартальные минимальные объемы, которые призваны сгладить колебания по кварталам для каждого газового года. Минимальные объемы вводятся в базу данных как процент от годовых минимальных объемов. Если, например, квартальные минимальные объемы установлены на уровне 25 %, тогда модель сама равномерно распределит избытки по кварталам, но может перераспределять эти избытки между кварталами в случае необходимости для достижения годовых максимальных объемов. Контрактные ограничения включают:

1. Контрактные поставки $\leq$ годовые контрактные объемы по каждому году контракта.
2. Контрактные поставки + недобор $\geq$ объем ТОР для каждого года контракта.
3. Контрактные поставки $\leq$ максимальный объем для каждого квартала.
4. Контрактные поставки $\geq$ минимальный объем для каждого квартала.

5. Контрактные объемы трубопроводной транспортировки + недобор $\leq$ объем Ship or pay (за газовый год).

Ограничения балансировки контрактов гарантируют, что для каждого узла модели физический нетто-импорт равен суммарным объемам газа, отбираемым по контракту поставки трубопроводного газа. Нетто-импорт выделяется для того, чтобы обеспечить транзит газа. Необходимо отметить, что это ограничение не требует, чтобы физические и коммерческие объемы совпадали для каждого конкретного контракта, и таким образом обеспечивается возможность для свопов:

1. Контрактные объемы сжижения = контрактный экспорт СПГ.
2. Контрактные объемы регазификации = контрактный импорт СПГ.
3. Физические законтрактованные нетто-потоки сетевого газа = законтрактованный коммерческий нетто-импорт сетевого газа.

Нетто-потоки газа по трубопроводам рассчитываются как разница между импортом и экспортом. Потоки транспортировки СПГ рассматриваются иначе: контрактные объемы между двумя узлами физически перемещаются между этими двумя узлами.

Ограничения в виде реакции со стороны спроса (DSR). В ММРГ проводится различие между спросом и потреблением. Спрос зафиксирован для каждого узла по кварталам и вводится как экзогенный параметр в базу данных из балансовой модели. А потребление газа может оказаться ниже спроса на величину реакции со стороны спроса (DSR). Таким образом, потребление + DSR = спрос.

Объемы DSR вводятся в базу данных по трем ступеням. Каждая ступень имеет два параметра для каждого узла по каждому году: максимальный объем и цена переключения (т. е. цена газа, при которой потребители отказываются от его использования в пользу альтернативных источников). Модель присваивает ненулевые значения DSR в том случае, если:

- существует дефицит предложения газа и/или наличных мощностей для его транспортировки;
- суммарные удельные затраты добычи и транспортировки газа в данном узле превышают цену переключения DSR.

Физические балансирующие ограничения применяются для обеспечения физического баланса потоков:

1. Суммарный экспорт СПГ в каждом узле = суммарные объемы сжижения в каждом узле.
2. Суммарный импорт СПГ в каждом узле = суммарные объемы регазификации в каждом узле.

3. В каждом узле обеспечивается баланс: производство + импорт сетевого газа + импорт СПГ + отбор газа из ПХГ – (потребление + экспорт сетевого газа + экспорт СПГ + закачка в ПХГ) = 0.

Добыча газа в «Модели мирового рынка газа» производится по более чем 500 «месторождениям», каждое из которых является либо крупным месторождением, группой месторождений, целым бассейном, либо же всеми месторождениями одной страны. Каждое из месторождений характеризуется максимальными потенциальными объемами добычи в каждый период и долгосрочными предельными издержками добычи, а также ожидаемой ставкой налогообложения. Месторождения разделяются на месторождения традиционного, сланцевого газа, метана угольных пластов, в одном из регионов Китая заложена возможность газификации угля.

Сроки ввода месторождений в эксплуатацию, потенциальные объемы добычи газа и издержки добычи могут быть легко изменены для расчета различных сценариев развития газовых рынков.

Затраты на транспортировку газа в США определяются по уровню базисных дифференциалов. В ЕС используются установленные тарифы. Для других регионов и новых трубопроводов тарифы на транспортировку рассчитываются исходя из моделирования затрат на сооружение и эксплуатацию трубопроводов. Для оценки тарифов СПГ-терминалов используются данные по долгосрочным предельным издержкам.

Особенный интерес при анализе газового рынка представляет система ценообразования на газ. Возможности «Модели мирового рынка газа» позволяют рассчитать различные сценарии влияния изменения схем ценообразования на конъюнктуру рынка и взаимодействие участников на этом рынке. Так, для цен газа, поставляемого по контрактам, устанавливаются привязки к ценам на нефть марки Brent, WTI, японскому нефтяному коктейлю JCC, газойлю, малосернистому и высокосернистому мазуту, а также к различным спотовым котировкам: HH, ZEE, NBP, TTF. Так, цены на нефть и нефтепродукты задаются как экзогенные переменные, следовательно, цены на газ, поставляемый по контрактам, привязанным к нефтяным котировкам, определяются до запуска модели и рассчитываются по специальным формулам. Спотовые котировки на газ определяются по результатам оптимизации как равные долгосрочным предельным издержкам поставки газа.

В ММРГ также учитывается возможность поставок газа по портфельным контрактам, в которых одна из сторон (покупатель или продавец) указана не как узел, а как ответственная за продажу или покупку компания. Таким образом, портфельный

контракт на поставку газа может быть выполнен поставкой газа в любой узел (если не указан покупатель) или из любого узла (если не указан продавец).

Важно понимать, что представляет собой прогноз цен в ММРГ. Фактически цены балансируют между двумя границами. Первая определяется замыкающими затратами на поставку газа, а вторая отражает возможности переключения на альтернативные топлива. Как только цены становятся выше цен переключения, модель берет доступные объемы других топлив по ступеням. Нижняя граница теоретически может быть ориентиром рыночных цен, но только для идеального рынка. В реальности важен фактор уровня конкуренции на рынке и возможностей дополнительных поставок в каждый из узлов (или групп узлов). Если существуют добычные и инфраструктурные ограничения, создающие проблемы с обеспечением узла дополнительными объемами газа, то это является сигналом к более высоким ценам. Если же возможности наращивания или замещения поставок благоприятные, то цена стремится к уровню замыкающих затрат.

На практике обозначенные границы отражают и движение цен в период дисбаланса спроса и предложения. Если на рынке переизбыток газа и нет инфраструктурных ограничений, то цены стремятся к нижней границе, а если нехватка, то к верхней.

Наблюдаемое отличие фактической цены газа на спотовом рынке от прогнозной равновесной цены связано, в частности, с тем, что большинство товарных рынков, включая газовый рынок, на котором обыкновенно нет возможностей формировать большой запасной объем хранения товара, не приспособлены мгновенно к изменениям спроса и предложения. В итоге сам уровень равновесия достаточно часто меняется, что и приводит к соответствующим отклонениям цен.

Поскольку на большинстве региональных рынков газа условия совершенной конкуренции не соблюдаются, в ММРГ вводятся дополнительные ограничения. Методология исследований предусматривает использование стохастического моделирования, имитации групповых сговоров и рыночных барьеров, позволяющих анализировать влияние несовершенной конкуренции на рынки газа.

В ММРГ также учитывается влияние различных геополитических факторов. Отдельные маршруты поставок газа по трубопроводам и в виде СПГ могут быть заблокированы для моделирования ситуации эмбарго, военного конфликта или конфликта, связанного с транзитом газа.

Ситуации изменения национального регулирования энергетического рынка также могут быть введены в ММРГ, например:

— изменяя объемы поставок газа по контрактному условию «бери или плати», можно смоделировать развитие спотовых рынков;

— стимулирование использования той или иной инфраструктуры или производственных мощностей симулируется как снижение затрат на их использование;

— изменяя объемы и цены переключения на альтернативные источники, можно моделировать государственную политику в области поддержки использования ВИЭ.

Осуществление серии оптимизаций с изменениями какой-либо экзогенной переменной позволяет оценить чувствительность газового рынка к воздействиям данного фактора.

Кроме того, ММРГ позволяет смоделировать ситуацию монополизации газового рынка с использованием манипулирования сроками проведения инвестиционных проектов, квотированием поставок.

При подготовке информации для ММРГ используются материалы широкого круга источников, включая данные Международного энергетического агентства, Департамента энергетики США, Европейской комиссии, Международного газового союза, Asia Pacific Energy Research Centre (APERC), Stanford University и Rice University (BAKER), Cambridge Energy Research Associates (CERA), Wood MacKenzie, Nexant, Platts, Argus, национальные энергетические стратегии, пресс-релизы крупнейших компаний. Источником данных по российским узлам и газотранспортной инфраструктуре являются собственные расчеты ИНЭИ РАН.

Мировая модель рынков угля

Блок твердого топлива охватывает рынок всех твердых топлив, однако моделируется только та его часть, которая охватывает рынок энергетического угля, определяя требуемые объемы добычи для удовлетворения спроса в 18 узлах потребления, равновесные цены угля и маршруты поставок.

С учетом тесной взаимосвязи между угольным и газовым модулями, достаточно широких возможностей замещения газа углем в электрогенерации многих стран мира, а также больших запасов угля в мире ограничения в угольном модуле в большинстве случаев не являются связывающими (критическими для оптимизационных расчетов). Впрочем, объемы потребления угля связаны с экологическими ограничениями и инфраструктурными ограничениями. И если первые проявляются недостаточно сильно, а иногда и вовсе игнорируются, то инфраструктурные ограничения оказывают существенное влияние на конъюнктуру рынков.

Несмотря на существенные запасы угля в мире и их рассредоточенность по регионам, на угольном рынке всего на 7 крупнейших производителей приходится почти 90 % мировой добычи и всего на 9 крупнейших потребителей — около 85 % мирового

потребления угля. Более чем 25 % мирового экспорта угля приходится на Австралию. Это, в частности, определяет чувствительность рынка к действующей инфраструктуре и уязвимость к воздействию различных природных катаклизмов и других форс-мажорных обстоятельств в странах-производителях.

Мировая модель рынка угля (ММРУ) включает 94 узла, в т. ч. в Северной Америке — 8 (из них 5 — в США), в Южной и Центральной Америке — 6, в Европе — 37, в СНГ — 19 (из них 8 — в России), в развитой Азии — 4, в развивающейся Азии — 15 (из них 4 — в Китае, 4 — в Индии), в Африке — 4, на Ближнем Востоке — 1. Согласно статистике ВР, около 95 % мировой добычи угля в 2012 г. приходилось на десять крупнейших стран (Китай, США, Австралия, Индонезия, Индия, Россия, ЮАР, Казахстан, Польша и Колумбия) и более 85 % мирового потребления — на десять крупнейших потребителей (Китай, США, Индия, Япония, Россия, ЮАР, Южная Корея, Германия, Польша и Индонезия). Таким образом, анализ нескольких крупнейших стран позволяет оценить угольный рынок в целом.

ММРУ позволяет проводить ретроспективный анализ и прогнозировать основные показатели не только отдельных угольных бассейнов, но и отрасли в целом на период до 2040 г. Особое внимание уделяется анализу цен на мировом рынке и определению равновесных объемов добычи и цен угля.

Использование данной модели позволяет выполнить следующие задачи:

- проанализировать влияние различных факторов на развитие угольной отрасли;
- спрогнозировать и проанализировать основные потоки международной торговли углем в период с 2000 по 2040 г.;
- спрогнозировать средневзвешенные импортные цены на энергетический и коксующийся уголь.

Описанный выше информационно-модельный комплекс, включающий целый ряд взаимоувязанных моделей, используется для разработки сценарного прогноза развития мировых энергетических рынков.

Часть 3. Базовый прогноз мировых энергетических рынков

Описанная в части 2 методология прогнозирования и модельно-информационный комплекс в данном разделе применяются для оценки естественных трендов развития мировых энергетических рынков (в первую очередь — критически важных для России рынков углеводородов). Основной упор сделан на исследование конъюнктуры топливных рынков (жидких, газовых и твердых топлив). Для этого разработан базовый сценарий развития мировой энергетики и топливных рынков — преимущественно на основе уже освоенных энергетических технологий с учетом их совершенствования.

3.1 Предпосылки базового прогноза мировых энергетических рынков

Роль и состав базовых предпосылок в энергетических прогнозах¹⁰⁸

В основе прогнозов всегда лежат предпосылки. Наряду с механизмом моделирования именно они определяют результаты прогнозирования: структуру первичного и конечного энергопотребления, международной торговли энергоносителями, уровни добычи углеводородов, потребности в инвестициях и т. д. Ошибки в предпосылках транслируются в ошибки прогнозов независимо от качества использованной модели.

В роли базовых предпосылок здесь традиционно выступают темпы экономического роста (темпы роста ВВП) и темпы роста численности населения, уровень урбанизации, динамика цен на энергетические ресурсы и эластичность ВВП по этим ценам, а также изменения в структуре конечного спроса. Это детерминанты стороны спроса на энергию, которые связывают энергетические прогнозы с прогнозами социально-экономического развития — от ведущих мировых институтов (например, МВФ, ОЭСР) или закрепленными в официальных стратегических документах (например, в «Прогнозе долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года»). На стороне предложения энергетических ресурсов определяются данные о запасах и доступных или потенциально доступных технологиях, которые показывают возможности расширения добычи для обеспечения растущего спроса. Данные о технологиях важны и для стороны спроса, так как они позволяют оптимизировать энергопотребление.

Фиксироваться могут конкретные значения, например прогнозируемая динамика экономического роста и численности населения; характер взаимосвязей между

¹⁰⁸ Прогнозы здесь и далее понимаются в широком плане, включая и более распространенную и корректную формулировку «прогнозный сценарий».

параметрами, например эластичности ВВП по ценам на энергетические ресурсы; нейтральность внешней среды, например геополитической ситуации в мире.

Энергетические прогнозы позволяют получить представление о вариантах развития энергетического сектора в тех или иных условиях, заданных базовыми предпосылками. Центральный прогноз, как правило, инерционен: он продлевает текущую ситуацию (существующую структуру энергетических рынков, действующее законодательство с заявленными изменениями, технологии с ожидаемыми темпами внедрения) на будущие периоды с учетом всей доступной на момент составления прогноза информации и «наилучших» экспертных суждений. Как наиболее вероятный вариант развития сектора, такой прогноз служит ориентиром для принятия решений экономическими агентами энергетического сектора, в первую очередь инвестиционных решений энергетических компаний.

В качестве базовых предпосылок «Прогноза развития энергетики мира и России до 2040 года» Института энергетических исследований РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ (далее — «Российского прогноза») приняты темпы роста ВВП (по миру в целом и по ключевым регионам); населения (аналогично); естественный ход научно-технического прогресса (НТП), включающий только применяемые или апробированные технологии; сохранение существующих приоритетов энергетической политики при постепенном внедрении инициатив, объявленных на конец 2013 года, и дополнительных мер по повышению энергетической безопасности в странах — импортерах энергоресурсов¹⁰⁹.

Альтернативные прогнозы и отдельные сценарии показывают возможные изменения для энергетики в связи с замедлением или ускорением экономического роста, ростом или снижением цен на нефть, распространением перспективных технологий, внедрением нового законодательства и т. д., расширяя прогнозные значения центральных прогнозов до прогнозных интервалов. В «Российском прогнозе» 2014 года рассмотрены специальные сценарии: «Новые производители» и «Другая Азия». Первый оценивает последствия избыточного предложения нефти и газа на мировых рынках в случае появления новых крупных игроков во главе с Ираном; второй — последствия роста потребностей ведущих развивающихся азиатских экономик во внешних поставках энергоресурсов¹¹⁰.

¹⁰⁹ Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / Институт энергетических исследований РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ, 2014.

¹¹⁰ Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / Институт энергетических исследований РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ, 2014.

Альтернативные прогнозы могут находить широкое применение при разработке энергетической политики и законодательства, в том числе для оценки последствий внедрения новых законов. В этом случае повышаются требования к объективности оценок и независимости прогнозов.

В описываемом исследовании основные предпосылки базового сценария достаточно консервативны, они представлены в Таблица 3.1.

Таблица 3.1. Основные предпосылки базового сценария

Предпосылка	Описание
Технологии	Рассматриваются только те технологии, которые уже применяются в настоящее время либо прошли апробацию. Предполагается постепенное повышение конкурентоспособности новых технологий, а также поддержание сложившихся трендов снижения энергоемкости ВВП стран мира.
Демография	Население мира растет со среднегодовым темпом 0,9 %, и к 2040 г. увеличится почти на 2 млрд человек, превысив 9 млрд.
Экономический рост	Мировой ВВП растет со среднегодовым темпом 3,5 %, и к 2040 г. увеличится в 2,8 раза по сравнению с уровнем 2010 г.
Энергетическая политика государств	Предполагается сохранение существующих приоритетов энергетической политики стран с постепенным внедрением уже объявленных планов и программ. Введены дополнительные предположения в отношении мер повышения энергобезопасности стран — импортеров энергоресурсов.

Источник: ИНЭИ РАН

Технологии

В базовом прогнозе предполагается отсутствие сколько-нибудь значимых технологических революций и прорывов, заложен лишь естественный ход научно-технического прогресса (НТП), который обеспечивает по мере внедрения новых технологий их постепенное удешевление, а также поддержание сложившихся трендов снижения энергоемкости ВВП стран и регионов с тенденцией к их сближению к концу прогнозного периода (рис. 3.1). За период с 1971 по 2012 г. энергоемкость мировой экономики снизилась на 32 %, а в базовом сценарии на период с 2014 по 2040 г. прогнозируется ее сокращение еще на 44 %. При этом энергоемкости прогнозируются по странам, что позволяет уточнить их значения. В среднем по миру энергоемкость ВВП сокращается к 2040 г. до 0,09 т н. э. / тыс. долл.

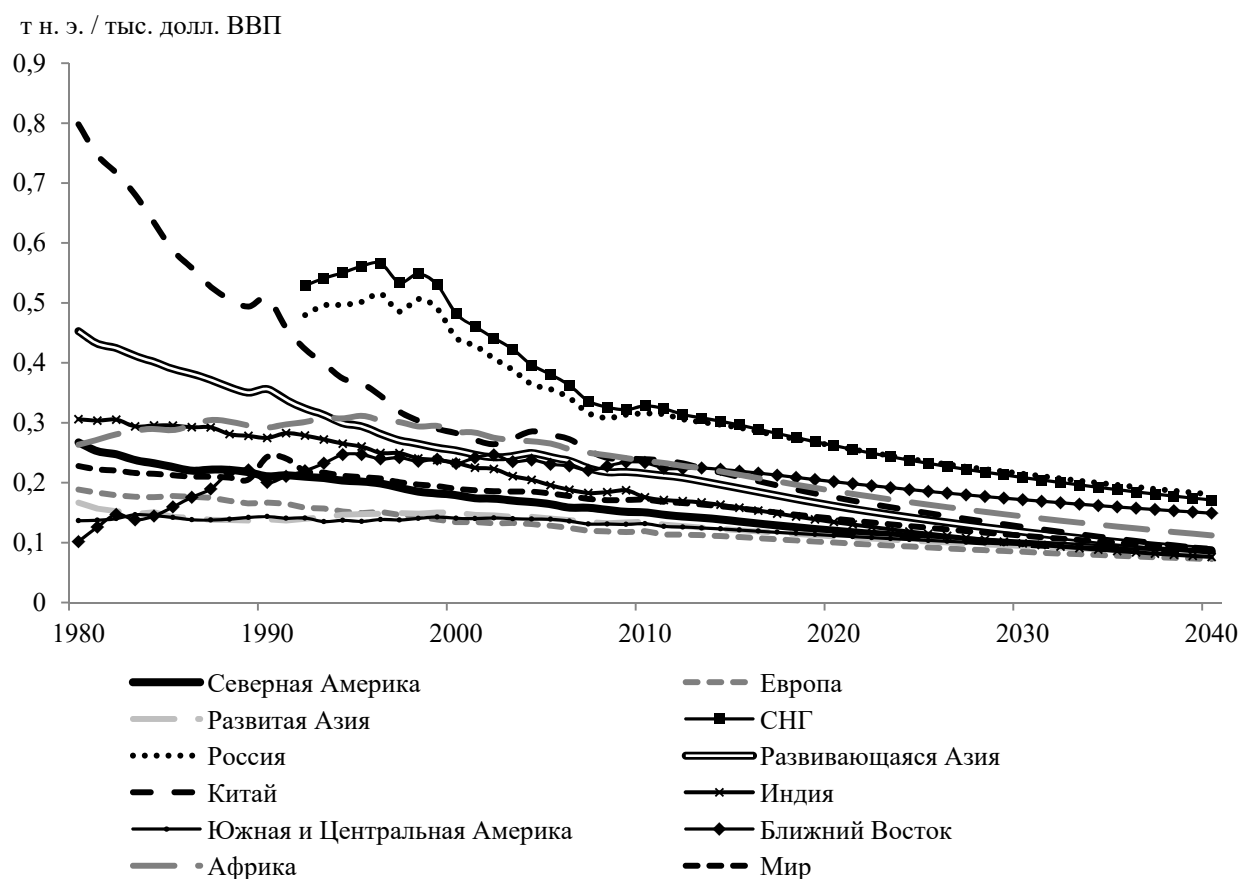


Рис. 3.1 — Динамика энергоемкости ВВП по регионам мира.

Источник: ИНЭИ РАН

Демография: долгосрочный прогноз динамики и структуры населения мира и России

Один из ключевых факторов для оценки перспектив энергопотребления в мире — численность и качество населения Земли. Для расчетов в данном исследовании используются данные демографического прогноза ООН¹¹¹. Для России принята динамика общей численности населения по официальному прогнозу.

Текущая версия прогноза ООН опубликована в мае 2011 г. Ретроспективные данные являются анализом официальной статистики стран, переписей и данных обзоров в развивающихся странах Demographic and Health Surveys (DHS) и Multi-Indicator Cluster Surveys (MICS). С официальной статистикой данные по странам могут не совпадать, поскольку они корректируются с учетом другой собранной информации.

Если в версии демографического прогноза, выпущенной ООН в 2009 г., использовались детерминистские модели и предпосылки о схождении стран к уровню

¹¹¹ World Population Prospects, the 2010 Revision, UN Population Division.

фертильности 1,85, то в последние годы в ООН отказались от фиксированных уровней фертильности. В новой модели, разработанной совместно с Вашингтонским университетом, для прогноза численности рассчитывается:

- один вариант динамики продолжительности жизни;
- один вариант динамики смертности;
- несколько вариантов динамики фертильности.

Соответственно, сценарии различаются ожидаемыми уровнями фертильности: в высоком сценарии фертильность на 0,5 выше, чем в среднем, а в низком — на 0,5 ниже. При этом средний сценарий динамики фертильности рассчитывается двумя способами:

— если анализируемая страна находится в стадии демографического перехода и ожидается падение фертильности, по ней проводится 100 тыс. симуляций возможной динамики численности населения и выбирается средняя; так как страна может находиться только в начале демографического перехода, в симуляциях учитываются особенности данной страны и общемировой опыт демографического перехода;

— если в анализируемой стране уже случился демографический переход, самые низкие уровни рождаемости пройдены и ожидается небольшой рост фертильности (до 2,1), строится простая модель авторегрессии AR_1 .

По последнему демографическому прогнозу ООН (средний сценарий), к концу прогнозируемого периода общее население достигнет 8,9 млрд человек при существенном изменении качественных его характеристик. К 2040 г. преимущественно закончится т. н. демографический переход от высокого к низкому уровню рождаемости и смертности, который уже почти завершился в развитых странах. В результате естественный прирост населения, пик которого пришелся на 1970-е гг., снизится по сравнению с текущим вдвое (рис. 3.2). Этим во многом объясняется ожидаемое замедление роста энергопотребления.

Основной прирост населения смещается в Африку (где прирост составит 83 %) и Индию (33 %), тогда как численность населения Китая в силу политики «одна семья — один ребенок» практически не изменится. 90 % абсолютного прироста населения мира придется на остальные развивающиеся страны Азии, что будет важнейшим драйвером спроса на энергию. К 2040 г. 73 % населения Земли будет жить в Азиатско-Тихоокеанском регионе и Африке, а самой населенной страной станет Индия. Из стран ОЭСР существенный прирост населения (24 %) предполагается только в Северной Америке (табл. 3.2).

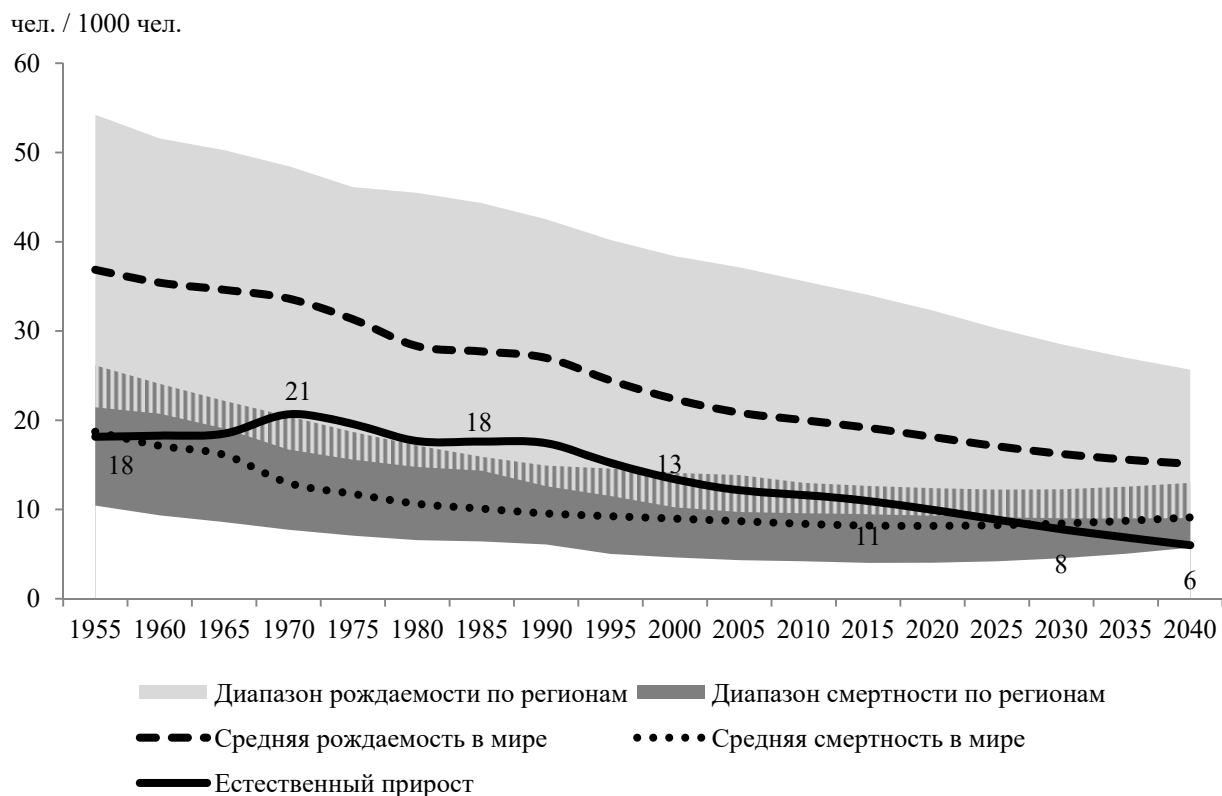


Рис. 3.2 — Мировой демографический переход.

Источники: *World Population Prospects, the 2010 Revision, UN Population Division, ИНЭИ РАН*

Таблица 3.2 Численность населения мира, млн чел.

	1960	1970	1980	1990	2000	2010	2020	2030	2040
Северная Америка	242,7	283,0	323,1	365,3	413,1	457,8	500,2	536,9	566,9
США	186,3	209,5	229,8	253,3	282,5	310,4	337,1	361,7	383,5
Латинская Америка	181,6	234,5	293,5	358,7	421,5	476,7	526,3	566,2	593,2
Европа	458,8	501,7	535,4	561,0	581,7	610,6	629,6	640,4	642,9
ЕС-27	402,9	435,4	457,9	471,0	481,5	500,4	510,9	515,8	515,4
СНГ	208,2	235,9	258,0	281,1	281,1	278,9	284,8	286,2	285,2
Россия	119,9	130,4	138,7	148,2	146,8	142,9	143,3	141,2	138,0
Развитая Азия	130,2	150,7	171,2	185,7	194,7	201,4	204,7	203,5	198,9
Развивающаяся Азия	1480,0	1855,0	2295,4	2786,9	3250,4	3632,8	3976,4	4232,4	4388,9
Китай	658,4	814,9	983,4	1145,6	1269,5	1341,9	1388,4	1393,8	1361,7
Индия	447,8	553,9	700,1	873,8	1053,9	1224,6	1386,9	1523,5	1627,0
Ближний Восток	50,2	67,1	93,5	132,3	169,2	215,5	259,0	299,2	336,6
Африка	286,7	368,1	482,8	635,3	811,1	1022,2	1278,2	1562,0	1869,6
Мир	3038,4	3696,2	4453,0	5306,4	6122,8	6895,9	7656,5	8321,4	8874,0
ОЭСР	790,7	892,2	983,9	1065,5	1148,9	1233,7	1302,3	1352,8	1384,7
не-ОЭСР	2247,7	2804,0	3469,1	4240,9	4973,9	5662,2	6354,2	6968,6	7489,3

Источник: *World Population Prospects, the 2010 Revision, UN Population Division*

Среди всех демографических характеристик, оказывающих влияние на энергопотребление, полезно выделить для анализа долю трудоспособного населения в возрасте от 15 до 64 лет, поскольку именно эта категория определяет темпы экономического роста и, соответственно, спроса на энергоносители. Три региона мира в данном контексте можно назвать депрессивными, где трудоспособное население к 2040 г. сократится. Более всего рабочих рук потеряет развитая Азия (–18 %), а также СНГ (–8 %) и Европа (–6 %). Самые высокие темпы прироста трудоспособного населения к 2040 г. ожидаются в Африке (100 %), на Ближнем Востоке (63 %) и в Латинской Америке (25 %), в то время как недавний лидер — развивающиеся страны Азии — покажет лишь 19 % роста. Северная Америка при неплохой прибавке трудоспособного населения (15 %) столкнется с существенным увеличением числа пожилых граждан (113 %). В Китае ожидается стабилизация, а после 2020 г. — сокращение численности трудоспособного населения. В сочетании со стремительным увеличением доли населения старше 65 лет это будет иметь серьезные последствия для динамики развития экономики и энергопотребления страны.

Напрямую связана с количеством и качеством трудоспособного населения внутренняя и внешняя миграция. До конца прогнозного периода регионами-донорами по-прежнему останутся Африка, развивающаяся Азия, Латинская Америка и СНГ, а регионами-реципиентами — Северная Америка, Европа и в меньшей степени Ближний Восток и развитая Азия.

Еще один значимый фактор при оценке энергопотребления — рост городского населения за счет оттока из сельских районов, что меняет не только объемы, но и характер распределения энергопотребления, формируя тренд к большей централизации и концентрации энергоснабжения. Если в 2010 г. доля городского населения составляла 51,6 % от общемирового, то к 2040 г. этот показатель вырастет до 63,5 %. В региональном разрезе самый высокий прирост городского населения к 2040 г. показывает Китай — на 24 % по сравнению с 2010 г. Далее с большим отрывом следует Индия, Африка и развивающаяся Азия (13–14 % прироста городского населения). Развитые страны практически исчерпали потенциал урбанизации, для этих стран фактор урбанизации перестает играть существенную роль в росте энергопотребления.

Экономический рост: долгосрочный макроэкономический прогноз

Исходные условия и предпосылки в контексте выбранной методологии

В настоящем параграфе предлагается подробнее взглянуть на возможности попадания крупнейших быстроразвивающихся экономик мира в ловушки среднего уровня

благосостояния на горизонте прогноза с точки зрения отмеченных в предыдущем параграфе факторов. Вначале мы смотрим на пятнадцать крупнейших развивающихся экономик мира в настоящий момент (например, таблица 3.3). На долю этих экономик сейчас приходится 38 % мирового ВВП (ППС 2005 г.), что само по себе объясняет повышенное к ним внимание в контексте данного прогноза. Далее детально рассматривается, как на их фоне выглядит Россия, и объясняется, почему в нашем прогнозе используются относительно оптимистичные оценки для возможной динамики российской экономики. Затем на основе проведенного анализа выделяются возможные кризисы мировой экономики на горизонте 2013–2050 гг. вследствие вероятности не вполне гладкого прохождения развивающихся стран через ловушки среднего уровня благосостояния. И в первую очередь мы учитываем фактор капиталовложений.

Интенсивность инвестиционного процесса

Первый из выделенных в работе *Eichengreen, Park, Shin (2013)* факторов, влияющих на попадание быстроразвивающихся стран в ловушки среднего уровня благосостояния, — накопление дисбалансов инвестиционного процесса в период быстрого роста. Простыми показателями, характеризующими накопление подобных дисбалансов, являются динамика и уровни нормы накопления (отношения валовых инвестиций к ВВП). Таблица 3.3 показывает, как с этой точки зрения выглядят пятнадцать крупнейших быстрорастущих экономик на фоне крупнейших же развитых стран. Первое, что стоит здесь отметить, — большие вариации в нормах накопления среди рассматриваемых экономик. Даже без учета экстремального примера Китая, который заслуживает отдельного рассмотрения, мы видим почти двукратные различия в нормах накопления: от 15–17 % в Пакистане и Египте до 35–36 % в Индии и Индонезии. При этом в период 2001–2012 гг. нормы накопления в рассматриваемой группе стран в среднем увеличивались, что, согласно выбранной методологии, может означать дополнительные риски попадания в ловушки благосостояния.

Для ответа на вопрос, насколько риск велик, мы предлагаем условно выделить три группы стран по текущему уровню нормы накопления. Группа повышенного риска, безусловно, включает все страны с уровнем нормы накопления около или выше 30 %: Китай, Индию, Индонезию, Иран и Таиланд. Иран стоит здесь особняком как экономика, в которой, во-первых, норма накопления в последнее время существенно снизилась, и, во-вторых, как экономика, которая уже, вероятно, попала в ловушку среднего уровня благосостояния. Четыре же азиатские страны являют собой, скорее всего, пример тех самых рисков.

Замыкание экономик на инвестициях как ключевом драйвере экономического роста и существенные проблемы с развитием внутреннего потребительского рынка приводят

к тому, что поддержание высокой нормы накопления осуществляется зачастую за счет малоэффективных капитальных вложений. Даже хорошо работающая экономика не может эффективно освоить столь высокие и растущие инвестиции. Низкая производительность инвестиций сегодня — серьезные проблемы с ростом завтра. В китайском случае это «завтра» может настать, по нашим оценкам, через 7–10 лет (Таблица 3.3 указывает на диапазон 3–6 лет до достижения критических уровней ВВП на душу, но эта оценка основана на более высоких предкризисных темпах роста). В случае Индии и Индонезии мы говорим о более отдаленной перспективе, особенно через 25–30 лет. Отметим также, что длительные усилия Китая по смене «модели роста» могут оказаться в конечном счете успешными, но привести к снижению темпов роста.

Таблица 3.3. Норма накопления и вспомогательные показатели, 15 крупнейших развивающихся и 5 крупнейших развитых экономик

	Отношение валового накопления к ВВП, %					ВВП на душу ¹¹²	Лет до достижения ¹¹³ :	
	2001–2010	2011	2012	2013	2014		11 тыс.	16 тыс.
Топ-15 развивающихся экономик								
Китай	42,2	48,3	47,7	47,8	47,7	12,666	-	3
Индия	32,4	35,5	34,7	31,4	32,2	5,749	9	14
Россия	21,1	24,4	23,6	22,6	20,5	25,011	-	-
Бразилия	17,7	19,7	17,5	18,1	17,0	15,229	-	2
Мексика	22,4	22,3	23,1	21,5	21,9	17,333	-	-
Индонезия	26,0	32,9	34,7	33,6	33,4	10,115	2	9
Турция	18,9	23,6	20,1	20,6	19,9	19,961	-	-
Иран	37,9	41,3	41,9	44,8	43,0	16,383	-	-
Польша	20,8	22,1	20,5	18,7	20,6	24,666	-	-
Аргентина	17,7	20,0	17,3	18,3	18,0	22,219	-	-
Таиланд	26,2	26,6	29,7	29,2	27,0	14,742	-	2
ЮАР	18,6	19,1	19,4	19,4	19,4	12,862	-	7
Пакистан	16,5	14,1	15,1	14,6	14,0	4,780	19	28
Египет	18,9	17,1	16,4	14,2	14,5	11,357	-	8
Колумбия	20,5	23,8	24,0	24,6	25,0	13,137	-	5
Мемо								
США	21,3	18,5	19,2	19,3	19,8	54,057	-	-
Япония	22,2	20,2	20,8	21,0	22,2	37,749	-	-
Германия	18,2	18,3	17,3	17,0	17,7	43,876	-	-
Великобритания	16,9	14,9	14,7	14,5	15,0	38,405	-	-
Франция	22,3	23,2	22,7	22,0	22,1	40,058	-	-

Источник: МВФ, расчеты авторов

¹¹² В 2014 г. (оценка).

¹¹³ Через сколько лет, считая от конца 2014 г., страна достигнет уровня ВВП на душу в 11 тыс. и 16 тыс. долл. США по ППС 2005 г. соответственно, при условии, что среднегодовой рост сохранится на уровне 2001–2010 гг.

Противоположная по характеристикам инвестиционного процесса группа стран с хронически низким для развивающейся экономики уровнем накопления ниже 20 % включает Бразилию, Пакистан, ЮАР и Египет. Нормы накопления в этих странах в среднем мало отличимы от тех, что наблюдаются в странах развитых. Естественно, подобная интенсивность инвестиционного процесса не создает прочного фундамента для долгосрочного роста. Но в контексте выбранной методологии это не столь важно (фундаментально более медленный рост учтен в консенсус-прогнозе) — низкие нормы накопления сами по себе дисбалансов инвестиционного процесса не создают и к дополнительным рискам не приводят.

Наконец, третья группа стран с условно здоровым характером инвестиционного процесса включает Россию, Мексику, Турцию, Польшу, Аргентину и Колумбию. Здесь нормы накопления в среднем выше, чем в развитых странах, но не столь высоки, чтобы это создавало серьезные риски для роста от самого факта их возможного снижения. Безусловно, каждый случай здесь индивидуален, и даже в российском контексте мы привыкли говорить о существенной проблеме недоинвестирования, оглядываясь как раз таки на нормы накопления в менее богатых и быстрее растущих странах Азии¹¹⁴. Это не противоречащие друг другу вещи — безусловно, в каждой из перечисленных стран третьей группы краткосрочное стимулирование роста за счет интенсификации накопления основного капитала выглядит привлекательно. Но текущие нормы накопления, которые могут казаться низкими, не создают при прочих равных условиях дополнительных долгосрочных рисков при прохождении через средние уровни благосостояния. Правда, это менее актуально для России, Польши и Аргентины, уровень благосостояния в которых уже перевалил за критические уровни и, как показывают текущие данные, не без проблем для темпов роста.

Недооцененность валют

Еще один фактор, повышающий вероятность замедления роста при средних уровнях благосостояния страны, — существенные различия между номинальным и «фундаментальным равновесным» курсом национальной валюты, под которым в данном случае понимается курс по паритету покупательной способности. Естественно, в подавляющем большинстве случаев мы говорим о недооцененности, а не о переоцененности валют развивающихся стран.

¹¹⁴ Разумеется, мы не сбрасываем со счетов длительную инвестиционную яму 1990-х годов и огромные потребности в обновлении изношенных объектов инфраструктуры в России, но это проблема собственно российской посттранзитивной спецификации.

Таблица 3.4 приводит уровни и динамику индикатора недооцененности для валют все тех же пятнадцати развивающихся стран. Здесь сложнее выделить группы риска, нежели для норм накопления, поскольку сам паритет покупательной способности теоретически зависит от уровня производительности труда и, соответственно, уровня благосостояния. Особняком здесь очевидно стоит Бразилия, где на фоне активного притока капитала в страну номинальный курс валюты в послекризисный период несущественно отличается от ППС. Это создает определенные проблемы для текущей экономической динамики, но в контексте выбранной методологии дополнительных рисков тут как раз нет: близость курса валюты к фундаментальному создает стимулы к перераспределению ресурсов в более производительные и технологически сложные отрасли, а не к их консервации в экспортно ориентированных отраслях с искусственно поддерживаемой конкурентоспособностью.

Обратные примеры, на наш взгляд, представляют собой Польша, Аргентина и Иран: недооцененность их валют выглядит чрезмерной для соответствующих уровней благосостояния. И здесь вновь стоит вспомнить о существенном замедлении роста во всех трех странах в последнее время (уже после посткризисного восстановления). Возможно, это отчасти объясняется как раз попаданием в ловушку среднего уровня благосостояния. Также к группе риска, но с более отдаленными перспективами попадания в ловушки стоит отнести, на наш взгляд, Индию, Египет и Пакистан. Здесь мы имеем классическую ситуацию защиты экспортной конкурентоспособности (в первых двух случаях речь идет, скорее, об экспорте услуг, нежели товаров), не создающую условий для перехода к более продвинутым технологическим укладам. Что же касается ключевого вопроса, проходящего красной нитью через весь раздел: каковы риски Китая попасть в ловушку благосостояния в контексте данного фактора, то в этом конкретном случае ответ на вопрос дать сложно. Да, теоретические расчеты показывают, что разрыв между номинальным и фундаментальным курсами юаня должен сжиматься быстрее, нежели это происходит в реальности. Но, видимо, вследствие регулярного давления со стороны торговых партнеров, недооцененность юаня больше не выглядит из ряда вон выходящей в группе крупных развивающихся стран с учетом корректировки на уровни благосостояния.

Таблица 3.4 Недооцененность валют¹¹⁵ и вспомогательные показатели, 15 крупнейших развивающихся и 5 крупнейших развитых экономик (весна 2015 г.)

	Отклонение номинального курса от ППС, %					ВВП на душу ¹¹⁶	Лет до достижения ¹¹⁷ :	
	2001–2010	2011	2012	2013	2014		11 тыс.	16 тыс.
Топ-15 развивающихся экономик								
Китай	-60,8	-45,0	-42,7	-40,5	-40,5	12,666	-	3
Индия	-74,5	-69,7	-70,4	-72,9	-72,2	5,749	9	14
Россия	-64,7	-43,4	-41,5	-41,9	-62,8	25,011	-	-
Бразилия	-49,7	-16,8	-25,2	-32,0	-37,8	15,229	-	2
Мексика	-42,5	-43,4	-40,0	-40,2	-45,5	17,333	-	-
Индонезия	-74,5	-59,2	-61,5	-68,7	-68,4	10,115	2	9
Турция	-51,6	-45,3	-42,6	-49,8	-49,9	19,961	-	-
Иран	-65,8	-56,6	-55,8	-70,6	-69,0	16,383	-	-
Польша	-45,9	-42,0	-42,7	-39,8	-48,7	24,666	-	-
Аргентина	-52,3	-37,1	-34,9	-44,8	-44,3	22,219	-	-
Таиланд	-69,5	-60,1	-59,9	-62,5	-62,4	14,742	-	2
ЮАР	-51,7	-39,8	-44,1	-51,6	-54,0	12,862	-	7
Пакистан	-78,2	-72,0	-73,6	-74,5	-71,4	4,780	19	28
Египет	-80,4	-72,8	-70,6	-72,3	-70,6	11,357	-	8
Колумбия	-57,3	-38,2	-35,4	-39,2	-48,7	13,137	-	5
Мемо								
США	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,057	-	-
Япония	21,2	41,2	31,0	-2,5	-15,1	37,749	-	-
Германия	0,7	8,2	0,4	6,9	-4,9	43,876	-	-
Великобритания	14,7	11,4	11,1	14,7	8,7	38,405	-	-
Франция	7,1	17,3	8,9	14,4	1,1	40,058	-	-

Источники: МВФ¹¹⁸, расчеты авторов

Стоит отметить, что из всех четырех рассматриваемых факторов попадания в ловушки благосостояния недооцененность валюты — наименее инерционный. Это значит, что текущая картина может существенно измениться к тому моменту, когда интересующие нас страны достигнут критического уровня ВВП на душу в 15–17 тыс. долл. Все тот же бразильский пример, где сильно недооцененная валюта буквально за несколько лет подорожала до фундаментального равновесного уровня, — наглядное тому подтверждение. Теперь бразильские экономисты полагают, что сильная (в силу ряда структурных факторов) валюта стала препятствием к росту. Поэтому выводы данного пункта в корректировке консенсус-прогноза применяются достаточно ограниченно.

¹¹⁵ Показатель рассчитан как разность курса валюты по ППС и текущего курса (на конец года), деленная на текущий курс валюты и выраженная в процентах. Все курсы (включая евро и британский фунт) исходно выражены как количество единиц национальной валюты за один доллар / международный доллар.

¹¹⁶ В 2014 г.

¹¹⁷ Через сколько лет, считая от конца 2014 г., страна достигнет уровня ВВП на душу в 11 тыс. и 16 тыс. долл. США по ППС 2005 г. соответственно, при условии, что среднегодовой рост сохранится на уровне 2001–2010 гг.

¹¹⁸ IMF World Economic Outlook Database, October 2014, интернет-источник: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/02/weodata/index.aspx>

Накопление человеческого капитала

Накопленный человеческий капитал — один из важнейших факторов долгосрочного роста экономики, изучению которого посвящено множество академических и прикладных работ. Исследование *Eichengreen, Park, Shin (2013)* показывает, что это еще и фактор того, насколько устойчива экономика к попаданию в ловушку среднего уровня благосостояния. Правда, стоит оговориться, что в данной работе значимое негативное влияние человеческого капитала на вероятность попадания в ловушку благосостояния было получено только для случая, когда под человеческим капиталом понимается вовлеченность населения в высшее образование (а не общий уровень образования в стране). Объяснение этому следующее: именно наличие достаточного количества специалистов с высшим образованием в стране позволяет ей переходить от менее сложных производств с высокой долей ручного труда к более наукоемким и капиталоемким производствам по мере роста благосостояния.

Таблица 3.5 показывает, как с точки зрения вовлеченности населения в высшее образование выглядят пятнадцать рассматриваемых развивающихся стран. В качестве показателя вовлеченности здесь использовано количество студентов вузов на тысячу жителей данной страны. Как и прежде, будем считать нормальным уровень вовлеченности в высшее образование в крупнейших развитых странах мира. Как видно, в Японии, Германии, Великобритании и Франции на тысячу жителей приходится порядка 30–40 студентов вузов. В США этот показатель существенно выше в силу сосредоточения ведущих мировых вузов в стране и, следовательно, большого количества иностранных студентов. Последний аспект, к слову, не столь важен в контексте настоящего анализа: если лучшие иностранные студенты остаются работать в стране, в которой учились, то это способствует накоплению человеческого капитала в данной экономике в не меньшей, если даже не большей степени, нежели в случае, когда речь идет исключительно о доморощенных студентах. И США в этом смысле не случайно имеют долгосрочные темпы роста потенциального выпуска примерно на 0,5 п. п. выше, нежели крупнейшие развитые экономики Европы.

Таблица 3.5 Количество студентов в системе высшего образования на тысячу жителей страны и вспомогательные показатели, 15 крупнейших развивающихся и 5 крупнейших развитых экономик

	Количество студентов вузов на 1 тыс. жителей					ВВП на душу ¹¹⁹	Лет до достижения ¹²⁰ :	
	2001–2007	2008	2009	2010	2011		11 тыс.	16 тыс.
Топ-15 развивающихся экономик								
Китай	15,9	22,9	23,7	22,7	22,0	12,666	-	3
Индия	12,2	21,8	23,7	25,6	27,7	5,749	9	14
Россия	60,4	60,3	55,8	52,3	48,8	25,011	-	-
Бразилия	25,8	35,2	36,5	38,0	39,7	15,229	-	2
Мексика	21,7	25,0	26,2	26,4	26,5	17,333	-	-
Индонезия	17,0	22,0	25,3	26,7	28,2	10,115	2	9
Турция	33,6	52,2	58,8	59,7	60,7	19,961	-	-
Иран	34,6	54,6	57,6	58,4	58,7	16,383	-	-
Польша	53,9	54,5	52,5	51,8	50,9	24,666	-	-
Аргентина	56,2	65,3	67,2	68,8	70,6	22,219	-	-
Таиланд	35,5	37,5	36,4	35,9	35,5	14,742	-	2
ЮАР	15,5	16,3	16,3	16,2	16,2	12,862	-	7
Пакистан	4,7	8,9	10,1	10,5	10,8	4,780	19	28
Египет	33,2	28,3	28,5	29,0	28,5	11,357	-	8
Колумбия	29,0	39,3	41,1	42,8	44,7	13,137	-	5
Мемо								
США	57,7	66,7	66,1	66,4	66,2	54,057	-	-
Япония	31,3	30,5	30,5	30,8	31,3	37,749	-	-
Германия	27,4	33,3	35,5	36,3	36,7	43,876	-	-
Великобритания	38,1	39,9	39,8	39,5	39,1	38,405	-	-
Франция	34,9	35,5	35,9	35,4	34,8	40,058	-	-

Источники: *Euromonitor* (данные *UNESCO* и национальной статистики)¹²¹, расчеты авторов

Среди развивающихся стран по уровню вовлеченности в высшее образование существенно выделяются три восточноевропейские страны: Россия, Польша и Турция, а также Аргентина и Иран. По удельному количеству студентов эти страны гораздо ближе к США, нежели к западноевропейским экономикам. Мы оставляем здесь за скобками вопрос о качестве образования (едва ли кто-то решится всерьез сопоставить уровень человеческого капитала, например, в Аргентине и США, несмотря на схожие уровни вовлеченности населения в высшее образование), но у нас нет оснований полагать, что при сравнении исключительно развивающихся стран между собой различия в качестве образования будут столь существенными, как при сопоставлении этих же стран с США. Поэтому пять вышеперечисленных экономик попадают в группу наименее подверженных попаданию в ловушку среднего уровня благосостояния с точки зрения накопления человеческого капитала.

¹¹⁹ В 2014 г. (оценка).

¹²⁰ Через сколько лет, считая от конца 2014 г., страна достигнет уровня ВВП на душу в 11 тыс. и 16 тыс. долл. США по ППС 2005 г. соответственно, при условии, что среднегодовой рост сохранится на уровне 2001–2010 гг.

¹²¹ Euromonitor International Database, интернет-источник: <http://www.euromonitor.com/>

В противоположной группе — наибольшего риска — Пакистан, ЮАР и Индия, хотя к последней это относится в меньшей степени, во-первых, в силу существенных ресурсов репатриации человеческого капитала, прежде всего из Великобритании и США, и во-вторых, по причине впечатляющего роста вовлеченности населения в высшее образование в последнее десятилетие. Сопоставимый рост наблюдался в Китае и Индонезии. Но несмотря на это удельное количество студентов в этих странах все еще ниже, нежели, например, в Египте и Мексике, не говоря уже о восточноевропейских странах. Если тенденция к росту вовлеченности населения в высшее образование не будет продолжена в крупнейших азиатских странах, то соразмеренное росту благосостояния технологическое развитие в них может начать запаздывать, создавая риски замедления роста через 7–10 лет в случае Китая и 20–25 лет в случае Индии и Индонезии.

Доля высокотехнологичной продукции в экспорте

Доля высокотехнологичной продукции в экспорте — фактор, апеллирующий к той же самой идее, что и уровень вовлеченности населения в высшее образование, с той лишь разницей, что удельное количество студентов — это фактор будущего технологического развития, а доля высокотехнологичной продукции сейчас — стартовые для него условия. Естественно, что чем эта доля выше, тем легче страна преодолевает средние уровни благосостояния.

Основная трудность в анализе данного фактора состоит в том, что понятие «высокотехнологичная продукция» достаточно размыто. Здесь мы обратимся к другому детальному исследованию — *Hausmann, Hidalgo et al. (2011)*¹²², классифицировавшему товары (и процессы производства товаров) стандартной международной статистической номенклатуры по технологической сложности и построившему индекс технологической сложности экспорта для более чем ста стран мира на основе данной классификации. К сожалению, значения данного индекса доступны только до 2007 г., но, учитывая существенную инерционность показателя, даже данные за 2007 г. представляют большой интерес в контексте нашего анализа.

Таблица 3.6 приводит значения индекса технологической сложности экспорта за период 2002–2007 гг. Естественно, что по этому показателю развитые страны находятся далеко впереди. Хотя тут стоит отметить, что среди пяти приведенных развитых стран только Япония в предкризисный период в среднем наращивала технологическую сложность экспорта, в остальных четырех, включая США, она снижалась. Это, безусловно, следствие того, что развивающиеся страны позволяют получать выигрыш

¹²² Ricardo Hausmann, Cesar A. Hidalgo et al. (2011). “The Atlas of Economic Complexity: Mapping Paths to Prosperity”, Harvard, MIT.

в конкурентоспособности уже и предприятиям — производителям высокотехнологичной продукции. Какие из развивающихся стран оказались столь успешны?

Прежде всего, Таиланд и Китай, где индекс технологической сложности экспорта вырос примерно в 2 раза с 2002 г. по 2007 г. Отчасти выгоду от миграции высокотехнологичных производств из США в предкризисный период извлекла и Мексика, где индекс технологической сложности максимален среди рассмотренных развивающихся стран. Среди оставшихся стран в группу относительной устойчивости к рискам среднего уровня благосостояния по данному фактору стоит отнести только Польшу и Россию. В обеих странах, правда, технологическая сложность экспорта в 2002–2007 гг. снижалась, но она все еще относительно высока в сравнении с прочими развивающимися странами. При этом можно считать, что Польша существенно выиграла от структуры своего экспорта в кризисный период, удачно избежав — единственная из европейских стран — рецессии в 2009 г. Это, к сожалению, нельзя сказать о России, где индекс технологической сложности экспорта за шесть предкризисных лет снизился на четверть.

Таблица 3.6 Индекс технологической сложности экспорта¹²³ и вспомогательные показатели, 15 крупнейших развивающихся и 5 крупнейших развитых экономик

	Индекс сложности экспорта						ВВП на душу ¹²⁴	Лет до достижения ¹²⁵ :	
	2002	2003	2004	2005	2006	2007		11 тыс	16 тыс
Топ-15 развивающихся экономик									
Китай	0,26	0,55	0,66	0,58	0,70	0,68	12,666	-	3
Индия	0,15	0,30	0,24	0,25	0,11	0,13	5,749	9	14
Россия	0,83	0,52	0,72	0,70	0,59	0,62	25,011	-	-
Бразилия	0,73	0,51	0,43	0,40	0,31	0,47	15,229	-	2
Мексика	0,87	1,12	1,09	1,11	1,11	1,17	17,333	-	-
Индонезия	-0,05	0,04	0,02	0,01	-0,08	-0,07	10,115	2	9
Турция	0,21	0,19	0,10	0,11	0,22	0,26	19,961	-	-
Иран	-0,60	-1,10	-1,04	-0,99	-1,01	-0,74	16,383	-	-
Польша	1,03	1,04	1,04	0,94	0,95	0,97	24,666	-	-
Аргентина	0,34	0,01	-0,03	-0,13	-0,16	0,04	22,219	-	-
Таиланд	0,32	0,56	0,57	0,57	0,67	0,63	14,742	-	2
ЮАР	0,44	0,04	0,05	0,16	0,15	0,13	12,862	-	7
Пакистан	-0,80	-0,58	-0,66	-0,79	-0,83	-0,68	4,780	19	28
Египет	-0,14	-0,57	-0,51	-0,43	-0,52	-0,31	11,357	-	8
Колумбия	0,29	0,23	0,17	-0,05	-0,01	0,00	13,137	-	5
Мемо									
США	1,94	1,68	1,65	1,68	1,61	1,59	54,057	-	-
Япония	2,35	2,70	2,64	2,66	2,72	2,58	37,749	-	-
Германия	2,26	2,09	2,15	2,22	2,25	2,13	43,876	-	-
Великобритания	1,96	1,90	1,79	1,83	1,74	1,71	38,405	-	-
Франция	1,66	1,49	1,55	1,54	1,38	1,48	40,058	-	-

Источники: *The Atlas of Economic Complexity*¹²⁶, расчеты авторов

¹²³ Чем выше значение индекса, тем больше доля продукции с высокой долей добавленной стоимости в экспорте.

¹²⁴ В 2014 г. (оценка).

¹²⁵ Через сколько лет, считая от конца 2014 г., страна достигнет уровня ВВП на душу в 11 тыс. и 16 тыс. долл. США по ППС 2005 г. соответственно, при условии, что среднегодовой рост сохранится на уровне 2001–2010 гг.

Все остальные развивающиеся страны не показывали ни высоких уровней, ни большого прогресса в технологическом усложнении экспортной номенклатуры. Это серьезный аргумент в сторону реальности высоких рисков существенного замедления роста в данных странах при достижении средних уровней благосостояния. Особо стоит отметить схожесть второй и третьей по размеру развивающихся азиатских экономик — Индии и Индонезии — и в этом вопросе. Если ныне примитивная структура экспорта этих стран (кроме ПО у первой) существенно не изменится в ближайшие несколько десятилетий, то попадания в ловушку среднего уровня благосостояния им, скорее всего, не избежать. То же относится и к крупным латиноамериканским экономикам — Бразилии и Колумбии, но здесь времени на усложнение экспортной номенклатуры еще меньше — порядка 10–15 лет. Полагаем, что ни одна из двух стран с этой задачей не справится.

Прогноз мировой экономики до 2040 г.

В предыдущем разделе подробно описано, на каких гипотезах и предпосылках базируется данный долгосрочный прогноз. В настоящем разделе мы переходим к более техническому представлению динамики мировой экономики и экономик отдельных стран и регионов до 2040 г., как мы ее видим в настоящий момент, то есть к представлению основных результатов прогноза. В первой части нашего исследования мы кратко показываем складывающуюся общую экономическую картину мира в 2040 г., а во второй части говорим о региональных и страновых тенденциях. Но прежде обратимся к динамике мировой экономике в целом.

Рис. 3.3 отражает среднегодовые темпы прироста мирового ВВП (здесь и далее веса во всех агрегатах — по ППС) до 2040 г. Здесь мы видим устойчивую тенденцию к снижению темпов роста после 2020 г. с двумя эпизодами наиболее быстрого замедления: во время кризисов в Китае и прочих азиатских развивающихся странах в 2021–2025 гг. Между 2016–2020 и 2031–2035 гг. среднегодовые темпы роста мирового ВВП снизятся, на наш взгляд, почти на 1 п. п., и на еще большую величину они снизятся в последующие 5 лет. В целом описываемое замедление естественно, так как крупнейшие страны мира богатеют. Это обычно предполагает, как мы обсуждали выше, замедление темпов роста, даже если речь не идет о странах со средним уровнем благосостояния. Отдельно стоит отметить, что предположительный «кризис в Латинской Америке» в 2031–2035 гг. не столь заметен в динамике мировой экономики, нежели два «азиатских» кризиса, поскольку вес региона в мировой экономике не столь высок (6 % от мирового ВВП в 2030–2035 гг.).

¹²⁶ The Observatory of Economic Complexity by MIT, интернет-источник: <http://atlas.media.mit.edu/>

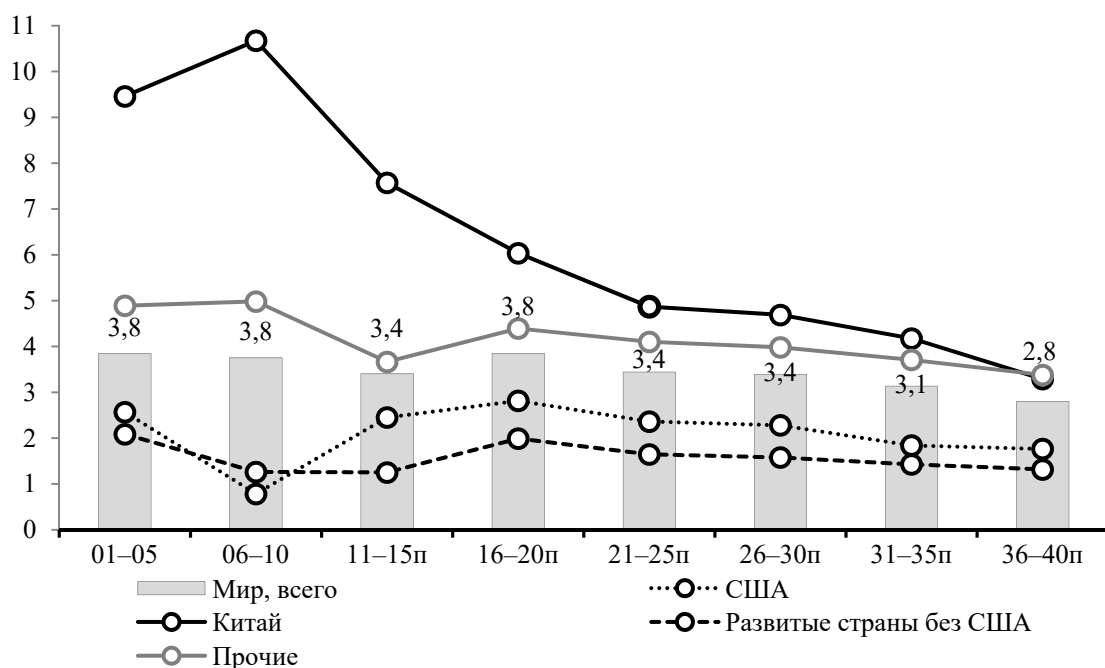


Рис. 3.3 — Среднегодовой прирост ВВП по группам стран, % к предыдущему году.

Источник: расчеты АЦ РФ

Комментария заслуживает и относительно высокий темп роста мировой экономики в 2016–2020 гг. На наш взгляд, подобная динамика вероятна вследствие, во-первых, восстановительного характера роста экономик в Европе в указанный период времени (и, соответственно, временного всплеска совокупного спроса, носящего отложенный характер) и искусственного во многом поддержания относительно высоких темпов роста в Китае на фоне дальнейшего накопления структурных дисбалансов. Это вполне согласуется с гипотезой о последующем спаде в китайской экономике.

В контексте вклада различных регионов мира в прирост мирового ВВП прогнозная картина выглядит достаточно инерционно (см. рис. 3.4). Основным драйвером мирового роста на обозримом горизонте будут оставаться развивающиеся страны Азии, обеспечивая примерно половину среднегодового прироста мирового ВВП. Другими словами, если представить, что в какой-то из предстоящих лет ни одна из развивающихся азиатских экономик не вырастет (но и не сократится), то мировой ВВП в этот год вырастет на вдвое меньшую величину. На горизонте прогноза вклад развивающихся стран Азии в прирост мирового ВВП в среднем почти вдвое превышает вклад Европы и Северной Америки, вместе взятых. При этом, по нашим оценкам, к 2040 г. Европа, Северная Америка и Африка будут приносить приблизительно одинаковый вклад в прирост мирового ВВП (и все вместе — меньше, чем страны Азии). Таким образом, давно начавшееся смещение центра роста мировой экономики с запада на восток к середине века, по сути, будет завершено.

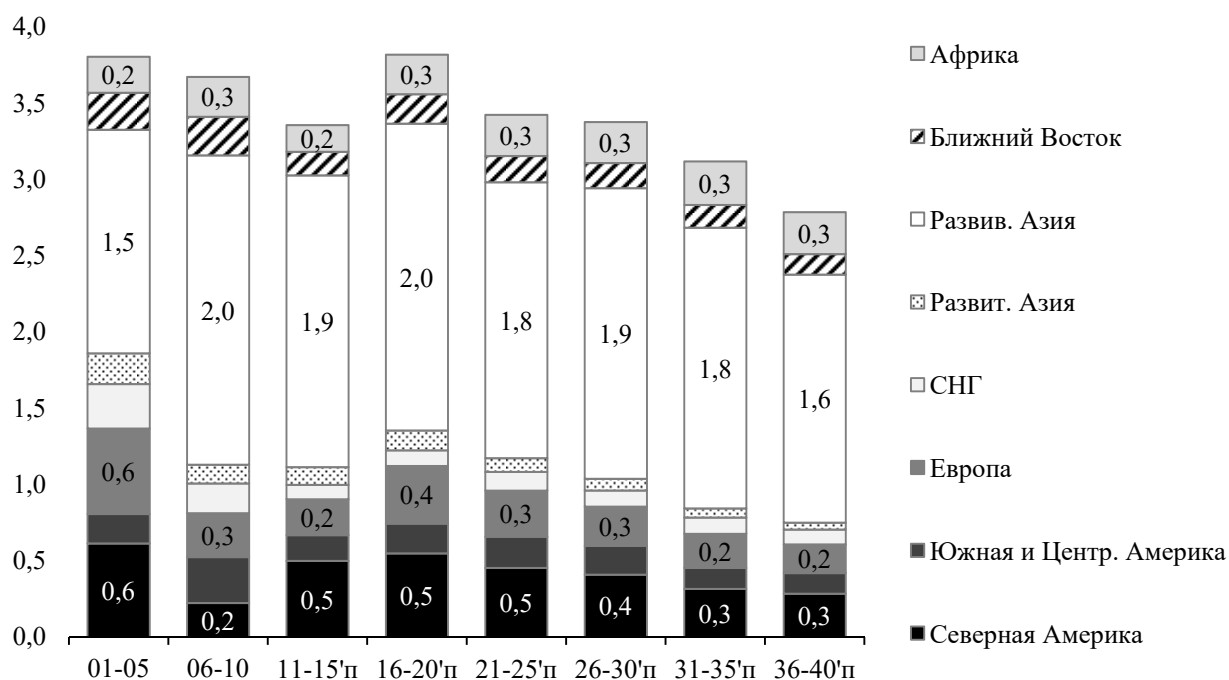


Рис. 3.4 — Средний вклад различных регионов мира в годовой прирост ВВП по пятилетиям, п. п.

Источник: расчеты АЦ РФ

Как при данном характере роста будет выглядеть мировая экономика в 2040 г.? В базовом сценарии предполагается, что страны, извлекающие сырьевую ренту в настоящее время, продолжают извлекать ее на всем горизонте прогноза, но не смогут ее существенно увеличивать. Предполагается также, что они будут проводить относительно разумную бюджетную политику (что не бесспорно), не приводящую ни к существенным внутренним бюджетным дисбалансам, ни к давлению на мировые цены на энергоносители. Другими словами, мы исходим из своего рода инерционного развития энергетической ситуации ровно в той мере, которая влияет на макроэкономическую динамику. Аналогично мы не прогнозируем значимых для долгосрочной макроэкономической динамики политических потрясений.

Согласно проведенным расчетам, мировая экономика в 2040 г. — это экономика, в которой вес Китая в мировом ВВП почти в два раза больше, нежели вес США (см. табл. 3.7). Примерно 23 % мировой экономики в 2040 г. будет составлять Китай, а на все развивающиеся страны Азии в целом будет приходиться почти 46 % (см. рис. 3.5). Путь Китая к главенствующей роли в мировой экономике в середине века будет сопровождаться впечатляющим технологическим и социальным развитием. Преодолев кризис начала 20-х годов, Китай выйдет на устойчивую траекторию долгосрочного роста, пусть и более медленную, и фактически с этого момента переключится на внутренние

источники экономического роста. В результате текущие уровни благосостояния западноевропейских стран Китай преодолест на рубеже пятого десятилетия, и к 2040 г. ВВП на душу населения в стране превысит уже 45 тыс. долл. — примерно на 15 тыс. выше, нежели среднемировой уровень. Естественно, неравенство в Китае будет далеко не «европейским» на всем прогнозном периоде, но это само по себе не будет служить преградой долгосрочному росту.

Таблица 3.7 Доля в мировом ВВП (2040 г.) и уровни ВВП на душу в 10 крупнейших странах мира

	От мир. ВВП, %	ВВП на душу	
		2014 г.	2040 г.
Китай	23,5	12 666	45 114
Индия	11,8	5 749	20 877
США	12,2	54 057	88 432
Индонезия	3,4	10 115	30 520
Бразилия	2,5	15 229	30 538
Россия	2,5	25 011	55 030
Нигерия	1,6	5 935	12 884
Япония	2,2	37 749	54 422
Мексика	1,9	17 333	34 072
Сауд. Аравия	1,4	56 321	102 206
Мир	100	14 789	30 768

Источник: расчеты АЦ РФ

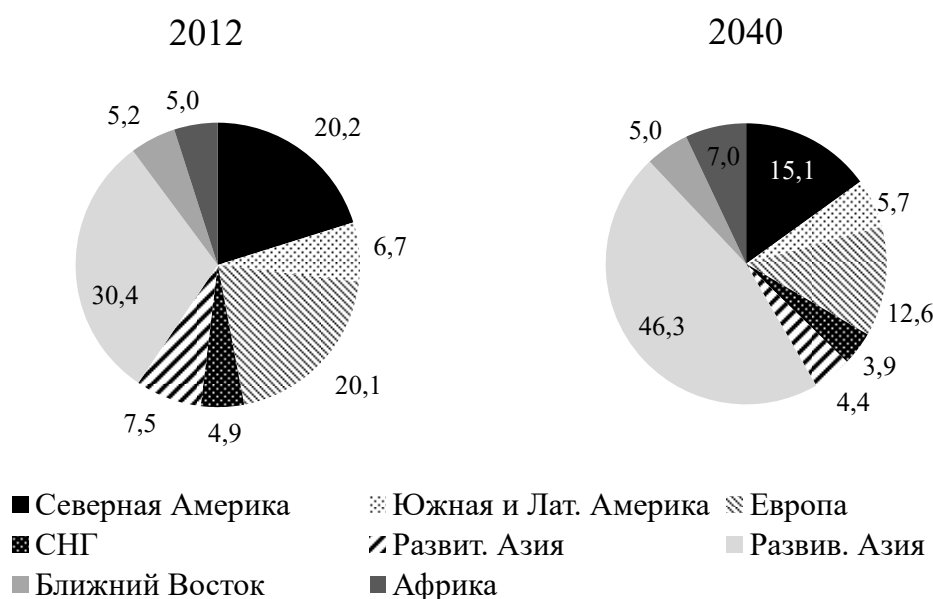


Рис. 3.5. — Доли регионов мира в мировом ВВП в 2014 г. и в 2040 г., %

Источник: расчеты авторов

Если в настоящее время среди десяти крупнейших экономик мира из развивающихся стран присутствуют только страны БРИК (без Южной Африки), то в 2050 г. в десятку войдут дополнительно Индонезия и Мексика — они заменят Францию

и Италию. Очень медленный рост в Европе, порой не отличимый от стагнации, не создаст тем не менее серьезных социальных проблем в регионе (на фоне снижающегося населения благосостояние будет расти быстрее, нежели ВВП), который будет оставаться значимым центром инноваций, образования и сохранения капиталов в мире. Особенно в данной роли укрепится Великобритания, не испытывающая шоков пребывания в еврозоне. Европейские власти уже не раз давали понять, что подобная роль региона в мировой экономике в долгосрочном плане их вполне устраивает, а послекризисные процессы (отсутствие серьезных социальных волнений за исключением нескольких стран, адаптация населения к новым реалиям рынка труда и т. п.) демонстрируют, что население согласно обменять несколько пунктов роста на сохранение высокого качества жизни — спасибо накопленному уровню благосостояния, который позволяет сделать это относительно безболезненно.

Разница в темпах роста развитых и развивающихся стран до 2040 г., по нашим оценкам, будет столь существенной, что даже несмотря на серьезные различия в демографических тенденциях уровни благосостояния населения в развитом и развивающемся мире будут медленно сближаться. Это имеет прямое отношение и к энергетическому прогнозированию. В 2040 г. мы увидим, по нашим предположениям, развивающуюся Азию и Латинскую Америку со средним уровнем ВВП на душу около 25–30 тыс. долл. (выше нынешнего уровня ВВП на душу в России), и речь идет в данном случае о более чем 5 млрд человек. Интенсивность потребления энергии домохозяйствами с подобным уровнем дохода несложно представить, и это будет серьезный вызов для мировой энергетической системы.

При сформулированных выше предпосылках и характере мирового роста динамика отдельных стран и регионов¹²⁷ будет выглядеть следующим образом.

США на всем горизонте прогноза остаются той экономикой, которая практически всецело определяет характер экономической динамики в регионе. Наиболее благоприятным с точки зрения роста, по оценкам МВФ и нашим предположениям, для США будет период до конца текущего десятилетия, поскольку в США накопился существенный объем отложенного потребительского и инвестиционного спроса за период кризиса. До конца текущего десятилетия риски, связанные с долгосрочными бюджетными проблемами, едва ли реализуются, наконец, американский рынок труда

¹²⁷ Прогноз экономики исходит из того же деления на регионы, которое в дальнейшем используется для энергетического прогнозирования. Данное деление мира на регионы достаточно прозрачно и понятно, из возможных спорных моментов стоит лишь заранее оговорить, что мы рассматриваем Мексику вместе с Северной Америкой в силу тесноты экономических связей; Южную Корею относим к развитым странам Азии вслед за МВФ и ОЭСР, а Турцию относим к Европе в соответствии с принятой в экономических исследованиях практикой.

продемонстрировал свою относительную гибкость в кризис, что привело к снижению номинальных издержек на труд до тех уровней, при которых возвращение ряда относительно технологичных производств в США выглядит экономически целесообразным. Этот промышленный «ренессанс» окажет существенную поддержку росту.

Мы предполагаем, что власти в этот раз справятся с финансовыми шоками (при мягком регулировании), но это не поможет США поддерживать столь высокие темпы роста после 2020 г. Здесь в силу вступят и внешние факторы, а именно предполагаемые спады в развивающихся странах (примерно 2021–2025 и 2031–2035 гг.), а также внутренние факторы дисбалансов бюджетно-налоговой политики. В следующем десятилетии и далее на фоне высокого уровня госдолга и нерешенных вопросов долгосрочной бюджетной стабильности США не смогут занимать средства на мировом рынке по очень низким ставкам. Это окажет повышательное давление на общий уровень процентных ставок в стране и негативное влияние на характер инвестиционных процессов. Таким образом, к 2030 г. средние темпы роста американской экономики, по нашему мнению, снизятся примерно до 2 %, а к середине века — до 1,5 %. Так как население во всех трех крупнейших странах региона на горизонте прогноза устойчиво растет (мы используем средний вариант долгосрочного прогноза ООН, согласно которому в 2040 г. население США, Мексики и Канады, вместе взятых, превысит 570 млн чел.), темпы роста ВВП на душу в среднем оказываются чуть ниже, нежели темпы роста ВВП. После 2020 г. ни в одной из трех стран они не будут превышать в среднем 2 %. Тем не менее даже в этом случае ВВП на душу в США (в долл. 2005 г.) достигнет к 2040 г. почти 90 тыс. (см. рис. 3.6). Сложно представить, как устроены потребительские предпочтения, а также характер спроса при подобном уровне ВВП на душу в стране с населением в почти 400 млн человек. Мексика при подобном росте ВВП и населения достигнет к 2040 г. уровня ВВП на душу в 35 тыс. долл., это сопоставимо с нынешним уровнем благосостояния в странах Западной Европы.

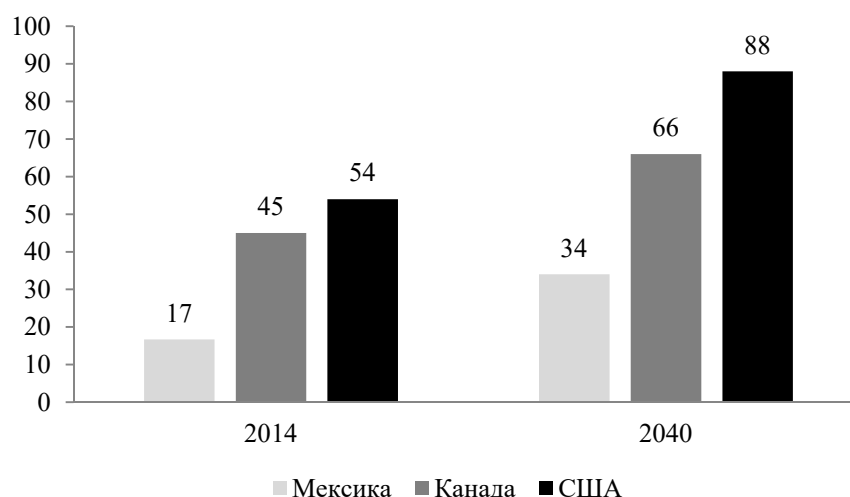


Рис. 3.6 — ВВП на душу в ключевых странах региона Северная Америка, тыс. долл. США, по ППС 2005 г., в 2014 г. и прогноз на 2040 г.

Источник: расчеты авторов

Регион Южной и Латинской Америки традиционно характеризуется существенной неоднородностью по уровню благосостояния и экономического развития. Передовые экономики региона (это сугубо относительная характеристика в данном случае) — Аргентина, Чили и Уругвай — по уровню ВВП на душу (16–19 тыс. долл. — рис. 3.7) не сильно отличаются, например, от России, в то время как даже в Южной Америке есть крупные экономики вроде Боливии и Парагвая, где уровень ВВП на душу примерно в три раза ниже (не говоря уже о странах Карибского бассейна). В методологическом контексте данного прогноза это значит, что целый ряд стран региона на горизонте прогноза может достичь опасных для поддержания роста средних уровней благосостояния. Среди трех крупнейших экономик региона: Бразилии, Аргентины и Колумбии — первая и третья как раз попадают в подобную категорию. Как обсуждалось выше, мы считаем, что попадания в ловушку среднего уровня благосостояния не избежать. Особенность здесь состоит лишь в том, что в Латинской Америке выявленные закономерности носят несколько специфический характер и, по нашим предположениям, критические для поддержания роста уровни благосостояния чуть смещены и находятся ближе к 20 тыс. долл. ВВП на душу населения. Этот тяжелый период наступит в районе 2030–2035 гг.

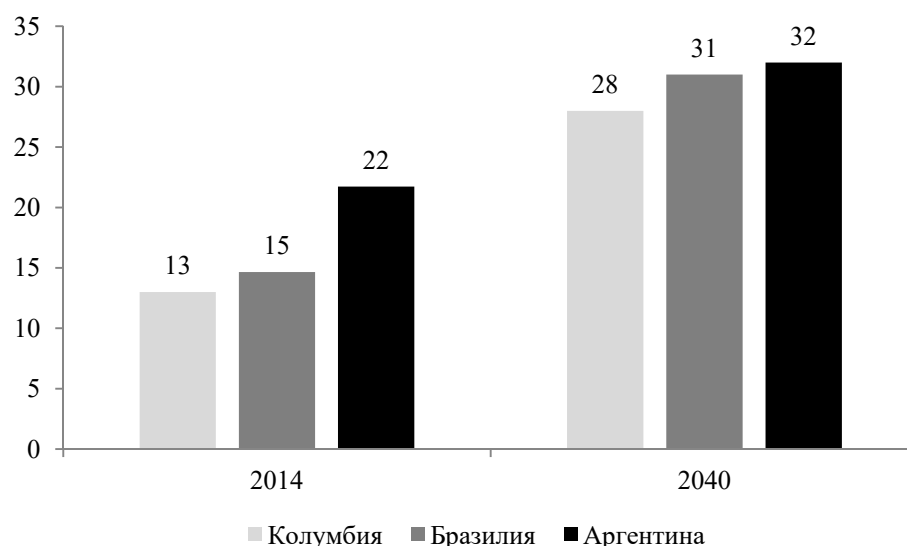


Рис. 3.7 — ВВП на душу в ключевых странах региона Южной и Латинской Америки, тыс. долл. США, по ППС 2005 г., в 2014 г. и прогноз на 2040 г.

Источник: расчеты авторов

В ближайшее десятилетие рост экономик региона будет, по нашим оценкам, достаточно быстрым, соразмерно их статусу стран с относительно невысоким уровнем благосостояния и возможностями активного поступательного роста. Свою роль сыграет и позитивный эффект экономического бума в США в 2016–2020 гг. Негативное влияние на регион будет оказывать Аргентина, где рост резко замедлится в следующем пятилетии как раз таки по достижении уровня ВВП на душу в 20 тыс. долл. В аналогичную ловушку угодят и Бразилия с Колумбией к 2030–2035 гг., но здесь замедление будет не столь резким, прежде всего потому, что и между 2020 и 2030 г. рост в этих странах будет постепенно замедляться. В силу относительно небыстрого роста ВВП и активного прироста населения (к 2040 г. население региона превысит 600 млн чел., по средним темпам роста численности населения за весь период Южная Америка будет чуть впереди Северной) темпы роста благосостояния населения в Латинской Америке не будут высокими после 2020 г. Надежды на то, что Латинская Америка наконец выйдет на траекторию быстрого устойчивого роста благосостояния, скорее всего, не оправдаются. Хорошие институты и грамотная политика останутся уделом всего нескольких стран, и эти характеристики не распространятся на весь регион.

Прогнозирование экономического роста в Европе в настоящее время возможно лишь с одной стандартной, но в данном случае чрезвычайно существенной оговоркой: экономическая политика властей будет оставаться разумной. События последних пяти лет это далеко не гарантируют. Более того, мы видим серьезные различия в риторике представителей экономических властей разных стран даже насчет видения целевого

образа европейской экономики (речь идет прежде всего о еврозоне). Так, страны ядра еврозоны продолжают аргументировать политики, направленные, скорее, на извлечение собственных выгод, нежели способствующие быстрому восстановлению региона в целом. Все это, определенно, не будет стимулировать общее сближение стран еврозоны по уровню благосостояния на горизонте прогноза.

Период активного посткризисного восстановления европейской экономики и реализации отложенного спроса придется, по нашим оценкам, на 2016–2020 гг. В эти годы экономика Европы¹²⁸ будет расти со средним темпом свыше 2 % в год. Едва ли активное восстановление начнется раньше, так как экономики стран Южной Европы начнут расти не ранее 2014–2015 гг. Среди лидеров роста в 2016–2020 гг. будут страны Центральной и Восточной Европы (ЦВЕ), они же будут расти быстрее и в дальнейшем вследствие более низких стартовых уровней благосостояния и дальнейшего выравнивания институциональной среды в ЕС. Что касается крупнейших экономик региона — Германии, Франции и Великобритании, то здесь характер роста будет несколько различным. Германия испытает на себе эффект замедления в Азии в 2021–2025 гг. и в дальнейшем будет расти медленнее, нежели Франция, получающая выгоды от миграционной политики в виде расширения возможностей экстенсивного роста. Однако обе страны испытают на себе тяжести нахождения в еврозоне, а Великобритания, напротив, сможет на этом фоне нарастить конкурентные преимущества мирового финансового центра и будет расти почти на процентный пункт в год быстрее. Естественно, мы в данном случае предполагаем, что регулирование со стороны ЕС не будет этому препятствовать.

Сложности развития еврозоны индуцируют специфическое свойство долгосрочной динамики региона. Как уже было сказано выше, глубокий кризис в периферийных странах монетарного союза не позволяет говорить о сближении стран внутри еврозоны по уровню благосостояния в ближайшие десятилетия. Это свойство появляется только на отдаленных горизонтах 2040 г. В то же время если мы сравниваем динамику экономик еврозоны и прочих стран ЕС-28, не входящих в еврозону, то здесь разница в темпах роста более чем существенна. По нашим оценкам, среднегодовые темпы роста ВВП в еврозоне составят примерно 1,3 и 1,0 % до 2035 г. и в период 2035–2040 гг. соответственно. Аналогичные темпы в прочих странах ЕС-28 будут на 0,7–0,8 п. п. выше. Естественно, подобная разница в темпах роста будет приводить к конвергенции стран еврозоны и прочих стран ЕС в целом по уровню благосостояния. Если сейчас подушевые ВВП составляют

¹²⁸ Под Европой здесь понимается весь регион, а именно ЕС-28, балканские страны, а также Исландия, Норвегия, Швейцария и Турция.

38 и 30 тыс. долл. в еврозоне и ЕС-28 соответственно, то к 2040 г., по нашим оценкам, они сравняются на уровне 58 тыс. долл.

Подобная конвергенция во многом основана на опережающем росте Великобритании и стран ЦВЕ. В терминах подушевого роста Великобритания будет лидером среди крупнейших экономик региона на всем горизонте прогноза. По уровню ВВП на душу населения Великобритания догонит Германию примерно через два десятилетия (см. рис. 3.8). Германия, в свою очередь, будет наращивать благосостояние с более высоким темпом, нежели темп роста ВВП, так как население страны к 2040 г. снизится примерно на 5 млн человек. Во Франции же, напротив, население на сопоставимую величину увеличится (согласно среднему варианту прогноза ООН, который мы используем, население Франции будет незначительно меньше населения Германии к концу горизонта нашего прогноза), что нивелирует разницу в темпах роста ВВП по отношению к Германии с точки зрения благосостояния населения. К 2040 г. нынешний разрыв в подушевом ВВП между крупнейшими континентальными западноевропейскими экономиками только увеличится. Не стоит при этом упускать из виду Турцию, где уровень подушевого ВВП к 2040 г., по нашему мнению, превысит 40 тыс. долл. (на схожем уровне будут находиться, например, Румыния и Венгрия), и это будет страна с почти 100-млн населением и уникальным во многих смыслах географическим положением. Таким образом, даже в европейских границах мы говорим об активном смещении центра роста благосостояния на восток.

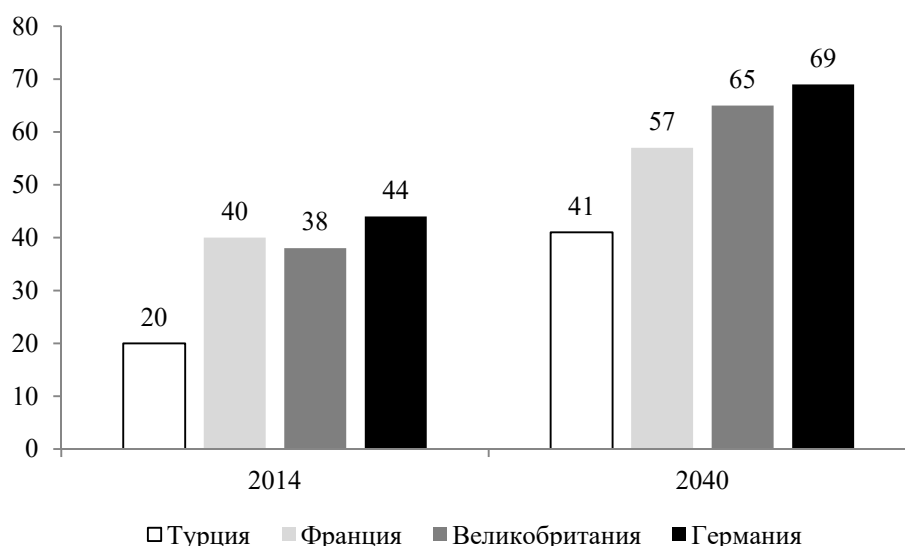


Рис. 3.8 — ВВП на душу в ключевых странах Европы, тыс. долл. США, по ППС 2005 г., в 2014 г. и прогноз на 2040 г.

Источник: расчеты авторов

В отношении прогноза развития экономики России мы полностью ориентируемся на прогноз развития российской экономики, подготовленный МЭР РФ, в его среднем варианте до 2030 г. До 2040 г. мы продляем прогноз МЭР согласно собственным представлениям о последующем развитии российской экономики и текущему консенсус-прогнозу от международных организаций. Здесь стоит еще раз отметить, что средний вариант прогноза МЭР для России до 2030 г. существенно выше (в терминах средних темпов роста ВВП), нежели текущий консенсус-прогноз, на который мы изначально ориентировались для прочих регионов. После 2030 г. наш прогноз постепенно сближается с консенсусом. Таким образом, мы сообразно оптимистичнее смотрим и на динамику соседних с Россией стран, тесно зависящих от состояния российской экономики, в ближайшие несколько десятилетий.

В количественном плане это значит, что средние темпы роста российской экономики до 2040 г. будут относительно стабильны — на уровне 3–3,5 % в год, после чего достаточно резко снизятся к концу прогнозного периода до 2 % на фоне обширных проблем в развивающихся азиатских странах (Россия в тот момент уже не будет относиться к развивающимся экономикам). Если бы мы ориентировались на консенсус-прогноз, то речь шла бы об устойчивом снижении средних темпов роста российской экономики с уровня 2010–2012 гг. (4 % в год в среднем) вплоть до 2040 г. Какой за этим стоит экономический смысл? И мы, вслед за МЭР, и прочие прогнозисты, по сути, предполагаем, что безболезненно ловушку среднего уровня благосостояния Россия не пройдет. Вероятно, последнее замедление роста с этим частично связано. Однако, в отличие от международных экспертов, мы видим в России возможности как минимум избежать катастрофических сценариев замедления. Средний вариант прогноза МЭР РФ — это гипотеза о том, что «худшее позади», и с нынешнего, относительно депрессивного уровня Россия будет, пусть и не очень быстро, но ускоряться. Схожей, к слову, будет динамика роста до 2040 г. и в Белоруссии, чья экономика становится все более и более зависимой от российской. Конечно, последнее предположение верно, только если в стране не произойдет слишком серьезных политических потрясений.

Обоснования факторов, стоящих за прогнозом развития российской экономики, были не раз представлены МЭР РФ. Остановимся здесь лишь на нескольких критичных для его понимания индикаторах. Одно из важных условий реализации подобного прогноза — незначительное снижение цен на нефть на мировом рынке до 2016 г. с последующим столь же незначительным ростом (схожую динамику должны демонстрировать и экспортные цены на газ). Это в целом соответствует нашим гипотезам для остальных стран. В период плавного снижения нефтяных цен и, соответственно,

снижения профицита текущего счета платежного баланса (вплоть до возникновения дефицита в 2015 г.) темпы укрепления реального курса рубля несколько ослабнут, но после 2020 г. вновь увеличатся, отражая сохраняющийся инфляционный дифференциал на фоне более быстрого роста российской экономики. Естественно, инфляционный дифференциал исчезнет вслед за замедлением российской экономики после 2030 г., и к концу прогнозного периода реальный курс рубля будет изменяться незначительно. Реальные доходы населения в этих условиях будут увеличиваться в среднем более чем на 4 % в год до 2026–2030 гг., после чего темпы их прироста будут устойчиво снижаться (до 1,5 % в конце горизонта прогноза) вслед за снижением темпов роста производительности труда, отражающим полноправный переход России через несколько десятилетий в статус развитой страны.

Для реализации подобного сценария, правда, нужно еще одно немаловажное условие — существенное улучшение состояния счета операций с капиталом и финансовыми инструментами платежного баланса, проще говоря — прекращение оттока капитала. МЭР РФ предполагает, что в 2016–2030 гг. чистый приток частного капитала будет держаться в диапазоне 0,5–2,0 % ВВП в год. Мы сообразно продляем эту тенденцию до 2040 г. Естественно, ключевым условием возникновения устойчивого притока капитала является всестороннее улучшение институциональных характеристик российской экономики, причем в ближайшее пятилетие.

В регионе, который мы называем Развита́й Азией, всего четыре страны: Австралия, Новая Зеландия, Япония и Южная Корея. Доля региона в мировой экономике тем не менее близка к 9 % — примерно в три раза больше, нежели вклад в мировую экономику России в настоящее время. Оставляя Новую Зеландию за скобками, как мало влияющую на мировые экономические тенденции страну, посмотрим на прогнозируемую динамику экономик прочих трех стран.

Япония — две трети экономики всего региона — продолжит в обозримой перспективе демонстрировать относительно медленный рост ВВП. Даже ускорение мировой экономики в период 2016–2020 гг. обойдет Японию стороной. Средние темпы роста в ближайшее десятилетие будут близки к 1 %, после чего начнут снижаться на фоне кризиса в Китае, и стагнация японской экономики вновь станет реальностью. Правда, стоит отметить, что на фоне снижения населения благосостояние населения будет расти более высоким темпом, нежели ВВП, — в среднем выше 1 % в год на всем горизонте прогноза. Сокращение численности населения принесет и нематериальные выгоды стране с одной из самых высоких плотностей населения. При уровне ВВП на душу в 54 тыс. долларов в 2040 г. Япония сохранит статус экономики с высоким уровнем человеческого капитала и

как минимум регионального (что почти наверняка означает и глобального) центра инноваций, хотя и начнет существенно проигрывать по подушевому ВВП прочим развитым странам региона (рис. 3.9).

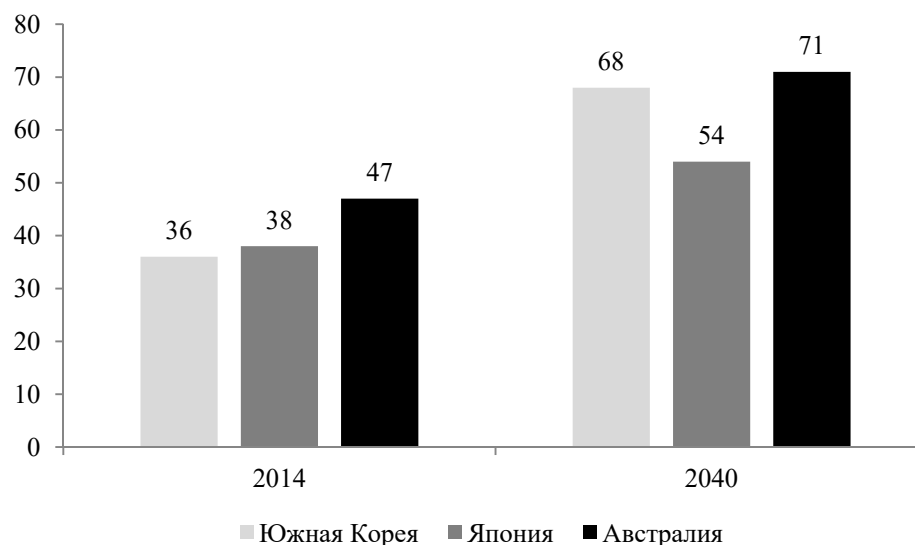


Рис. 3.9 — ВВП на душу в ключевых странах региона Развитая Азия, тыс. долл. США, по ППС 2005 г., в 2014 г. и прогноз на 2040 г.

Источник: расчеты авторов

Развивающаяся Азия уже по праву может считаться ключевым регионом мировой экономики, а к концу прогнозного периода оспаривать это утверждение будет едва ли возможно — доля региона в мировом ВВП, напомним, вырастет до более чем 46 % к 2040 г. В данном пункте мы подробнее демонстрируем прогнозную динамику трех крупнейших экономик региона — Индии, Индонезии и Китая, но стоит понимать, что и оставшиеся страны региона — это почти 8 % мировой экономики в 2040 г.

Для региона развивающейся Азии в целом самые высокие темпы роста агрегированного ВВП, по-видимому, остались в прошлом. Более чем 8%-ный рост ВВП повторить на горизонте прогноза региону не удастся. Но это едва ли важно при условии, что в ближайшее десятилетие регион будет расти с темпом около 6 % в год, а после 2020 г. — около 4–5 % в год вплоть до 2035 г., и только затем темпы роста резко снизятся вследствие попадания развивающихся азиатских стран с ныне низким уровнем дохода (это Индия, Индонезия, Филиппины и Вьетнам) в ловушку среднего уровня благосостояния. При этом, что существенно, крупнейшие страны региона почти на всем горизонте прогноза будут основными локомотивами ее экономики, что будет способствовать большей дифференциации стран внутри региона по уровню благосостояния. Гипотетически это может ускорить региональную миграцию.

Китай, центральное место всех долгосрочных прогнозов в настоящее время, попадет в ловушку среднего уровня благосостояния в районе 2021–2025 гг. Резкое замедление роста в Китае в начале следующего десятилетия приведет к тому, что темпы роста экономики страны к 2030-м годам окажутся ниже, нежели в двух других крупных экономиках региона — Индии и Индонезии (см. рис. 3.10). Это значимая характеристика сама по себе, поскольку с начала 80-х годов прошлого века Китай в среднем рос существенно быстрее соседей. Хотя стоит понимать, что когда мы говорим о замедлении китайской экономики, речь все равно идет о темпах роста свыше 4 %. Более низкие темпы роста китайской экономики могут наблюдаться только после 2035 г. И хотя Китай формально будет подбираться к 40 тыс. долл. ВВП на душу в это время, вопрос дальнейших источников роста встанет всерьез и перед ним — это будет время, когда внутренний рынок уже до предела насыщен, а инновации в стране все еще скорее потребляются, нежели производятся. Другими словами, именно через три десятилетия, по нашим оценкам, Китай подойдет к той развилке, после которой он либо станет «новым США» в экономическом смысле (развитой страной с опережающими остальную мир темпами технологических инноваций), либо испытает серьезные трудности с поддержанием даже 2%-го роста. Пока последнее видится более вероятным.

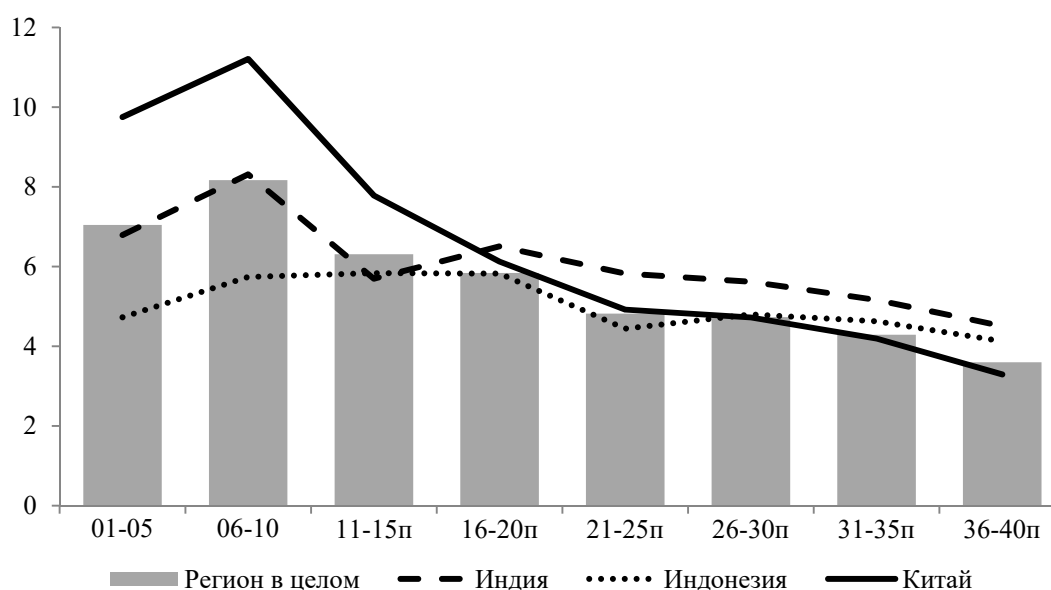


Рис. 3.10 — Среднегодовые темпы прироста ВВП, %, в развивающихся странах Азии и крупнейших странах региона до 2040 г. по пятилетиям

Источник: расчеты АЦ РФ

Динамика темпов роста экономик Индии и Индонезии будет в целом схожа с китайской вплоть до 2031–2035 гг., но более низкие уровни благосостояния и возможности ускоренного экстенсивного роста позволят по крайней мере Индии и впоследствии Индонезии расти на 0,5–1 п. п. быстрее, нежели Китай. К концу

прогнозного периода, уже после возможного кризиса среднего уровня благосостояния в Индии и Индонезии, эта разница может вырасти до 2 п. п. (см. рис. 3.10 и 3.11). Вьетнам, Филиппины, Малайзия и Тайланд также будут расти со средними темпами в диапазоне 3,5–5 % вплоть до 2036–2040 гг. и станут важнейшими региональными экономическими центрами, однако после 2040 г. темпы роста в этих странах могут сократиться почти вдвое, так как все страны региона испытают серьезное негативное влияние от прогнозируемой остановки роста в быстроразвивающихся странах региона.

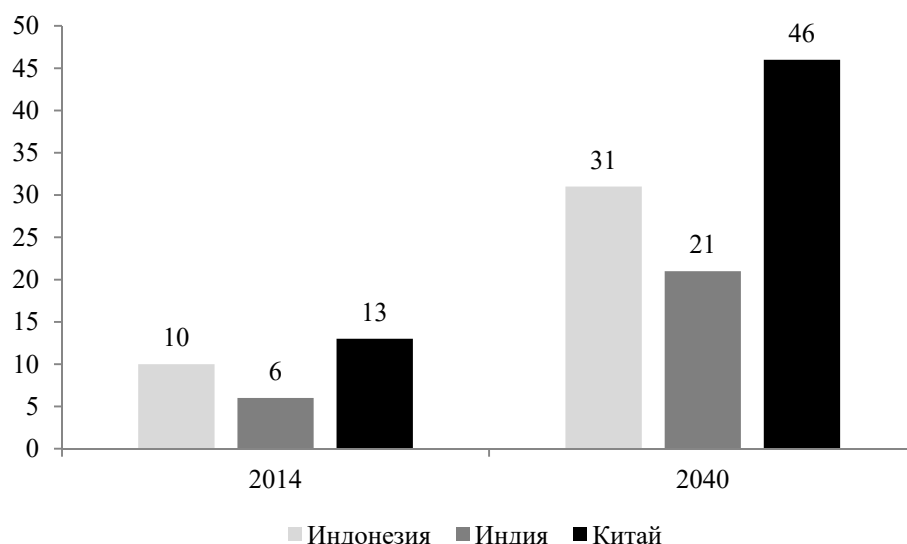


Рис. 3.11 — ВВП на душу в ключевых странах региона Развивающаяся Азия, тыс. долл. США, по ППС 2005 г., в 2014 г. и прогноз на 2040 г.

Источник: расчеты АЦ РФ

Тенденции экономического развития специфического ближневосточного региона предсказывать одновременно легко и сложно. При оговорках, что энергетические рынки будут инерционно стабильны, бюджетные политики в странах — экспортерах сырья разумны, а политические потрясения обойдут регион стороной, задача не выглядит трудной. Но вероятность реализации подобного сценария, увы, невелика. Тем не менее любой другой конкретный сценарий рискует выглядеть плохо обоснованной фантазией, поэтому мы демонстрируем именно инерционный и сбалансированный с прочими региональными прогнозами, пусть и маловероятный сценарий.

В ближневосточном регионе в настоящее время есть две доминантные по размеру экономики: Иран и Саудовская Аравия, которые и будут определять его динамику в ближайшие два десятилетия, пока иракская экономика не вырастет до сопоставимых с иранской размеров (после 2040 г. размеры этих двух экономик будут в целом сопоставимы). Иран — это одна из тех экономик, которые попали в ловушку среднего уровня благосостояния. После 5–6%-го роста в предкризисный период темпы роста

в Иране снизились до менее чем 2 % по достижении уровня благосостояния в 13 тыс. долл. Выбраться из этой ловушки Ирану будет сложно, почти на всем горизонте прогноза темпы роста ВВП будут в среднем близки все к тем же 2 %, а в последней декаде снизятся до 1,5 %. Это на 1–2 п. п. ниже, нежели в ближневосточном регионе в целом. Хорошей лакмусовой бумажкой для регионального роста будет Саудовская Аравия, рост которой при рассматриваемом инерционном сценарии слабоотличим от среднерегионального. Израиль — другая, скорее уже политическая доминанта региона — будет расти примерно на 0,5–1 п. п. медленнее, нежели Саудовская Аравия, но при нынешних более чем 35 тыс. долл. ВВП на душу это вполне существенный рост (рис. 3.12). Наконец, на горизонте прогноза существенно возрастет, как уже было сказано, экономическая роль Ирака. Темпы роста иракской экономики будут в среднем превышать, по нашим оценкам, 6 % вплоть до конца следующего десятилетия. За это время вес Ирака в экономике региона вырастет с 7 до 15 %. После 2030 г. темпы роста иракской экономики сократятся до уровней, близких к среднерегиональным (что вызовет и замедление темпов роста всего региона на 0,5 п. п. в год в среднем), и по своей динамике экономика Ирака будет близка к экономике Саудовской Аравии.

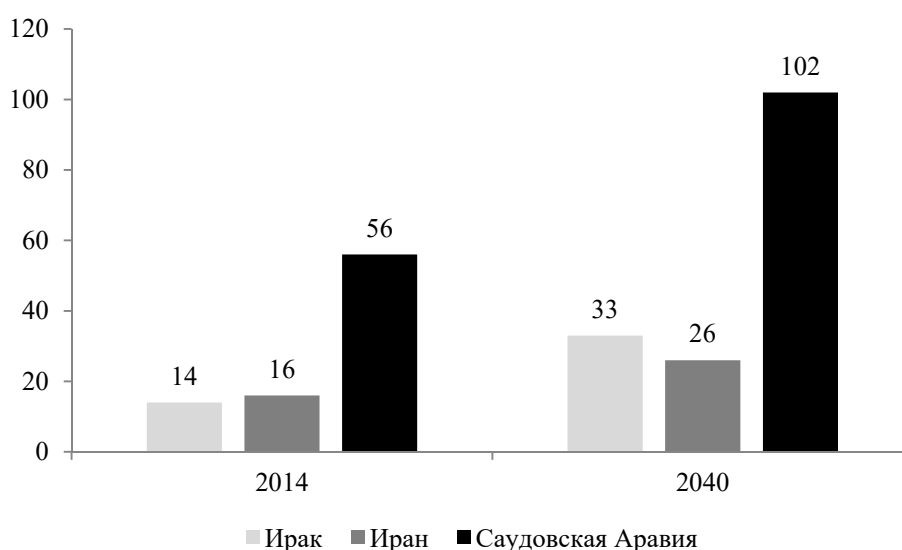


Рис. 3.12— ВВП на душу в ключевых странах региона Ближний Восток, тыс. долл. США, по ППС 2005 г., в 2014 г. и прогноз на 2040 г.

Источник: расчеты авторов

Прогнозирование развития африканских экономик еще менее надежно, нежели прогнозирование роста на Ближнем Востоке. Если в последнем ясны хотя бы ключевые группы интересов, но непонятно, в какой момент и вследствие чего одна из них станет доминирующей, то во многих африканских странах влиятельные группы интересов образуются, казалось бы, из ничего и так же быстро исчезают. Поэтому в отношении

наших прогнозов по Африке справедливы все те же оговорки, что и в отношении Ближнего Востока (плюс доступность внешних и относительно недорогих инвестиционных ресурсов в отсутствии собственных), но риски отклонения экономик от прогнозов еще выше.

Вес всего африканского региона в мировой экономике сейчас не превышает 4 %, но к 2035 г. он вырастет до более чем 7 % на фоне стабильно превышающего 5 % среднерегионального годового роста ВВП вплоть до 2040 г. Африка демонстрирует, по нашему мнению, относительную устойчивость шокам, которые могут распространяться по мировой экономике после кризиса в Китае, и пик роста на горизонте прогноза придется именно на 2021–2025 гг. Это связано во многом с тем, что уровни развития африканских экономик чрезвычайно низки и привычные факторы передачи циклов для них не столь важны — в ближайшие десятилетия мы имеем дело с чистым экстенсивным ростом в Африке.

Энергетическая политика государств и изменения в регулировании энергетического сектора

Учет изменений в регулировании энергетического сектора, которые могут оказывать ощутимое влияние на результаты прогнозирования его развития, представляет собой вызов для разработчиков прогнозов. Реализация законодательных инициатив связана с большой неопределенностью. Объявленные инициативы могут быть изменены в ходе обсуждений, принятые законы скорректированы или даже отменены при смене политического курса или изменении внешней ситуации. Более того, реформы могут не достигать заявленных целей и иметь непредвиденные эффекты.

Законодательные изменения в энергетическом секторе происходят постоянно — на разном уровне, в отношении различных отраслей энергетики и направлений политики и, конечно, в разном масштабе и на различную временную перспективу. Инкрементные изменения, такие как корректировка ставок налогообложения в нефтегазовом секторе отдельно взятой страны, вероятно, не будут иметь большого значения для мировой энергетики в долгосрочном периоде, в отличие от достижения глобального климатического соглашения. Инкрементными изменениями в большинстве случаев можно пренебречь и в целом их можно предугадать, так как они являются лишь незначительными отклонениями от текущей политики. Тем не менее у них есть свойство накапливаться. Определение общих трендов изменений на долгосрочную перспективу становится непростой задачей, которую и пытаются решить разработчики прогнозов при формулировании базовой предпосылки относительно энергетической политики.

Во-первых, следует выбрать, какие тренды отслеживать, то есть ответить на вопрос, изменение каких правил окажет наибольшее влияние на прогнозируемые параметры. Изменения в регулировании энергетического сектора происходят на уровне мира в целом, на региональном уровне (как на уровне региональных объединений, так и, возможно, на уровне «энергетических» регионов, выделенных для целей прогнозирования), на национальном уровне, на субрегиональном уровне внутри стран. Для долгосрочных прогнозов развития мирового энергетического сектора приоритетны изменения глобального регулирования, но они достаточно редки и часто носят рамочный характер, так как требуют достижения масштабных договоренностей или скоординированных действий большого количества независимых участников с несовпадающими интересами. Изменения на национальном уровне могут быть недостаточно заметными в масштабе мира, но здесь важны инициативы стран-лидеров — по потреблению, по производству, по вовлеченности во внешнюю торговлю энергоносителями, причем как текущие (как Китай для потребления энергии), так и потенциальные (как Бразилия — для нефтегазодобычи). Региональные договоренности и соглашения являются промежуточным вариантом.

Применительно к отраслевому распределению можно использовать традиционное выделение следующих отраслей: нефть (жидкое топливо), газ, нефтегазопереработка, уголь (твердое топливо), электроэнергетика, атомная энергия, возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Применительно к направлениям политики, формирующим регулирование энергетического сектора, согласие отсутствует, но в предпосылках энергетических прогнозов чаще всего приведены меры по отдельным направлениям. В числе таких направлений можно отметить климатическую политику, социальную, научно-техническую, инвестиционную, конкурентную, промышленную, бюджетно-налоговую, ценовую, внешнеторговую, экологическую и политику охраны здоровья, а также политику энергетической безопасности и т. д.

Представленное деление весьма условно. Эти направления можно рассматривать в качестве самостоятельных направлений, в частности научно-техническую, климатическую, социальную, инвестиционную, конкурентную и промышленную политику, которые оказывают влияние на энергетический сектор. Меры бюджетно-налоговой, ценовой, внешнеторговой политики и политики охраны труда выступают, скорее, как инструменты реализации энергетической политики. Одна и та же законодательная инициатива может затрагивать более одного направления. Значимость направлений и их релевантность могут меняться от отрасли к отрасли, от целей прогноза,

от уровня анализа (в том числе от страны к стране). Оно приводится для иллюстрации широты возможностей отслеживания изменений в энергетическом секторе (Таблица 3.8):

Таблица 3.8 Возможные приоритеты для отслеживания законодательных изменений в энергетическом секторе по отраслям и направлениям политики

	Нефть	Газ	Нефтегазо-переработка	Уголь	Электро-энергетика	Атомная энергия	ВИЭ
Политика энергетической безопасности	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Научно-техническая политика						✓	✓
Климатическая политика				✓			✓
Социальная политика	✓	✓			✓		
Инвестиционная политика	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Конкурентная политика							
Промышленная политика						✓	✓
Внешнеторговая политика	✓	✓					
Политика охраны здоровья				✓		✓	
Бюджетно-налоговая политика							
Ценовая политика							

Примечание: «✓» означает, что направление политики имеет для развития отрасли повышенное значение.

Повышение энергетической безопасности касается всех отраслей топливно-энергетического комплекса — речь идет о формировании оптимального энергетического баланса с учетом ценовых ограничений и национальных ценностей. От хода научно-технического прогресса в наибольшей степени зависит масштаб и скорость распространения ВИЭ и атомной энергии. Для этих отраслей также принципиально наличие программ государственной поддержки в рамках промышленной политики, без которой их развитие может быть затруднено. Значение конкурентной политики во многом отражает ситуацию и намерения отдельных стран. Климатическая политика затрагивает, в первую очередь, ВИЭ как наиболее экологически чистые источники энергии и уголь как наименее. В свете социальной политики в энергетическом секторе развивающихся стран распространено субсидирование потребления нефти, газа и электроэнергии. Политика охраны здоровья направлена на отрасли с повышенными рисками для безопасности занятых — угольную отрасль и атомную энергетику. Внешнеторговая политика влияет на отрасли, максимально широко представленные на региональных и мировых рынках, преимущественно нефть и газ.

Во-вторых, следует определить предпочтительный способ включения изменений в регулировании в прогноз развития энергетического сектора. Обычно альтернативные

прогнозы расходятся в предпосылках об экономическом росте при неизменной предпосылке о регулировании энергетического сектора. Если одновременно рассматривать различные возможности для развития энергетического регулирования (как и изменения в других базовых предпосылках), количество альтернативных прогнозов возрастет в несколько раз. В зависимости от целей прогноза интерес могут представлять изменения в конкретных отраслях, направлениях политики или регионах — тогда для них создается дополнительный сценарий, позволяющий проследить их влияние на интересующие разработчиков параметры.

В самом простом случае прогноз или сценарий может быть нейтрален к изменениям в энергетической политике, то есть опираться на действующее законодательство. Далее он может включать объявленные, но еще не утвержденные инициативы. В прогнозе могут быть учтены потенциальные изменения в энергетическом законодательстве, обусловленные прогнозируемыми трендами потребления и производства энергии. И наконец, прогноз может предполагать максимальную степень разработки и внедрения каких-либо направлений энергетической политики, например климатической. Включение всех вышеперечисленных направлений затруднено в связи с их пересечениями и возникновением множества альтернатив.

Выбор того или иного направления энергетической политики для включения в прогнозный анализ обусловлен позициями стран, в интересах которых делается прогноз, на энергетической карте мира. Страны — импортеры энергоресурсов, в которых энергетическое прогнозирование к настоящему моменту получило наибольшее распространение (большинство развитых стран Запада), сосредоточены на оптимизации энергопотребления и сокращении дорогостоящего импорта. В этой связи акцент в западных прогнозах сделан на учете научно-технического (преимущественно продвижения энергоэффективных технологий) и конкурентного направлений, политике энергетической безопасности, а также поддержке отрасли ВИЭ. Другим важным для Запада направлением является климатическая политика. Страны-экспортеры учитывают приоритеты стран-импортеров, так как последние определяют спрос на энергетические ресурсы на внешних рынках, но для них не менее важны законодательные инициативы основных конкурентов, которые могут повлиять на их конкурентные позиции (инвестиционная, промышленная политика), а на глобальном уровне — внешнеторговое регулирование, например создание преференциальных условий для «зеленых» товаров.

В энергетическом регулировании могут наблюдаться «революционные» изменения. В качестве примера можно привести коренной и непредвиденный пересмотр существующих правил, который имел место в 2011–2012 гг. в области атомной энергетики

в результате аварии на японской АЭС «Фукусима». В долгосрочных прогнозах их учесть практически невозможно (это случайные шоки), так же как возникновение и быстрое распространение новых технологий или рост геополитической напряженности и конфликтов в ключевых нефтегазодобывающих странах. Вместе с тем такие изменения обуславливают необходимость корректировки прогнозов.

В последние несколько лет в глобальном регулировании энергетического сектора «революционных изменений» не произошло¹²⁹. В целом оно продолжило развиваться в рамках тенденций, наметившихся ранее.

В качестве ключевых тенденций можно отметить стремление к увеличению прозрачности добывающего сектора; дальнейшее распространение климатических инициатив и продвижение энергоэффективности; развитие законодательства о добыче нетрадиционных углеводородов.

Увеличение прозрачности добывающего сектора

С начала 2000-х годов приходит все большее понимание необходимости увеличения прозрачности добывающего сектора. Она способствует его стабильности, предсказуемости и эффективности, а в более частном порядке — повышению инвестиционной привлекательности и снижению коррупционной составляющей, что особенно актуально для развивающихся стран, богатых природными ресурсами и со слабой институциональной средой. Здесь можно выделить как развитие глобального регулирования, так и усилия на национальном уровне.

В 2002 г. была создана «Инициатива для прозрачности добывающих отраслей» (ИПДО), состоящая во внедрении стандартов раскрытия информации для компаний энергетического сектора и правительств стран, принимающих инвестиции, а также в процедуре независимой оценки полученной информации. ИПДО была поддержана «Группой восьми», и по состоянию на 2015 г. 31 добывающая страна (преимущественно развивающаяся) полностью соответствует стандартам ИПДО; еще 17 стран находятся на этапе внедрения стандартов.

На национальном уровне наибольшую активность в увеличении прозрачности добывающих отраслей проявляют США, ЕС и Канада. В США правила о раскрытии информации о выплатах компаний (публичных корпораций) правительствам добывающих стран (опирающиеся на закон Додда — Франка о реформе регулирования финансовых рынков от 2010 г.) были представлены Комиссией по ценным бумагам США в 2012 г. Тем

¹²⁹ Принимая во внимание масштаб изменений, происходящих в энергетическом секторе, в данном обзоре приведены наиболее заметные и значимые тенденции, с точки зрения авторов и с позиции страны, экспортирующей энергоносители. Развитие российского энергетического законодательства в обзоре специально не затрагивается.

не менее они до сих пор не приняты: в связи с протестом от Американского института нефти, представляющего интересы компаний отрасли, и поддержавшим его судом Федерального округа Колумбия комиссия вернулась к работе над правилами. В ЕС подобная инициатива была проведена через Европейский парламент в июне 2013 г. с одобрением Директивы ЕС по отчетности и прозрачности, развивающей предыдущее законодательство и требующей от крупных добывающих компаний раскрытия платежей. Внедрение Директивы ожидается в 2015 г. Канада приняла закон о мерах по обеспечению прозрачности добывающего сектора в декабре 2014 г.

Увеличение прозрачности добывающего сектора может положительно отразиться на результатах прогнозирования, улучшая качество доступной информации, но не должно привести к их значительным изменениям.

Распространение климатических инициатив и продвижение энергоэффективности

Климатическая политика в связи с угрозой изменения климата находится в центре внимания мировой общественности: ее мониторинг проводят несколько организаций, что позволяет получить более или менее полную картину происходящего. Страны мира продолжают подготовку к саммиту по вопросам климата ООН в 2015 г. в Париже, где должно быть достигнуто новое глобальное соглашение. В рамках подготовки разрабатываются определяемые на национальном уровне вклады в борьбу с изменением климата после 2020 г.

По некоторым оценкам, с 1997 г. количество климатических законов удваивалось каждые пять лет¹³⁰. В 2013 г. было принято 82 новые климатические инициативы, в 2014 г. — 46. При этом как минимум 8 стран мира в 2013 г. утвердили или значительно пересмотрели основополагающее законодательство в области защиты климата: Боливия, Сальвадор, Гватемала, Кения, Федеральные Штаты Микронезии, Мозамбик, Нигерия и Швейцария. Позитивные сдвиги в климатическом законодательстве были отмечены еще по крайней мере в 19 странах. Среди развитых стран значимым событием стала публикация «Климатического плана действия» в США. В 2014 г. существенные изменения также произошли в 8 странах: Болгарии, Дании, Германии, ЕС, Китае, Мозамбике, Словакии, Чили. Наблюдаемые изменения все больше ориентированы на координацию действий для достижения глобальной договоренности. В ноябре 2014 г. было заключено соглашение о совместных действиях в борьбе с изменением климата между крупнейшими мировыми эмитентами парниковых газов — США и Китаем, а в августе 2015 г. в климатической политике США произошел прорыв: администрация президента США

¹³⁰ The GLOBE Climate Legislation Study, 2015.

представила «План чистой энергетики», содержащий значимую цель по снижению выбросов парников газов для энергетического сектора.

Особо стоит выделить обновление климатической политики ЕС — мирового флагмана в этой области. В конце октября 2014 г. в ЕС были утверждены «Рамки энергетической и климатической политики — 2030», определяющие цели на 2030 г., в которых прослеживается стремление к большему учету экономических интересов и поддержке конкурентоспособности европейской промышленности. Предусмотрено, что по итогам климатического саммита в Париже климатическая политика ЕС может быть пересмотрена. Некоторые развитые страны, в числе которых Япония и Австралия, в последние годы, напротив, ослабили климатические ограничения: Япония в 2013 г. снизила цель по сокращению выбросов, Австралия в 2014 г. отменила углеродный налог.

Крупнейшие мировые банки развития и инвесторы стараются подчеркивать климатическую направленность в своих стратегиях. В июне 2013 г. Европейский инвестиционный банк (ЕИБ) утвердил новые руководящие принципы для стимулирования инвестиций в ВИЭ, энергоэффективность и связанные с ними исследования и разработки. В декабре 2013 г. о приоритете устойчивой энергетики объявил Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР), новая стратегия которого в секторе энергетики и природных ресурсов обозначила отказ от поддержки проектов угольных электростанций (кроме безальтернативных вариантов). Созвучное заявление сделал Всемирный банк в опубликованном в июле руководстве для энергетического сектора. Опираясь на «Климатический план действия», Министерство финансов США в октябре 2013 г. обновило руководящие принципы относительно принятия решений о финансировании угольных проектов международными организациями, требуя от них соответствия стандартам новых американских электростанций¹³¹. В мае 2015 г. о прекращении инвестиций в угольную промышленность заявил один из крупнейших суверенных фондов — Норвежский государственный фонд благосостояния.

Продвижение энергоэффективных технологий, которое способствует снижению энергопотребления и, соответственно, парниковых выбросов, тесно связано с климатической политикой и может быть объединено с ней в единый пакет законов, как, например, в «Оперативной программе энергоэффективности и защиты окружающей среды» (КЕНОР), которую в 2013 г. начала реализовывать Венгрия. База данных по политике энергетической эффективности Международного энергетического агентства (МЭА) сообщает, что в 2013 г. вступили в силу 42 различные инициативы, затрагивающие

¹³¹ Энергетическая бедность и энергетическая обеспеченность / Энергетический бюллетень Аналитического центра при Правительстве РФ № 10, 2014.

вопросы энергоэффективности. Практически они сосредоточены в Европейском регионе; исключение составляет несколько инициатив в Индии, США и Новой Зеландии. В 2014 г. МЭА насчитало 16 вступивших в силу инициатив по продвижению энергоэффективности; за первое полугодие 2015 г. — 5¹³². ЕС, согласно базе данных, остается центром развития политики энергоэффективности.

Распространение климатических инициатив и энергоэффективности будет способствовать дальнейшей оптимизации энергопотребления и сдерживанию роста выбросов парниковых газов. С точки зрения прогнозирования можно указать на активизацию климатической политики в развивающемся мире, особенно в странах Африки и Латинской Америки (в то время как продвижение мер энергоэффективности более характерно для развитых стран). Так как их вклад в мировое энергопотребление и выбросы парниковых газов относительно невелик (в совокупности около 10 % потребления энергии и 7 % мировых выбросов парниковых газов), учет этих изменений не должен привести к заметным корректировкам глобальных прогнозов, в отличие от результатов климатического саммита в Париже или решения Китая ограничить рост потребления угля. Дополнительные ограничения на финансирование угольных проектов потенциально могут сказаться на масштабах реализации угольных проектов, но, как показал европейский опыт последних лет, определяющим фактором остается ценовая конкуренция между энергетическими ресурсами: несмотря на амбициозные климатические цели, в ЕС наблюдался рост интереса к угольной генерации вследствие удешевления стоимости импорта угля.

Развитие законодательства о разведке и добыче нетрадиционных углеводородов

Сланцевая революция в США спровоцировала развитие специального законодательства в странах, обладающих перспективными запасами. Оно направлено, с одной стороны, на стимулирование разведки и добычи сланцевых месторождений, а с другой — на внедрение сопутствующих экологических ограничений.

Среди европейских стран, наряду с Польшей, наибольшие усилия для освоения сланцевых месторождений прикладывает Великобритания. В июле 2013 г. после проведения геологоразведки и резкого увеличения оценки запасов сланцевого газа в стране государство ввело налоговые льготы для компаний, добывающих сланцевый газ. Тогда же в Латинской Америке правительство Аргентины утвердило новый механизм стимулирования инвестиций в нефтегазовой отрасли (частично освобождающий от

¹³² База данных в области политики энергоэффективности МЭА
<http://www.iea.org/policiesandmeasures/energyefficiency/>

уплаты экспортных пошлин), направленный на привлечение инвестиций к разработке нетрадиционных запасов. В Африке продвижение сланцевого законодательства имело место в ЮАР и Алжире. Алжир в феврале 2013 г. определил законодательные рамки освоения сланцевых месторождений путем внесения изменений в закон об углеводородах, а в ЮАР в октябре были представлены предложения для регулирования применения технологии гидравлического разрыва пласта — в рамках поправок к закону о разработке минеральных и нефтегазовых ресурсов. Также ЮАР внедрила техническое регулирование разведки и добычи нефтегазовых ресурсов и вынесла на обсуждение проект закона о стимулировании и защите инвестиций.

В Азии в октябре были озвучены инициативы Китая и Индии. Правительство Китая опубликовало политику для отрасли сланцевого газа, которая провозглашает ее одной из стратегических отраслей развития и предполагает расширение финансовой поддержки государства (предоставление субсидий национальным производителям, налоговых льгот и т. д.)¹³³. Индия определила руководящие принципы для разведки и разработки месторождений сланцевого газа для национальных нефтегазовых компаний. При этом сами США в марте 2015 г. внедрили новые стандарты и правила использования гидравлического разрыва пласта — центральной технологии и наиболее спорного элемента североамериканской сланцевой революции.

Параллельно происходит развитие регулирования разведки и добычи морских, в том числе глубоководных месторождений. После аварии 2010 г. на платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе, повлекшей разлив нефти в размере 2,5–4,2 млн барр., ужесточаются требования к безопасности реализации морских проектов. В июне 2013 г. вышла Директива ЕС о безопасности нефтегазодобычи на море.

Законодательство о добыче нетрадиционных углеводородов способно определять саму возможность разработки месторождений (в силу экологических соображений государство может ввести для них запрет) и ее темпы, но масштаб добычи в долгосрочном периоде задан объемами запасов и доступными технологиями. Сланцевый фактор уже получил достаточно широкое отражение в прогнозном анализе. В частности, российский прогноз 2013 г. предусматривал два альтернативных сценария для мировой энергетики: «сланцевый прорыв» и «сланцевый провал», хотя он преимущественно опирался на доступность технологий. Перспективам разработки глубоководных месторождений в долгосрочных сценариях пока отведена небольшая роль (например, российский

¹³³ Global oil and gas tax guide / EY, 2014.

сценарий «Новые производители» учитывает глубокоководную добычу нефти в Бразилии¹³⁴), которая в будущем может быть расширена.

Региональные тенденции развития нефтегазового регулирования и реформы на национальном уровне

Нефтегазовое регулирование наиболее активно развивается в странах и регионах, где недавно были сделаны крупные открытия (особенно первые) и где законодательство о разведке и добыче углеводородов развито слабо или отсутствует. Основным регионом, отвечающим таким характеристикам, на текущем этапе является Африка. В числе новых нефтедобывающих стран выделяется Чад, Мавритания и Нигер, перспективным центром газодобычи может стать Восточная и Южная Африка (с акцентом на Танзании и Мозамбике). Здесь действительно наблюдается всплеск законотворческой активности: новые и действующие производители стремятся в короткие сроки создать или улучшить качество регулирования, чтобы привлечь в отрасль необходимые инвестиции и технологии. Это касается как общих рамок нефтегазового регулирования, так и его отдельных элементов, таких как нефтяные контракты или процедуры выдачи лицензий. Наравне с желанием привлечь иностранный капитал страны стараются использовать нефтегазовые богатства, создавая национальные нефтяные компании, увеличивая долю государства в проектах и предъявляя требования к локализации, что можно трактовать как проявление ресурсного национализма.

В марте 2013 г. в Кении был опубликован проект нового «Закона о разведке и добыче нефти и газа» (PERA), согласно которому правительство хочет резко повысить плату за предоставление лицензий, роялти и налоги и ужесточить штрафы за нарушение сроков проведения геологоразведки¹³⁵. В Уганде было принято два закона для нефтегазовой отрасли: о разведке, разработке и добыче (вступил в силу в апреле 2013 г.) и о переработке, транспортировке и хранении нефтепродуктов (вступил в силу в июле). Оба они направлены на увеличение вклада уровня локализации нефтегазовых проектов. В 2014 г. произошло расширение государственного контроля над нефтегазовым сектором Мозамбика. Новое нефтегазовое законодательство подготовлено в Танзании и Нигерии. К этому списку можно добавить «сланцевые» инициативы ЮАР и Алжира. Отчасти возможности расширения нефтегазодобычи в странах Африки учтены в сценарии «Новые производители» российского прогноза.

Регулирование разведки и добычи развивается и в Латинской Америке. На национальном уровне самая заметная смена курса нефтегазового регулирования среди

¹³⁴ Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / Институт энергетических исследований РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ, 2014.

¹³⁵ Association of Corporate Counsel <http://www.lexology.com/>

крупных производителей произошла в Мексике (в 2013 г., несмотря на десятилетие спада, страна обеспечивала 3,4 % мировой добычи нефти ¹³⁶). В конце декабря 2013 г. в конституцию страны были внесены изменения с целью реструктуризации энергетического сектора. Нефтегазовая отрасль Мексики спустя 75 лет государственного доминирования была открыта для частных инвестиций, как внутренних, так и иностранных. В августе 2014 г. последовал пакет законов, регламентирующих ход реформирования энергетического сектора и определяющих конкретные формы участия частных компаний в нефтегазодобывающих проектах страны (образование совместных предприятий и партнерств с государственными компаниями, заключение контрактов). Частный капитал также был допущен в нефтепереработку ¹³⁷. Продолжается совершенствование нефтегазового законодательства, направленное на привлечение частных инвестиций, в Аргентине: в октябре 2014 г. в закон об углеводородах были внесены соответствующие поправки. Другие регионы, при очевидном наличии определенных изменений в нефтегазовом законодательстве на уровне отдельных стран, были более стабильны.

Вместе с тем переход к более низким ценам на нефть, наблюдающийся с середины 2014 г., может внести в политику добывающих стран дополнительные коррективы, увеличивая конкуренцию за привлечение ресурсов в нефтегазовые проекты. Снижение нефтяных цен, если оно окажется устойчивым, будет оказывать влияние и на политику поддержки ВИЭ. Тенденции к сокращению государственной поддержки ВИЭ наметились в европейских странах на волне кризиса (Испания, Италия, Франция, Чехия, Германия), но она продолжается.

Масштаб и многообразие изменений в энергетическом законодательстве предполагают выбор, какие именно из них (глобальные, региональные, национальные; по отдельным отраслям и направлениям энергетической политики; утвержденные и заявленные и т. д.) учитывать в прогнозе и в какой форме (в базовых предпосылках центрального прогноза или в отдельном сценарии). Этот выбор зависит от целей прогноза и позиции стран или организаций, в интересах которых готовится прогноз.

Таким образом, последние несколько лет не принесли радикальных изменений в регулирование мировой энергетики. В качестве ключевых трендов, которые продолжили свое развитие в рассмотренном периоде, были выделены: стремление к большей прозрачности добывающего сектора; дальнейшее распространение климатических инициатив и внедрение мер энергоэффективности; развитие законодательства о разведке

¹³⁶ BP Statistical Review of World Energy 2014.

¹³⁷ Practical Law / Thomson Reuters Legal Solutions, 2014.

и добыче нетрадиционных углеводородов; смещение законотворческой активности в страны Африки и Латинской Америки. В связи с этим в качестве направлений для сценарного анализа с точки зрения предпосылок о регулировании принято: дальнейшее развитие климатического законодательства и законодательства об энергоэффективности в рамках уже озвученных национальных целей; продвижение сланцевых и глубоководных проектов; возможность увеличения роли Африки и Латинской Америки как добывающих регионов.

3.2 Изменение трендов в потреблении первичной энергии в базовом сценарии

Прогноз мирового энергопотребления, выполненный на базе изложенной в разделе 2.3 методологии долгосрочного прогнозирования развития энергетики и описанных в разделе 3.1 предпосылок прогноза мировых энергетических рынков, не предполагает сохранения таких темпов роста спроса на энергию, как в начале XXI века. Проведенные расчеты показывают, что в период до 2040 г. следует ориентироваться на снижающиеся приросты за каждое десятилетие на уровне от 2200 млн т н. э. в 2010–2020 гг. до 1665 млн т н. э. в 2030–2040 гг., причем основную долю прироста обеспечат именно развивающиеся и беднейшие страны. По мере насыщения их потребностей мировой спрос на энергию начнет замедляться. Таким образом, развивающиеся и беднейшие страны будут следовать той же динамике энергопотребления, которую уже сейчас демонстрируют развитые страны, где спрос растет медленно, стагнирует или даже снижается.

В ходе проведенного исследования динамика энергопотребления по группам стран и миру в целом была определена согласно описанной методологии взаимным согласованием демографического (по численности населения и душевому энергопотреблению) и экономического (по росту ВВП и его энергоемкости) прогнозов. Полученные результаты показывают, что потребление первичной энергии в мире увеличится в 2010–2040 гг. на 46 % (или в среднем на 1,3 % ежегодно), что почти втрое меньше среднегодовых приростов ВВП и заметно медленнее роста энергопотребления в последние 30 лет (2,0 % ежегодно) (Рис. 3.13).

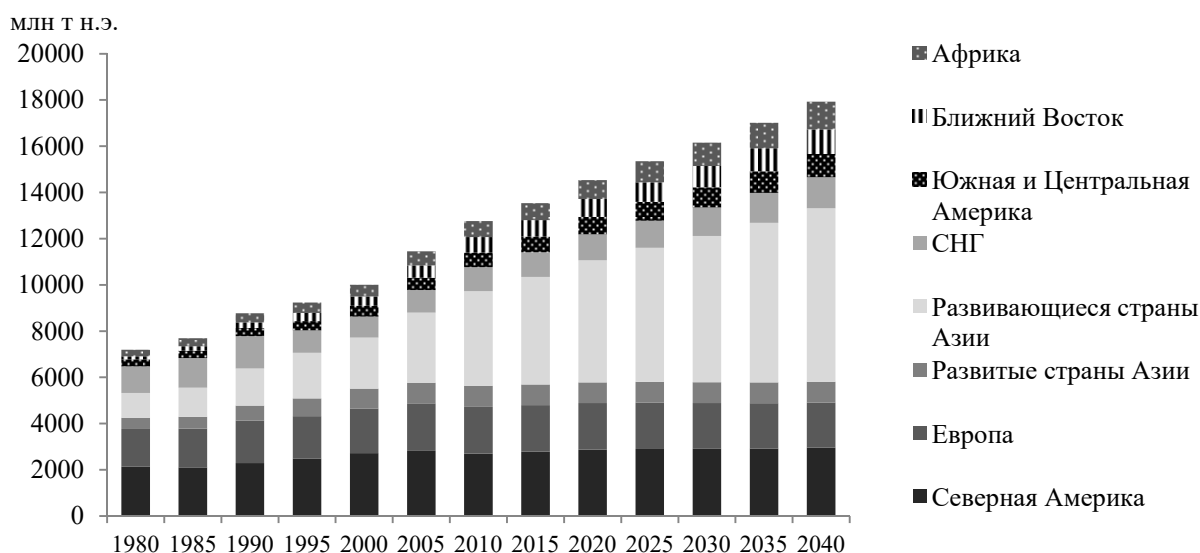


Рис. 3.13 — Потребление первичной энергии по регионам мира, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

При этом, хотя сам объем мирового энергопотребления растет медленнее предыдущих десятилетий, идет быстрое изменение его регионального размещения — с ростом населения и развитием экономик развивающихся стран в них все более активно смещаются центры энергопотребления, в то время как развитые страны к 2040 г. увеличат свое потребление лишь на 4,6 % по сравнению с 2010 г., причем преимущественно в начале периода, после чего выйдут на стабильный уровень.

Ряд стран уже сегодня вышел на уверенный тренд снижения спроса на энергию. Это наглядно видно на примере Японии, Великобритании, Франции. При этом если США и остальные развитые страны будут демонстрировать снижение душевого энергопотребления, то Китай, напротив, будет стремительно повышать этот показатель (рис. 3.14). Аналогичная картина будет наблюдаться в большинстве развивающихся стран.

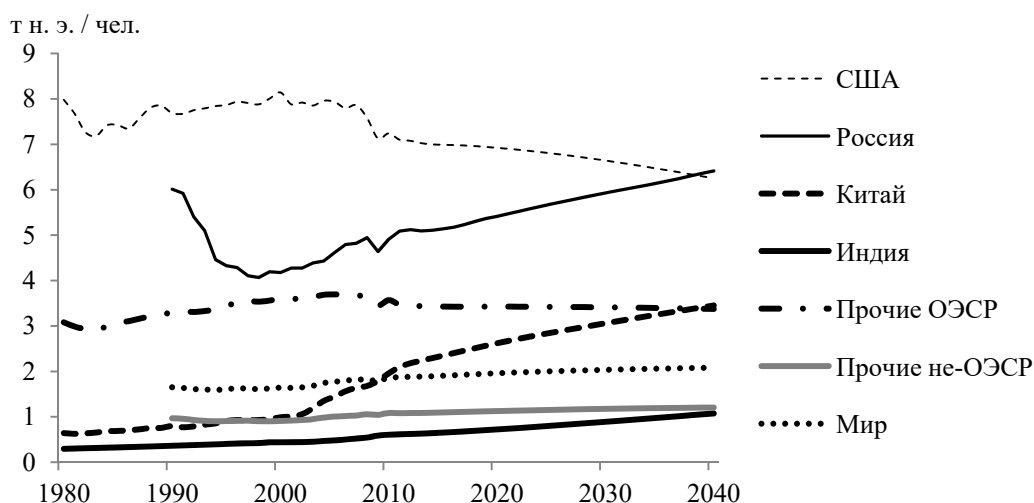


Рис. 3.14 — Душевое энергопотребление по миру и группам стран.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Китай сохранит абсолютные приросты энергопотребления: в 1980–2010 гг. и 2010–2040 гг. они составят 2042 и 2309 млн т н. э. соответственно, а среднегодовые темпы роста снизятся с 4,9 до 2,1 %. Остальные развивающиеся страны вырастут в 1,7 раза: при замедлении темпов роста их абсолютный прирост увеличится с 2259 млн т н. э. в 1980–2010 гг. до 3338 млн т н. э. к 2040 г. и обеспечит 57 % мирового прироста первичного энергопотребления.

Удовлетворение регионального спроса на первичную энергию потребует увеличения потребления всех видов топлива (рис. 3.15), при этом топливные корзины по отдельным странам и регионам сохраняют заметные отличия. Развитые страны будут снижать долю нефти и угля, наращивая потребление газа и ВИЭ. Китай увеличит потребление всех энергоресурсов, уголь сохранит доминирование в его энергобалансе, несмотря на снижение своей доли. Остальные развивающиеся страны примерно в равной степени будут использовать нефть, газ, уголь и другие источники энергии, что наглядно показывает различия конкурентных позиций энергоресурсов в зависимости от мест их производства, потребления, стоимости транспортировки и условий государственного регулирования.

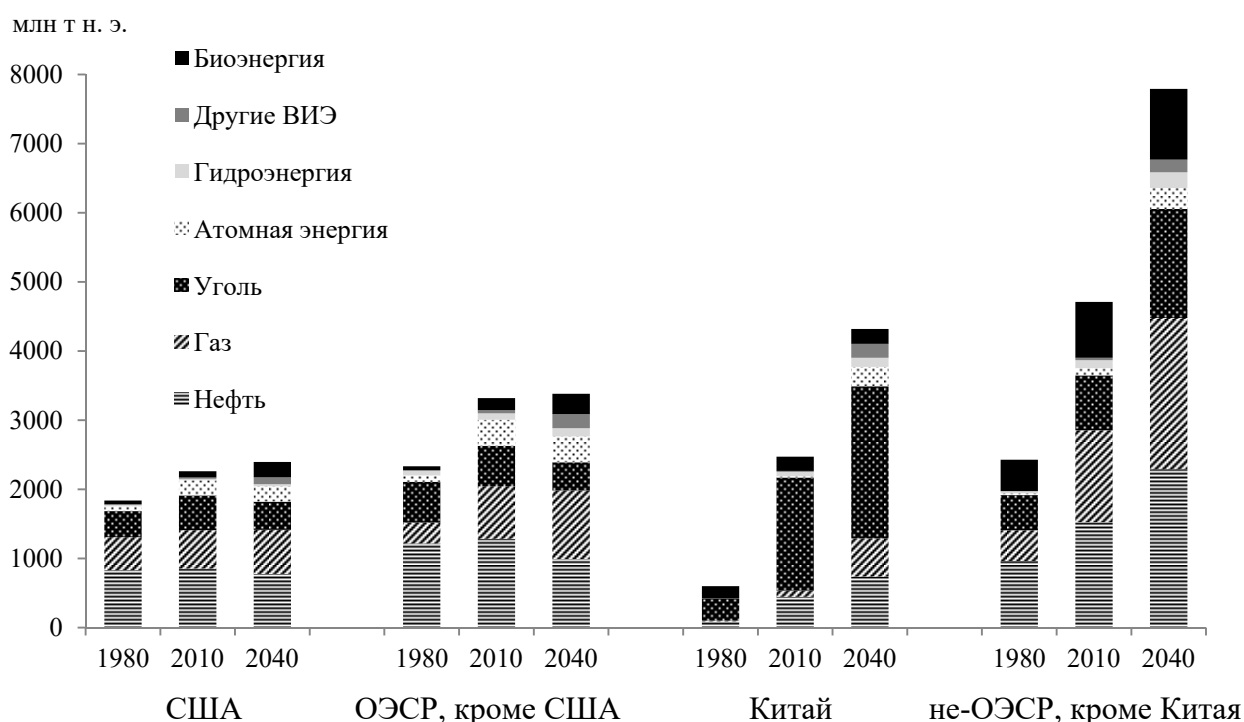


Рис. 3.15 — Потребление первичной энергии по регионам и видам топлива, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Структура мирового энергопотребления будет становиться все более диверсифицированной и сбалансированной: согласно проведенным расчетам, к 2040 г. произойдет постепенное выравнивание долей ископаемых видов топлива (нефть — 26 %, газ — 24 %, уголь — 26 %) и неископаемых (в сумме 24 %), что свидетельствует о развитии межтопливной конкуренции и повышении устойчивости энергоснабжения. При этом радикальных изменений глобальной топливной корзины в рассматриваемой перспективе не ожидается — мир по-прежнему не готов снизить свою зависимость от ископаемых видов топлива (рис. 3.16 и рис. 3.17). Углеводороды сохраняют свое безусловное доминирование, их доля в 2040 г. будет составлять 50 %, что не сильно отличается от 53 % в 2010 г.

Однако при этом по отдельным видам углеводородного сырья произойдут серьезные изменения. Наиболее сильные связаны с нефтью — ее доля в потреблении первичной энергии за этот период сократится с 32 до 26 %. Это происходит из-за постепенного вытеснения нефти в основных секторах ее использования альтернативными топливами.

млн т н. э.

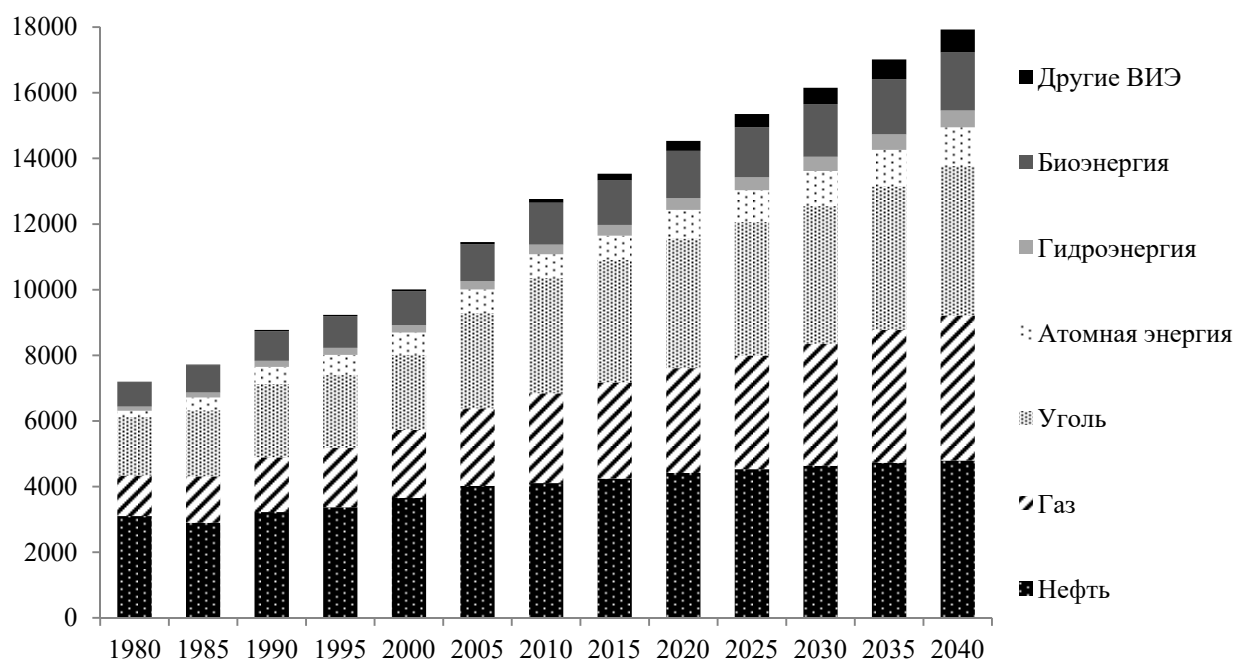


Рис. 3.16 — Потребление первичной энергии в мире по видам топлива, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

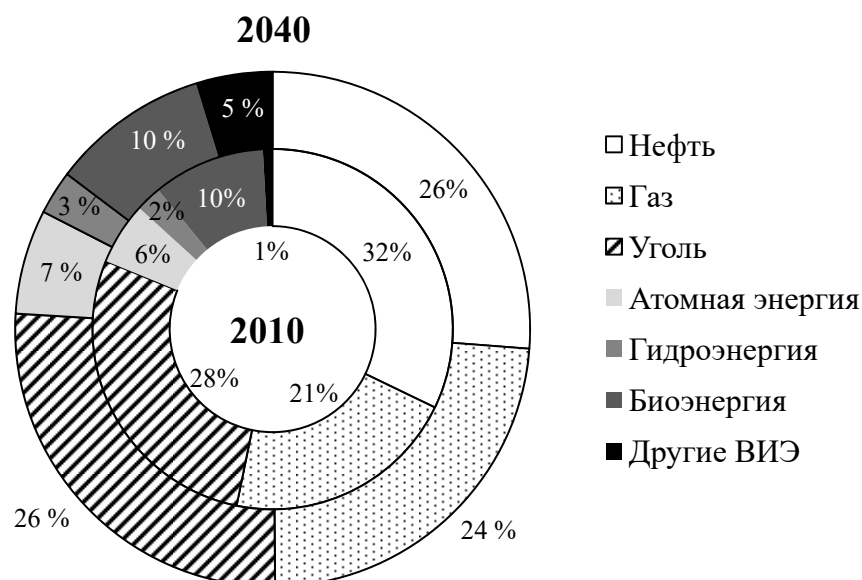


Рис. 3.17 — Структуры потребления первичной энергии по видам топлива в мире на 2010 и 2040 гг., базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Доля угля, который демонстрировал наиболее высокие темпы роста в первое десятилетие XXI века, снизится с 28 до 26 %, в основном по экологическим соображениям, которые ограничат его использование не только в развитых, но и в развивающихся странах.

В прогнозировании развития атомной энергетики по сумме страновых прогнозов принят умеренный оптимизм: ее доля не изменится (6 %) при заметном росте абсолютных размеров. Но произойдут существенные перемены в размещении АЭС. В странах ОЭСР по мере замены старых энергоблоков новыми общий объем мощностей и выработки изменится не сильно. И практически весь прирост придется на развивающиеся страны, некоторые из которых пока только делают первые шаги на пути становления атомной промышленности.

Самые высокие темпы роста в прогнозный период имеют возобновляемые источники энергии (без учета гидроэнергии, но с учетом биотоплива): к 2040 г. на них придется 14,7 % мирового энергопотребления и 14,7 % выработки электроэнергии (против 10,9 и 3,7 % в 2010 г.). Развитие этого тренда обеспечено сочетанием удешевления технологий ВИЭ и их активной господдержки в развитых и развивающихся странах. Причем большое значение имеют не только законодательные и экономические механизмы поддержки, но и PR-программы, направленные на создание благоприятно воспринимаемого имиджа ВИЭ.

По абсолютным объемам прироста потребления и расширению своей ниши в топливной корзине будет лидировать газ (рис. 3.18), именно он станет наиболее востребованным видом топлива в ближайшие 30 лет, что обусловлено его растущей доступностью по приемлемым ценам в сочетании с хорошими экологическими характеристиками и удобством использования по сравнению с углем и ВИЭ.

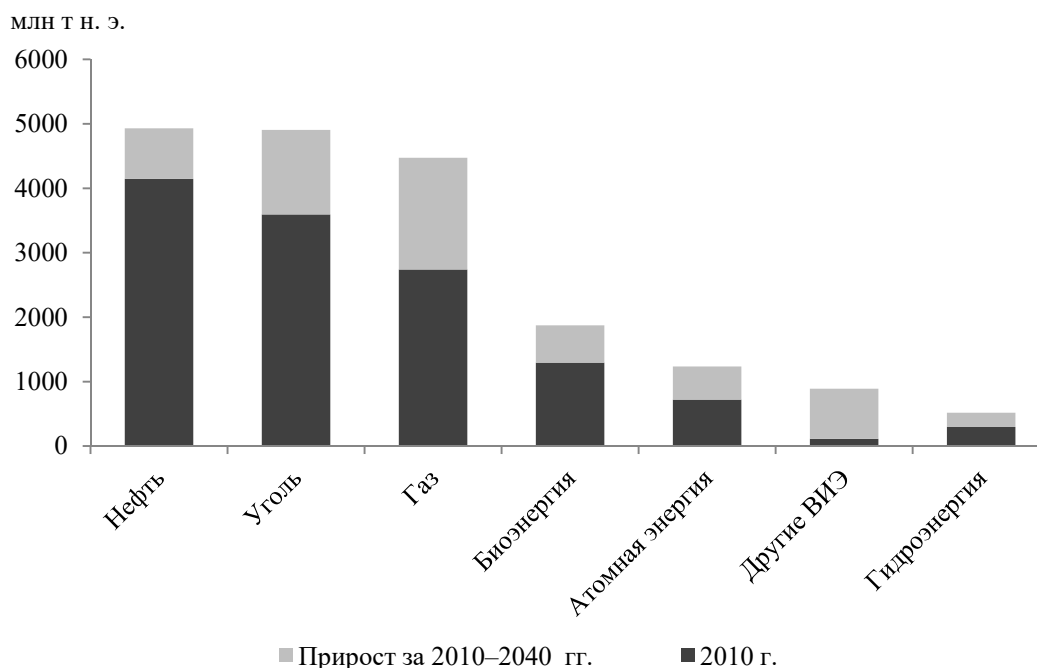


Рис. 3.18 — Прирост потребления первичной энергии по видам топлива, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Если газ будет лидером в абсолютных показателях прироста потребления, то максимальные темпы прироста продемонстрируют ВИЭ, в первую очередь — в генерации электроэнергии. Здесь основной прирост придется на ветряную и солнечную энергетику. Немалый интерес будут вызывать и другие способы получения электроэнергии на основе ВИЭ, в частности приливные электростанции и геотермальная генерация, но такие проекты будут носить в основном локальный характер.

В связи с растущей электрификацией человеческой деятельности в перспективе заметно увеличится доля первичной энергии, используемой для производства электроэнергии, — 46 % к 2040 г. по сравнению с 36 % в 2010 г. Основной прирост производства электроэнергии в мире (82 %) обеспечат развивающиеся страны (рис. 3.19).

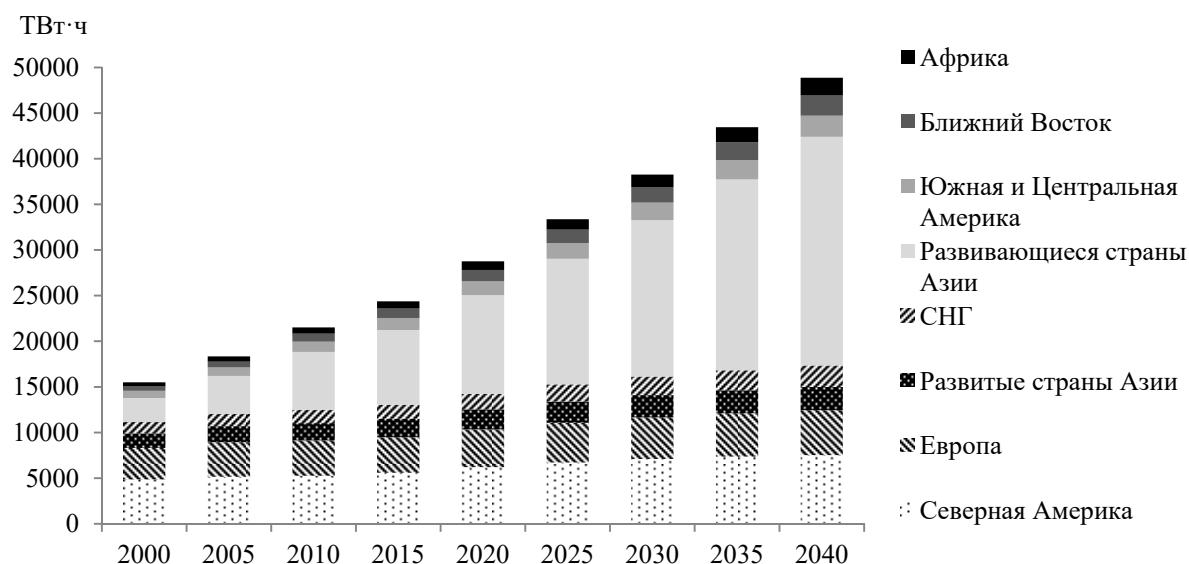


Рис. 3.19 — Производство электроэнергии по регионам мира, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В электроэнергетике, которая является главным полем конкуренции между всеми энергоресурсами и множеством технологий, также диверсифицируется топливная корзина: потребление газа увеличится в 2,1 раза, и он обеспечит наибольший прирост производства электроэнергии по сравнению со всеми остальными видами топлива. Быстро будет расти также использование неуглеродных энергоресурсов: до 2040 г. они обеспечат 44 % прироста (рис. 3.20).

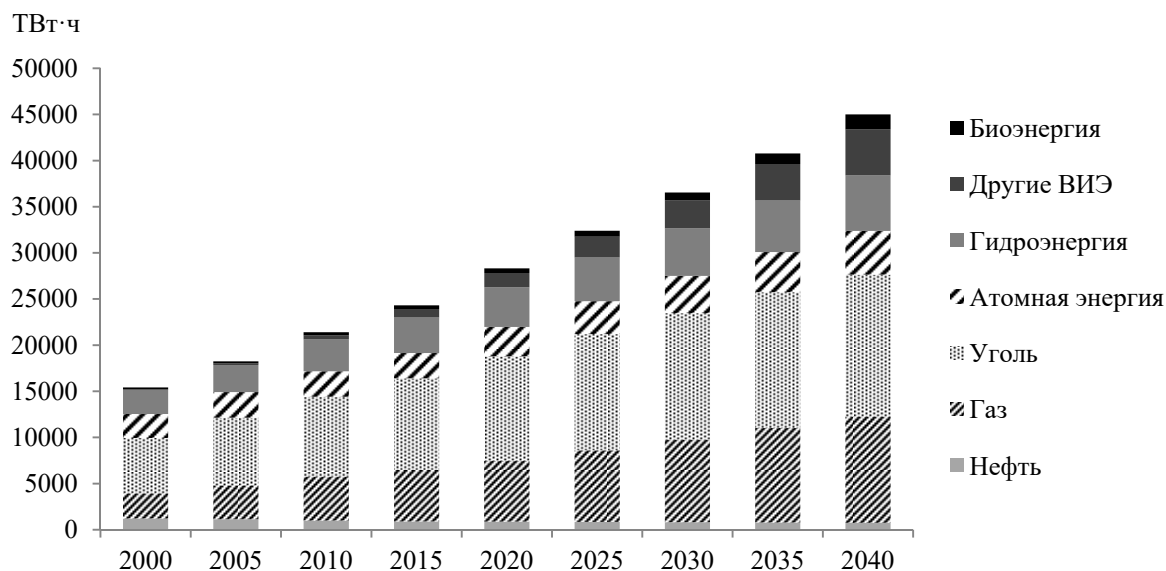


Рис. 3.20 — Производство электроэнергии по видам топлива в мире, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Структура производства электроэнергии сохранит отличия в развитых и развивающихся странах (рис. 3.21): если первым удастся перенести фокус на газ и неуглеродную генерацию, то развивающиеся страны будут по-прежнему в значительной степени зависеть от угля (со всеми экологическими последствиями), хоть и они будут высокими темпами наращивать использование газа и ВИЭ в электроэнергетике.

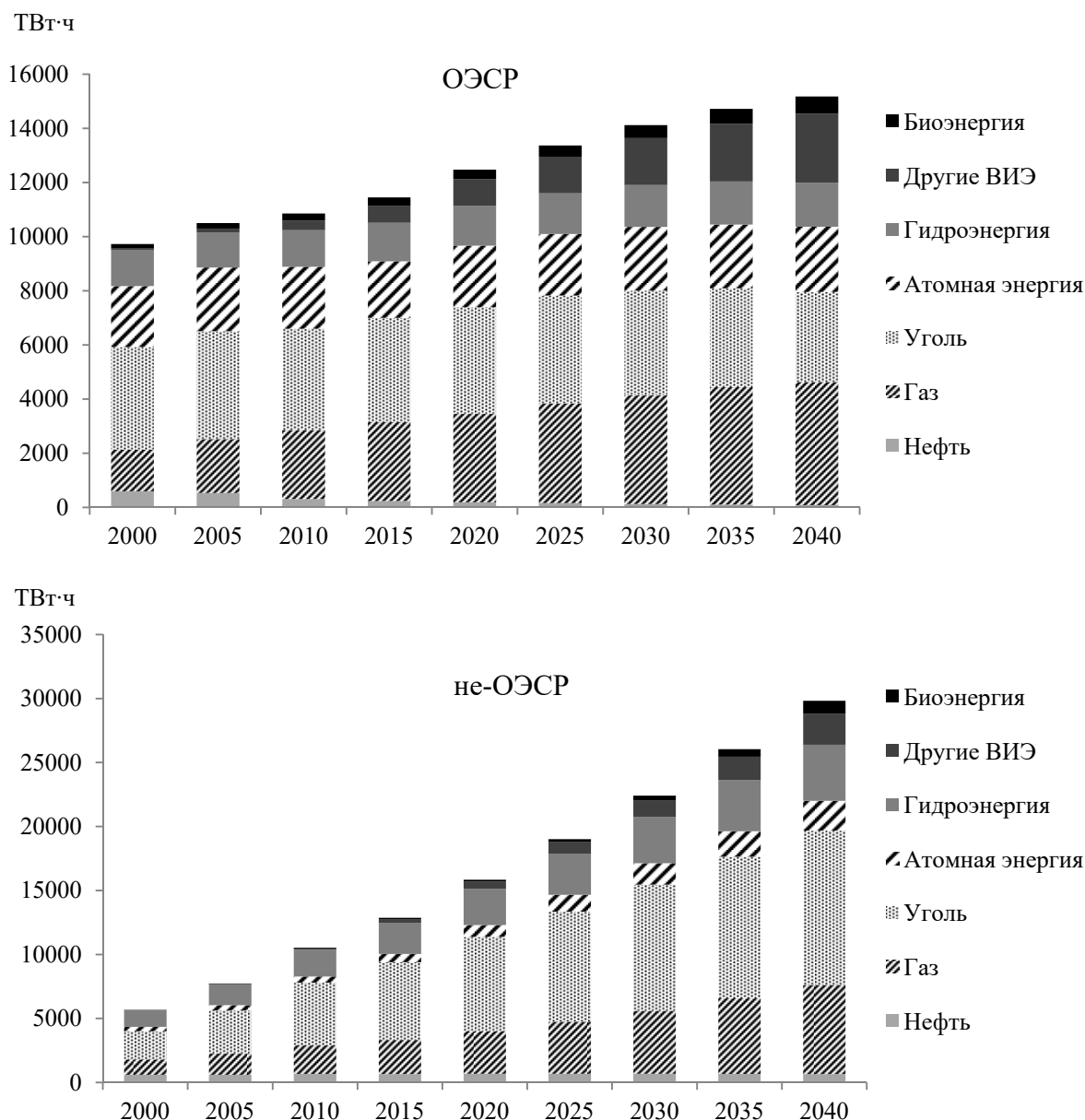


Рис. 3.21 — Производство электроэнергии по видам топлива в развитых и развивающихся странах, базовый сценарий.

Источник: ИНЭИ РАН

Сравнительная оценка результатов проведенного исследования с прогнозами других организаций позволяет не только выявить различия и сходство численных показателей, но также провести анализ подходов ведущих исследовательских организаций

в области целевого видения развития энергетики, исходных сценариев и предпосылок, используемых подходов и методологий.

Один из самых важных выводов сравнительного анализа прогнозов заключается в том, что ни одна из наиболее известных исследовательских организаций и компаний не прогнозирует на период до 2040 г. коренных переломов в развитии мировой энергетики. Технологические достижения, открытие новых запасов, системы регулирования позволяют задавать сценарии с определенными преимуществами отдельных видов топлива и менять долгосрочное видение энергобалансов на несколько процентов за счет преобладания того или иного ресурса, но в целом картина энергообеспечения принципиально не меняется (рис. 3.22). Не начинается абсолютное доминирование одного энергоресурса, не появляются новые источники энергии, способные полностью заменить традиционные, ни один из широко используемых сегодня источников не исчезает из баланса, напротив, все они укрепляют позиции в абсолютных значениях. Однако, несмотря на отсутствие революционных взглядов на развитие энергетики, следует отметить принципиальные отличия в отношении перспектив отдельных видов топлива и позиций ключевых игроков. В частности, налицо различающиеся точки зрения о судьбе возобновляемой и атомной энергетики, перспективах нетрадиционных энергоресурсов.

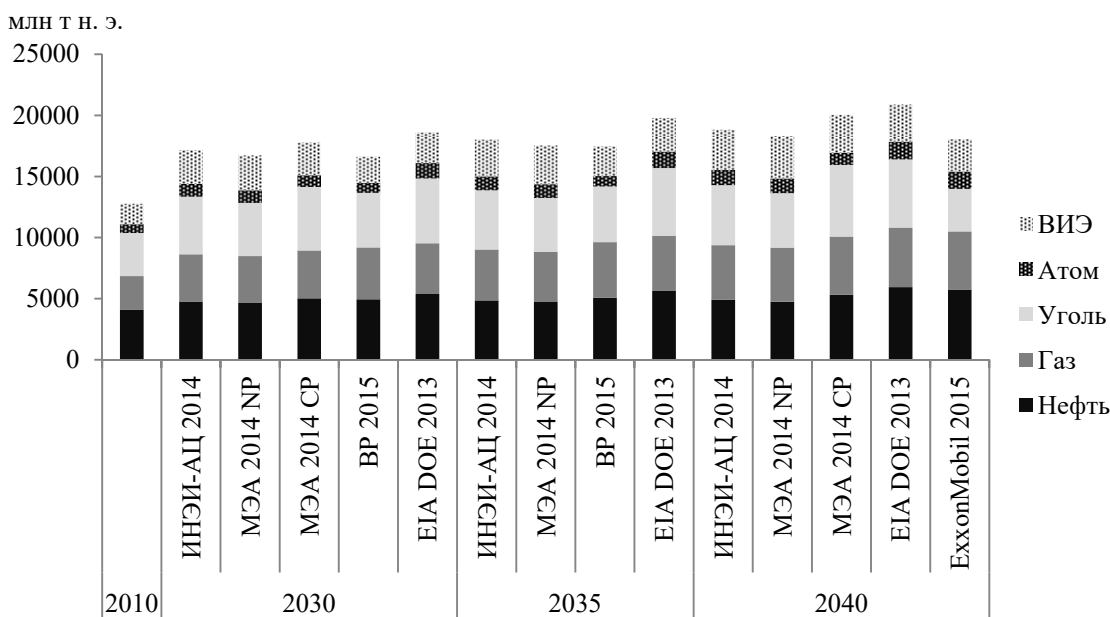


Рис. 3.22 — Сравнение с другими прогнозами мирового потребления энергии по видам топлива на 2030, 2035 и 2040 гг.

Источник: прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. ИНЭИ РАН (2014), IEA World Energy Outlook (2014) BP Energy Outlook 2035 (2015), EIA DOE International Energy Outlook (2013), ExxonMobil Outlook for Energy: A view to 2040 (2015)

В трендах регионального развития спроса на энергию также существенных расхождений не наблюдается. Во всех прогнозах предполагается стагнация (медленный рост или падение) потребления энергии в странах ОЭСР и более быстрый прирост спроса на энергию в не-ОЭСР. При более детальном анализе можно отметить отличия в оценках перспектив североамериканского рынка. В то время как Департамент энергетики США прогнозирует прирост первичного энергопотребления в 20 % за период 2010–2040 гг. (ОЭСР Америка), другие организации ограничиваются приростом на уровне 5–15 %. По Европе и ОЭСР Азии Департамент энергетики США также дает более высокие темпы роста, чем другие организации, — 0,5 % в год, когда в остальных прогнозах спрос стагнирует или снижается (рис. 3.23).

Для развивающихся стран Азии все прогнозируют значительный прирост спроса, и отличия в темпах не столь велики. Однако, учитывая очень высокий объем потребления в регионе, следует заметить: изменение в приросте даже на десятую долю процента в год приведет к серьезным изменениям в мировом балансе и торговле энергоресурсами к концу рассматриваемого периода. Именно незначительная корректировка темпов экономического роста, душевого энергопотребления и энергоемкости в регионе всегда заслуживает отдельного внимания. Традиционно большие расхождения отмечаются в прогнозном анализе беднейших стран, что хорошо видно на примере Африки. На фоне политической нестабильности в регионе, неразвитости, а порой и просто отсутствия экономической системы, низкой грамотности населения отдельных стран и непрекращающихся войн очень сложно предсказывать, когда именно многие страны континента выйдут на путь стабильного экономического и социального развития. Отсутствие четкого видения социально-экономических перспектив порождает и неопределенности в прогнозировании энергетики, которые дополняются слабой геологической изученностью региона. В целом сравнительный анализ первичного энергопотребления показывает, что представленный здесь прогноз можно отнести к разряду умеренно оптимистичных.

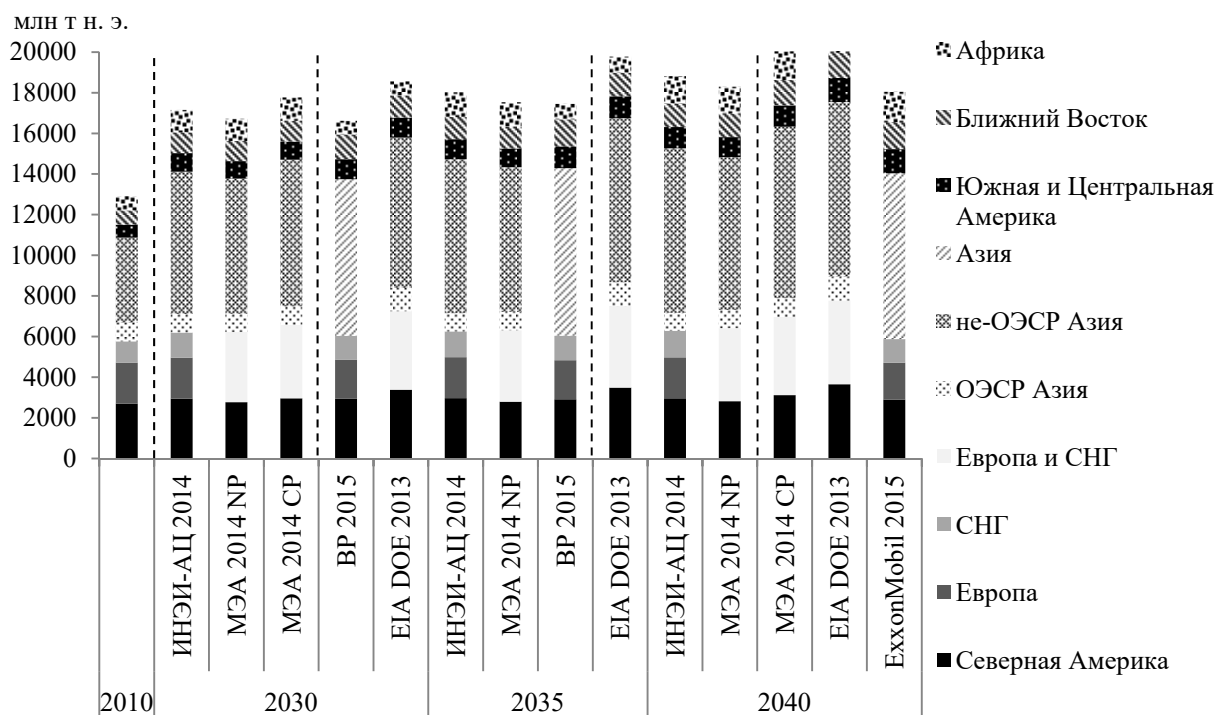


Рис. 3.23 — Сравнение с другими прогнозами первичного энергопотребления в мире в 2030, 2035 и 2040 гг. по регионам.

Источник: прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. ИНЭИ РАН (2014), IEA World Energy Outlook (2014) BP Energy Outlook 2035 (2015), EIA DOE International Energy Outlook (2013), ExxonMobil Outlook for Energy: A view to 2040 (2015)

Большой интерес представляет детальный анализ исследований в отношении отдельных видов топлива. Согласно подавляющему большинству оценок, потребление нефти в мире будет расти на протяжении всего периода до 2040 г. Одно из исключений представляет «Сценарий-450» МЭА, который демонстрирует снижение, но это нормативный сценарий, призванный показать способ достижения цели по сокращению выбросов, а не реалистичная оценка перспективного развития. Оценки выполненного здесь прогноза идут в одном коридоре с прогнозами МЭА и ВР (рис. 3.24). В сравнении с указанными прогнозами потребление нефти у DOE и ExxonMobil вырывается сильно вверх. Выполненный в данной работе прогноз в этом отношении более сдержанный, т. к. предусматривается замедление прироста спроса за счет насыщения основных рынков, повышения эффективности транспортного сектора, расширения использования на транспорте альтернативных видов энергии. Причем важно отметить, что у DOE спрос на нефть практически не зависит от цены. Даже при почти удвоении цен потребление нефти не снижается (базовый сценарий и сценарий высоких цен).

Как видно на представленных графиках, ряд исследовательских организаций дает достаточно широкий горизонт оценок, причем далеко не всегда базовое видение

относится к середине диапазона. Например, для нефти базовый сценарий МЭА лежит в верхней части диапазона. DOE в данном случае, напротив, попадает базовым сценарием точно в середину граничных значений сценариев. Из всех проанализированных прогнозов следует выделить Statoil Energy Perspectives, который первым именно в базовом сценарии демонстрирует снижение потребления нефти после 2030 г. Выполненный нами прогноз такой перспективы не предусматривает и говорит о заметном замедлении спроса к концу рассматриваемого периода, но не о его сокращении в абсолютных объемах.

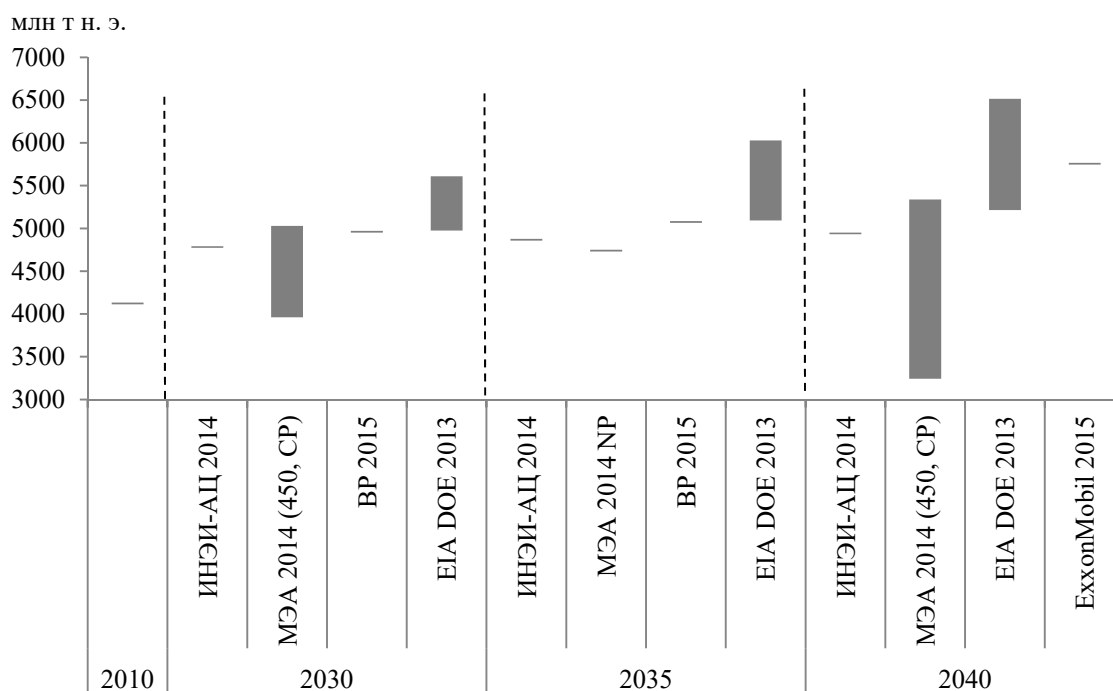


Рис. 3.24 — Сравнение с другими прогнозами потребления нефти в мире на 2030, 2035 и 2040 гг.

Источник: прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. ИНЭИ РАН (2014), IEA World Energy Outlook (2014) BP Energy Outlook 2035 (2015), EIA DOE International Energy Outlook (2013), ExxonMobil Outlook for Energy: A view to 2040 (2015)

Выполненный прогноз спроса на газ находится в одном коридоре с оценками других организаций (Рис. 3.25). По всем оценкам, ожидаются более высокие темпы прироста потребления за период 2010–2040 гг. на газовом рынке, чем на нефтяном.

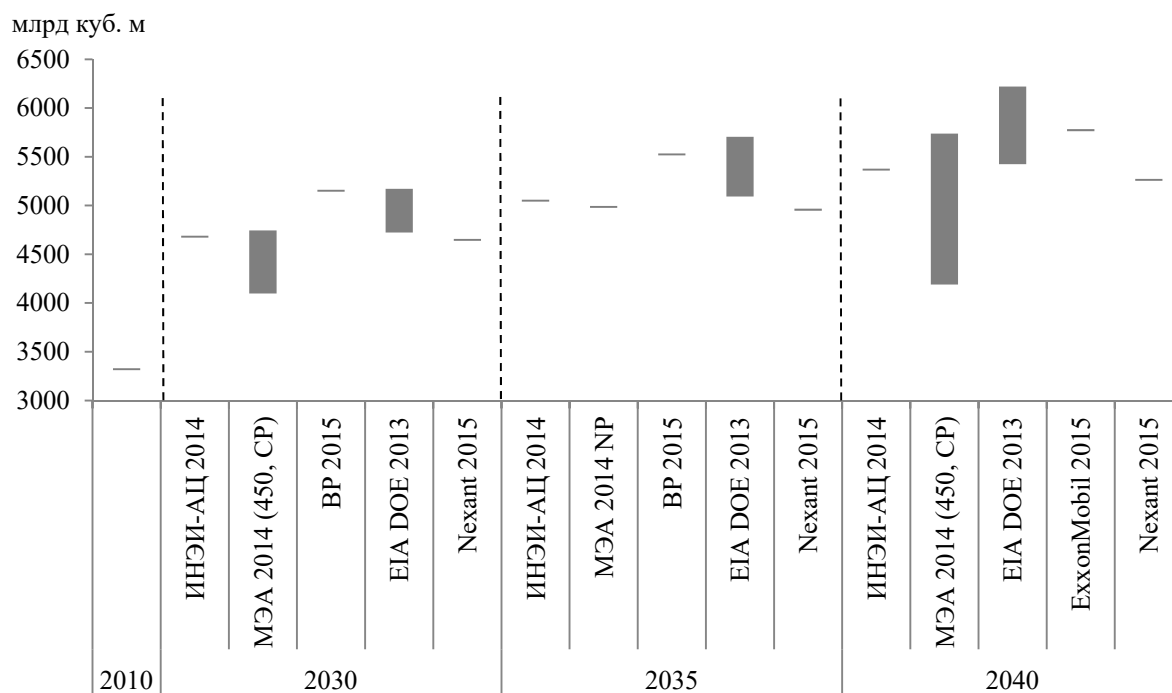


Рис. 3.25 — Сравнение с другими прогнозами потребления газа в мире на 2030, 2035 и 2040 гг.

Источник: прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. ИНЭИ РАН (2014), IEA World Energy Outlook (2014) BP Energy Outlook 2035 (2015), EIA DOE International Energy Outlook (2013), ExxonMobil Outlook for Energy: A view to 2040 (2015)

Расхождение прогнозных оценок по углю — одно из самых значительных, что свидетельствует о большой неопределенности, связанной с перспективами данного энергоресурса, главным образом из-за различия исходных предпосылок по успеху создания и внедрения чистых угольных технологий и экологической политики государств (рис. 3.26). Наиболее оптимистичные прогнозы по потреблению угля к 2040 г. делает DOE, а самые скептические — ExxonMobil. Позиция ExxonMobil отчасти объясняется характером бизнеса компании, для которого уголь не представляет интереса. А DOE, напротив, стремится повысить интерес к углю для сокращения нагрузки на другие ресурсы, учитывая очень высокие запасы угля в США. При этом прогноз DOE на 2040 г. полностью охватывает диапазон 2030 г., существенно расширив его, что говорит о росте неопределенности за эти 10 лет примерно в 2 раза. По нашим оценкам, спрос на уголь будет расти на всей рассматриваемой перспективе, но его темпы существенно замедлятся после 2025 г. МЭА в зависимости от сценария дает очень широкий разброс спроса на уголь: если в сценарии текущих политик рост предполагается даже выше, чем в выполненном нами прогнозе, то в экологическом сценарии речь идет о существенном сокращении его добычи.

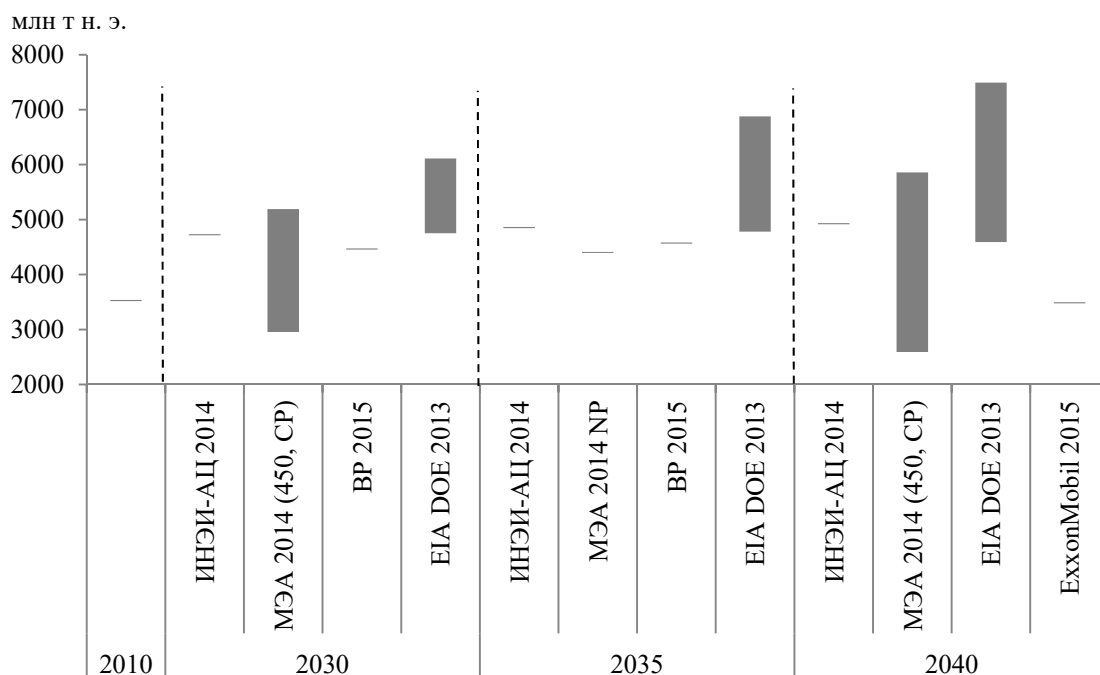


Рис. 3.26 — Сравнение с другими прогнозами потребления угля в мире на 2030, 2035 и 2040 гг.

Источник: прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. ИНЭИ РАН (2014), IEA World Energy Outlook (2014) BP Energy Outlook 2035 (2015), EIA DOE International Energy Outlook (2013), ExxonMobil Outlook for Energy: A view to 2040 (2015)

Особый интерес вызывают прогнозы по атомной энергетике, так как к ним практически неприменимы стандартные подходы к прогнозированию за счет анализа ретроспективных трендов и продления на будущее с определенной корректировкой. Решения по строительству энергоблоков АЭС практически везде являются результатами политических решений, принимаемых с учетом множества других факторов помимо экономической целесообразности. И в странах с демократической системой все чаще этот вопрос становится одним из ключевых в предвыборных дебатах. Еще один важный момент, который не позволяет использовать трендовый подход и принципиально отличается от прогнозирования в предыдущие периоды, — это необходимость на рассматриваемом горизонте учитывать вывод огромного количества старых энергоблоков АЭС, находящихся главным образом в странах ОЭСР. Причем на фоне большой политизированности вопроса ввода новых АЭС принимать решения по замене блоков с истекшим сроком эксплуатации будет достаточно сложно. Поэтому выполненный здесь прогноз имеет достаточно сдержанный характер в отношении замены и строительства новых блоков в ОЭСР, но предполагает значительный ввод мощностей в развивающихся странах. Согласно другим прогнозам, основной прирост атомных мощностей также

ождается в развивающихся странах, но его темпы несколько отличаются. По странам ОЭСР прогнозы МЭА и DOE немного более оптимистичны (рис. 3.27).

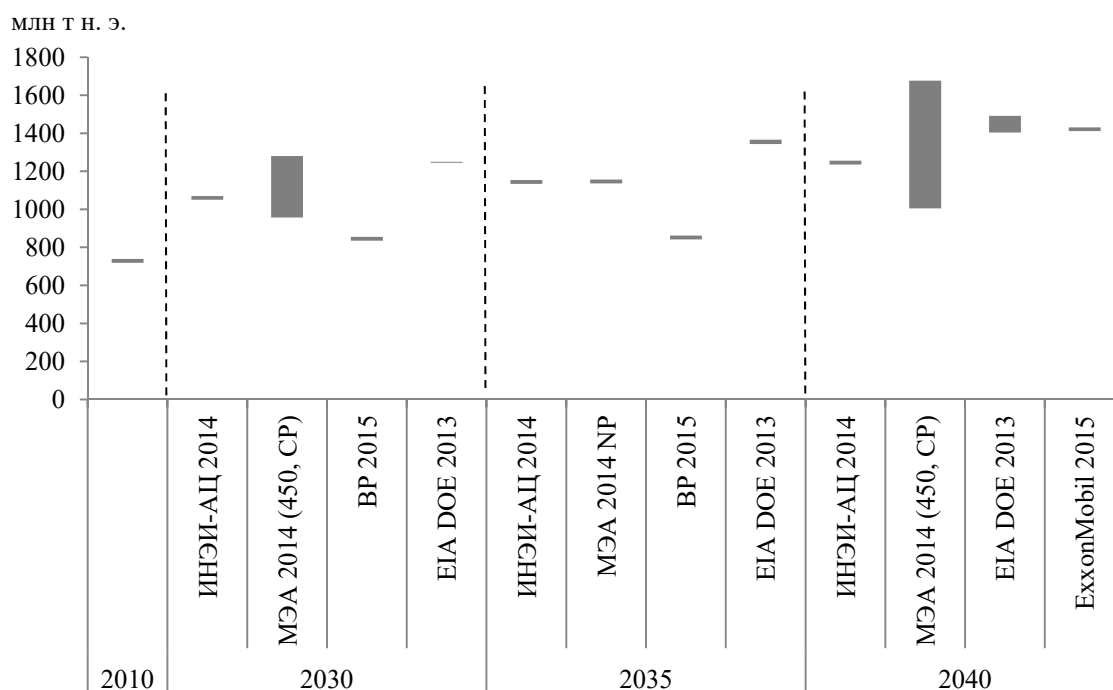


Рис. 3.27 — Сравнение с другими прогнозами потребления атомной энергии в мире на 2030, 2035 и 2040 гг.

Источник: прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. ИНЭИ РАН (2014), IEA World Energy Outlook (2014) BP Energy Outlook 2035 (2015), EIA DOE International Energy Outlook (2013), ExxonMobil Outlook for Energy: A view to 2040 (2015)

Достаточно дискуссионным является вопрос о прогнозировании перспектив возобновляемой энергетики, т. к. при оценке ее экономической конкурентоспособности приходится делать предположения о дальнейшем повышении конкурентоспособности ее технологий. Еще один важнейший фактор, который необходимо учитывать, — это государственная политика и система поддержки ВИЭ. Сравнительный анализ показывает, что наш прогноз в части ВИЭ в целом находится в одном коридоре с оценками DOE и сценариев новой и текущих политик МЭА, но при этом заметно ниже «Сценария-450» МЭА и выше оценок энергетических компаний BP и ExxonMobil (рис. 3.28).

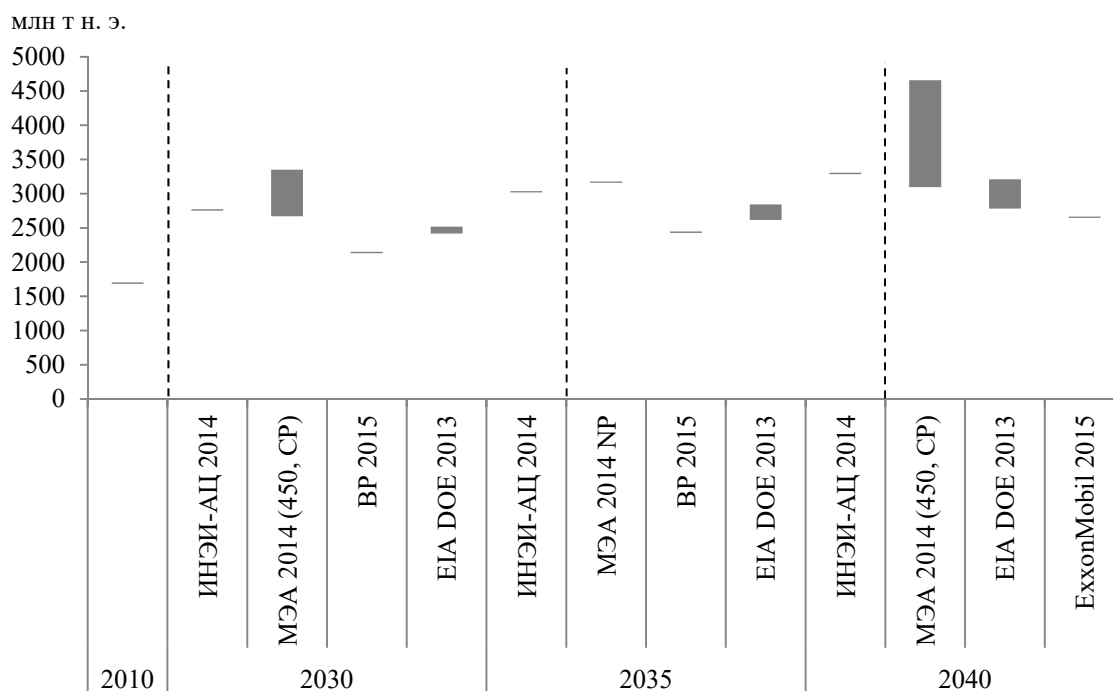


Рис. 3.28 — Сравнение с другими прогнозами потребления ВИЭ в мире на 2030, 2035 и 2040 гг.

Источник: прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. ИНЭИ РАН (2014), IEA World Energy Outlook (2014) BP Energy Outlook 2035 (2015), EIA DOE International Energy Outlook (2013), ExxonMobil Outlook for Energy: A view to 2040 (2015)

3.3 Возможности производства основных видов топлива в базовом сценарии

Нефть

Прогнозирование перспективных объемов производства нефти базируется на важнейшей предпосылке о том, что в перспективе до 2040 г. мир будет в достаточной мере обеспечен доступными коммерчески и технологически запасами нефтяного сырья, несмотря на популярную теорию «пика нефти», разработанную К. Хаббертом в 1949 г.¹³⁸, однако активно критикуемую современными исследователями¹³⁹,¹⁴⁰,¹⁴¹ в связи с несовершенностью математического аппарата, на который опиралась теория.

¹³⁸ M. King. Hubbert Nuclear Energy and the Fossil Fuels Publication NO. 95 Shell Development Company, Houston, June 1956. p. 5–7.

¹³⁹ Bazhanov A., Vyscrebentsev A., The adequacy of Hubbert's curves for the forecasting of the rates of oil extraction, Far Eastern National University, July 2005.

¹⁴⁰ J. Wang, L. Feng, L. Zhao, S. Snowden, X. Wang A comparison of two typical multicyclic models used to forecast the world's conventional oil production, Energy Policy 39 (2011), p. 7616–7621.

¹⁴¹ Кулаков М. П., Хавинсон М. Ю., Фрисман Е. Я. Моделирование динамики добычи минеральных ресурсов в регионе: экономический подход // Моделирование систем, № 4 (34), 2012, с. 3–13.

Действительно, по оценкам компании BP¹⁴² на конец 2013 г., мировых доказанных (подтвержденных геолого-разведочными работами и готовыми к извлечению) запасов хватит на 53 года (Таблица 3.9). В то же время технологически извлекаемых запасов, по оценкам МЭА¹⁴³ (т. е. запасов, определенная часть которых не может быть извлечена на данном этапе по коммерческим соображениям), хватит человечеству при нынешних объемах нефтедобычи почти на 180 лет. Важно отметить, что ресурсная база мировой нефтяной промышленности все время увеличивается, как за счет новых открытий, так и за счет развития технологий, которые позволяют вовлечь в эксплуатацию новые, ранее недоступные месторождения нефти (нефтяные пески, сверхглубокие офшоры, сланцевые месторождения и месторождения сверхтяжелой нефти). Фактически под воздействием научно-технического прогресса пик кривой Хабберта постоянно смещается вправо-вверх¹⁴⁴.

Таблица 3.9 Объемы доказанных запасов нефти и объемы технологически извлекаемых запасов нефти

	Объемы доказанных запасов, согласно BP statistical review of World Energy 2014, млрд т	Объемы технически извлекаемых запасов нефти, согласно IEA WEO 2013, млрд т	Коэффициент ресурсообеспеченности доказанными запасами, согласно BP statistical review of World Energy 2014, лет	Коэффициент ресурсообеспеченности технически извлекаемыми запасами, IEA WEO 2012, лет
Северная Америка	35	300,5	37,4	Более 100 лет
Южная и Центральная Америка	51,1	110,7	Более 100 лет	Более 100 лет
Страны бывшего СССР	17,9	147,5	25,9	Более 100 лет
Европа	2	22,7	9,6	80
Ближний Восток	109,4	162	78,1	Более 100 лет
Африка	17,3	47,6	45	Более 100 лет
АТР	5,6	32	14	81,6
Мир	238,2	816	53,3	Более 100 лет

Источники: BP statistical Review 2014, IEA WEO 2012

В прогнозном периоде, по оценкам данного исследования, объемов доступного предложения нефти будет достаточно для покрытия спроса. Объемы добычи нефти увеличатся по сравнению с 2010 г. более чем на 900 млн т и составят 4890 млн т в год по всему миру.

Наибольший прирост добычи, как ожидается, придется на страны Ближнего Востока. За счет новых месторождений, как введенных в эксплуатацию, так и готовящихся к вводу

¹⁴² BP statistical review of World Energy 2014.

¹⁴³ IEA WEO 2013.

¹⁴⁴ Цена энергии. Под ред. А. А. Конопляника, Секретариат Энергетической хартии, Брюссель, 2007 г. 278 с., с. 101.

и еще не открытых, в Саудовской Аравии, Иране, Ираке. В базовом сценарии добыча в регионе увеличится с отметки 1220 млн т в 2010 г. до 1760 млн т в 2040 г.

По прогнозу, ожидается и увеличение добычи в Африке, в первую очередь — в северной ее части (в Ливии и Алжире), а также на Западном побережье (в Нигерии и Анголе). Добыча региона увеличится с 480 млн т в 2010 г. до 530 млн т к 2040 г. Важно отметить, что рост добычи ожидается до 2035 г., а затем, по мере истощения офшорных месторождений Западной Африки и с одновременной стагнацией спроса в Европе, добыча в регионе начнет медленно снижаться.

Также значительное увеличение добычи нефти прогнозируется в Южной и Центральной Америке: с 380 млн т в 2010 г. до 540 млн т в 2040 г., в первую очередь — за счет наращивания производства на бразильских сверхглубоководных месторождениях, а также за счет ввода в эксплуатацию месторождений со сверхтяжелыми нефтями пояса Ориноко в Венесуэле.

Важнейшее изменение в региональной структуре мирового производства нефти — рост добычи в Северной Америке с 640 млн т в 2010 г. до 960 млн т к 2040 г. за счет разработки сланцевых формаций. Следует, однако, отметить высокую степень неопределенности, связанную с перспективами добычи сланцевой нефти в регионе, которая формирует диаметрально противоположные сценарии: «Сланцевый прорыв» и «Сланцевый провал» (см. разделы 4.1 и 4.2), в одном из которых добыча нефти сланцевых плеев возрастает более, чем в базовом сценарии, а в другом, наоборот, полностью прекращается уже после 2020 г.

В странах СНГ добыча будет возрастать до 2015 г. за счет ввода в эксплуатацию уже готовящихся проектов в России и на Каспии, а затем снизится, оставаясь на относительно стабильном уровне — 670–675 млн т в год в базовом сценарии — до 2025 г., пока дорогие нефти месторождений этого региона будут вытесняться с рынка более дешевой сланцевой нефтью и нефтью новых производителей Ближнего Востока и Южной Америки. После 2025 г. ожидается рост добычи, в первую очередь в Казахстане, суммарная добыча региона к 2040 г. достигнет 710 млн т нефти в год. Столь неустойчивый сценарий добычи обусловлен замыкающим характером новых проектов на постсоветском пространстве (в первую очередь в России), затраты на добычу, в том числе и налоговое бремя, для новых проектов региона достаточно велики, что приводит к тому, что они оказываются крайне чувствительными к изменениям мировых цен на нефть и не могут войти на рынок при относительно низкой ценовой конъюнктуре.

Падение добычи нефти на фоне низкой обеспеченности собственной доступной ресурсной базой ожидается во всех странах Европы: так, объемы добычи нефти снизятся

в регионе со 195 млн т в 2010 г. до 130 млн т к 2040 г. В странах АТР ожидается снижение добычи вплоть до конца прогнозного периода (с 400 млн т в 2010 г. до 340 млн т к 2040 г.).

Природный газ

Доказанные объемы природного газа в мире по состоянию на начало 2014 г. составляли 185,7 трлн куб. м, чего при уровне добыче 2013 г. должно хватить на 55 лет (табл. 3.10). Однако это вовсе не означает, что через 60 лет мир останется без газа — проводимая параллельно геологоразведка позволяет обеспечить прирост запасов темпами, опережающими добычу. Только за период 1980–2014 гг. доказанные запасы газа увеличились более чем в 2,5 раза (рис. 3.29). Расширению запасов способствует также развитие технологий, которые делают экономически эффективной добычу на ранее непривлекательных участках. Объемы технически извлекаемых ресурсов традиционного и нетрадиционного газа в настоящее время оцениваются в 811 трлн куб. м, что позволяет обеспечить добычу на несколько веков вперед. Конечно, значительную часть этих объемов нельзя будет экономически эффективно извлечь, да и многие оценки носят достаточно условный характер, т. к. качественной геологоразведки не проводилось. Но при этом в мире существует и много мест, где есть не обнаруженные на текущий момент газовые залежи, которые могут быть открыты в перспективе.

Таблица 3.10 Объемы доказанных запасов газа и объемы технологически извлекаемых запасов газа

	Объемы доказанных запасов, согласно BP statistical review of World Energy 2014, трлн куб. м	Объемы технически извлекаемых ресурсов традиционного газа, согласно IEA WEO 2013, трлн куб. м	Объемы технически извлекаемых ресурсов нетрадиционного газа, согласно IEA WEO 2013, трлн куб. м	Коэффициент ресурсообеспеченности доказанными запасами, согласно BP statistical review of World Energy 2014, лет	Коэффициент ресурсообеспеченности технически извлекаемыми ресурсами, согласно IEA WEO 2013, при условии 100%-ного извлечения
Северная Америка	11,7	46	66	13,0	Более 100 лет
Южная и Центральная Америка	7,7	32	55	43,5	Более 100 лет
Страны бывшего СССР	52,9	143	46	68,2	Более 100 лет
Европа	1,6 (ЕС)	26	19	9,4 (ЕС)	Около 90 лет
Ближний Восток	80,3	124	13	Более 100 лет	Более 100 лет
Африка	14,2	52	49	69,5	Более 100 лет
АТР	15,2	44	95	31,1	73,7
Мир	185,7	468	343	54,8	Более 100 лет

Источник: BP statistical Review 2014, IEA WEO 2013

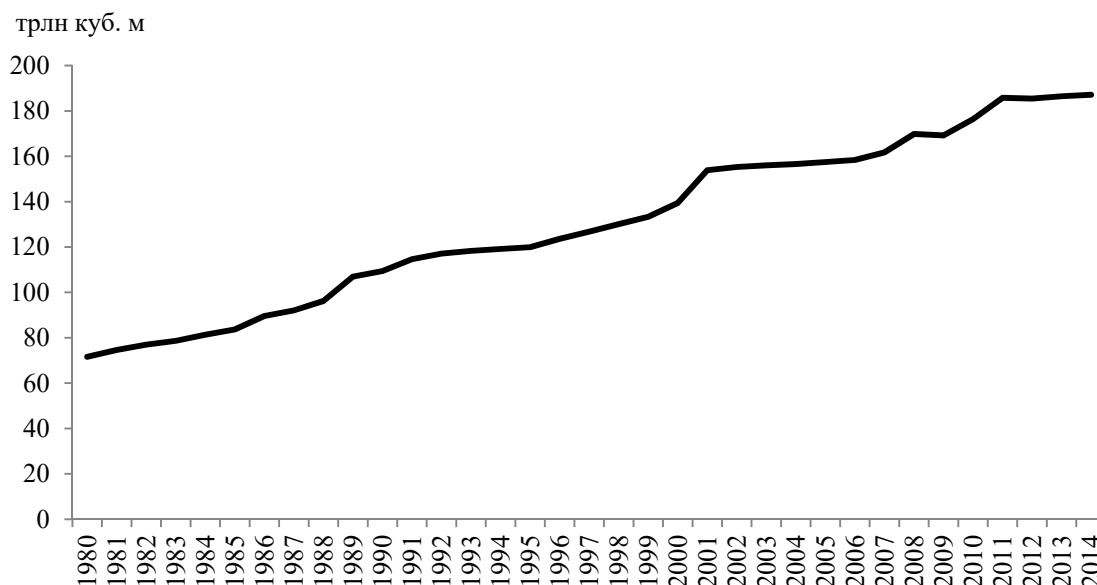


Рис. 3.29 — Динамика изменения доказанных запасов газа в мире, трлн куб. м.

Источник: *BP statistical Review 2014*

Наибольшие доказанные запасы газа сосредоточены в странах Ближнего Востока (преимущественно в Иране) и странах бывшего СССР (преимущественно в России). В этих же регионах сосредоточены и наибольшие объемы технически извлекаемых ресурсов традиционного газа. По нетрадиционному газу лидерство отводится Северной Америке и АТР. Однако следует отметить достаточно условный характер оценок по нетрадиционному газу: если в 2011 г. МЭА оценивало потенциал извлекаемых ресурсов нетрадиционного газа в СНГ примерно в 100 трлн куб. м, то к 2013 г. этот показатель снизился до 46 трлн куб. м.

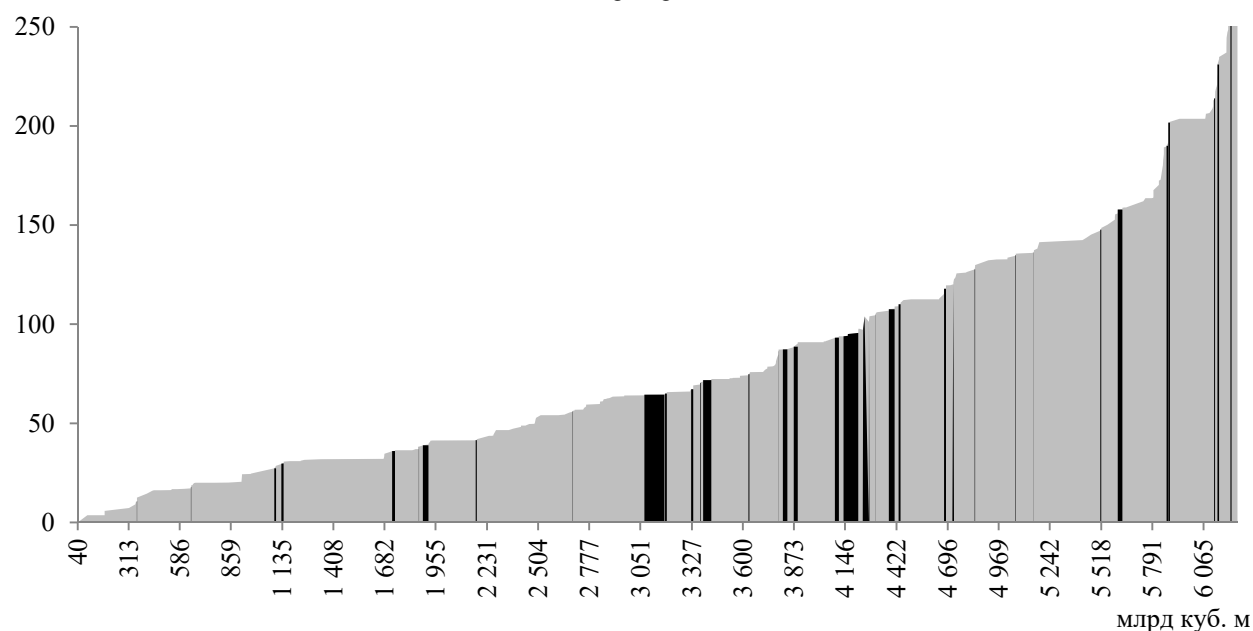
После начала сланцевой революции в США сильно возрос в мире интерес к нетрадиционным ресурсам газа. К ним относят преимущественно сланцевый газ, угольный метан и газ плотных пород. О значительных залегающих этих ресурсов в земле известно давно, но не было технологических решений добычи, приемлемых и с экономической точки зрения. В начале второго десятилетия XXI века сразу несколько государств вслед за США начали активные работы в области изучения возможности добычи сланцевого газа. Проводилось изучение потенциальных участков, разведочное бурение, компьютерное моделирование пластов. Однако ни одной стране пока даже близко не удалось повторить американские успехи. Причины носят как геологический характер, так и регуляторный.

По оценкам данного исследования, в целом по миру к 2040 г. сланцевый газ разных категорий может быть вполне конкурентоспособным по сравнению с традиционным газом (рис. 3.30). Положительным для сланцевой добычи фактором при этом является его

использование в основном вблизи мест добычи без высоких затрат на транспортировку. Возможности добычи сланцевого газа ограничиваются прежде всего отсутствием безводной технологии и экологическим регулированием. Однако в том случае если будут найдены способы снять эти ограничения, предложение газа может существенно расшириться за счет сланцевых ресурсов не только в Северной Америке, но и во всем мире.

долл. 2010 / тыс. куб. м

2040



* — темным цветом выделен нетрадиционный газ.

Рис. 3.30 — Кривая предложения газа в мире к 2040 г.

Источник: прогноз ИНЭИ РАН — АЦ 2013 г.

В целом на газовом рынке на горизонте до 2040 г. не ожидается дефицита. Потенциальные возможности предложения при цене до 200 долл. 2010 / тыс. куб. м на скважине будут примерно на 10 % превышать прогнозируемый спрос. В случае же ускоренного роста спроса газовая отрасль сможет и его обеспечить, но уже по более высоким ценам. Проблемы с обеспечением газа возможны только в случае кратковременных существенных скачков спроса, на который отрасль не сможет оперативно реагировать.

Уголь

Уголь относится к категории относительно доступных природных ресурсов, добыча которых возможна и при сравнительно невысоком уровне развития технологий. Именно это стало причиной абсолютного доминирования угля в энергобалансе на протяжении почти столетия до середины XX века. Конкуренцию углю составляли практически только традиционные биоресурсы (дрова и др.). С развитием производства

нефти и газа, освоением гидроэнергии и атома казалось, что угольная эпоха останется в прошлом. Однако интерес к этому виду топлива не снижается, и в перспективе до 2040 г. ожидается, что он продолжит обеспечивать более четверти мирового энергопотребления. Основные причины этому — значительные запасы, доступность, невысокая цена (особенно вблизи мест производства), простые способы транспортировки.

Мировые запасы угля оцениваются примерно в 0,9 трлн т, в то время как ресурсы — в 21 трлн т. В целом по миру обеспеченность запасами угля при текущем уровне его потребления оценивается в 113 лет (табл. 3.11).

Таблица 3.11 Объемы доказанных запасов угля

	Объемы доказанных запасов, согласно BP statistical review of World Energy 2014, млн т	Коэффициент ресурсообеспеченности доказанными запасами, согласно BP statistical review of World Energy 2014, лет
Северная Америка	245 088	250
Южная и Центральная Америка	14 641	149
Страны бывшего СССР	228 034	396
ЕС	56 082	103
Ближний Восток	1122	Более 500 лет
Африка	31 814	126
АТР	288 328	54
Мир	891 531	113

Источник: BP statistical Review 2014

Только один регион мира обеспечен запасами угля менее чем на 100 лет — АТР, где показатель составляет всего 54 года. Но именно в этом регионе используется около 70 % всего добываемого в мире угля, и в перспективе доля АТР будет только расти. Следовательно, несмотря на достаточно высокие запасы угля в целом по миру, из-за спроса в Азии уже в ближайшие десятилетия можно ожидать локальной нехватки угля.

К наиболее богатым углем странам относятся США, Россия и Китай (рис. 3.31). Однако в США уголь не является приоритетом энергополитики, и высоких инвестиций в геологоразведку угля и расширение его добычи не ожидается. В России угольная промышленность развивается сдержанными темпами из-за низкой конкурентоспособности угля в большинстве регионов страны и высокой стоимости транспортировки до потребителей. Китай демонстрирует полную противоположность как России, так и США. Здесь уголь является ключевым энергоресурсом. Но очень высокие темпы разработки уже в скором времени могут привести к исчерпанию запасов и переходу на падающую траекторию добычи.

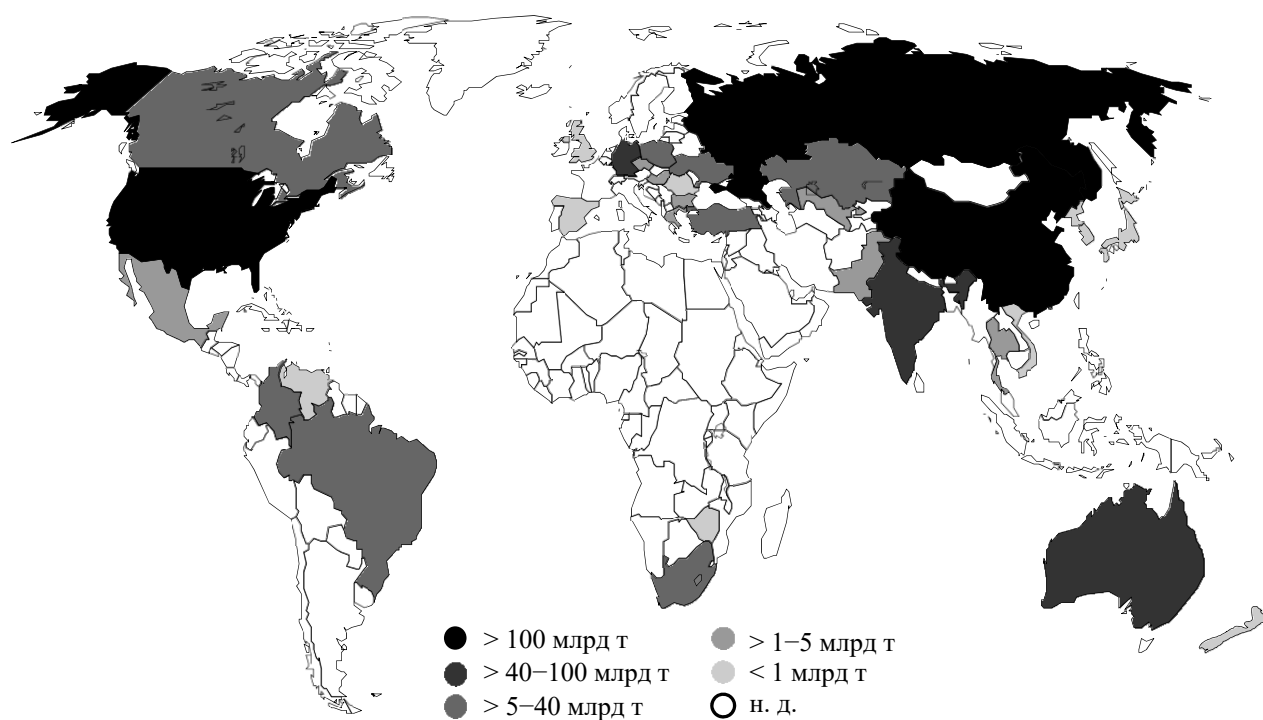


Рис. 3.31 — Распределение запасов угля в мире в 2015 г.

Источники: ИНЭИ РАН, BP statistical Review 2014

Из стран, где возможности производства существенно превышают внутренний спрос и есть потенциал значительного экспорта на мировые рынки, помимо США и России, следует выделить Австралию, ЮАР и Индонезию.

3.4 Рынок жидких топлив в базовом сценарии

*Спрос на жидкие топлива*¹⁴⁵

Спрос на жидкие виды топлива (что включает нефтепродукты, биотоплива и синтетические топлива, произведенные по технологиям «газ — в жидкость» (Gas-to-liquids — GTL) и «уголь — в жидкость» (Coal-to-liquids — CTL)¹⁴⁶) растет наиболее медленными темпами по сравнению с другими видами топлива, с замедлением в долгосрочной перспективе. Такая динамика спроса связана как с сильной межтопливной

¹⁴⁵ При подготовке раздела были использованы материалы исследования «Разработка методологии и инструментария прогнозирования спроса на нефть и отдельные нефтепродукты в России и на ключевых экспортных рынках», проводимого при поддержке Российского научного фонда (номер проекта 14-19-01459)

¹⁴⁶ I. I. Rahmim Special report: GTL, CTL finding roles in global energy supply Oil & Gas Journal March 24, 2008 vol. 106, issue 12.

конкуренцией, в условиях которой формируется спрос на жидкие виды топлива¹⁴⁷, так и с растущей эффективностью технологий их потребления¹⁴⁸.

К 2040 г. в базовом сценарии мировой спрос на жидкие топлива вырастет примерно на четверть по сравнению с 2010 г. и достигнет 5160 млн т. Как и во многих других исследованиях, например^{149, 150, 151, 152}, направленных на изучение будущего спроса на энергоносители, проведенные здесь расчеты показывают, что основной прирост мирового спроса на жидкие топлива будет обеспечиваться за счет развивающихся стран: потребление в странах, не входящих в ОЭСР, возрастет к 2040 г. почти на 60 % по сравнению с 2010 г. (рис. 3.32). Важно отметить, что в абсолютном выражении один только Китай обеспечит прирост спроса в 320 млн т жидких топлив.

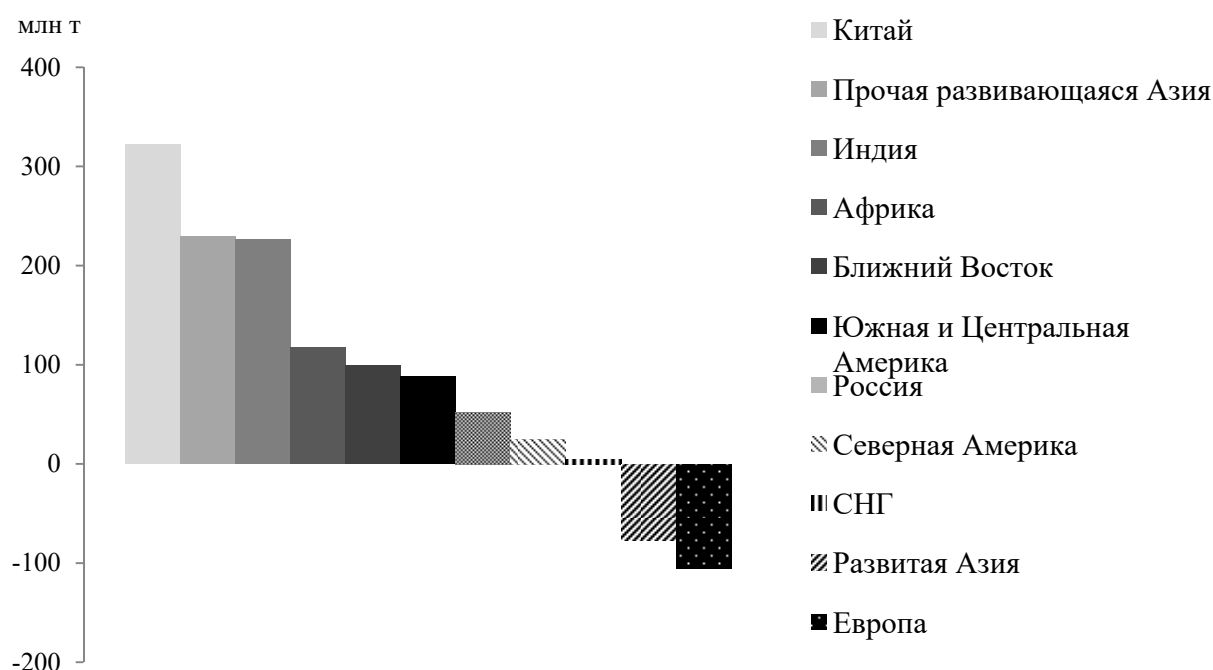


Рис. 3.32 — Прирост спроса на жидкие виды топлива в период с 2010 по 2040 г. по регионам и крупнейшим странам мира, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Развитые страны демонстрируют противоположную динамику: в перспективе снижается спрос на жидкие виды топлива в Европе и в развитых странах Азии, особенно существенно снижение спроса в Японии (на 70 млн т к 2040 г. по сравнению с 2010 г.).

¹⁴⁷ Митрова Т. А., Галкина А. А. Межтопливная конкуренция // Экономический журнал ВШЭ, т. 17, № 3, 2013.

¹⁴⁸ Bienstock A. Murray C. и др. Energy Future: Think Efficiency // APS, 2008.

¹⁴⁹ International Energy Agency World Energy Outlook 2013, Paris 2013.

¹⁵⁰ Energy Information Administration International Energy Outlook 2013, Washington DC 2013.

¹⁵¹ OPEC Secretariat World Oil Outlook 2013, Vienna, Austria, 2013.

¹⁵² Enerdata, Global energy balance 2013 « BRICS and the USA draw the world energy consumption », June 2, 2014 — Paris.

Спрос в Северной Америке в условиях наличия доступного дешевого нефтяного сырья собственного производства (подробнее про нефтяной сектор Северной Америки в работах ¹⁵³, ¹⁵⁴, ¹⁵⁵), несмотря на усилия по диверсификации топливной корзины региона и развитие энергоэффективных технологий, возрастет, хотя и незначительно — всего на 2,3 % по сравнению с 2010 г.

Важной особенностью нефтяного рынка является тот факт, что спрос на нефть в большинстве развитых стран уже достиг своего пика, причем в Японии и в большинстве стран Европы пик спроса был пройден еще до начала XXI века. Нужно отметить, что среди всех стран — членов ОЭСР не прошла пик спроса на нефть только Австралия (пик ожидается к 2025 г.), Польша (к 2030 г.), Турция (к 2040 г.) и Израиль (к 2040 г.). Среди европейских стран пик нефти в рассматриваемый период не проходит только Словения, Босния и Македония (рис. 3.33).

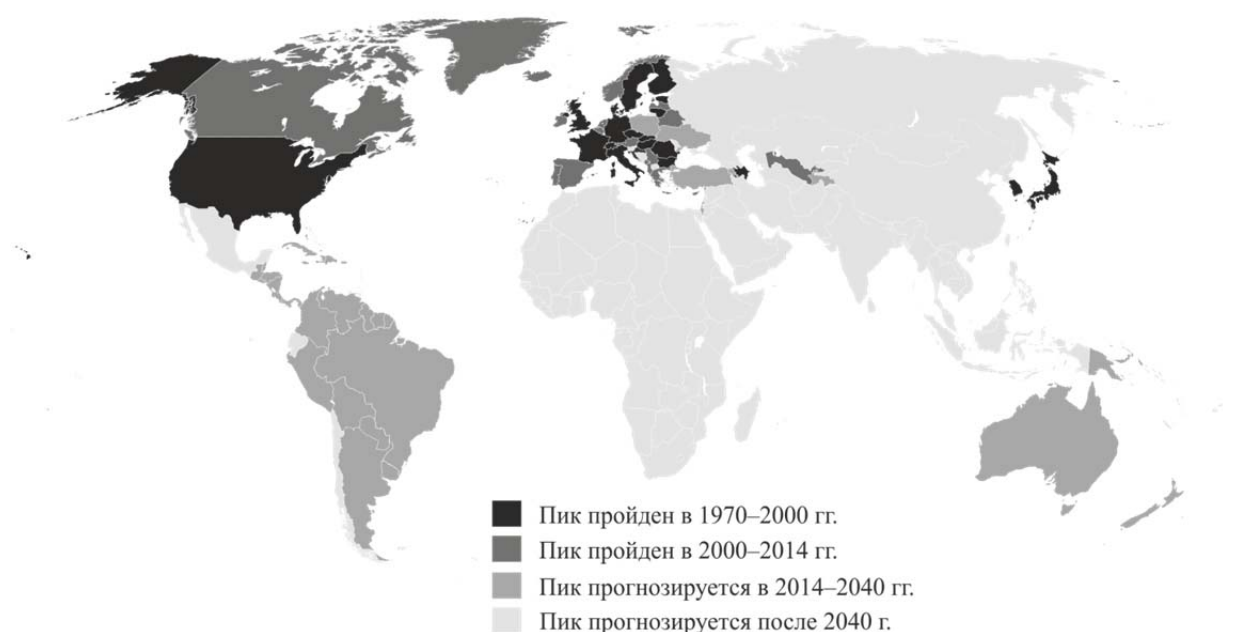


Рис. 3.33 — Пики спроса на нефть в различных странах мира.

Источник: ИНЭИ РАН

Наиболее интересная динамика пиков — как потребления, так и производства нефти — наблюдалась в США. Так, в стране можно выделить два пика потребления нефти: в 1978 г. (935 млн т) и более высокий пик в 2005 г. — 980 млн т (рис. 3.34). Падение потребления нефти после 1978 г. связано с масштабным введением мер по энергосбережению, что было вызвано резким ростом цен на нефть и нестабильной военно-

¹⁵³ Грушевенко Е., Грушевенко Д. Нетрадиционная нефть: потенциал и перспективы. // ТЭК. Стратегии развития, январь — февраль, 2012 г.

¹⁵⁴ Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2013, Washington DC 2013.

¹⁵⁵ BP, Energy Outlook 2030, January 2013 — Focus on North America.

политической обстановкой на Ближнем Востоке, который был одним из основных поставщиков нефти в США в конце 1970-х гг. (подробнее о взаимоотношениях между США и странами ближневосточного кольца в 1970-х гг. в работах: ^{156, 157}).

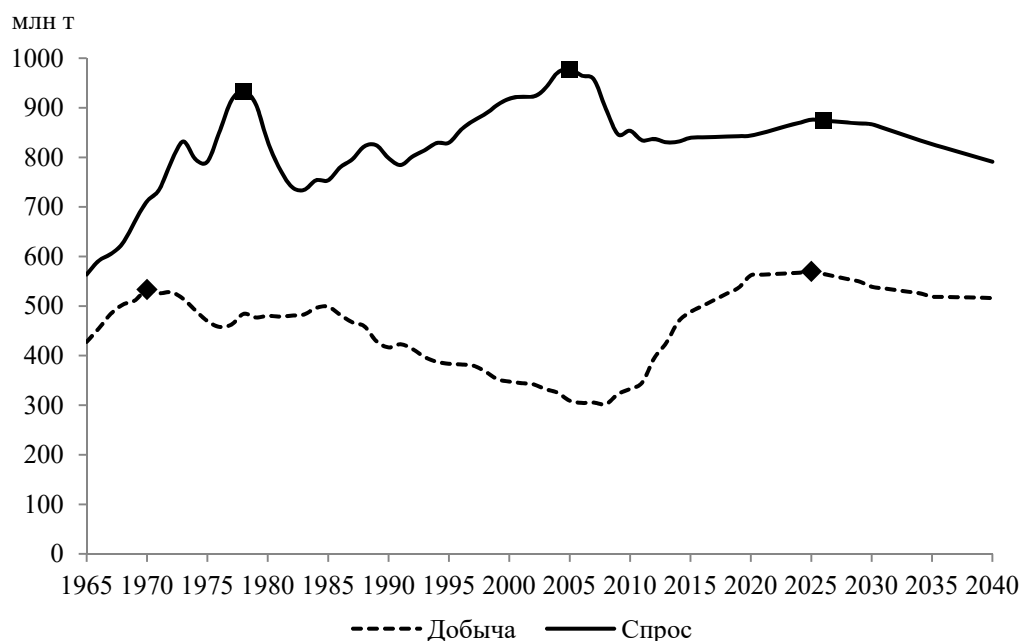


Рис. 3.34 — Нефтяные пики в США.

Источник: ИНЭИ РАН

По мере стабилизации обстановки на Ближнем Востоке ¹⁵⁸ до 2005 г. в США шло активное восстановление спроса на нефть, стимулируемое высокими темпами роста экономики, после чего общий восходящий тренд роста спроса на нефть переломился под влиянием растущей энергоэффективности и переключения на альтернативные источники энергии, и потребление нефти начало снижаться.

В прогнозном периоде на фоне наличия в США дешевых ресурсов сланцевой нефти ^{159, 160} ожидается частичное восстановление спроса на нефть после кризисного падения 2008–2010 гг., причем спрос будет увеличиваться до 2025 г., а затем вновь пойдет на убыль, фактически формируя в США третий пик спроса на нефть (рис. 3.34).

¹⁵⁶ G. John Inkenberry, "The The Irony of State Strength: Comparative Responses to the Oil Shocks in the 1970s", International Organization 40 (1986): 105–137.

¹⁵⁷ Roy Licklider, "The Power of Oil: The Arab Oil Weapon and the Netherlands, the United Kingdom, Canada, Japan, and the United States", International Studies Quarterly 32 (1988): 205–226.

¹⁵⁸ John S. Duffield, OIL AND THE IRAQ WAR: HOW THE UNITED STATES COULD HAVE EXPECTED TO BENEFIT, AND MIGHT STILL, Middle East Review of International Affairs, Vol. 9, No. 2 (June 2005).

¹⁵⁹ Грушевенко Е., Грушевенко Д. Сланцевая нефть: технологии, экономика, экология // Экологический вестник России, № 5, 2013 г.

¹⁶⁰ U. S. Energy Information Administration Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations, June 2013.

Нефтяная промышленность США в принципе богата на пики: так, классический пик добычи нефти на традиционных месторождениях страны, предсказанный в 1950-х гг. Кингом Хаббертом¹⁶¹, был пройден в 1972 г., после чего добыча в США снижалась вплоть до 2007 г. (это год начала массовой коммерческой эксплуатации месторождений сланцевой нефти). В прогнозном периоде в базовом сценарии новые ресурсы обеспечат США рост добычи вплоть до 2025 г. с последующим снижением, что сформирует второй пик нефтедобычи в США спустя 53 года после первого. Важно учитывать, что доступ к новым технологиям¹⁶² добычи может отодвинуть второй пик добычи и за пределы 2040 г.

Интересен тот факт, что, несмотря на пики добычи, спрос на нефть в США не снижался, а напротив, рос достаточно высокими темпами в 1970-х и 2000-х гг., то есть производство и потребление нефти не коррелировали друг с другом, однако начало массовой коммерческой эксплуатации относительно дешевых месторождений сланцевой нефти стимулирует в настоящее время рост спроса.

Ключевым регионом — потребителем жидких видов топлива в прогнозном периоде станут развивающиеся страны Азии, доля которых в мировом потреблении вырастет с 23 % в 2010 г. до 34 % к 2040 г. Ключевой прирост спроса будет обеспечен за счет Китая, к 2040 г. прирост составит более 320 млн т по сравнению с уровнем 2010 г., что практически сравняет Китай по объемам потребления жидких топлив с США.

Более чем удвоится к 2040 г. и спрос на жидкие топлива во второй крупнейшей азиатской экономике — Индии, в базовом сценарии он достигнет 390 млн т в год. Значительный прирост спроса ожидается в странах Африки — на 70 % по сравнению с уровнем 2010 г. На треть за прогнозный период возрастет спрос в странах Южной и Центральной Америки, Ближнего Востока и странах СНГ (табл. 3.12).

¹⁶¹ М. К. Hubbert Energy resources. Natioanl Research Sciences, 1962.

¹⁶² Архипов Н. А., Галкина А. А., Грушевенко Д. А., Грушевенко Е. В. Нефть и газ сланцевых плеев: прорыв или провал? // Экомониторинг, № 5, 2013 г.

Таблица 3.12 Потребление жидких видов топлива по регионам и крупнейшим странам мира, базовый сценарий, млн т

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Северная Америка	1068	1063	1081	1126	1129	1100	1075
Канада	88	87	90	92	93	94	94
Мексика	101	105	107	109	111	113	114
США	879	872	884	925	925	893	866
Южная и Центральная Америка	309	326	345	363	377	389	392
Бразилия	125	136	142	148	155	161	162
Чили	16	18	19	20	21	21	21
Венесуэла	44	39	41	43	44	45	45
Прочие	124	133	143	152	157	162	164
Европа	749	691	689	683	672	658	643
ЕС-28	679	625	621	614	604	592	578
Франция	86	81	79	78	75	73	69
Германия	120	114	112	109	106	102	99
Италия	73	64	62	61	60	59	59
Испания	71	62	61	59	59	59	60
Великобритания	77	72	72	72	71	70	69
Турция	32	32	33	34	34	34	34
Прочие	290	266	270	270	267	261	253
Страны СНГ	202	224	236	247	252	256	259
Казахстан	17	15	15	16	17	18	19
Россия*	147	169	180	189	193	196	199
Прочие	38	40	41	42	42	42	41
Развитые страны Азии	373	366	357	343	326	307	286
Австралия	45	47	48	48	47	46	45
Япония	213	207	197	183	169	155	141
Новая Зеландия	7	7	7	7	6	6	6
Корея	108	106	106	106	104	100	94
Развивающаяся Азия	975	1104	1259	1377	1507	1635	1763
Китай	511	583	650	685	724	773	832
Индия	166	183	221	259	307	353	392
Прочие	298	338	388	433	476	509	539
Ближний Восток	366	361	436	418	436	450	460
Иран	89	80	84	88	91	94	95
Ирак	34	36	41	46	48	51	52
Саудовская Аравия	131	132	144	153	160	164	168
Прочие	112	113	167	131	137	141	145
Африка	165	181	201	224	245	265	282
Алжир	17	18	20	21	21	22	22
Ливия	16	17	18	21	23	24	25
Нигерия	13	15	18	21	24	27	30
ЮАР	24	28	29	30	31	32	33
Прочие	95	103	116	131	146	160	172
Мир	4207	4317	4603	4781	4943	5059	5160

* — потребление жидких топлив в России в данном случае учитывает потребление нетоварных нефтепродуктов, в том числе экспортируемых.

Источник: ИНЭИ РАН

Структура мирового спроса на жидкие виды топлива по секторам в прогнозном периоде претерпит некоторые изменения, вызванные усилением межтопливной конкуренции относительно дорогих жидких топлив с другими энергоносителями. Так, ожидается снижение доли сектора генерации тепла и электроэнергии в суммарном потреблении жидких топлив по мере замещения мазутных ТЭЦ угольными, газовыми

и станциями на возобновляемых источниках энергии. В бытовом секторе нефтепродукты также будут замещаться другими энергоресурсами. Сохранит свою долю промышленный сектор, в первую очередь за счет роста нефтехимических производств в целом по миру, однако и здесь нефтепродукты будут жестко конкурировать с альтернативными энергоносителями, в первую очередь — с природным газом (рис. 3.35).

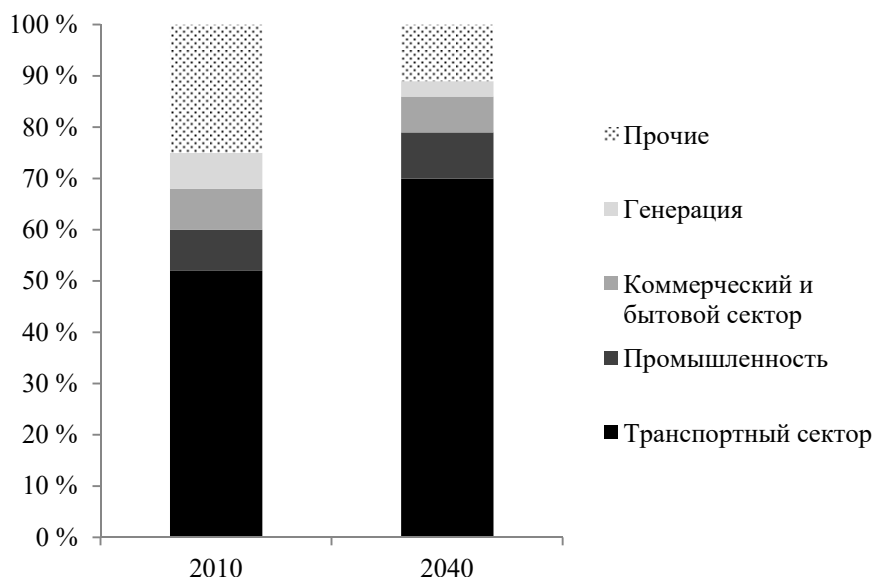


Рис. 3.35 — Прогноз изменения структуры спроса на нефть по секторам.

Источник: ИНЭИ РАН

Фактически единственным драйвером спроса на жидкие топлива по-прежнему остается растущий транспортный сектор (до 70 % от общего объема спроса на нефть к 2040 г.) с его большим увеличением спроса на перевозки, как грузовые, так и пассажирские. Основным фактором сдерживания роста потребления топлив на транспорте станет повышение энергоэффективности транспортных средств.

Современные автомобили до сих пор обладают значительным потенциалом энергосбережения (до 81 % «от бака до колес», по оценкам американского сообщества физиков¹⁶³). В автомобильной промышленности с 1990 г. наблюдается значительное увеличение мощности двигателей и сокращение расхода топлива. В среднем по миру мощность легковых автомобилей выросла на 42 % в период с 1990 по 2013 г., а расход топлива снизился более чем на треть (на 37 %). Кроме модернизации двигателя от бензинового к гибриднему значительная экономия топлива достигалась за счет совершенствования трансмиссии, облегчения кузова, использования современных каучуков и резин при изготовлении шин (рис. 3.36).

¹⁶³Bienstock A. Murray C. и др. Energy Future: Think Efficiency // APS, 2008.

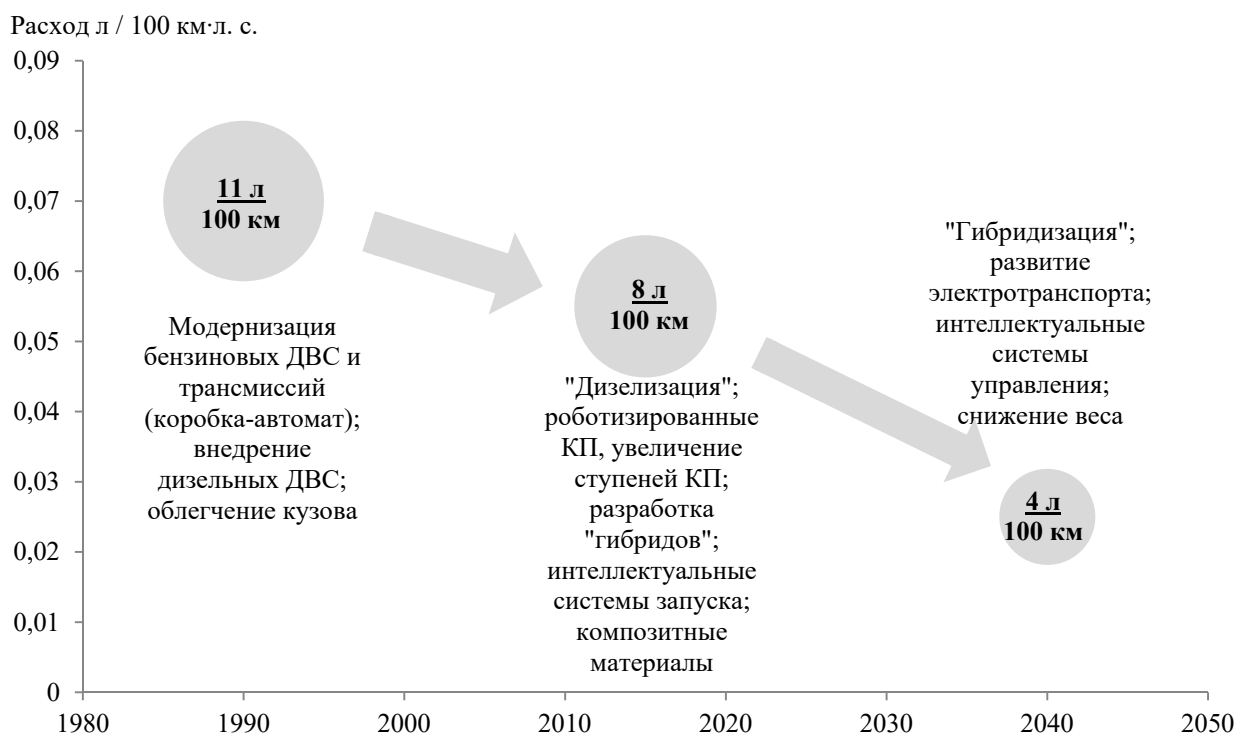


Рис. 3.36 — Динамика экономии топлива на легковых автомобилях.

Источник: составлено ИНЭИ РАН

Одновременно с модернизацией легкового автотранспорта удельные расходы топлива грузового автотранспорта, по данным CAFÉ¹⁶⁴, снизились на 10 % за период с 1990 по 2010 г., а к 2040 г. ожидается снижение расхода еще на 43 % — за счет обновления мирового грузового автопарка, повышения эффективности ДВС и трансмиссии, но в первую очередь за счет снижения веса тяжелых грузовиков и развития малотоннажных перевозок.

Удельный расход топлива для авиации снизился за последнее десятилетие на 30 % за счет использования в авиастроении более современных материалов обшивки, увеличения эффективности реактивных двигателей и увеличения грузо- и пассажироподъемности современных авиалайнеров. К 2040 г. ИНЭИ РАН, основываясь на прогнозах Международной ассоциации воздушного транспорта (IATA)¹⁶⁵, ожидает снижения удельного расхода топлива в авиации еще на 30 % (рис. 3.37).

¹⁶⁴Regulatory Announcement 2013: EPA and NHTSA Set Standards to Reduce Greenhouse Gases and Improve Fuel Economy for Model Years 2017-2025 Cars and Light Trucks <http://www.epa.gov/otaq/climate/documents/420f12051.pdf>

¹⁶⁵ International Air Transportation Association Operational Fuel Efficiency <http://www.iata.org/whatwedo/ops-infra/Pages/fuel-efficiency.aspx>

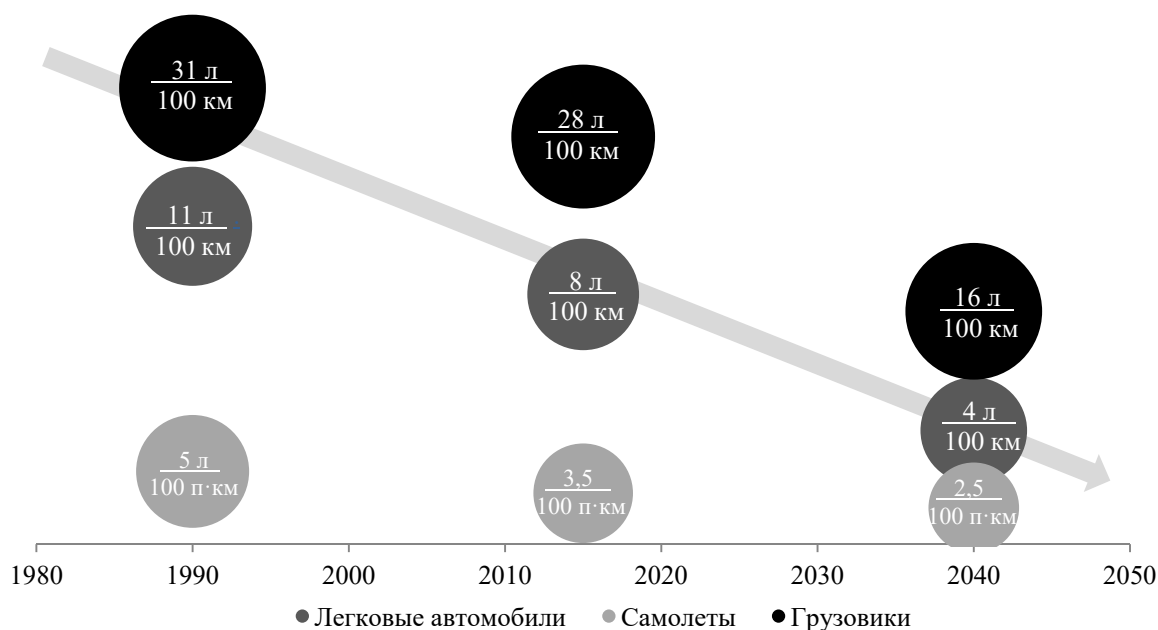


Рис. 3.37 — Снижение среднего удельного расхода топлива на легковых автомобилях, грузовых автомобилях и авиационном транспорте за период с 1990 по 2040 г.

Источник: составлено ИНЭИ РАН

Наиболее отчетливо фактор растущей энергоэффективности в транспортном секторе влияет на спрос в развитых странах. Для развивающихся стран спрос на жидкие топлива часто стимулируется за счет поддержания субсидируемых и регулируемых цен на нефтепродукты для населения на уровне ниже мировых.

К 2040 г. спрос на нефтепродукты как на основной вид жидких топлив по миру в целом возрастет на 20 % (до 4930 млн т) по сравнению с 2010 г., причем в целом структура спроса на нефтепродукты к 2040 г. не претерпит значительных изменений. Наибольший рост спроса придется на бензин и дизельное топливо как на ключевые моторные топлива¹⁶⁶. Вырастет доля СУГ, в первую очередь за счет расширения их использования в нефтехимии и в качестве моторного топлива¹⁶⁷, а также доли всех светлых моторных топлив (дизельного топлива, бензина и авиационного керосина), снизится доля темных нефтепродуктов, в основном за счет выбытия мазута из сектора электрогенерации¹⁶⁸ (рис. 3.38).

¹⁶⁶ Товарные нефтепродукты, их свойства и применение. Справочник, под ред. Н. Г. Пучкова, М., 1971; Зарубежные топлива, масла и присадки. Под ред. И. В. Рожкова и Б. В. Лосикова, М., 1971; Бобров Н. Н., Воропай П. И. Применение топлив и смазочных материалов, 2-е изд. М., 1968.

¹⁶⁷ Anyon, Peter, LPG - The Clean Transport Alternative: Presenting the Environmental Case, 2003.

¹⁶⁸ European Environment Agency, Electricity production by fuel (ENER 027) - Assessment published Apr 2012.

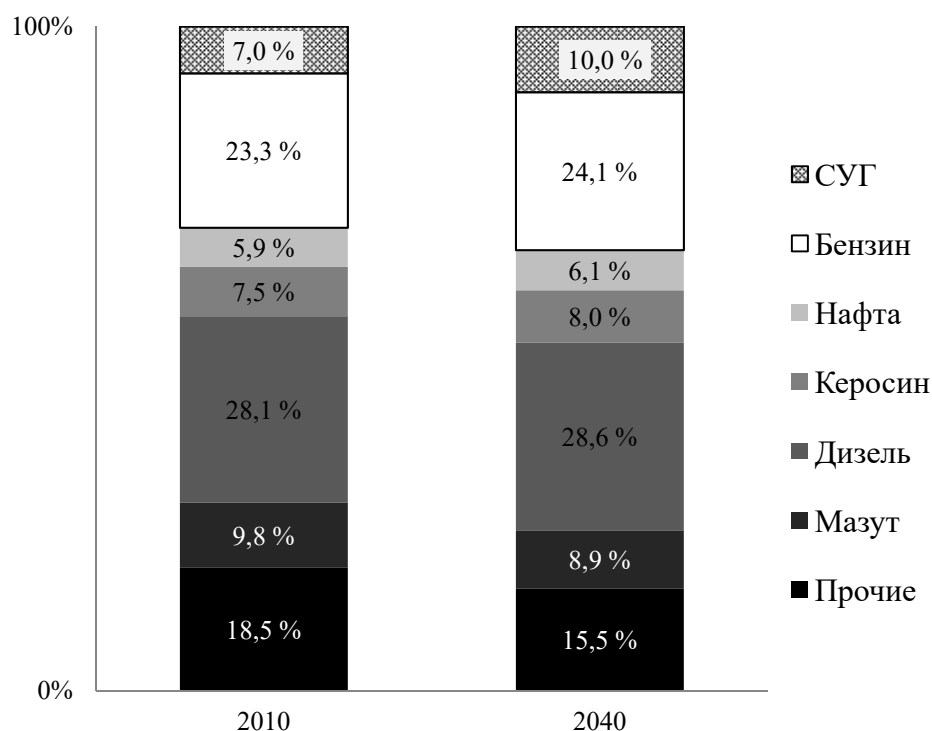


Рис. 3.38 — Структура спроса на нефтепродукты в мире в 2010 и 2040 гг., базовый сценарий.

Источник: ИНЭИ РАН

Структура спроса на нефтепродукты по регионам мира весьма неоднородна (рис. 3.39). Так, в Северной Америке в прогнозном периоде ожидается преобладание автомобильных бензинов, их доля в общем объеме спроса на нефтепродукты возрастет с 42 % в 2010 г. до 46 % к 2040 г. В Европе, напротив, ожидается продолжение дизелизации автопарка: доля ДТ увеличится с 42 % в 2010 г. до 49 % в 2040 г. Такие диспропорции в структуре спроса приводят регионы к необходимости импортировать дополнительные объемы ключевых нефтепродуктов ввиду невозможности настроить собственные перерабатывающие мощности под выпуск такого объема бензина в США и дизельного топлива в Европе¹⁶⁹, что негативно сказывается на целях обеспечения энергетической безопасности, в частности «безопасности спроса»¹⁷⁰ в развитых странах.

¹⁶⁹ Ступин В. В. Нефтеперерабатывающая промышленность мира на современном этапе. Консалтинговая компания «Влант», 2009 г.

¹⁷⁰ Митрова Т. А. Фактор энергетической безопасности в экономическом развитии регионов мира // Научные труды Международного союза экономистов и Вольного экономического общества России, 2008.

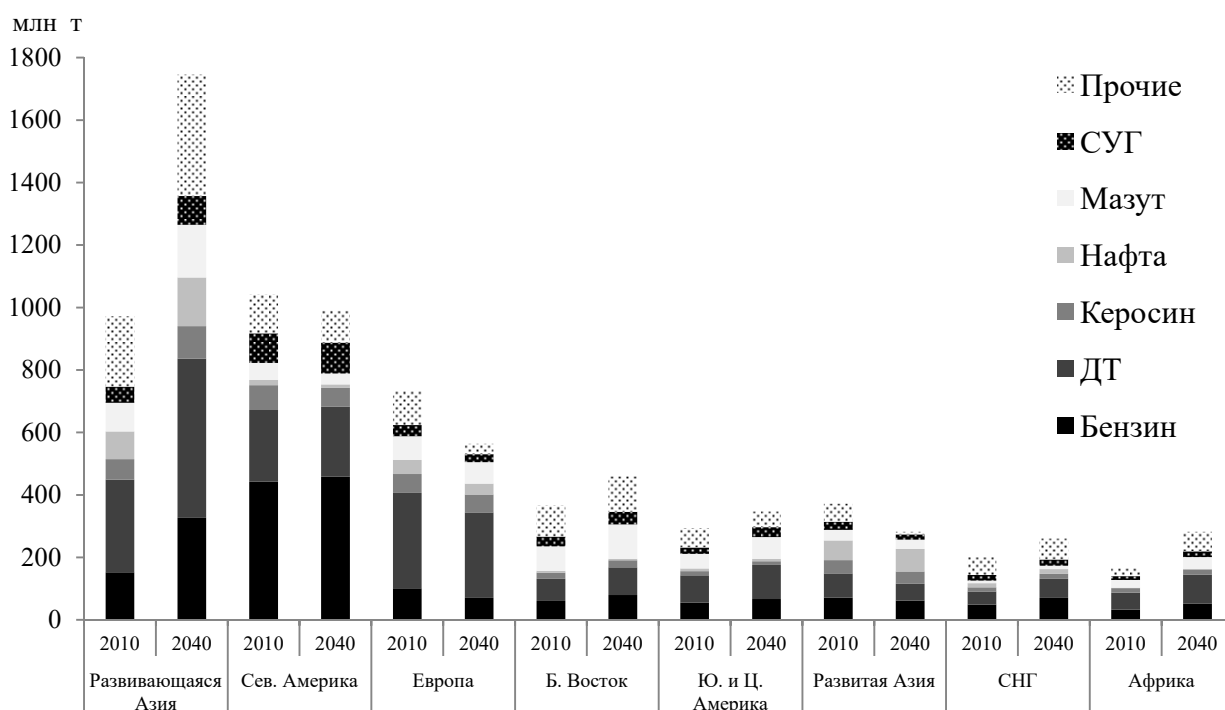


Рис. 3.39 — Структура спроса на нефтепродукты по регионам мира, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В других регионах мира топливные корзины относительно сбалансированы, однако все равно имеют свои региональные особенности:

- на Ближнем Востоке достаточно высока (по сравнению с другими регионами) доля мазута (24 % к 2040 г.). Большой спрос на мазут объясняется высоким уровнем морских перевозок, в том числе для экспорта углеводородов из региона;
- в странах СНГ, напротив, происходит почти полное вытеснение мазута из корзины энергоносителей за счет демонтажа мазутных ТЭЦ, в то время как спрос на мазут как топливо для морских перевозок остается практически неизменным;
- развитые страны Азии, в частности Япония и Южная Корея, характеризуются высокой долей нефти и СУГ, которые используются в основном крупными нефтехимическими производствами, расположенными в регионе;
- в Африке, Южной и Центральной Америке и в развивающихся странах Азии значительных структурных изменений в корзине потребляемых нефтепродуктов не ожидается, ключевым моторным топливом для всех этих регионов будет дизельное (30 % от совокупного спроса на нефть), доля бензина установится к 2040 г. на уровне 19 % от суммарного потребления.

Нефтепродукты хоть и доминирующее, но далеко не единственное топливо, удовлетворяющее спрос на энергию в транспортном секторе. В 2010 г. почти 5 % от спроса в транспортном секторе удовлетворялось за счет ненефтяных топлив: жидких

синтетических топлив из газа, угля и биомассы, природного газа, а также за счет электроэнергии¹⁷¹. В базовом сценарии ожидается увеличение к 2040 г. доли ненефтяных топлив до 11 % от общего спроса на энергию транспортного сектора (рис. 3.40).

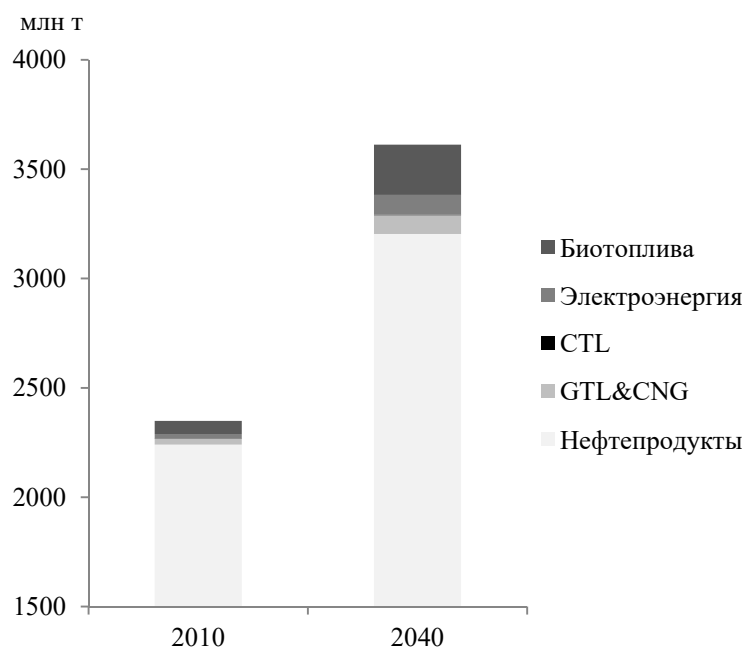


Рис. 3.40 — Спрос на энергию в транспортном секторе по видам топлива, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Основной прирост спроса придется на наиболее распространенный заменитель нефтепродуктов — биотоплива¹⁷². Их потребление на транспорте составит 230 млн т к 2040 г. против 60 млн т в 2010 г. Постепенное внедрение биотоплив будет обеспечиваться за счет активной государственной поддержки в развитых странах, а также за счет относительно высоких цен на нефть в базовом сценарии.

Ожидается и значительный прирост спроса на газомоторное топливо, к 2040 г. его потребление в транспортном секторе вырастет более чем в три раза (до 85 млн т н. э.), в первую очередь рост спроса будет идти в странах АТР, а также Иране, США и странах Европейского союза¹⁷³.

Развитие электротранспорта и заряжаемых гибридов позволит нарастить долю электроэнергии до 2,5 % от общего потребления энергии на транспорте к 2040 г.

Наименее востребованными моторными топливами-заменителями станут топлива, производимые по технологии «уголь — в жидкость» и «газ — в жидкость» в связи

¹⁷¹ International Energy Agency World Energy Outlook 2011, Paris 2011.

¹⁷² А. А. Коротких. Мировой рынок биотоплива: состояние и перспективы, Россия и Америка в XXI веке. № 2 2008.

¹⁷³ NATURAL GAS FOR VEHICLES — IGU & UN ECE JOINT REPORT, 2012.

с достаточно высокими затратами на производство (по состоянию на 2012 г. такие проекты оказывались рентабельны только при цене на нефть свыше 100–120 долл./барр.¹⁷⁴).

Предложение жидких видов топлива

В базовом сценарии мировой спрос на жидкие виды топлива будет в значительной мере покрываться за счет добычи нефти и газового конденсата, на долю ненефтяных топлив (топлив, произведенных по технологиям GTL, CTL, биотоплив и природного газа, как компримированного, так и сжиженного¹⁷⁵) к 2040 г. будет приходиться всего 5,6 % от общего объема предложения жидких, причем основная часть (230 млн т) придется на производство биотоплив (рис. 3.41).

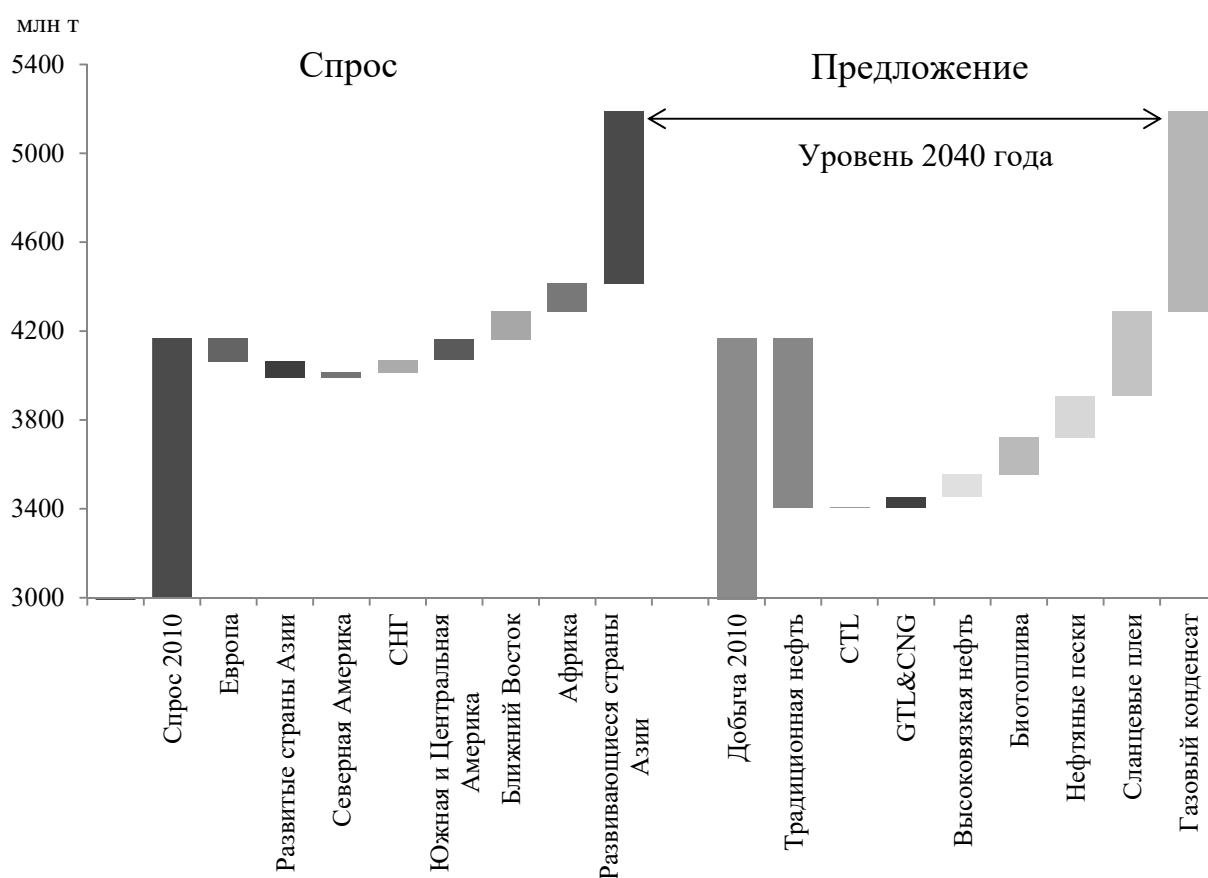


Рис. 3.41 — Баланс спроса на жидкие топлива по регионам и предложения жидких топлив по видам в 2040 г., базовый сценарий.

Источник: ИНЭИ РАН

¹⁷⁴ Goldman Sachs 360 projects to change the World. 2012.

¹⁷⁵ Dr. Michael Gallagher, The Future of Natural Gas as a Transportation Fuel A Presentation for the DOE EIA 2013 Energy Conference, Washington, DC June 17, 2013.

Добыча традиционной нефти (без учета газового конденсата) к 2040 г. снизится до 3,1 млрд т с нынешних 3,4 млрд т; давно обсуждавшийся, особенно в западном научном сообществе «пик традиционной нефти»^{176, 177, 178}, по проведенным в данном исследовании расчетам, придется на период с 2015 по 2020 г. Снижение ее добычи будет обусловлено постепенной выработкой запасов на крупнейших существующих месторождениях. Для компенсации падения добычи на традиционных месторождениях уже к 2015 г. миру необходимо будет довести добычу на уже открытых, но еще не разрабатываемых месторождениях до 295 млн т, а к 2020 г. потребуются вовлечь еще 200 млн т с месторождений, которые пока не открыты. Всего к 2040 г. ожидается снижение добычи на действующих месторождениях до 1,1 млрд т, что и приводит к совокупному падению добычи традиционной нефти на 300 млн т по сравнению с 2010 г. (рис. 3.42).

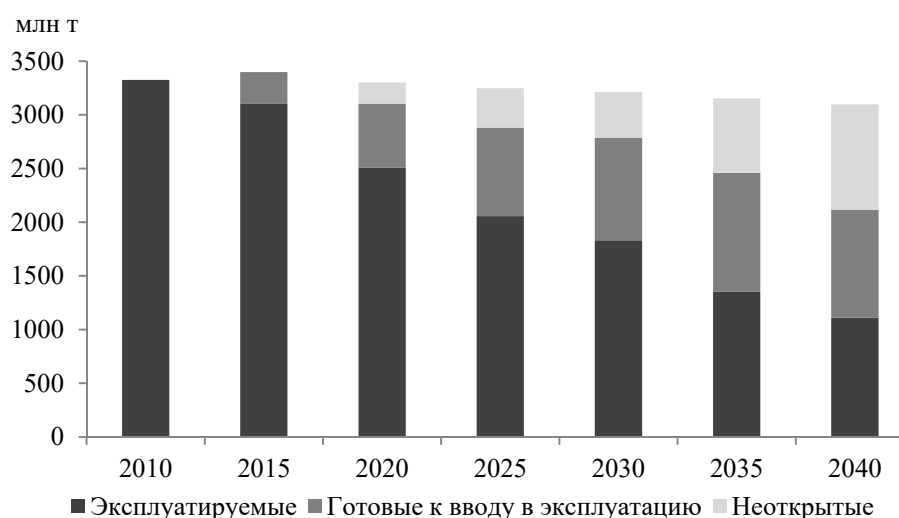


Рис. 3.42 — Добыча традиционной нефти по типам месторождений, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Несмотря на ожидаемое снижение добычи традиционной нефти, в период до 2040 г. мир не столкнется с нехваткой предложения нефтяных топлив: падающая добыча традиционных нефтяных месторождений будет компенсироваться из других источников, в первую очередь за счет месторождений газового конденсата, а также конденсата газовых и нефтяных залежей (суммарный прирост — 425 млн т к 2040 г.). Согласно проведенным расчетам, оправдываются и ожидания^{179, 180, 181} в отношении значительного увеличения

¹⁷⁶ Herold, D. M. (2012). Peak Oil. Hurstlung und Verlag. ISBN 978-3-8448-0097-5.

¹⁷⁷ Aleklett, Kjel (2012). Peeking at Peak Oil. Springer Science. ISBN 978-1461434238.

¹⁷⁸ The Next Crisis: Prepare for Peak Oil. The Wall Street Journal. February 11, 2010.

¹⁷⁹ Грушевенко Е., Грушевенко Д. Нетрадиционная нефть: перспективы и развитие // ТЭК. Стратегии развития, № 1. 2012.

¹⁸⁰ Grushevenko E., Grushevenko D. Unconventional Oil Potential Tends to Change the World Oil Market // CSCCanada Energy Science and Technology Vol.4, № 1, 2012.

роли нетрадиционной нефти (сланцевой, битуминозных песчаников и пр.) — до 18 % от общей добычи с объемом 950 млн т в 2040 г. При этом важно подчеркнуть, что базовый сценарий подразумевает использование при добыче нефти сланцевых плеев только существующих технологий и не предполагает массового перевода запасов из категории технически извлекаемых в категорию экономически извлекаемых. Однако даже при таких горно-геологических и технологических предпосылках объемы добычи сланцевой нефти в мире достигнут к 2040 г. 470 млн т. (рис. 3.43).

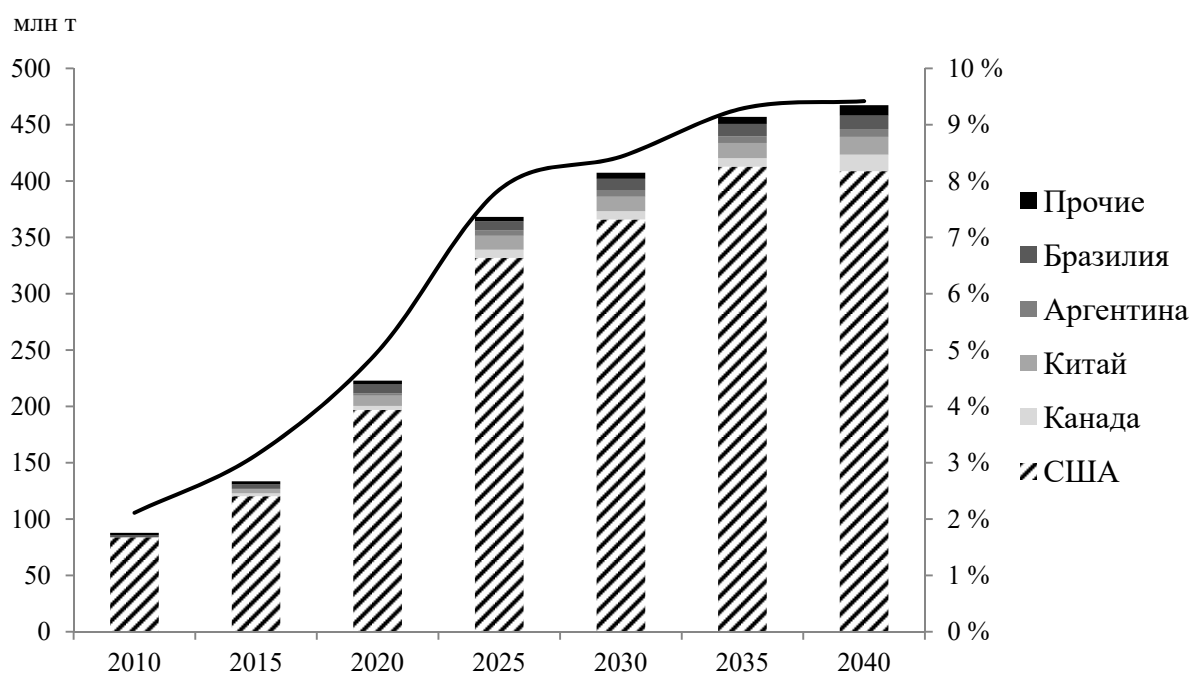


Рис. 3.43 — Добыча сланцевой нефти по странам, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Отдельно необходимо остановиться на вопросе добычи нетрадиционной нефти в Северной Америке, регионе — лидере по разработке нетрадиционных нефтяных запасов: сланцевой нефти и битуминозных песков. Разработка двух этих видов нефти позволила региону переломить тенденцию на снижение добычи и обеспечить рост производства на достаточно долгий временной период. В базовом сценарии к 2040 г. около 75 % от общего объема нефти, производимой в регионе, будет приходиться на долю нетрадиционных источников. Рост добычи сланцевой нефти при этом будет продолжаться вплоть до конца прогнозного периода с заметным замедлением темпов роста после 2030 г., по мере истощения запасов ключевых сланцевых плеев.

¹⁸¹ Грушевенко Д. А., Грушевенко Е. В., под ред. Макарова А. А., Митровой Т. А., Кулагина В. А. Нефть сланцевых плеев — новый вызов энергетическому рынку? // ИНЭИ РАН, Москва, 2012 г.

Следует отметить, что потенциал нефти сланцевых плеев, а в особенности низкопроницаемых коллекторов, в США уже был явно недооценен в экспертном сообществе. Так, уже в 2012 г. добыча этих видов нефти составила около 100 млн т¹⁸² против прогнозируемых на этот же год 40–50 млн т¹⁸³, а к 2030 г., по нашим расчетам, США приблизятся по объему добычи нефтяных топлив к Саудовской Аравии. Подобные темпы разработки этого нетрадиционного сырья превращают вчерашние сланцевые сценарии в современные базовые.

В перспективе к 2040 г. в базовом сценарии ожидается значительный рост добычи нефти в США — до 516 млн т, а суммарно по Северной Америке, с учетом Канады и Мексики, — 956 млн т в год (рис. 3.44).

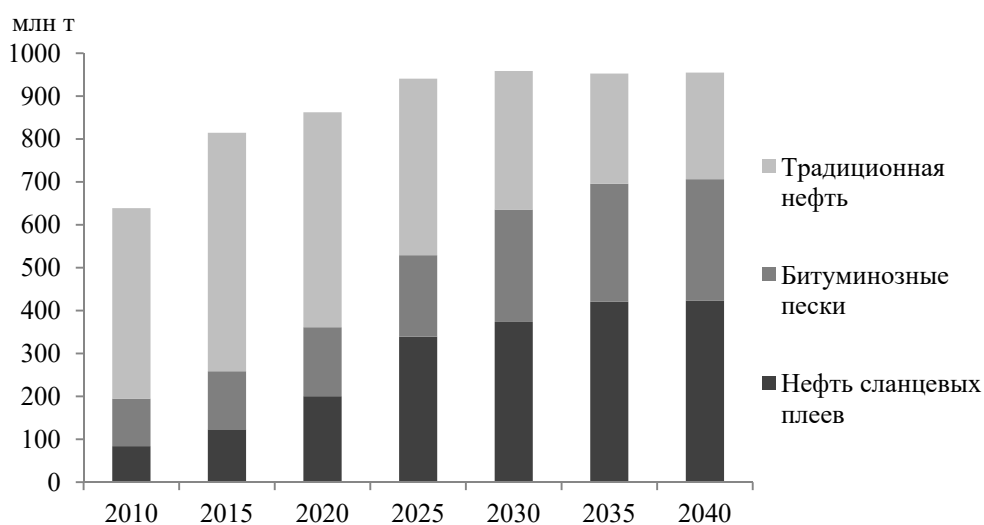


Рис. 3.44 — Прогноз добычи нефти в Северной Америке, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Успех нетрадиционной нефти в регионе будет обеспечиваться относительно невысокими затратами на ее добычу: так, цены безубыточности (цена нефти, при которой проект по разработке месторождения становится рентабельным) для большинства сланцевых плеев США и Канады находятся в диапазоне от 40 до 80 долл. 2010 / барр.¹⁸⁴, а для проектов по разработке канадских песков — в диапазоне от 60 до 110 долл. 2010 / барр.¹⁸⁵.

В базовом сценарии мировая добыча нефти сланцевых плеев оценивается в 470 млн т к концу периода, в основном ее обеспечат месторождения Северной Америки.

¹⁸²Sieminski A. Outlook for shale gas and Tight oil development in the U.S. for Deloitte Energy Conference. May 21, 2013. Washington, DC.

¹⁸³ U.S. Energy information Administration Annual Energy Outlook 2010.

¹⁸⁴ Tom Randall Break-Even Points for U.S. Shale Oil // Bloomberg Buisness 2014-10-17.

¹⁸⁵ Goldman Sachs 360 projects to change the World. 2012.

Производства нефти и газового конденсата сланцевых плеев хватит, чтобы мировой рынок не переключался на альтернативные виды топлива из газа или угля.

В целом ключевым мировым регионом-производителем останется Ближний Восток, который в базовом сценарии обеспечит прирост добычи в полмиллиарда тонн сырой нефти: добыча в регионе возрастет на 45 % (с 1215 млн т в 2010 г. до 1755 млн т к 2040 г.). Этот огромный прирост будет обеспечиваться в первую очередь за счет месторождений Ирака (прирост составит 270 млн т), Саудовской Аравии (прирост составит 80 млн т) и других ближневосточных членов ОПЕК (190 млн т).

Добыча в Южной Америке увеличится более чем на 40 % — до 540 млн т к 2040 г. с 380 млн т в 2010 г., в основном за счет ввода в эксплуатацию проектов по разработке офшорных месторождений в Бразилии (добыча в стране в базовом сценарии достигнет 263 млн т). Немаловажную роль в росте нефтедобычи региона сыграет и Венесуэла (прирост добычи в стране будет достигаться за счет разработки запасов пояса реки Ориноко) — к 2040 г. в базовом сценарии добыча составит почти 170 млн т.

Добыча стран СНГ в базовом сценарии продолжит рост, хотя и гораздо более медленными темпами, чем в первом десятилетии XXI века: с 665 млн т в 2010 г. до 710 млн т в 2040 г. Снижение добычи после 2015 г. в главном производителе региона — Российской Федерации будет компенсироваться за счет увеличения добычи в Казахстане (с 80 в 2010 г. до 170 млн т к 2040 г.).

Добыча в Африке к 2040 г. превысит отметку в 540 млн т (против 480 млн т в 2010 г.), после чего незначительно снизится до 530 млн т по мере истощения запасов месторождений Нигерии, Анголы и Египта. Еще один ключевой производитель региона — Ливия в базовом сценарии сможет поддерживать стабильный рост добычи до 2040 г.

Снижение добычи ожидается во всех странах Европы, кроме Норвегии. Суммарная добыча региона сократится с 195 в 2010 г. до 130 млн т в 2040 г. Норвежская нефтедобыча будет расти до 2020 г. за счет ввода в эксплуатацию недавно разведанных участков шельфа Северного моря, а после снизится вплоть до конца прогнозного периода.

Азиатский регион также не сможет поддерживать добычу даже на уровне 400 млн т (как в 2010 г.), в базовом сценарии объемы производства нефти в регионе снизятся к 2040 г. до 340 млн т (табл. 3.13).

Таблица 3. 13 Добыча нефти по регионам и крупнейшим странам мира, базовый сценарий, млн т

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Северная Америка	639	815	862	951	962	956	956
Канада	160	191	194	281	343	357	360
Мексика	146	135	107	100	80	80	79
США	333	488	562	570	539	519	516
Южная и Центральная Америка	378	430	471	515	522	533	541
Венесуэла	146	156	156	161	165	166	167
Бразилия	111	161	213	248	254	259	263
Эквадор	26	17	16	15	16	24	29
Прочие	95	96	86	91	88	85	81
Европа	196	146	163	155	140	133	132
Норвегия	99	81	98	96	83	80	79
Великобритания	63	41	38	36	36	33	32
Прочие	35	24	28	22	20	20	21
СНГ	665	681	673	672	683	698	712
Россия	505	522	513	505	491	476	468
Казахстан	82	82	82	95	118	146	167
Азербайджан	51	51	52	50	52	52	53
Прочие	28	25	26	22	23	23	25
Азия	402	358	387	381	363	343	341
Китай	203	190	221	205	194	176	177
Индия	41	43	41	37	36	31	30
Австралия и Новая Зеландия	25	24	24	27	28	31	34
Прочие	133	101	101	113	105	106	100
Ближний Восток	1217	1349	1466	1519	1643	1715	1755
Иран	209	165	175	180	180	186	194
Ирак	122	247	289	296	369	389	391
Саудовская Аравия	474	506	533	521	525	538	556
ОАЭ	133	161	170	167	173	170	162
Прочие	280	270	300	355	397	431	452
Африка	481	486	465	516	521	543	527
Египет	35	32	30	31	33	31	31
Ливия	78	87	89	85	100	111	120
Нигерия	121	133	114	111	84	89	84
Ангола	91	72	70	94	100	94	90
Прочие	156	162	161	194	204	218	203
ОПЕК	1667	1843	1940	2013	2143	2242	2245
доля ОПЕК, %	42	43	43	43	44	46	45
не-ОПЕК	2311	2421	2547	2695	2691	2679	2719
Мир	3978	4264	4487	4708	4834	4921	4964

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Нефтепереработка

В мире сегодня наблюдается избыток нефтеперерабатывающих мощностей, и в прогнозный период, с учетом строительства НПЗ в различных регионах, дефицита мощностей в целом не ожидается. Новые проекты готовятся к вводу на Ближнем Востоке, в Африке и Азиатско-Тихоокеанском регионе. Они способны почти вдвое увеличить переработку на Ближнем Востоке, создавая значительные объемы нефтепродуктов, которые начнут вытеснять с рынков Европы и Северной Америки продукцию других поставщиков и даже собственных производителей. Однако ряд регионов (Южная Америка

и АТР) не смогут удовлетворить потребность в нефтепродуктах собственными мощностями, что потребует их расширения после 2030 г. (рис. 3.45).

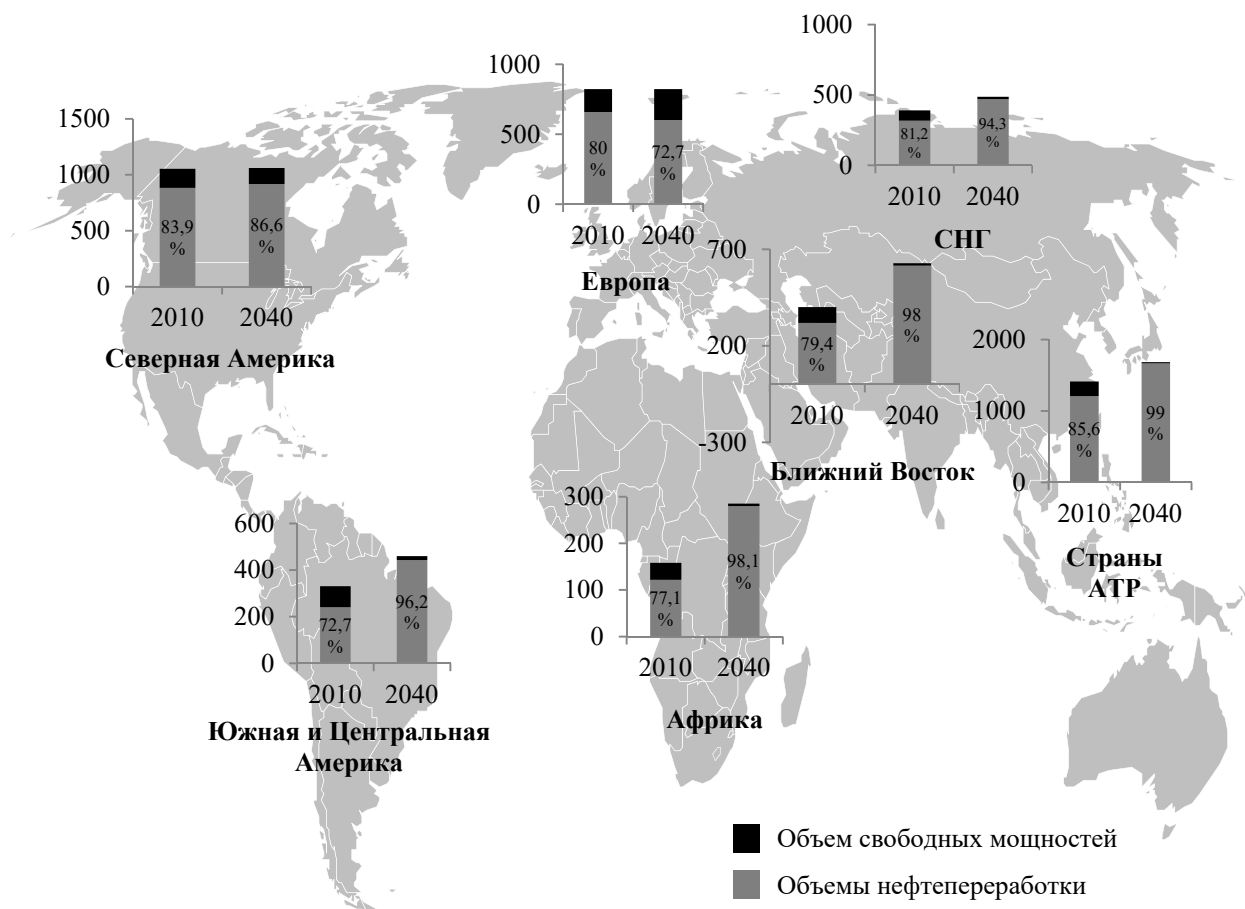


Рис. 3.45 — Объемы нефтепереработки по регионам, загрузка НПЗ, млн т, %.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН.

В Северной Америке ожидается сравнительно стабильная загрузка мощностей до конца периода в связи с растущей добычей нефти сланцевых плеев и канадских битуминозных песков. Рост загрузки заводов ожидается в странах СНГ, в первую очередь в России и Казахстане. В то же время падение загрузки нефтеперерабатывающих мощностей в Европе, скорее всего, приведет к выводу из эксплуатации части заводов уже к 2020–2025 гг.

Международная торговля нефтью

В межрегиональной торговле сырой нефтью в базовом сценарии к 2040 г. ожидаются значительные изменения. Основные сдвиги прогнозируются в Северной Америке, которая к концу рассматриваемого периода за счет добычи нетрадиционной нефти превратится из нетто-импортера сырой нефти в ее нетто-экспортера. К 2040 г. в базовом сценарии в регион будут поставлять нефть только страны Африки (в первую

очередь Нигерия и Ангола) и Южной Америки (Венесуэла и Бразилия), в то время как экспорт из региона будет осуществляться в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ожидается и значительное (по сравнению с 2010 г.) снижение поставок сырой нефти в Европу: с 600 в 2010 г. до 500 млн т в 2040 г., что связано как с падающим спросом в регионе, так и с низкой маржинальностью и уменьшением объемов европейской нефтепереработки. Снижение экспортной ниши в Европе сильнее всего скажется на поставщиках из стран СНГ, поставки сырой нефти из этих стран упадут к 2040 г. более чем на 120 млн т по сравнению с 2010 г., в то время как остальные поставщики (Африка, Ближний Восток и Южная Америка) смогут нарастить свой экспорт на европейский рынок.

Ключевым регионом-импортером в прогнозном периоде будет АТР. Потребность в импорте сырой нефти возрастет на 350 млн т по сравнению с 2010 г., именно на освоение этого рынка и будут направлены усилия всех ключевых мировых производителей. Так, страны СНГ, теряющие собственную экспортную нишу на европейском рынке, увеличат поставки на рынок АТР (в первую очередь на рынки Китая и других стран Северо-Восточной Азии) с 75 млн т в 2010 г. до 100 млн т в 2040 г. Ключевым поставщиком региона, как ожидается, станут страны Ближнего Востока, которые к 2040 г. будут обеспечивать до 73 % поставок сырой нефти в АТР (или более 960 млн т в абсолютном выражении) (табл. 3.14 и 3.15).

В базовом сценарии зависимость от импорта нефти во всех ключевых регионах-импортерах, кроме Северной Америки, продолжит увеличиваться. Северная Америка, благодаря увеличению собственной добычи, сможет отказаться от ввоза сырой нефти из других регионов уже после 2020 г., однако ключевая страна региона — США будет более чем на треть зависеть от поставок из соседней Канады вплоть до 2040 г. (табл. 3.16).

Европейская зависимость от импорта сырой нефти несколько снизится в период до 2020 г., что, однако, будет связано не с позитивными процессами энергосбережения, а с ростом добычи нефтяного сырья в Норвегии за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений и ожидаемых снижений объемов европейской нефтепереработки. В целом к концу прогнозного периода, несмотря на стагнирующий спрос на нефть, Европа только увеличит свою импортную зависимость: с 73 % от общего объема потребления сырой нефти в 2010 г. до 77 % к 2040 г.

Таблица 3.14 Потоки межрегиональной торговли сырой нефтью в 2010 г., млн т, базовый сценарий

		Куда						
		Северная Америка	Южная Америка	Европа	СНГ	Ближний Восток	Африка	АТР
Откуда	Северная Америка	0	38	25	2	0	3	19
	Южная Америка	115	0	16	0	0	1	44
	Европа	49	5	0	8	2	15	13
	СНГ	39	1	295	0	0	1	75
	Ближний Восток	91	6	117	0	0	15	708
	Африка	125	17	129	0	1	0	112
	АТР	11	11	15	0	0	6	0

Источники: составлено ИНЭИ РАН на основе МЭА, ВР.

Таблица 3.15 Потоки межрегиональной торговли сырой нефтью в 2040 г., млн т, базовый сценарий

		Куда						
		Северная Америка	Южная Америка	Европа	СНГ	Ближний Восток	Африка	АТР
Откуда	Северная Америка	0	0	0	0	0	0	180
	Южная Америка	44	0	53	0	0	0	0
	Европа	0	0	0	7	0	20	10
	СНГ	0	0	173	0	0	0	101
	Ближний Восток	0	0	118	0	0	47	961
	Африка	93	0	155	0	0	0	71
	АТР	0	0	0	0	0	0	0

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Таблица 3.16 Доля нетто-импорта нефти в общем объеме потребления нефти в ключевых регионах-импортерах, базовый сценарий

	2010, %	2015, %	2020, %	2025, %	2030, %	2035, %	2040, %
Северная Америка	38	16	4	0	0	0	0
США	61	36	29	30	35	35	35
Европа	73	72	68	72	75	77	77
Азия	69	75	75	76	78	79	80
Китай	54	60	63	65	69	71	71
Индия	74	81	82	84	85	87	87
Япония	99	100	100	100	100	100	100

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Высокая импортная зависимость сохранится и в Азиатском регионе, поставки из других регионов будут обеспечивать до 80 % от суммарной потребности АТР в нефти. Высокий прогнозируемый спрос на нефть в Индии и Китае, в условиях недостаточной обеспеченности сырьем двух крупнейших экономик региона, приведет к увеличению импортной зависимости этих стран. Так, в Китае к 2040 г. до 71 % будет обеспечиваться за счет поставок нефти из-за рубежа, в Индии этот показатель к 2040 г. превысит 87 %.

Цены нефти

Цены на нефть, как и на другие сырьевые товары, формируются множеством разнонаправленных факторов (рис. 3.46), таких как соотношение спроса и предложения,

позиции участников нефтяного рынка и нерыночные факторы, влияющие на рынок преимущественно в краткосрочном периоде.

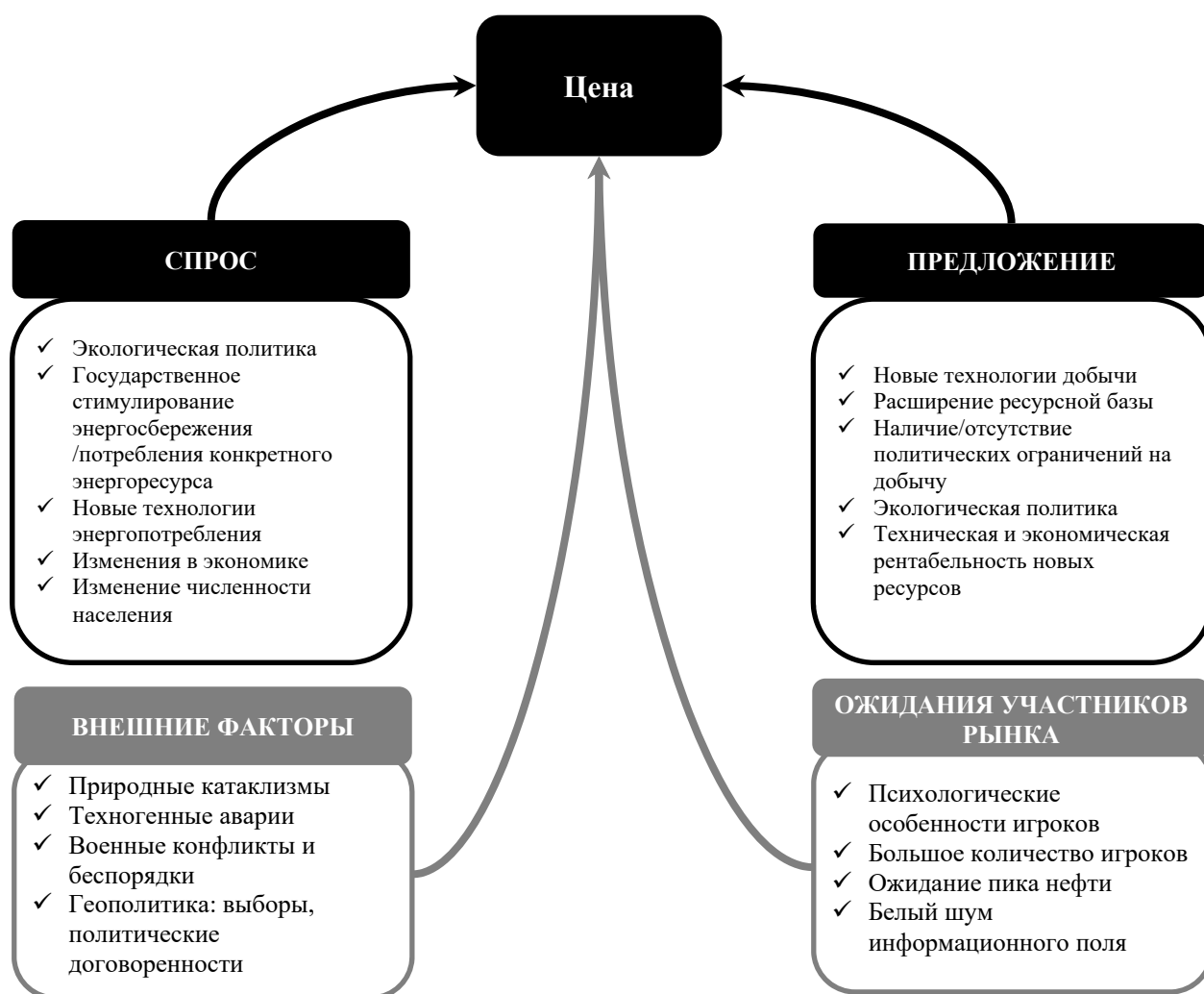


Рис. 3.46 — Факторы, влияющие на цену нефти (темным отмечены наиболее значимые факторы, бледным — наименее значимые).

Источник: ИНЭИ РАН

До сих пор существует два полярных мнения о вопросах установления объективной цены на нефть. Сторонники фундаментальных закономерностей ценообразования на нефть утверждают, что, несмотря на образование деривативного рынка нефтяных контрактов, цены по-прежнему определяются фундаментальными взаимосвязями спроса и предложения на нефтяном рынке. Подробно эта тематика раскрывается в исследованиях Б. Фаттуха¹⁸⁶, К. Д. Миллера, М. Т. Шевалье, Д. Ливенса¹⁸⁷, О. М. Ермилова, К. Н. Миловидова, Л. С. Чугунова, В. В. Ремизова¹⁸⁸, С. Кароло¹⁸⁹.

¹⁸⁶ Fattouh B. An Anatomy of Crude Oil Pricing System // Oxford Institute for Energy Studies // January 2011.

¹⁸⁷ Miller K. D., Chevalier M.T., Leavens J. The role of WTI as a crude oil benchmark // Purvin&Gertz inc. for CME Group // January 2010.

¹⁸⁸ Ермилов О. М., Миловидов К. Н., Чугунов Л. С., Ремизов В. В. Стратегии развития нефтегазовых компаний. М.: Наука, 1998. 623 с.

С другой стороны, существует весьма обширная группа экспертов, которая настаивает на позиции, что цены на нефть все дальше отрываются от взаимосвязи фундаментальных факторов и начинают зависеть от колебаний фьючерсного рынка, количества открытых позиций и других факторов, не имеющих отношения к фундаментальным закономерностям развития реального рынка сырой нефти. Работы и позиции этой группы экспертов подробно раскрываются в работе: В. В. Бушуева, А. А. Конопляника, Я. М. Миркина¹⁹⁰. Отчасти эту же позицию занимают на практике в своих работах эксперты Мирового энергетического агентства и Департамента энергетики США, которые в своих ежегодных прогнозах развития энергетики World Energy Outlook¹⁹¹ и International Energy Outlook¹⁹² не пытаются прогнозировать долгосрочные уровни нефтяных цен, а методологически используют текущие тренды в качестве базовой предпосылки при анализе будущих мировых объемов спроса и предложения.

В этих условиях критически важно понимать, имеется ли взаимосвязь между фундаментальными факторами спроса и предложения и нефтяными ценами, а также в какой степени уместно ее использование при прогнозировании будущих уровней нефтяных цен.

Цена на рынке, согласно экономической теории, — это точка пересечения кривых спроса и предложения. Более высокая цена образует излишек товара, а более низкая — его дефицит. Однако эта модель работает только на идеальном рынке «идеального» товара¹⁹³, которым нефть не является. Предложение и спрос на нефть в реальности имеют свои ограничения и особенности, а сам рынок далек от состояния «идеального» с точки зрения конкуренции и отсутствия монопольной власти у каждого отдельного игрока (группы игроков). Нефть не является однородным товаром, существует множество типов нефти с различными качественными характеристиками. Более того, сама по себе нефть потребительским товаром не является, ценность представляют получаемые из нее нефтепродукты, что в общем не характерно для идеального товара.

¹⁸⁹ S. Carollo Oil Price Benchmarks in International trade. — OXFORD ENERGY FORUM, feb.2012, issue 87, p. 26–28.

¹⁹⁰ Бушуев В. В., Конопляник А. А., Миркин и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. М.: ИД «Энергия», 2013. 344 с.

¹⁹¹ International Energy Agency World Energy Outlook 2013, Paris 2013.

¹⁹² Energy Information Administration International Energy Outlook 2013.

¹⁹³ Идеальный рынок в понимании авторов — конкурентный рынок, обладающий следующими признаками: неограниченное количество участников рынка, значительное число продавцов и покупателей, свободный вход на рынок и выход из него, свободные цены, однородность одноименных представленных продуктов на рынке, отсутствие давления, принуждения со стороны одних участников по отношению к другим. Идеальный товар: осязаем, можно накопить в запас, перевезти и т. п., нет срока годности, изготавливается всегда одинаковым.

Применение обобщенных макроэкономических моделей к нефти осложняется тем, что спрос на нефть на реальном рынке формируется как спрос на нефтепродукты, в то время как «предложение» представляется сразу в двух частях: добыча сырой нефти и переработка в нефтепродукты, пригодные для конечного потребителя.

Следует отметить, что постепенный переход нефти с реального рынка на рынок финансового актива¹⁹⁴ сформировал спрос и предложение именно на нефть (нефтяные контракты¹⁹⁵), то есть приблизил нефть к «идеальному товару». Биржевой рынок, в отличие от реального рынка нефти, не ограничен по количеству игроков, нефть на нем стандартизирована в рамках торгуемого «бенчмарка», то есть приведена к единым качественным условиям, а вход на современный деривативный рынок фактически не ограничен для каждого отдельного его участника.

Кривая спроса. Спрос на нефть крайне неэластичен по цене, даже в долгосрочном периоде. Это объясняется высокой стоимостью и ограниченностью доступных объемов прямых заменителей нефтяных топлив (газовых топлив, биотоплив, топлив, производимых по технологии «уголь — в жидкость» и «газ — в жидкость»), а также сложностью и длительностью создания инфраструктуры для обеспечения их широкомасштабного использования. Таким образом, только при очень высоком уровне цен на нефть начинается значительное переключение с нефтепродуктов на альтернативные источники энергии (АИЭ), причем даже в долгосрочном периоде объем такого переключения ограничен объемами производства альтернативных источников энергии и развития необходимой для них инфраструктуры (рис. 3.47). Верхний эластичный участок кривой спроса определяется возможными объемами и ценами переключения на АИЭ. Нижний эластичный участок кривой спроса крайне условен: гипотетически при сверхнизких ценах предложения потребители начнут переключаться с других источников энергии на нефтяные топлива, для которых нефтяные топлива тоже не могут полностью стать полными заменителями.

¹⁹⁴ Подробнее в разделе «Исторический анализ формирования цен на нефть».

¹⁹⁵ Биржевые нефтяные контракты — фьючерсы, опционы, форварды и другие контракты, торгуемые на биржевых рынках.

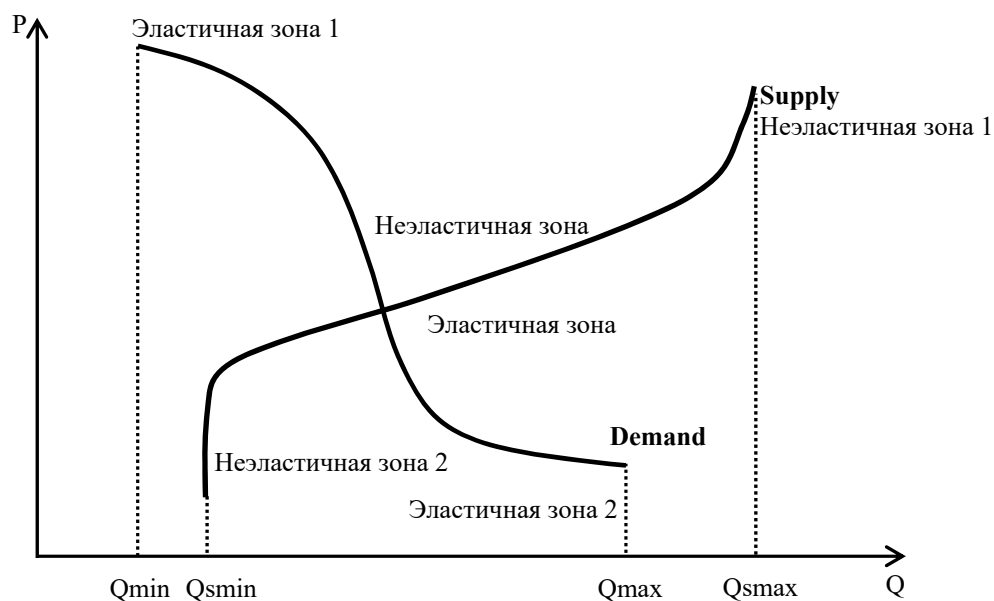


Рис. 3.47 — Обобщенные кривые спроса и предложения на нефть: зоны эластичности.

Источник: ИНЭИ РАН

Кривая предложения. Предложение нефти также ограничено эластично по цене. Добывающие мощности предприятий конечны, даже в долгосрочном периоде. При достижении пика загрузки при любой цене объем выпуска не изменится (так формируется верхний неэластичный участок на рисунке 3.47). С другой стороны, нельзя остановить добычу на всех существующих месторождениях разом, насколько бы низко ни падала цена нефти, так как технологически и экономически будет крайне затруднительно при повышении цен восстановить законсервированные объемы нефти. Предприятия предпочтут хотя бы минимально покрывать свои затраты, но не отказываться полностью от добычи.

С точки зрения экономической теории кривая предложения формируется по принципу «какой объем экономического блага может быть произведен при конкретной цене», т. е. пересечения цен предложения и объемов могут быть трактованы как суммы затрат на добычу, необходимые для обеспечения определенных объемов предложения. В случае с рынком нефти кривые предложения не могут быть сформированы исключительно как суммы операционных и капитальных затрат на добычу определенного объема нефти. Это объясняется наличием двух рент в нефтедобывающей промышленности:

1. Ренты Рикардо.
2. Ренты Хотеллинга.

Рента Рикардо, которая изначально формировалась экономистом для сельского хозяйства, подразумевает под собой четыре основных источника формирования рентного дохода:

1. Рента возникает только тогда, когда количество товара (ресурса) ограничено — «никто не платит ренты за пользование воздухом и водой или каким-либо другим даром природы, существующим в неограниченном количестве».

2. «Рента всегда платится за пользование землей только потому, что количество земли не беспредельно, а качество ее неодинаково, с ростом же населения в обработку поступает земля низшего качества или расположенная менее удобно».

3. «Наиболее плодородная и наиболее удобно расположенная земля поступит в обработку раньше других».

4. «С каждым приростом населения, который заставляет страну прибегать к земле худшего качества, чтобы иметь возможность увеличить свой запас пищи, будет подниматься рента со всех более плодородных земель»¹⁹⁶.

В современной экономике энергетики рента Рикардо чаще упоминается как «дифференциальная рента — дополнительный доход, связанный с различным характером объектов разработки, получаемый на месторождениях с лучшими, относительно замыкающих, горно-геологическими условиями добычи, территориально приближенными к центрам сбыта, с высокими потребительскими свойствами добываемого сырья»¹⁹⁷.

Фактически рента Рикардо формирует ступенчатую структуру современной кривой предложения нефти, где для ввода на рынок каждого следующего объема (ступени) нефти требуется более высокая цена (рис. 3.48) из-за разницы в горно-геологических и территориальных условиях для каждого проекта по добыче нефти.

¹⁹⁶ Рикардо Д. Начала политической экономии и налогового обложения. Сочинения. Т. 1 / Пер. с англ. под ред. М.Н. Смит. М.: Госполитиздат, 1955. С. 67.

¹⁹⁷ Миловидов К. Н., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазообеспечение глобальной экономики: Учебное пособие. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2006. С. 119.

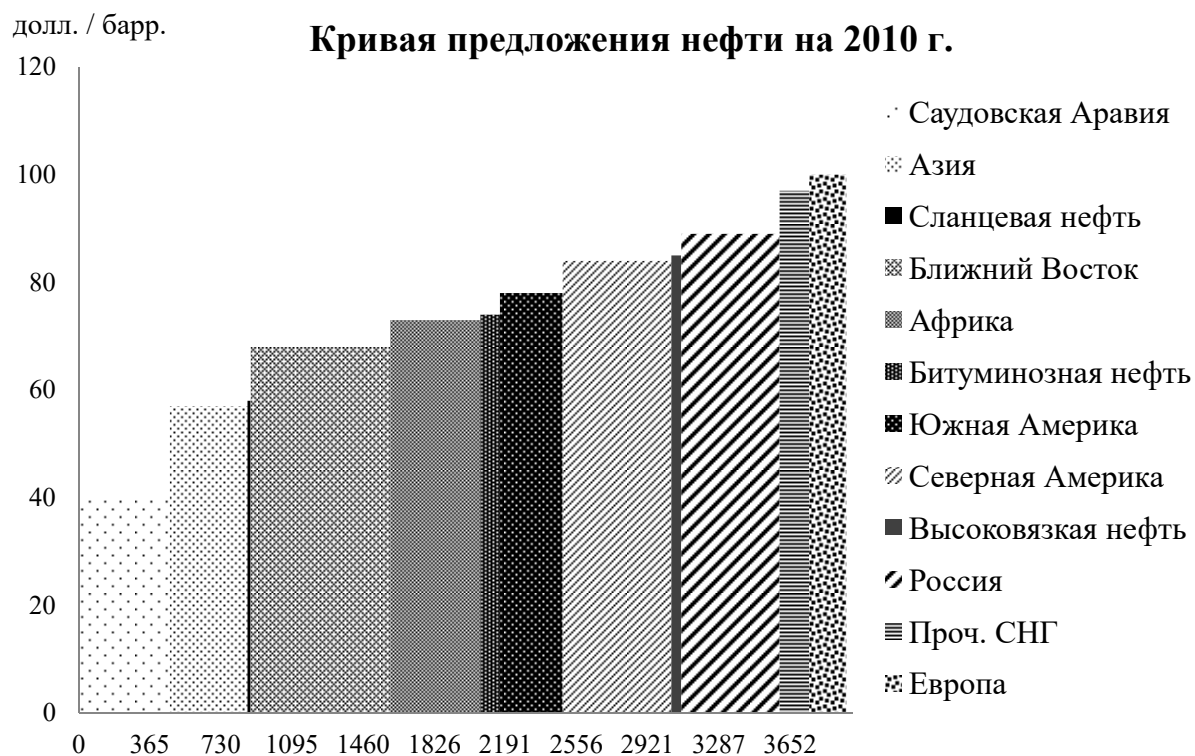


Рис. 3.48 — Обобщенная кривая предложения нефти на 2010 г.

Источник: ¹⁹⁸

С вводом значимого количества месторождений с худшими характеристиками мировая цена на нефть возрастает до уровня цен производства этих замыкающих месторождений.

Еще одной крайне важной при построении кривой предложения на нефть рентой является рента Хотеллинга. В своей работе «Экономика исчерпаемых ресурсов» ¹⁹⁹ Гарольд Хотеллинг продолжает анализ темы «платы за ограниченность ресурса», затрагиваемой в работах Д. Рикардо. Г. Хотеллинг рассматривает вопрос слишком низкой цены энергоресурсов, которая приводит к неэффективному их использованию, что, в свою очередь, негативно сказывается на будущих поколениях.

Так, по мнению Хотеллинга, важно найти оптимальные уровни добычи ресурса, так как при высоких темпах отбора цена ресурса может снизиться практически до нуля, а при низких уровнях добычи может быть не достигнута экономическая эффективность добычного проекта ²⁰⁰ и не получена прибыль ²⁰¹. Таким образом, согласно Хотеллингу, цена ресурса должна быть выше, чем цена, сформированная по принципу «издержки

¹⁹⁸ Прогноз развития энергетики мира и России до 2030 года, ИНЭИ РАН-РЭА, М. 2012.

¹⁹⁹ Н. Hotelling, The economics of exhaustible resources, The Journal of Political Economy, volume 39, #2, April 1931, p. 137–139.

²⁰⁰ Траектория срабатывания конечных ресурсов должна быть такой, чтобы кривая годовых доходов следовала за процентной ставкой.

²⁰¹ Н. Hotelling, The economics of exhaustible resources, The Journal of Political Economy, volume 39, #2, April 1931, p. 137–139.

плюс», даже с учетом дифференциальной ренты Рикардо. Разница между этими уровнями цен является рентой Хотеллинга. Данный подход стал основным при формировании цен по принципу «нетбэк»: когда ресурс исчерпается, объемы экономического блага, полученного от добычи нефти, обеспечат тот факт, что на его смену придет альтернативный заменитель.

На рис. 3.49 отображено различие между рентой Рикардо и рентой Хотеллинга. В случае индивидуального владельца ресурсов под ресурсной рентой (которая может быть вкратце охарактеризована как «надбавка за истощение») понимается сумма обеих рент (Рикардо и Хотеллинга)²⁰².

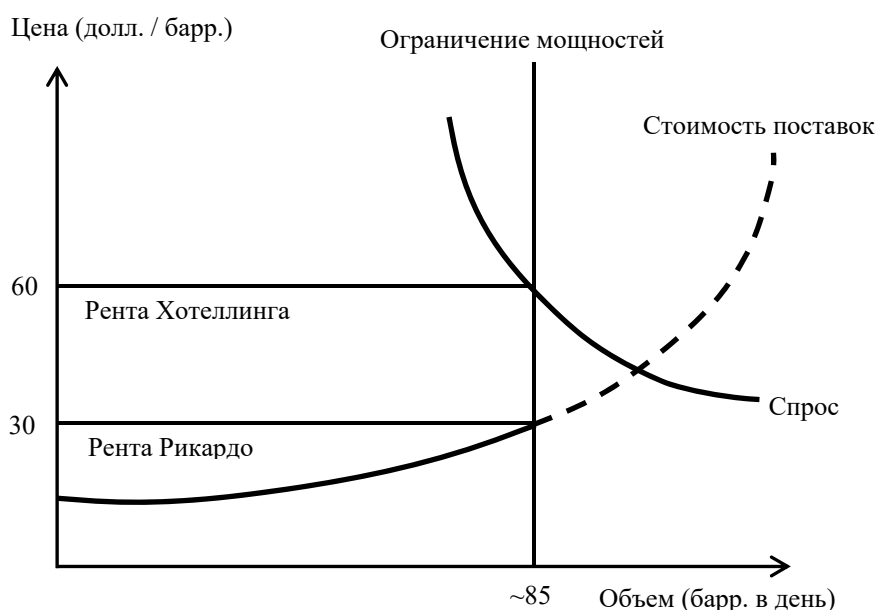


Рис. 3.49 — Различные виды ренты, связанные с добычей нефти.

Источник:²⁰³

Таким образом, с точки зрения экономической теории кривая предложения нефти формируется исходя не только из затрат, с которыми может быть добыт тот или иной ее объем, но и с учетом уплаты обеих рент (Рикардо и Хотеллинга). Формализация двух этих рент приводит нас к значению «цены безубыточности» для каждой ступени кривой предложения, которая может быть определена как сумма удельных постоянных и переменных затрат на добычу, транспортировку до транспортной системы, налоговое бремя и прибыльность компании-оператора конкретного месторождения. А замыкающая (последняя) цена, достаточная для удовлетворения объема спроса в каждый текущий

²⁰² Конопляник А. А. (ред.). Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007 г. С. 49.

²⁰³ Конопляник А. А. (ред.). Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007 г. С. 49.

период, приводит к значению «равновесной цены» — цены балансирования спроса и предложения:

$$\text{Цот} = \text{Икап} + \text{Иоп} + \text{Нал} + \text{Тр} + \text{Нп}, \quad (27)$$

где:

Цот — цена безубыточности;

Икап — капитальные издержки;

Иоп — операционные издержки;

Нал — налоги;

Тр — транспортировка до границы или до НПЗ;

Нп — норма прибыли.

Налоговое бремя и прибыльность компании-оператора конкретного месторождения фактически образуют собой ренту Хотеллинга, или плату за будущие поколения, которую через механизмы бюджетного финансирования несет из налоговых поступлений государство. Такая цена в международных исследованиях называется *breakeven price*²⁰⁴, а в данном исследовании — «цена безубыточности» и рассчитывается для каждого проекта (группы месторождений) отдельно.

После расчета цен безубыточности и формирования кривой предложения на нефть на нее накладывается объем спроса на нефть. Как уже указывалось выше, характерной особенностью спроса на нефть является тот факт, что спрос на сырую нефть формируется только на объектах нефтепереработки, в то время как конечный спрос — это суммарный спрос на нефтепродукты. А значит, производитель несет дополнительные затраты на транспортировку нефти, ее переработку, доставку и сбыт конечных нефтепродуктов на потребительских рынках, что сдвигает кривую предложения вверх по оси ординат.

Таким образом, равновесная цена нефти с теоретической точки зрения — это точка пересечения кривой спроса и кривой предложения, построенная с учетом получения владельцами ресурсов двух рент, а также затрат на переработку, транспортировку и реализацию нефтепродуктов на потребительских рынках. Такая методика позволяет избежать ошибки в расчетах, возникающей при простом пересечении кривых спроса и предложения. Учет в кривой предложения затрат по всей производственной цепочке зачастую сдвигает цену безубыточности в сторону более дорогих замыкающих месторождений, однако расположенных ближе, чем менее дорогие, к объектам переработки и сбыта. Равновесная цена нефти не учитывает спекулятивные, внешние и нерыночные факторы, влияющие на цену нефти, она показывает оптимизированную по

²⁰⁴ Grushevenko E., Grushevenko D. Unconventional Oil potential Tends to Change the World Oil Market. CSCCanada Energy Science and Technology. 2012. Vol. 4, № 1. P. 68–74.

всей цепочке затрат цену нефти, при которой будет удовлетворен спрос на нефтепродукты.

Как уже было указано выше, некоторые исследователи выражают сомнения в соответствии мировых цен на нефть значениям, определяемым совокупностью спроса и предложения. Однако важно учитывать, что на протяжении всей истории существования нефтяной промышленности сама институциональная структура мирового рынка нефти претерпевала значительные изменения, формируя дополнительные факторы, зачастую внерыночного характера, влияющие на цену нефти. А значит, при определении будущих цен критически важно понимание соответствия теоретических рыночных моделей и реальных закономерностей функционирования нефтяного рынка.

Важно также понимать и тот факт, что фундаментальные факторы начали определять нефтяные цены сравнительно недавно, устойчивая корреляция между равновесными и рыночными ценами в усредненных до среднегодовых значениях наблюдается только с начала 2000-х годов. Тем не менее в кризисный 2008 г. нефтяные цены буквально побили рекорд внутригодовых колебаний, поднявшись сначала практически до отметки в 140 долл./барр., а затем одномоментно провалившись до 40 долл./барр. (рис. 3.50).

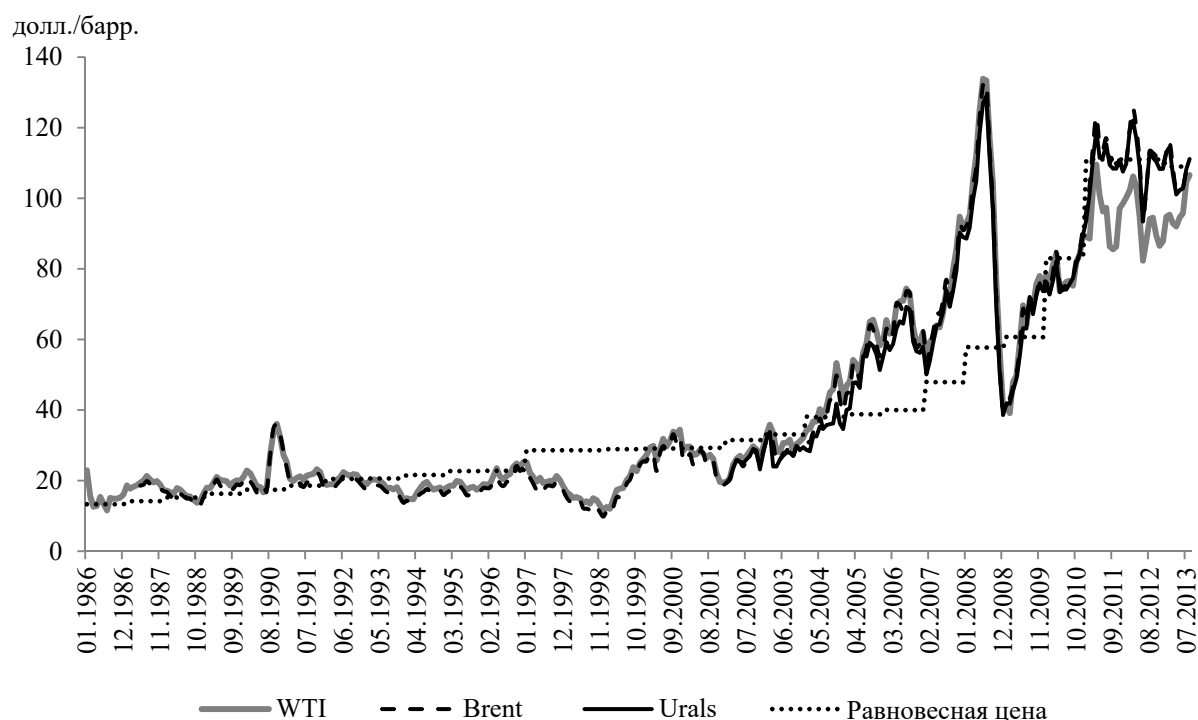


Рис. 3.50 — Соотношение рыночных и равновесных цен нефти в 1986–2013 гг.

Источник: ИНЭИ РАН

После кризисных скачков, вызванных исключительно общей нестабильностью финансовой системы США и Западной Европы, цены на нефть стабилизировались, особенно на марки Brent и Urals, в то время как цена на WTI под влиянием роста добычи сланцевой нефти снизилась как по сравнению с ценами на другие сорта, так и по сравнению с мировыми равновесными ценами. Важно отметить, что стабилизацией нефтяных цен мировой рынок во многом обязан сочетанию двух факторов, таких как:

1) раскрытие информации по реальным затратам на добычу в ключевых странах и регионах на ключевых проектах, в частности кривую предложения нефти стало регулярно публиковать МЭА, динамику затрат отображает CERA своими индексами UCCI и UOCI, крупнейший инвестиционный банк Goldman Sachs ежегодно начал публиковать информацию по ценам безубыточности ключевых новых нефтяных проектов; весь этот информационный поток позволил финансовым инвесторам точнее ориентироваться при определении цен, необходимых для бесперебойного снабжения нефтью реального сектора экономики;

2) ограничение числа фьючерсных позиций, которые могут быть открыты на фьючерсном американском рынке, что позволило существенно снизить влияние на цены нефти различных факторов спекулятивного характера.

Стабилизация финансовых рынков привела к тому, что даже «арабская весна» 2011 г. и серьезное сокращение добычи в Ливии не позволили биржевой панике раскрутить цены нефти, как в 2008 г. (максимальное значение цен за весь период составило 123 долл./барр. нефти марки Brent), причем продержался такой ценовой взлет крайне недолгий период времени. В перспективе в современной, достаточно устойчивой финансовой системе есть все основания предполагать, что цены нефти на мировом рынке будут колебаться в относительно нешироком коридоре вокруг рассчитанной равновесной цены.

Таким образом, за более чем четвертьвековую историю существования биржевого рынка нефти²⁰⁵ наблюдались различные периоды соотношений равновесных и рыночных цен на нефть. В периоды, когда рыночная цена превышала равновесную, начиналось масштабное внедрение энергоэффективных технологий, переключение на альтернативные источники энергии и прочие меры со стороны потребителей сырья, которые медленно, но уверенно позволяли снизить как потребность в нефти, так и цены на нее. И были прямо противоположные периоды, когда рыночная цена была ниже равновесной, что приводило

²⁰⁵ Конопляник А. А. Россия на формирующемся евро-азиатском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. М.: ООО «Нестор Академик Паблишерз», 2003. 592 с., с. 105.

к снижению инвестиций в геологоразведку, сокращению прироста запасов и началу активных дебатов о «пике нефти»²⁰⁶.

Именно такой период наблюдался в нефтяной промышленности в период 1992–2004 гг. Максимальный дифференциал между равновесной и рыночной ценами достиг 15,8 долл./барр. в 1998 г., а темпы прироста мировых запасов нефти и вовсе демонстрировали отрицательные значения. После 2004 г. цены на нефть начали резко расти (2005–2008 гг.), и в 2008 г. разница между рыночной ценой нефти и равновесной составила 42,6 долл./барр., однако уже в пользу рыночной цены.

Падение цен на нефть в 2014–2015 гг. стало важнейшим новым трендом для мировых рынков. Естественно, такое развитие ситуации вызывает бурный поток комментариев и теорий, которые на этот раз (в отличие от событий 1998 и 2008 гг.) имеют не два, а три основных ракурса. Обычно цена на нефть была предметом дебатов двух школ: «экономической» и «теории заговоров». Первая обсуждала издержки добычи, налоги, стоимость финансирования гигантских проектов, масштабы необходимых инвестиций, потом (примерно с начала 2000-х гг.²⁰⁷) стала брать в расчет еще и фактор балансирования бюджетов стран при растущих социальных и военных расходах. Вторая школа охватывала все виды заговоров: против СССР, против других стран, компаний против компаний и, наконец, зловещую сеть финансовых трейдеров в сговоре с ценовыми агентствами. Отметим, что авторы этого исследования относятся к сторонникам «экономической» школы и приемлют «элементы заговоров» только тогда, когда рациональные экономические объяснения становятся явно недостаточными.

В целом к 2015 г. набор теорий нефтяных цен изменился очень заметно. Прежде всего, «экономическое» направление расщепилось на оптимистов и пессимистов в отношении сланцевой нефти и возобновляемых источников энергии. Исторически все дебаты шли при предположении, что все участники знали два базисных фактора: издержки добычи нефти сейчас и в обозримом будущем на основных мировых месторождениях, а также отдаленность конкурентоспособности и фактической конкуренции новых видов источников энергии, включая ВИЭ, по масштабам необходимых издержек и инвестиций (с поправкой на энергетические субсидии, необходимые, соответственно, для разработки традиционных ресурсов ископаемого топлива и ВИЭ). Теперь стало ясно, что издержки производства энергоносителей и энергии могут упасть очень быстро (примером стала успешная разработка сланцевой

²⁰⁶ PETROLEUM CHRONOLOGY OF EVENTS, 1970–2000, EIA 2001.

²⁰⁷ Григорьев Л., Чаплыгина А. Саудовская Аравия: нефть и развитие // Мировая энергетическая политика. 2002. № 7. С. 38–42.

нефти, хотя об успехе пока можно говорить лишь применительно к США и Канаде), а стимулы от дорогой энергии сдвинули с места махину развития технологий.

Одновременно резко усложняются, «ветвятся» и теории заговоров. Параллельно рассматривается и сговор политических элит США и Саудовской Аравии против России, и ценовая борьба Саудовской Аравии против развития добычи сланцевой нефти в США. В этой связи авторы полагают, что основная роль в событиях на рынке нефти принадлежит долгосрочным рациональным экономическим факторам с растущей ролью новых технологий. Но в жизни есть место и заговорам, по крайней мере краткосрочным.

В целом мы предполагаем, что фундаментальные детерминанты спроса и предложения сохраняют свою актуальность, и целевой коридор в 100–110 долл. 2010 г. / барр., обозначенный в прогнозе Института энергетических исследований (ИНЭИ) РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ от 2014 г.²⁰⁸, будет достигнут в долгосрочном периоде. Но на данный момент приходится корректировать ценовые ожидания.

Прежде чем рассматривать объективные факторы, мы предлагаем подумать о «ширине» конфликта ценовых интересов между основными участниками рынка по состоянию на 2015 г., с учетом действующих на этот момент параметров нефтяного рынка (табл. 3.17).

Таблица 3. 17 Оценки позиций групп специальных интересов мирового нефтяного рынка по цене на нефть, долл./барр.

Игроки	Бюджет	Нефтегазовые компании	Остальные компании	Население ****
Арабские страны Персидского залива	80	100	-	100
Другие страны ОПЕК	120	120	-	120
Россия	90	100	50-60	100
Нетто-импортеры нефти (кроме США и ЕС)*	Минимум	50-60	50-60	50-60
США**	Минимум	70	50-60	Минимум
ЕС	70-80***	70	50-60	50-60
Аналитика — для инвесторов и инвестиций		80	50-60	50-60

Прим.: * — при опасении за будущие скачки цен;

** — с учетом нефтегазовых компаний США, добывающих сланцевую нефть;

*** — с учетом позиции движения «зеленых» для продвижения ВИЭ;

**** — «Население» в случае стран-экспортеров подразумевает в том числе использование нефтяной ренты для осуществления социальных программ.

Источник: расчеты АЦ РФ

²⁰⁸ Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. М., 2014.

В более длительной перспективе мы исходим из нескольких важных соображений о целях участников «глобальной нефтяной игры»:

- речь идет о горизонте в 5–10 лет, а не о конъюнктуре года;
- большинство участников сознает, что слишком низкие цены могут привести к их взлету в будущем (50–60 долл./барр. воспринимаются как разумный минимум);
- все игроки действуют рационально, решая долгосрочные проблемы развития и устойчивости, а не ради «чисто политического заговора».

Снижение нефтяных цен в 2014 г. базировалось на несложной комбинации конъюнктурных факторов. Быстрое наращивание добычи нефти, преимущественно сланцевой, и газового конденсата в США обеспечили примерно 70 % годового прироста мирового предложения нефти относительно предыдущего года. Этот прирост в 2014 г. достиг рекордных для последних 10 лет 120 млн т н. э.. Соответственно, возник заметный (около 1 % от мирового потребления) избыток предложения на мировом рынке, и появились ожидания сохранения этого избытка предложения в будущем на фоне снижения темпов закупок нефти Китаем при замедлении его экономического роста. Следует также добавить рост курса доллара относительно евро после отказа ФРС от очередного продолжения политики количественного ослабления и на фоне ожидания смягчения монетарной политики в еврозоне. Это, на первый взгляд, несколько улучшало позиции нефтеэкспортеров, которые продают нефть за доллары, а импортируют товары в значительной мере из стран ЕС. Но на практике укрепление доллара часто вносит вклад в снижение цен на нефть, что имело место и в этот раз.

Ухудшение конъюнктуры на мировом рынке нефти связано с относительной слабостью спроса при быстром росте предложения. Если в 2013 г. прирост мирового потребления жидкого топлива составил 60 млн т н. э. относительно предыдущего года, то в 2014 г. лишь 35 млн т н. э.

В результате во втором полугодии 2014 г. нефтяные цены резко снизились: со 112 долл./барр. в июне 2014 г. до 62 долл./барр. в декабре 2014 г. (нефть Brent, среднемесячные цены) и до 48 долл./барр. в январе 2015 г. Это недалеко от рекордного падения цен второй половины 2008 г., тогда они снизились со 133 долл./барр. в июле до 40 долл./барр. в декабре.

Изменилось и соотношение цен между основными марками нефти: исчезал на время даже спред между марками WTI и Brent, обычно объясняемый относительной избыточностью нефти на американском рынке, особенно в отдельных регионах. К концу 2014 г. избыток стал повсеместным. Впрочем, в первом полугодии 2015 г. спред появился

вновь, и это может рассматриваться как один из сигналов постепенного возвращения рынков от панического состояния к относительной норме.

Как и в 2008 г., рынок нефтяных фьючерсов оказался в состоянии контанго: цены контрактов возрастают по мере увеличения срока. Так, в середине июля 2015 г. при цене месячного фьючерса на нефть Brent в 59 долл./барр. фьючерсы на декабрь 2016 г. продавались по 64,9 долл./барр. Впрочем, по сравнению с весенними месяцами контанго сгладилось, и это является сигналом ожиданий более «плоского» восстановления цен на нефть, чем предполагалось ранее.

За падением цен стояли и фундаментальные сдвиги в структуре потребления и добычи нефти между ОЭСР и ОПЕК (рис. 3.51 и 3.52). Потребление жидкого топлива в развитых странах в 2014 г. снизилось на 20 млн т н. э. Снижение спроса в Европе и Японии довольно устойчиво в последнее время, но в 2014 г. оно усугубилось, в частности, под влиянием макроэкономических проблем. Ранее эта понижительная тенденция компенсировалась ростом спроса в США, но в 2014 г. его не наблюдалось вплоть до четвертого квартала, поскольку в начале года американская экономика также столкнулась с умеренным спадом. В развивающихся странах потребление жидкого топлива в 2014 г. показало тот же прирост, что и годом ранее: около 55 млн т н. э. По итогам 2015 г. резонно было ожидать ускорения прироста мирового спроса за счет ускорения роста в развитых странах. Однако общий избыток предложения все же должен был сохраниться, в том числе и по причине не самого многообещающего положения в развивающихся экономиках, хотя оценки масштабов этого избытка, как со стороны МЭА, так и со стороны ОПЕК, снизились на волне смягчения кризисных настроений на рынке и в начале 2015 г. уже находились в пределах одного млн барр./день: 0,6–0,8 млн барр./день при условии сохранения квот ОПЕК на прежнем уровне и соблюдения квот ОПЕК ее членами. Впрочем, эти надежды в течение 2015 г. не оправдались, и избыток был более высоким.

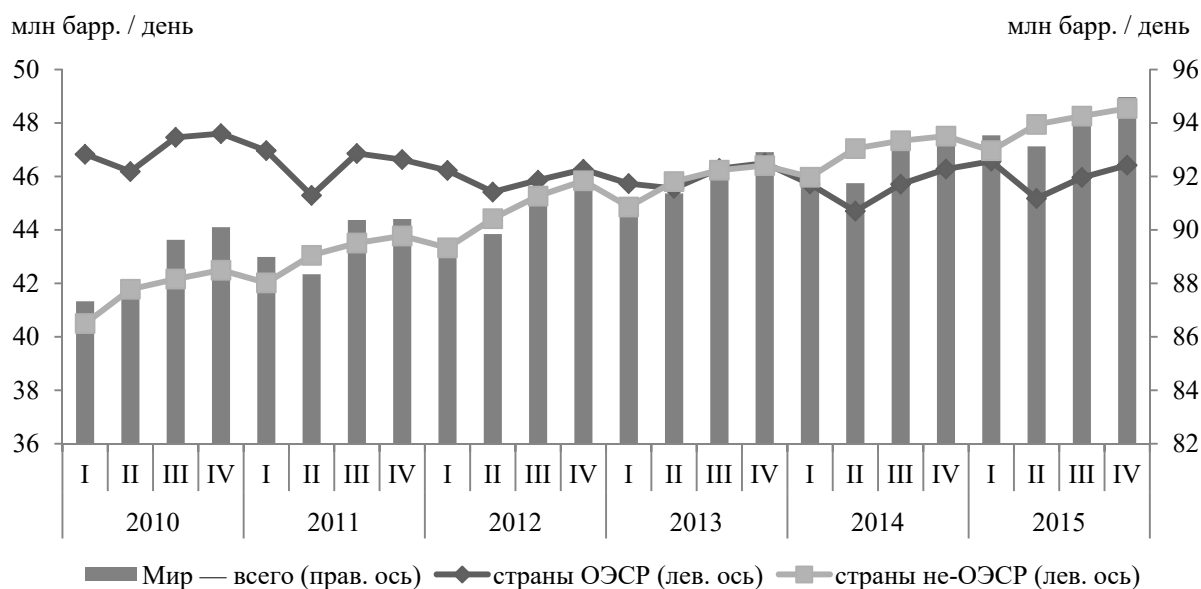


Рис. 3.51 — Потребление жидкого топлива в мире, странах ОЭСР и не-ОЭСР, 2010–2015 гг.

Источник: МЭА

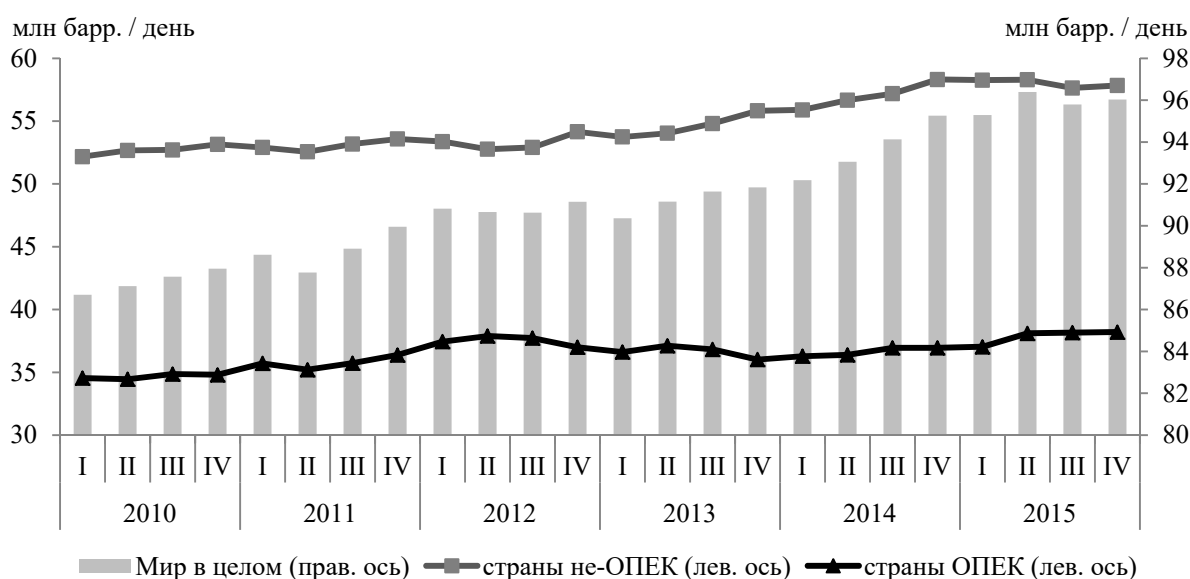


Рис. 3.52 — Производство нефтяного сырья в мире, странах ОПЕК и не-ОПЕК, 2010–2015 гг.

Прим.: с учетом биотоплива и дополнительных объемов, возникающих при переработке нефти.

Источник: МЭА, оценки АЦ.

ОПЕК в целом снизила в 2014 г. добычу сырой нефти на 10 млн т н. э., но это снижение является незначительным по сравнению с 2013 г. (40 млн т н. э.), поскольку в отдельных странах ОПЕК производство нефти увеличилось (в частности, в Иране из-за

некоторого ослабления санкций, а также в Саудовской Аравии), а сохраняющаяся нестабильность в Ливии и Ираке существенно не ухудшила ситуацию, особенно после частичного восстановления ливийского экспорта во втором полугодии 2014 г. В 2015 г. ОПЕК уже демонстрировала прирост добычи, в первую очередь — за счет увеличения производства в Саудовской Аравии и Ираке.

Прирост добычи в странах вне ОПЕК на 120 млн т н. э. в 2014 г. объясняется увеличением добычи в США, достигшим 85 млн т н. э., а также в Бразилии и Канаде. По прогнозу МЭА, в 2015 г. прирост добычи в США сократится до 45 млн т н. э., что приведет и к замедлению роста мировой добычи.

Совпадение неблагоприятных для производителей тенденций в 2014–2015 гг. оказалось сопоставимым по масштабам проблем с кризисом 2008–2009 гг. и даже превосходящим ту ситуацию по некоторым показателям, в частности по приросту нефтяных запасов в развитых странах и объемам избытка, то есть превышения добычи над потреблением, в соответствии с оценками МЭА (рис. 3.53).

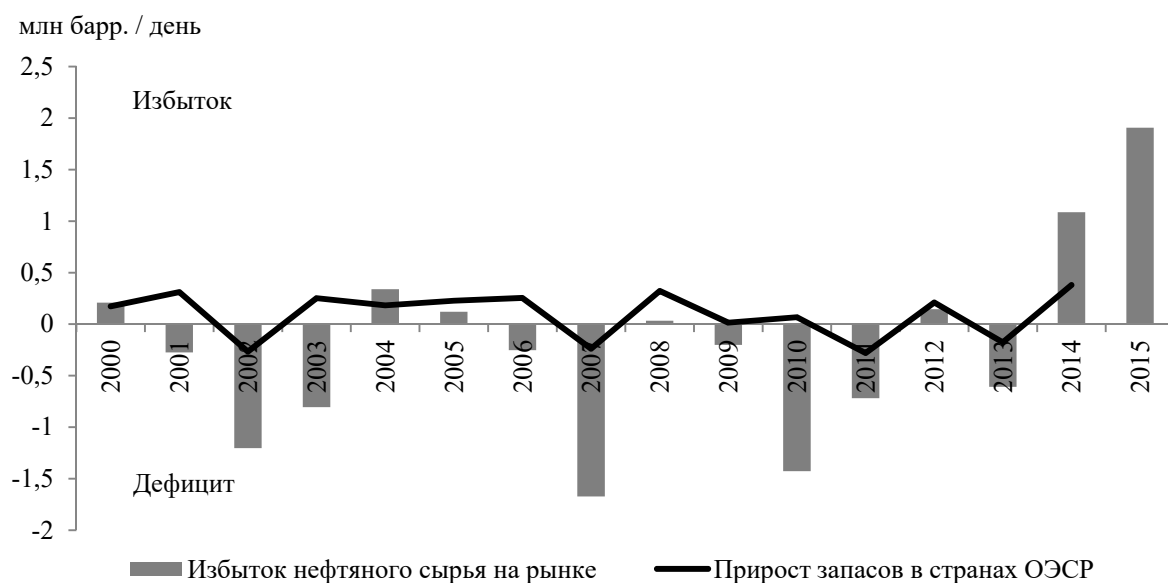


Рис. 3.53 — Показатели избытка/дефицита нефтяного сырья на мировом рынке, прирост запасов нефти и нефтепродуктов в странах ОЭСР.

Источник: МЭА

Во время предыдущего кризиса избыток нефти возник только во втором полугодии 2008 г., а в 2009 г. он уже был преодолен за счет сокращения квот ОПЕК примерно в размере 5 % мирового нефтяного баланса. В 2014 г. эта ситуация не повторилась, поскольку в ноябре 2014 г., а равно и на следующем совещании в июне 2015 г., ОПЕК не приняла решение о сокращении квот. В итоге на рынке сохранилось существенное отклонение от равновесия — примерно 1 % глобального потребления нефти, ведущее

к росту запасов. В июне 2015 г. сама ОПЕК оценила мировые потребности в сырой нефти собственного производства на 2015 г. в 1,46 млрд т н. э., той же оценки придерживалось в июле 2015 г. и МЭА. Это ниже действующей квоты в 1,5 млрд т н. э. Вместе с тем и ОПЕК, и МЭА считают, что при сохранении действующей квоты рынок придет практически в равновесие во втором полугодии 2015 г. Так что при огромных финансовых потерях экспортеров в 2014–2015 гг. рынок может прийти в равновесие примерно за год-два, если не последует новых шоков и если страны ОПЕК будут соблюдать квоту.

Дальнейшая динамика нефтяных цен, безусловно, сопряжена с высокой неопределенностью. В соответствии с методологией прогнозирования нефтяных цен, описанной в разделе 2.3, при проведении данного исследования прогнозировались только равновесные цены нефти²⁰⁹.

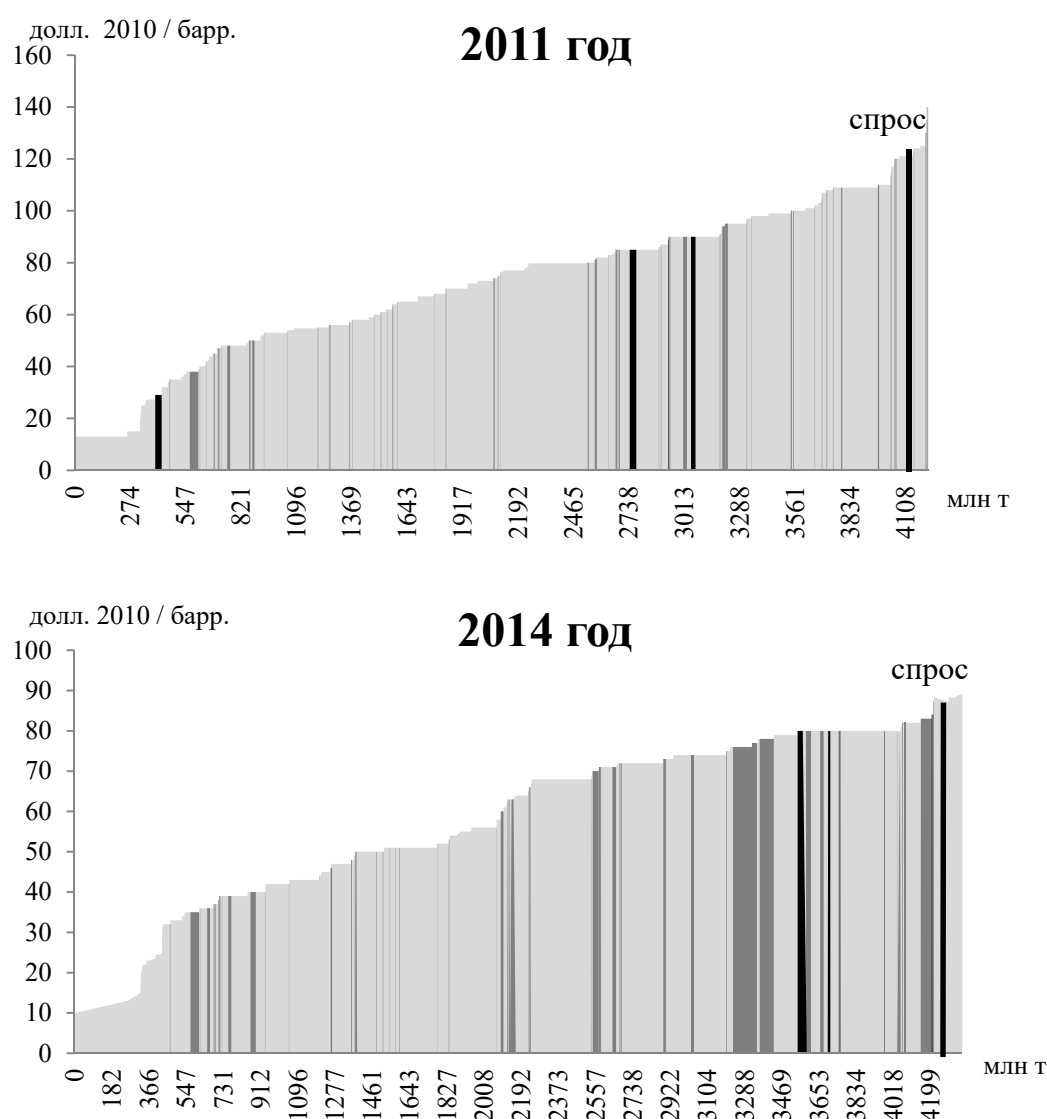
Вообще, в настоящее время многие прогнозы мировой энергетики и нефтяного рынка содержат достаточно широкий диапазон предполагаемых нефтяных цен. Признанные мировые эксперты в своих высоких ценовых сценариях допускают очередное утроение цен нефти — до 150 долл./барр. в ценах 2010 г., а низкие сценарии не исключают обвала цен вплоть до 20 долл. 2010 / барр. под влиянием торможения спроса, замещения альтернативными топливами и активного роста добычи нетрадиционной нефти.

Анализ чувствительности показывает, что даже видимые технологические прорывы (добыча нетрадиционной нефти, энергосбережение и т. д.) и выход на мировую арену новых стран-производителей не способны вернуть долгосрочные цены мирового нефтяного рынка на уровень предыдущего долгосрочного этапа — 50 долл. 2010 / барр. Расчеты показывают, что, несмотря на текущее снижение нефтяных цен, фундаментальные факторы сигнализируют об их будущем восстановлении. К 2040 г. большая часть нефти (более 4 млрд т), необходимой для покрытия глобального спроса, может быть добыта уже при ценах ниже 80 долл. 2010 / барр. Это значительная часть традиционных нефтей и газового конденсата, часть нефти сланцевых плеев США и битуминозных песчаников Канады и других стран. Однако объем в 4 млрд т явно недостаточен для покрытия растущего перспективного спроса на нефть, что вынуждает переходить на более труднодоступные и дорогие залежи, в частности на сверхглубоководные офшорные месторождения и высоковязкие нефти. Увеличение цен

²⁰⁹ Равновесные цены — это цены, при которых добыча на традиционных и нетрадиционных месторождениях и коммерчески эффективные предложения нефтезамещения будут удовлетворять спрос на жидкие виды топлива по годам прогнозного периода (фактически это динамика точек пересечения кривых спроса и предложения жидких видов топлива, поиск цены, определяемой исключительно фундаментальными факторами).

нефти с 80 до 100 долл. 2010 / барр.²¹⁰ позволяет нарастить добычу к 2040 г. еще на 700 млн т. При этом уровень 100 долл. 2010 / барр. не позволяет масштабно войти на рынок биотоплива и новым сложным проектам по добыче нефти, включая удаленные морские офшоры и значительную часть арктических проектов. Ввод этих производственных мощностей с учетом их высокой стоимости и обеспечивает выход цен на нефть на уровень 100–110 долл. 2010 / барр. к 2040 г.

Как видно из рис. 3.54, к 2040 г. в базовом сценарии прогнозируется увеличение объемов предложения на рынке нефти почти на 1 млрд т, причем в значительной мере за счет нетрадиционных источников, что при прогнозируемых уровнях спроса не приведет к существенному росту цен.



²¹⁰ В долгосрочной перспективе для удовлетворения прогнозного спроса необходимо вовлечение дорогостоящих месторождений нефти, а также биотоплива, что обеспечивает в период до 2040 г. выход цен на нефть на уровень 110 долл. 2010 / барр.

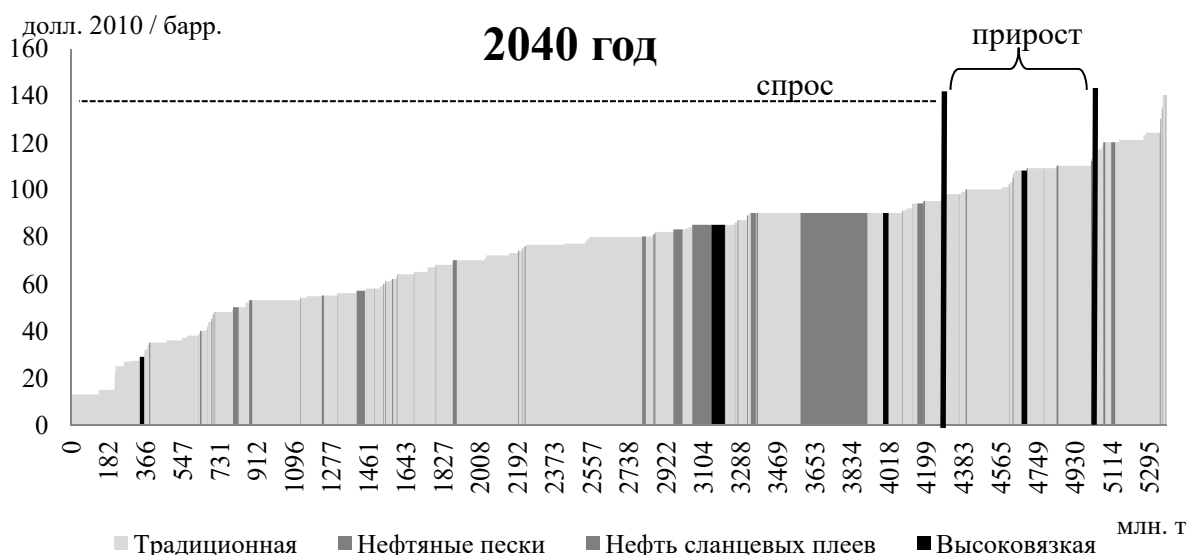


Рис. 3.54 — Кривая предложения (цена производства) нефти.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В последние три года под влиянием растущей добычи сланцевой нефти в США наблюдается новая тенденция — регионализация мирового рынка нефти. Под влиянием растущих объемов предложения в США цены на торговых площадках североамериканского рынка начинают снижаться, что, однако, противоречит динамике цен на европейском рынке. Происходит расслоение в ценах на два основных мировых маркера: WTI и Brent (рис. 3.55).

Изменение в прогнозируемый период соотношений спроса и предложения на региональных рынках, а также перераспределение потоков нефти создают предпосылки для формирования трех нефтяных рынков: Северной Америки с главным маркером WTI, Европы с главным маркером Brent и АТР, где на данный момент конкурируют сразу несколько маркерных сортов нефти²¹¹.

²¹¹ Грушевенко Е., Грушевенко Д. Нужен ли России собственный маркер? // Нефть России, № 11, 2012.

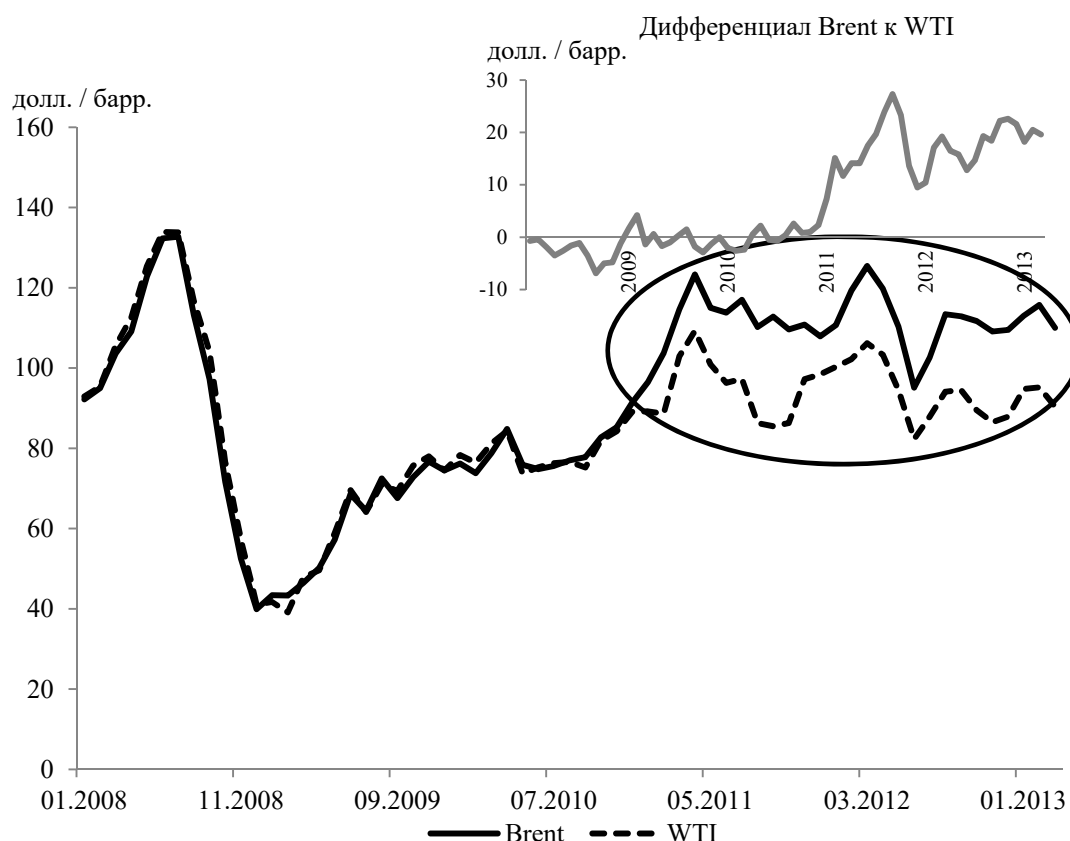


Рис. 3.55 — Отчетная динамика цен на WTI и Brent.

Источник: ИНЭИ РАН

При формировании прогнозных равновесных цен на нефть нельзя не учитывать возможность подобной регионализации. В базовом сценарии прогнозные равновесные цены нефти остаются в рамках ценового коридора, определяемого как возможное отклонение локальных нефтяных маркеров европейского, североамериканского и азиатского рынков от расчетной равновесной (то есть усредненной общемировой) цены — с учетом динамики цен на отдельные маркеры в последние годы (рис. 3.56). Отметим, что это значения равновесных цен при рассчитанных прогнозных объемах спроса и предложения с учетом всех затрат. В реальности неизбежны отклонения как в нижнюю, так и в верхнюю сторону под влиянием различных краткосрочных и среднесрочных факторов, прежде всего оказывающих влияние на объемы спроса, стоимость и объемы добычи. В результате на рынке могут повторяться периоды как недоинвестирования, так и перепроизводства, которые неизбежно будут отражаться на ценах.

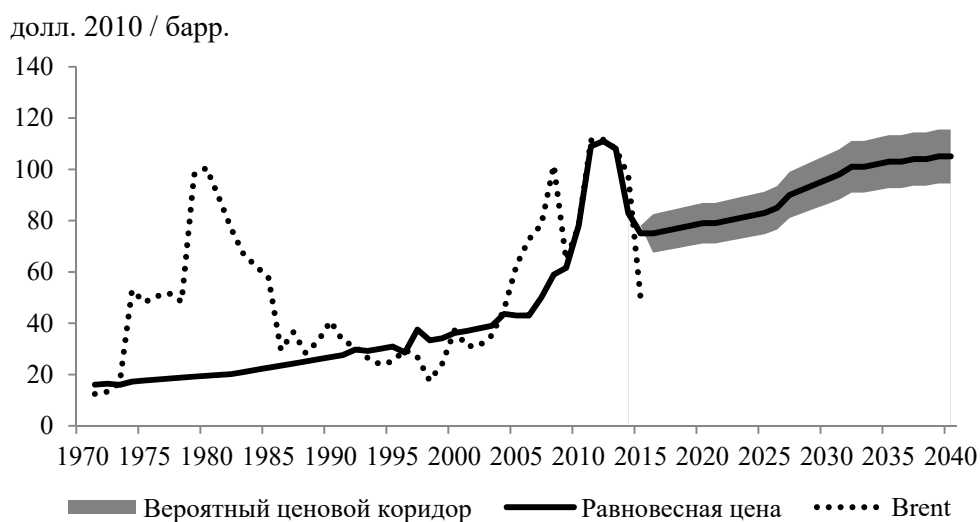


Рис. 3.56 — Прогнозный ценовой коридор равновесных цен нефти.

Источник: ИНЭИ РАН

При всем том, что наметился тренд на регионализацию нефтяного рынка, важно понимать, что, несмотря на весьма значительные возможные колебания цен на нефть вокруг среднемирового уровня, современная контрактная структура рынка нефти и наличие тесной финансовой взаимосвязи между существующими мировыми биржами не позволят ценам на нефть в различных регионах мира различаться в несколько раз, как на газовом рынке (рис. 3.57).

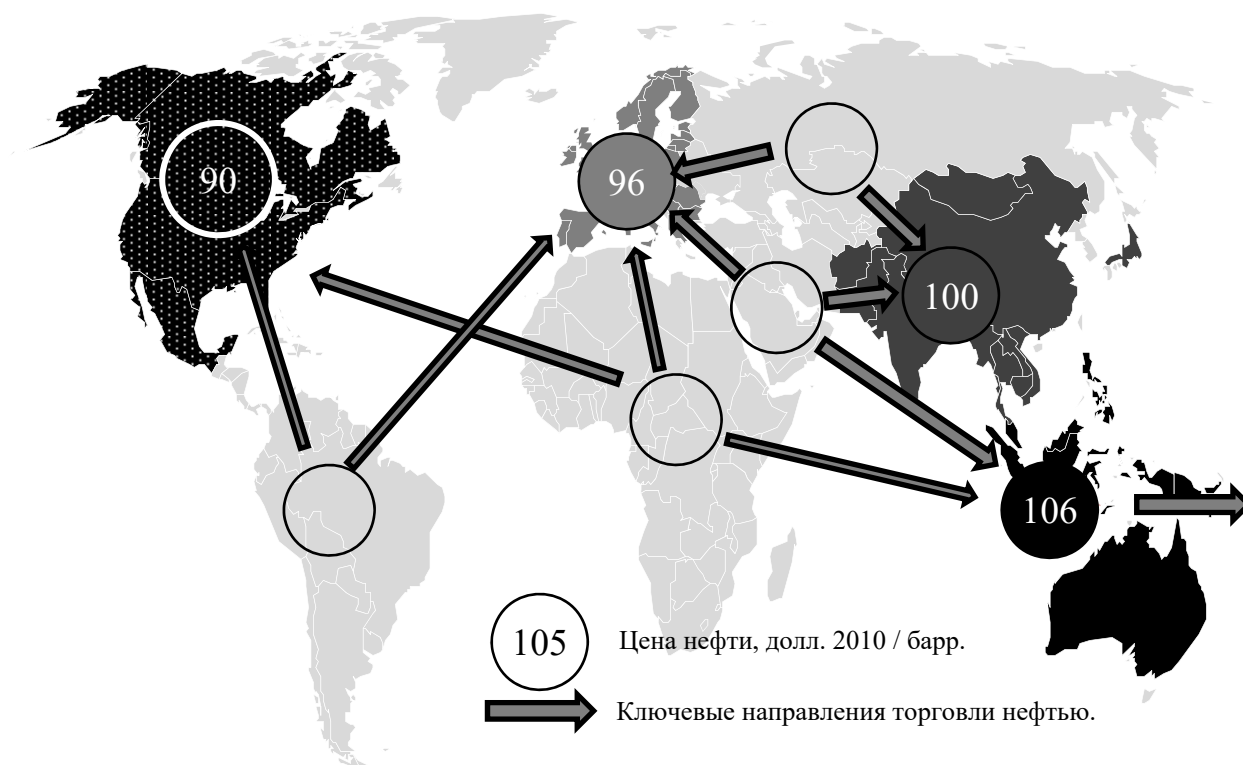


Рис. 3.57 — Равновесные цены нефти в различных регионах мира к 2040 г., базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Наиболее низкие цены будут формироваться на рынке Северной Америки под влиянием перенасыщения этого регионального рынка объемами доступного предложения сланцевой нефти, причем по мере отказа Северной Америки от импорта цены на нефть будут переходить на все более низкие отметки, фактически определяя нижнюю границу стоимости мировых маркерных сортов. Важно отметить, что уже на ретроспективном отрезке можно наблюдать снижение цен на нефть на рынке Северной Америки по сравнению, например, с рынком Европы — так, дифференциал между ценами на нефть WTI и Brent в 2012–2013 гг. составлял свыше 10 долл. / барр.

Цены на всех прочих потребительских рынках, по базовому сценарию, будут превышать равновесную мировую цену. Так, в Европе, где замыкающими поставщиками станут Норвегия, Россия и Казахстан (суммарные объемы поставок из этих трех стран к 2040 г. оцениваются в 240 млн т, или в 48 % от суммарного импорта нефти в Европу), цены нефти будут определяться затратами, необходимыми для обеспечения бесперебойной добычи в этих странах и составят не менее 96 долл. 2010 / барр. Единственный способ для Европы получить более дешевую нефть — переключиться на ближневосточные и североафриканские поставки, что будет сделать достаточно сложно как с точки зрения энергетической безопасности, так и из-за того, что конкурировать за эту нефть Европе придется с премиальными азиатскими рынками.

Цена на азиатском рынке вряд ли будет однородной. В Азии формируется два крупных потребительских центра ценообразования: уже существующий Сингапур, который, вероятнее всего, останется ключевой торговой площадкой для стран островной Азии и Австралазии, и Китай, который имеет все предпосылки стать крупнейшим центром ценообразования для материковой части Азии. Рынок материковой части Азии будет насыщаться сырой нефтью по более низким ценам, чем рынок Европы, что объясняется переориентацией экспортных потоков стран СНГ по направлению с Запада на Восток, а также значительной емкостью крупнейших рынков региона: индийского и китайского, которые смогут обеспечить достойную прибыль для бюджетов стран Ближнего Востока и Африки не только за счет относительно высоких цен, но и за счет колоссальных объемов поставок. Нельзя забывать и о том, что крупнейшие китайские компании уже давно и активно проводят экспансию на зарубежные рынки, что в перспективе позволит Китаю насытить рынок собственной нефтью, добытой китайскими компаниями за пределами страны, по ценам ниже тех, которые могли бы сформироваться в регионе под воздействием исключительно рыночных факторов.

Наибольшая премия к среднемировым ценам сформируется на рынке островной Азии, относительно небольшом по сравнению с рынком Европы или материковой Азии и при этом самом удаленном от ключевых центров нефтедобычи. Фактически именно эти страны окажутся в положении «замыкающего потребителя», вынужденного добирать с мирового рынка нефти остатки по любым доступным ценам.

Положение основных участников рынка

В базовом сценарии ожидается рост доли мирового рынка, находящегося под влиянием национальных компаний, ослабление позиций мейджоров и рост малых независимых компаний на рынках Северной Америки²¹².

Уже сегодня видны тенденции изменения ролей игроков на мировом нефтяном рынке. В прогнозный период ожидается ослабление влияния международных компаний-мейджоров. На региональных рынках развитых стран их постепенно вытесняют небольшие независимые компании с эффективной инновационной составляющей, которая позволяет им контролировать затраты по всей цепочке и разрабатывать месторождения нетрадиционных и трудноизвлекаемых нефтей. На международных рынках компании-мейджоры вытесняются растущими национальными нефтяными компаниями (ННК), такими как Saudi Aramco, Iranian NOC, Petrobras, «Роснефть». Более того, национальные компании не только занимают все большую долю на собственных внутренних рынках, но и начинают конкурировать за зарубежные рынки (рис. 3.58). В первую очередь, это характерно для китайских CNPC и PetroChina, чьи активы уже сегодня имеют обширнейшую географию — от добычных проектов на Ближнем Востоке до участия в проектах по разработке канадских нефтяных песков.

²¹² Пусенкова Н. Н. Новые звезды мировой нефтянки: история успехов и провалов национальных нефтяных компаний. М.: Идея-Пресс, 2012. 332 с.

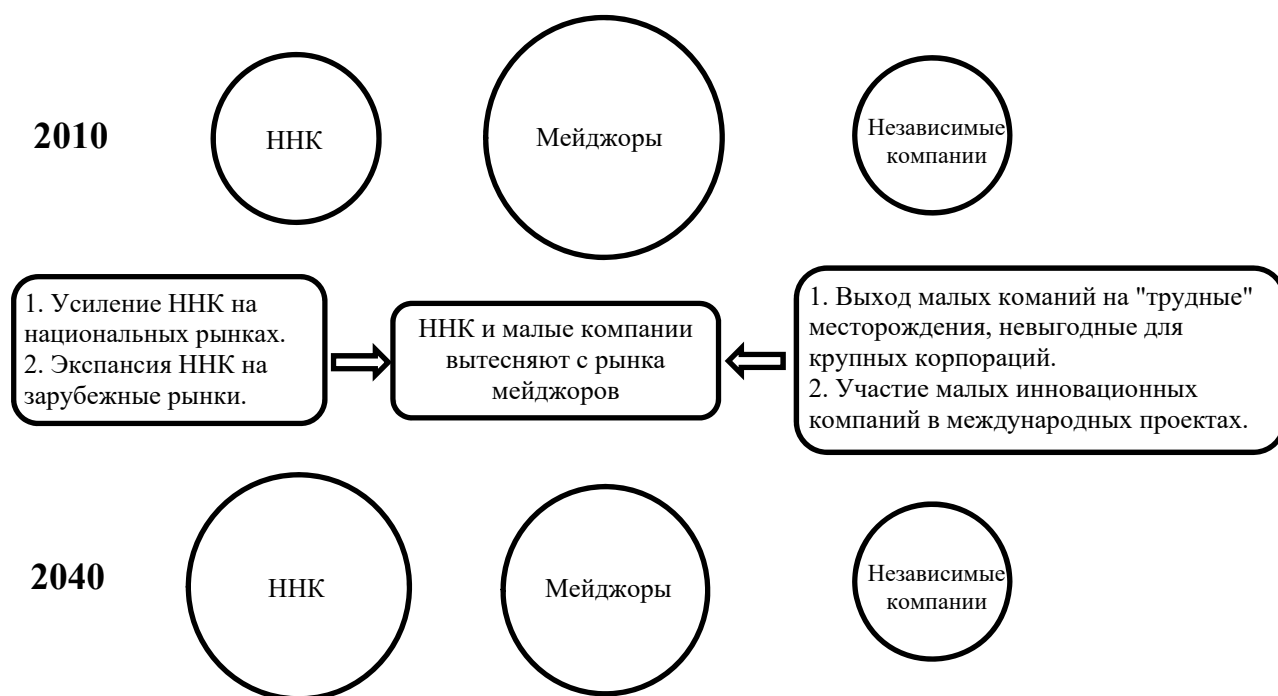


Рис. 3.58 — Характеристика ожидаемого изменения влияния с 2010 по 2040 г. национальных нефтяных компаний, независимых нефтяных компаний и компаний-мейджоров.

Источник: ИНЭИ РАН

Ожидается также изменение в положении на рынке основных объединений и крупнейших стран — игроков нефтяного рынка.

В период с 1990 по 2010 г. крупнейших производителей нефти можно было разделить на две группы:

- *суперпроизводители*, куда входят три страны: Россия, Саудовская Аравия и США (рис. 3.59); их уровни добычи в ретроспективе колебались в диапазоне 310–520 млн т;
- *крупные производители*, к которым относится Китай, Иран, Ирак, Канада, ОАЭ и Мексика; в ретроспективе ни одна из этих стран никогда не добывала более 210 млн т.

В прогнозном периоде до 2040 г. в группе суперпроизводителей существенных изменений не происходит, их состав не меняется, а объем добычи находится в диапазоне 450–550 млн т (рис. 3.59).

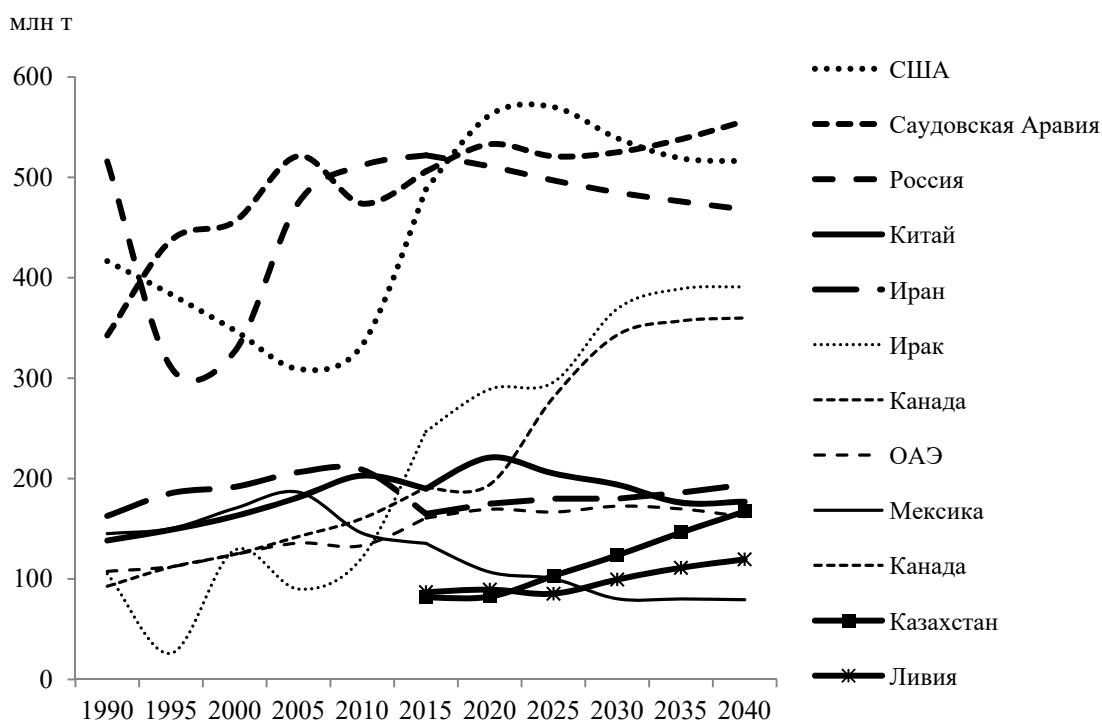


Рис. 3.59 — Крупнейшие нефтедобывающие страны мира, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Группа крупных производителей к 2040 г. претерпевает значительные изменения. Во-первых, выделяется промежуточная группа, состоящая из двух стран: Канады и Ирака — с уровнями добычи к 2040 г. в 360 и 390 млн т соответственно, которая стремится к суперпроизводителям. Во-вторых, остается самая многочисленная группа крупных производителей с уровнями добычи 100–200 млн т, к концу прогнозного периода в базовом сценарии теряет Мексику, но при этом в нее входит Ливия и Казахстан с уровнями добычи 120 и 165 млн т соответственно.

За последние 20 лет доля крупнейших нефтедобывающих стран не опускалась ниже 55 % от мировой добычи нефти. Максимальной она была в 1990 г. — 64 % (рис. 3.60), а индекс концентрации Херфиндаля — Хиршмана составлял 650, что говорит о низкоконцентрированном рынке. В прогнозном периоде их доля будет стабильной и к 2040 г. составит 63 % при снижении индекса концентрации Херфиндаля — Хиршмана до 530.

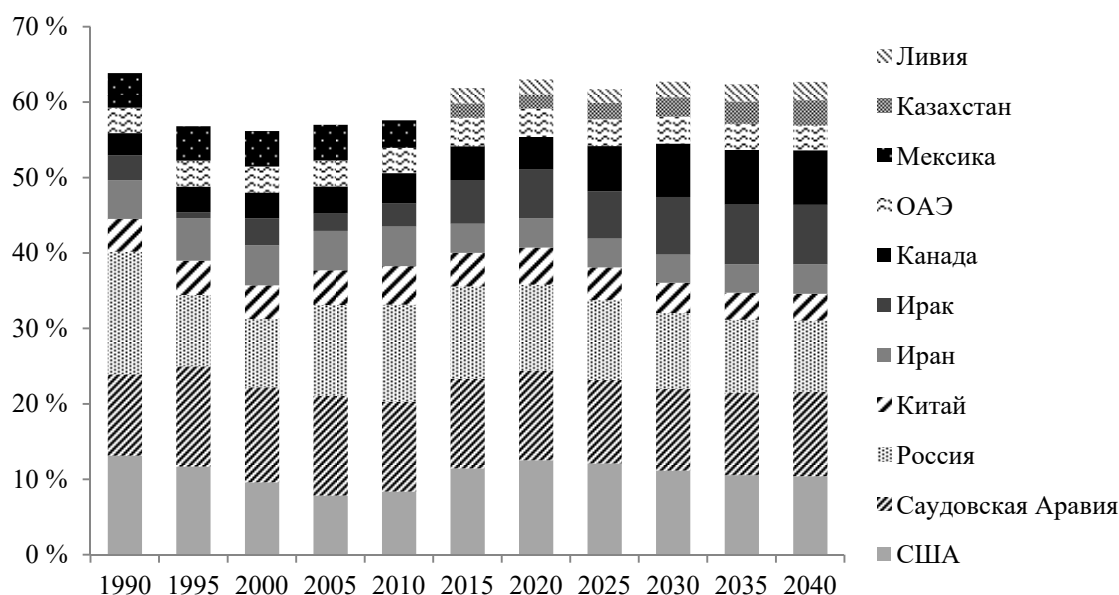


Рис. 3.60 — Доля крупнейших нефтедобывающих стран в общем объеме мировой добычи, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Что касается спроса, то, начиная с 2005 г., четко выделились:

- *суперпотребители* — США и Китай. Эти позиции они в базовом сценарии сохранят до конца прогнозного периода, при этом Китай сравняется по уровню потребления с США (рис. 3.61);
- *крупные потребители* — Индия, Япония, Россия и Саудовская Аравия. В этих странах спрос значительно ниже, чем у суперпотребителей. Так, у самого значительного представителя этой группы — Индии спрос к 2040 г. будет в 2 раза меньше, чем у Китая или США.

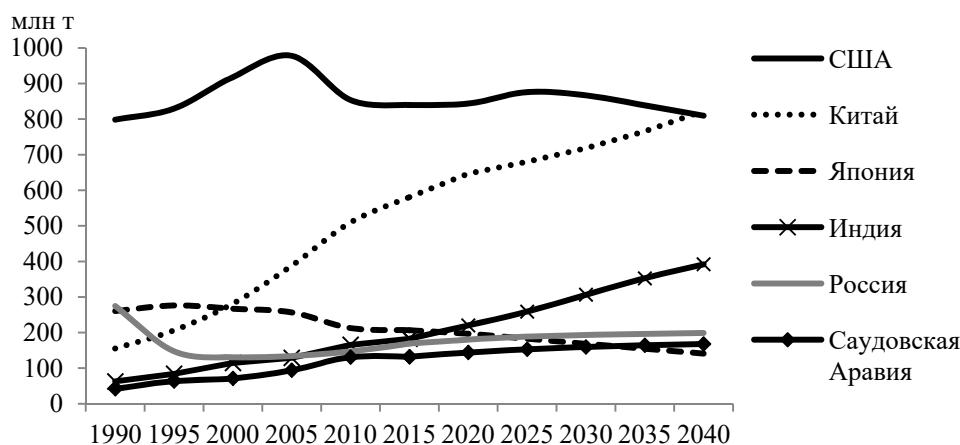


Рис. 3.61 — Крупнейшие по потреблению нефти страны, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Доля шести крупнейших потребителей нефти в мировом спросе также достаточно стабильна (рис. 3.62) и находится в диапазоне от 49 до 51 %.

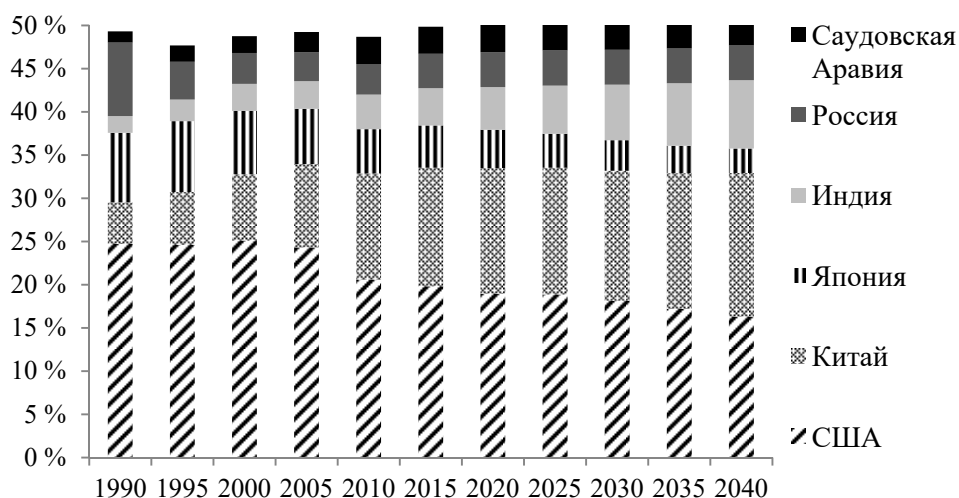


Рис. 3.62 — Доля крупнейших стран — потребителей нефти в мировом спросе, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Фактически, с точки зрения наиболее значимых игроков на рынке нефти, до 2040 г. не ожидается революционных изменений, что говорит о стабильности и зрелости нефтяного рынка и о его значительной системной устойчивости. Тем не менее происходит ряд значимых эволюционных сдвигов.

Безусловно, главным изменением расклада сил на мировом нефтяном рынке станет глобальное усиление влияния США. По расчетам, уже после 2030 г. за счет разработки сланцевой нефти США смогут отказаться от импорта углеводородов из всех стран, кроме Канады и Южной Америки (с месторождений, находящихся в портфеле активов американских компаний).

К 2015 г. ожидается достижение почти полной загрузки нефтеперерабатывающих мощностей США и Канады. К 2020 г. полностью загрузятся мексиканские НПЗ, что приведет к стабилизации спроса на сырую нефть и самообеспечению региона нефтепродуктами. Северная Америка может стать нетто-экспортером нефти уже после 2030 г. Подобное усиление США на мировом нефтяном рынке с достижением ими энергетической независимости может привести к серьезным геополитическим сдвигам.

Нарастит свое влияние на рынке и другой крупный импортер нефти — Китай. Однако причины роста его влияния будут кардинально отличаться от факторов, работающих для США. Китай, как и Северо-Восточная Азия в целом, не сможет самостоятельно удовлетворить собственный спрос на нефть и вынужден будет наращивать импорт, в первую очередь — с Ближнего Востока.

Китай воздействует на рынок нефти посредством заключения долгосрочных контрактов по ценам ниже рыночных, гарантируя тем самым долгосрочную обеспеченность своей экономики нефтью. В прогнозный период ожидается рост импорта в Китай из наиболее политически стабильных регионов (Северной Америки, стран СНГ) и постепенное вытеснение наиболее нестабильных поставщиков — стран Северной и Центральной Африки. Обеспеченность нефтяного импорта достигается также экспансией китайских ННК в проекты по добыче и переработке нефти на Ближнем Востоке, в США, Канаде и Южной Америке.

Рынок Северо-Восточной Азии продолжит наращивать мощности по переработке на протяжении всего периода, что позитивно скажется на положении поставщиков нефти в регион и приведет к росту спроса на сырую нефть до 2035 г. с постепенной стабилизацией к 2040 г.

Из традиционных импортеров нефти в прогнозный период не удастся укрепить свои позиции только странам — членам ОЭСР, представленным по большей части европейскими экономиками. В условиях относительно невысоких цен на нефть и низких темпов экономического роста европейские страны, вероятнее всего, вынуждены будут пересмотреть свои планы по внедрению ВИЭ и отказаться от ряда новых дорогостоящих проектов по добыче нефти в Северном море и норвежском секторе Арктики. С самого начала периода ожидается снижение загрузки европейских нефтеперерабатывающих мощностей из-за низкой доходности активов с постепенным увеличением загрузки к концу периода.

Снижение загрузки европейских НПЗ объясняется не резким падением спроса на нефтепродукты в Европе, а вытеснением продуктов европейского производства более дешевыми с Ближнего Востока и из АТР. Иначе говоря, в середине периода Европе становится дешевле импортировать нефтепродукты, а не нефть, которую надо будет еще переработать на своих заводах. Ближе к концу периода, когда нефтепродукты из АТР и с Ближнего Востока станут больше потребляться в этих странах и удовлетворять их растущий внутренний спрос, загрузка мощностей в Европе начнет стабилизироваться, однако до конца прогнозного периода так и не достигнет уровня 1990–2000 гг. Влияние европейских стран на нефтяной рынок продолжит снижаться, как и их возможности обеспечения собственного спроса.

Стагнация европейского спроса на сырую нефть и ожесточающаяся конкурентная борьба за растущие рынки АТР снизят потенциальную экспортную нишу для российских производителей. Ситуация усугубляется и высокими, по сравнению с большинством других стран-экспортеров, затратами и налогами, что фактически делает российскую

нефть менее конкурентоспособной, приводит к снижению экспорта в базовом сценарии и негативно сказывается на бюджетных поступлениях, особенно в условиях низких мировых цен.

Неординарные изменения видятся в положении нефтяного картеля ОПЕК. С одной стороны, при относительно низких ценах часть членов ОПЕК настаивает на уменьшении квот на добычу, чтобы дефицитом предложения поднять относительно низкий для них (это Эквадор, Венесуэла, Алжир, Ливия, Иран) уровень мировых цен на нефть. С другой стороны, ведущие производители картеля (Саудовская Аравия, Кувейт и Ирак) продолжают действовать в приемлемом для них ценовом диапазоне, и целесообразным для них видится увеличение добычи и наращивание своей доли на экспортных рынках.

Принципиальным вопросом для устойчивости нефтяного рынка является возможность государств ОПЕК, контролирующих нефтяную промышленность в своих странах, выдерживать низкие цены на нефть с точки зрения бюджетных расходов. Мы обсуждали эту идею еще в 2002 г. при других ценовых уровнях²¹³.

Информация о фактических бюджетных возможностях в ряде случаев имеет ограниченный характер. Это обуславливает наличие разнообразных и порой противоречивых оценок приемлемых для финансирования государственных расходов цен²¹⁴. По нашим последним оценкам²¹⁵, снижение цены до уровня менее 60 долл./барр. не может устроить в долгосрочном периоде почти никого из крупнейших производителей, а относительно комфортным для ряда стран ОПЕК мог бы стать уровень 80 долл./барр. Некоторые страны ОПЕК, вероятнее всего, сохраняют позиции «ценовых ястребов», в частности Венесуэла и, возможно, Ирак, поскольку им необходим более высокий уровень нефтяных цен. Подобные выводы были получены и в предыдущей версии наших оценок, изложенных в долгосрочном прогнозе ИНЭИ РАН и АЦ, при рассмотрении данных 2013 г.²¹⁶. Выход на более широкий рынок нефти Ирана после отмены санкций по соглашению от 14 июля 2015 г. с «Шестеркой» также вносит элемент неопределенности на рынке нефти, хотя вопрос о предотвращении дальнейшего падения цен на нефть становится острым для большинства нефтеэкспортеров.

²¹³ Григорьев Л., Чаплыгина А. Саудовская Аравия — нефть и развитие // Мировая энергетическая политика. 2002. № 7. С. 38–42.

²¹⁴ Подробнее см.: Yanagisawa A. A different view to fiscal break-even oil prices. IEEJ, 2013; Aissaoui A. Modeling OPEC Fiscal Break-even Oil Prices: New Findings and Policy Insights / APICORP Research. 2013. Vol. 8, No. 9–10; IMF. Regional Economic Outlook: Middle East and Central Asia. IMF, May 2014.

²¹⁵ Метод расчета описан в работе: Григорьев Л., Курдин А. ОПЕК: развитие и регулирующая роль на мировом нефтяном рынке / Мировая экономика в начале XXI века / под ред. Л. Григорьева. М.: Директ-Медиа, 2013. С. 810–835.

²¹⁶ Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ. Указ. соч. С. 100–102.

Практически можно говорить о том, что только четыре королевства Персидского залива могут выдержать низкие цены на нефть сколько-нибудь длительное время. Оставляя в стороне давление остальных стран ОПЕК в сторону повышения цен, отметим, что ресурсы четырех королевств не безграничны: расходы на социальные нужды, армию и безопасность быстро растут.

Наши предположения (совпадающие с оценками ряда специалистов) о поведении нефтеэкспортеров исходили из достаточно простой рациональной гипотезы, что страны Персидского залива, обладая возможностями воздействия на предложение, не будут экспортировать «себе в убыток», то есть в 2014 г. не допустят снижения цены до отметок менее уровня балансировки бюджетов в 70–80 долл./барр.²¹⁷. Но как экономическая, так и политическая ситуация серьезно изменилась. Появились другие цели политики, помимо бюджетных доходов: долгосрочная доля рынка, ограничение наступления сланцевой нефти. Ради этого несколько важных стран готовы экспортировать ниже цены балансировки бюджета, опираясь на накопленные резервы (табл. 3.18, рис. 3.63).

Таблица 3.18 Оценка допустимых цен на нефть для стран ОПЕК, исходя из расходов госбюджета и сальдо счета текущих операций, и их бюджетные профициты

Страна	Допустимая цена на нефть (по расходам госбюджета), 2014 г., долл./барр.	Допустимая цена на нефть (по сальдо счета текущих операций), 2014 г., долл./барр.	Суммарный профицит консолидированного бюджета за 2010–2014 гг., млрд долл.
Катар	72,4	0,0	124,05
Кувейт	73,0	38,1	249,41
ОАЭ	29,1	58,1	132,43
Саудовская Аравия	82,8	63,2	277,58
4 королевства Персидского залива	58,6	50,7	783,47
Алжир	129,8	120,0	-24,99
Ангола	71,9	100,7	13,09
Венесуэла	104,1	88,2	-174,11
Ирак	103,0	107,3	-8,18
Иран	59,3	72,2	3,45
Ливия	181,9*	72,0*	5,34
Нигерия	80,3	82,9	-38,46
Эквадор	120,9	104,2	-11,31
ОПЕК	72,5	71,3	548,29

* — данные 2013 г.

Источники: МВФ, ОПЕК, оценка АЦ.

²¹⁷ Григорьев Л., Курдин А. ОПЕК: развитие и регулирующая роль на мировом нефтяном рынке / Мировая экономика в начале XXI века / под ред. Л. Григорьева. М.: Директ-Медиа, 2013. С. 810–835.

Специфика 2014–2015 гг. состоит в том, что ожидаемый «заговор» — снижение добычи и выравнивание рынка — оказался невозможным как по политическим соображениям (давление импортеров), так и по соображениям долгосрочных интересов самих экспортеров, не говоря уже об угрозе потери рынка теми странами и компаниями, которые решились бы на одностороннее сокращение добычи. А «глобальный заговор» для снижения добычи нефти всего на 1 % действительно трудно себе даже представить.

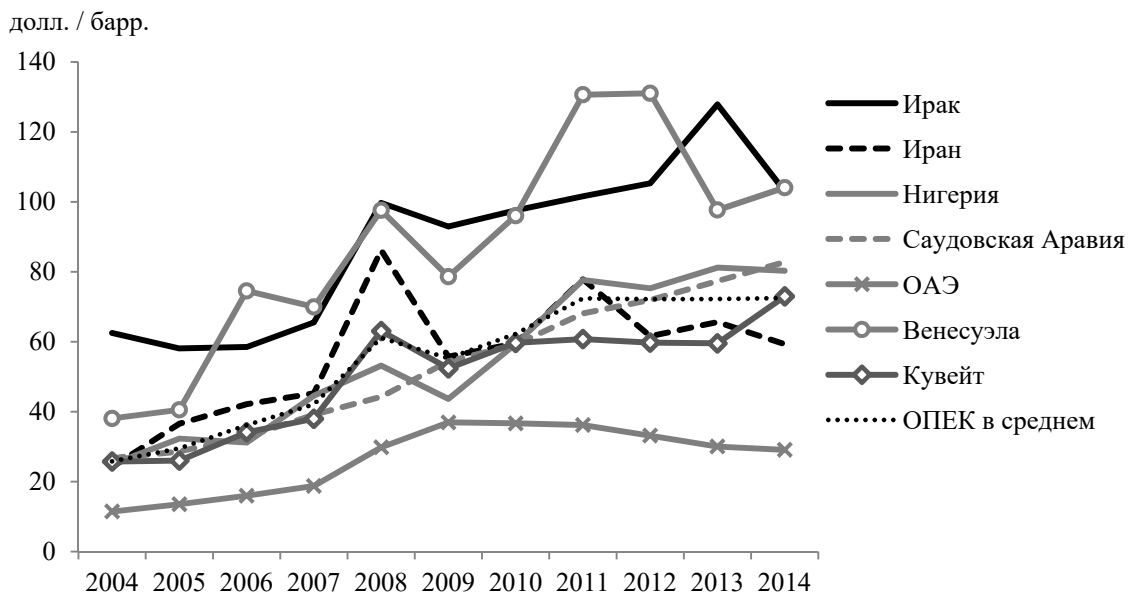


Рис. 3.63 — Допустимые цены на нефть для обеспечения государственных расходов отдельных стран ОПЕК, 2004–2014 гг. (оценка АЦ).

Источники: оценка АЦ, МВФ, ОПЕК

Мы полагаем, что несколько преждевременно всем сторонам большой игры подводить итоги. Противникам «нефтяных автократий» рано радоваться бюджетным трудностям и спадам в этих странах. Снижение импортного спроса на продукцию обрабатывающей промышленности со стороны нефтеэкспортеров тормозит рост экспорта многих развитых стран и, вероятно, Китая, чей экспорт в первом полугодии 2015 г. демонстрировал преимущественно отрицательную динамику. Аналогично снижение числа буровых на нефть в 2015 г. в США при 50–60 долл./барр. еще не конец сланцевой нефти. Технологический прогресс, раз запущенный в дело и поддержанный серьезными экономическими и политическими интересами, не остановится перед непродолжительными трудностями, а вот затянуть их во времени станет болезненным уже для экспортеров.

Одним из важнейших вопросов для перспектив мирового нефтяного рынка является возможность восстановления равновесия за счет снижения добычи, в первую очередь на месторождениях с наиболее высокими издержками. Под сомнение зачастую

ставятся перспективы разработки сланцевой нефти. В 2013 г. МЭА²¹⁸ оценило суммарные средние издержки ее добычи в 50–100 долл. 2011 / барр. (для сравнения: средние издержки добычи на Ближнем Востоке составляли 10–25 долл. 2011 / барр. по тем же оценкам). Это не означает закрытие действующих добывающих мощностей, поскольку средние операционные издержки ниже суммарных средних, и это обуславливает продолжение добычи на действующих месторождениях. Но новое бурение может быть приостановлено, что подтверждается данными о резком сокращении объемов бурения (рис. 3.64), начавшегося в декабре 2014 г., когда компания Baker Hughes зафиксировала снижение числа буровых установок, работающих в нефтяной отрасли США.

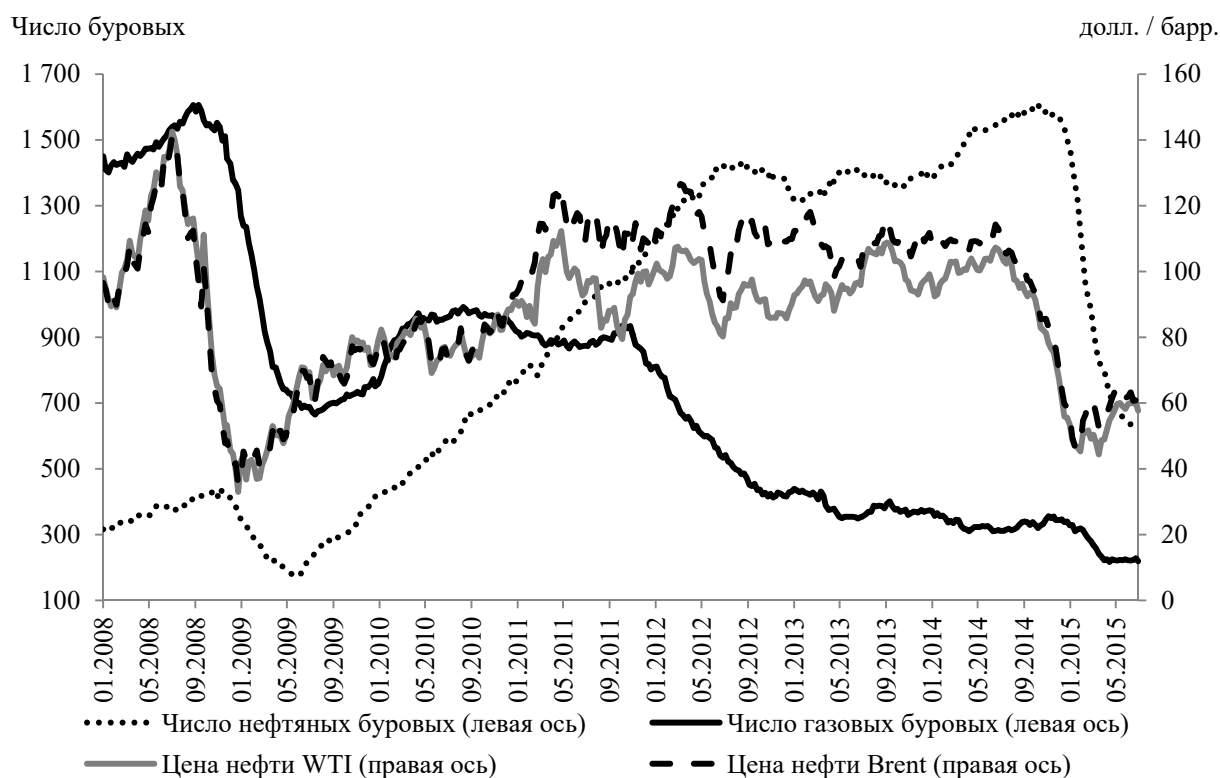


Рис. 3.64 — Число буровых установок для добычи нефти и газа в США и цены на нефть, 2008–2015 гг.

Источник: Baker Hughes

Как отметил Platts в феврале 2015 г., прошло значительное сокращение капиталовложений шести европейских нефтегазовых компаний (ENI, BP, BG Group, Total, Statoil, Shell) на 2015 г.: с 129 до 115 млрд долл.²¹⁹. В мае 2015 г. ОПЕК сообщила, что капиталовложения добывающих компаний вне ОПЕК снизятся с 750 млрд долл. в 2014 г. до 550 млрд долл. в 2016 г.²²⁰. Это пока все же не обвал вложений, но серьезный сигнал

²¹⁸ International Energy Agency Resources to Reserves 2013, Paris 2013.

²¹⁹ <http://www.platts.com/news-feature/2015/oil/europe-oil-majors/index>

²²⁰ OPEC. Monthly Oil Market Report. May 2015.

того, что инвестиции вслед за ценами пошли в обратную сторону — вниз. Теперь же вся отрасль оказалась под действием критерия низких цен. Сокращение добычи на 1-2 млн барр. / день, позволяющее нивелировать существующий избыток сырой нефти на рынке, отдано на откуп силам рынка и конкуренции.

Теоретически в зоне риска при этом оказываются следующие направления добычи. Прежде всего, это проекты по разработке сверхтяжелой нефти Венесуэлы и нефтеносных песков Канады. Общий объем такой добычи можно оценивать примерно в 125 млн т, преимущественно в Канаде. Особенность состоит в том, что из издержек производства, составляющих, по оценке МЭА, от 50 до 90 долл. 2011 / барр., весьма значительная часть (от 25 до 35 долл. 2011 / барр. для сверхтяжелой нефти) приходится именно на операционные издержки добычи, то есть при снижении цен до этого уровня целесообразно будет просто закрыть месторождение и не использовать его вовсе. Причина — сложная и энергоемкая технология извлечения нефти.

Аналитики Wood Mackenzie в докладе, вышедшем в январе 2015 г.²²¹, также подчеркивают, что при снижении цен наиболее значимые потери выпуска могут быть понесены именно в канадских нефтеносных песках. При этом отмечается, что превышение операционных издержек над ценой появится лишь при снижении цены до уровней менее 40 долл./барр.²²². По оценке указанного доклада, в общей сложности потери выпуска из-за приостановки добычи на нерентабельных месторождениях при снижении цены до 40 долл./барр. могут составить около 75 млн т в год. При этом, помимо нефтеносных песков Канады, уязвимыми оказываются месторождения сверхтяжелой нефти Латинской Америки, истощенные месторождения на суше США и старые морские месторождения Великобритании.

Вопрос о скорости, с которой значительное сжатие инвестиций и даже добычи могло бы повлиять на цены в большем размере, чем корректировка от 50 до 70 долл./барр., остается открытым — это не месяцы, но и не «отдаленное будущее». Ряд перспективных проектов и технологий теряет шансы на окупаемость при нынешнем развитии событий, в первую очередь производство синтетического топлива из угля и природного газа, разработка глубоководного шельфа, наиболее дорогие проекты в Арктике. Однако их роль в современном производстве пока крайне невелика.

В целом при сохранении действующей ценовой ситуации следует ожидать смены вектора интереса нефтегазовой отрасли к технологиям экономии издержек при разработке

²²¹ Wood Mackenzie. Analysis of 2,222 oil fields suggests if Brent falls to \$40 a barrel 1.6% of global oil supply could be cash negative // <http://www.woodmac.com/media-centre/12525771>

²²² Расчеты ведутся в долларах текущего года, поскольку в данном случае исследуется принятие решений о приостановке добычи или о ее возобновлении в краткосрочном периоде.

углеводородов вместо технологий освоения наиболее сложных и дорогих ресурсов. И на международную политическую повестку дня вновь выходит вопрос сдерживания высокой волатильности цен на энергоносители для предотвращения угроз стабильному энергоснабжению.

Возвращаясь от экономики к политике, отметим, что, на наш взгляд, система обсуждения политических факторов в мире страдает близорукостью в двух важнейших вопросах. Прежде всего, это не просто инвестиции в добычу нефти теми или иными странами и компаниями. Речь должна идти о том, что мир вообще недостаточно вкладывает в энергетику с учетом необходимости сохранения климата, борьбы с энергетической бедностью и обеспечения устойчивого развития стран на пути от бедности к приемлемому, по западным меркам, уровню жизненных стандартов. При падении цен теряются и доходы многих компаний, не только стимулы к вложениям. По сути дел, возникает и вопрос, может и должна ли Россия вкладывать в энергетику мира 6 % мировых вложений до 2035 г., как это от нее ожидает МЭА (рис. 3.65)? Ведь национальные дебаты по модернизации исходят из важности энергетики, но имеют конечной целью уход от нефтяной иглы.

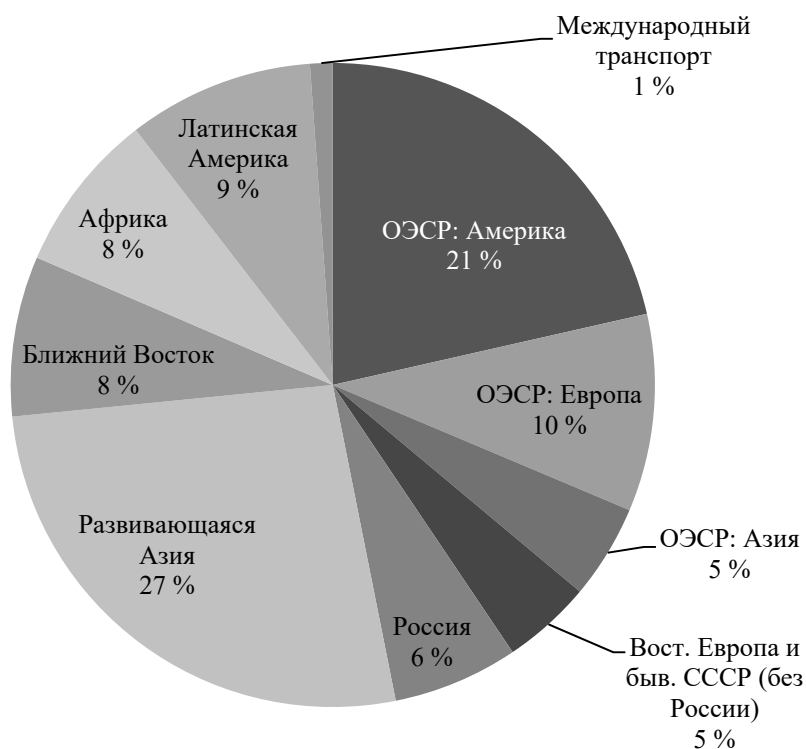


Рис. 3.65 — Оценка глобальной инвестиционной потребности ТЭК на период до 2035 г., по регионам, в млрд долл. 2012 г.

Источники: IEA. *World Energy Investment Outlook 2014*. OECD/IEA, 2014

Второй вопрос огромной важности — социально-экономическая стабильность нефтедобывающих стран, особенно после декады быстрорастущих и высоких цен на нефть. Можно критиковать элиты за то, что они не смогли удержаться и стали тратить нефтедоллары вместо создания адекватных рыночных институтов. Однако теперь мир находится в общей ловушке: дестабилизация нескольких небогатых стран-экспортеров может обернуться не только и не столько падением капиталовложений в этих точках и возвратом высоких цен, издержки дестабилизации — это конфликты, подрыв экономики, что принесет свои издержки для глобальной стабильности и мирового экономического развития в целом.

3.5 Рынок природного газа в базовом сценарии

Спрос на газ

Природный газ является одним из наиболее привлекательных видов топлива на текущем этапе развития человечества. Анализ последних десятилетий показывает, что газ уверенно осваивает новые рынки. Если в 1970–1980 гг. фактически весь спрос (около 90 %) был сосредоточен в Северной Америке, Европе и СССР, то уже к 2012 г. более 40 % спроса стали обеспечивать другие регионы (рис. 3.66).

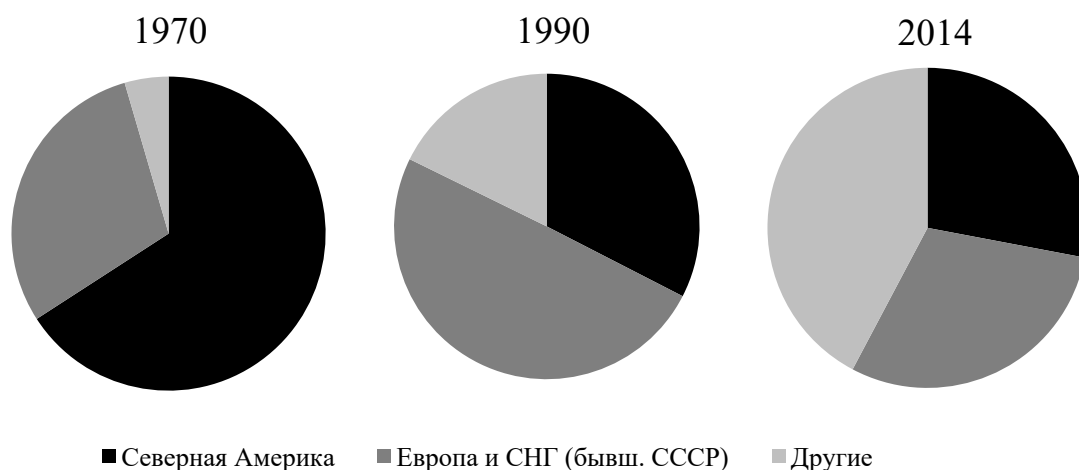


Рис. 3.66 — Доли регионов в мировом потреблении газа, %.

Источник: ИНЭИ РАН

В период 1980–2010 гг. газ активно завоевывал рыночную нишу, и спрос на него рос в среднем на 2,7 % в год. Прогноз дальнейшей динамики спроса на газ выполнен путем взаимного согласования показателей газоемкости ВВП отдельных экономик и первичного энергопотребления с последующей оптимизацией через взаимное замещение конкурирующих видов топлива в электроэнергетике и соответствующей

корректировкой страновых прогнозов. Полученный таким образом прогноз на следующие 30 лет дает заметно более медленные темпы роста, в среднем на 1,6 % в год, что тем не менее позволяет газу считаться наиболее быстрорастущим из ископаемых видов топлива.

К 2040 г., согласно выполненным расчетам, в базовом сценарии мировой спрос на газ вырастет более чем на 60 % по сравнению с 2010 г. и достигнет 5340 млрд куб. м (рис. 3.67). Ближайшая четверть века будет «эрой газа», однако не для всех регионов мира.

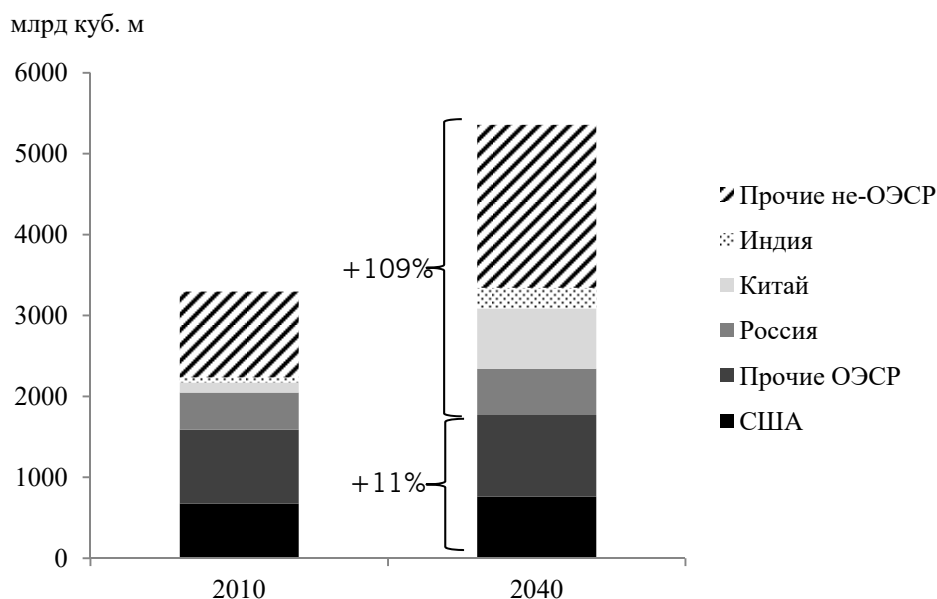


Рис. 3.67 — Спрос на газ по регионам и крупнейшим странам мира в 2010 и 2040 гг., базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Прирост потребления газа за период до 2040 г. в основном обеспечивается развивающимися странами: их спрос за 30 лет вырастет на 90 %. В ряде регионов рост спроса на газ носит взрывной характер — так, один Китай к 2040 г. увеличит потребление «голубого топлива» на 620 млрд куб. м (рис. 3.68), это больше, чем сейчас потребляют такие крупнейшие газовые рынки, как Европа или Россия. Впечатляющий рост показывают и прочие развивающиеся страны Азии, а также Ближний Восток, где спрос на газ удвоится к 2040 г., и Африка, где он утроится.

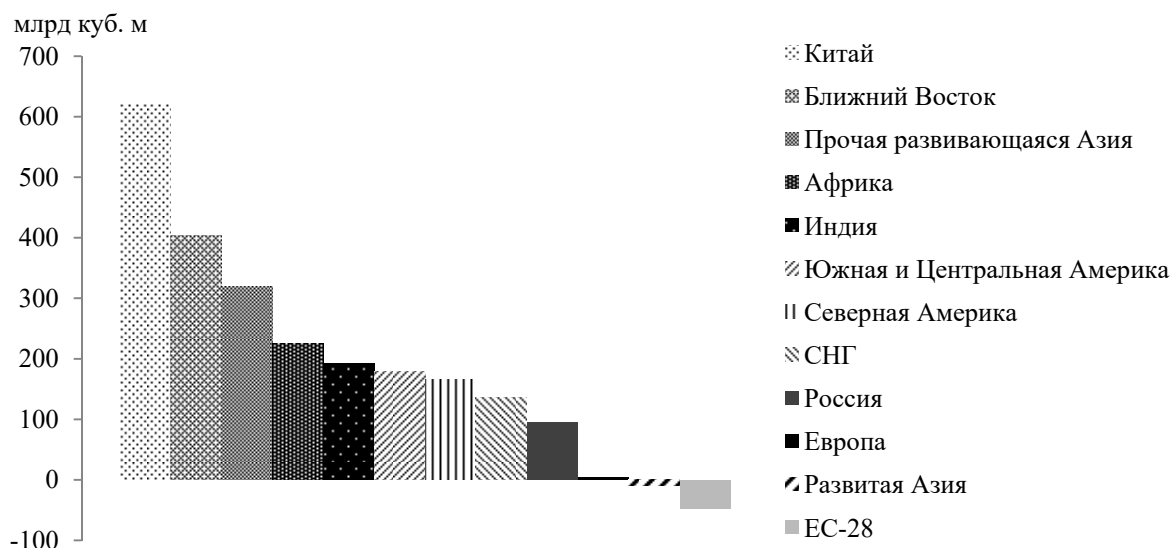


Рис. 3.68 — Прирост спроса на газ в период с 2010 по 2040 г. по регионам и крупнейшим странам мира, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Развитые страны демонстрируют куда более сдержанный рост, причем в Европе и особенно в развитых странах Азии происходит абсолютное сокращение объемов потребления. Особенно ярко это видно на примере Европейского союза, который к 2040 г. сокращает свое потребление газа почти на 50 млрд куб. м — как в силу вялого экономического роста на фоне активного энергосбережения, так и — в большей мере — в результате политики, направленной на продвижение альтернативных видов топлива. ЕС будет использовать все инструменты государственной энергетической политики для снижения доли газа в своем энергобалансе. Не только регулирование, но и сама межтопливная конкуренция будут способствовать сокращению спроса в Европе: газовая генерация оказывается здесь непривлекательной в условиях высоких цен на газ, низких цен на энергетический уголь и CO₂, а также субсидирования ВИЭ.

Радикально отличается ситуация в Северной Америке, которая, ввиду наличия приемлемого по цене местного ресурса, напротив, увеличит потребление газа на 20 % к 2040 г. Причем газ будет расширять свое присутствие не только в электроэнергетике, но и в транспортном секторе, и в качестве сырья для газохимии и газопереработки.

В отличие от рынка нефти, пик спроса на газ даже для крупнейших мировых экономик в обозримом будущем пока еще плохо различим, что дает все основания назвать XXI век веком газа. Пика спроса на газ достигло пока небольшое количество стран, в основном — старые члены Евросоюза (Австрия, Бельгия, Франция, Германия, Италия, Великобритания, Нидерланды) и ряд стран СНГ: Украина, Белоруссия, Армения и Грузия (рис. 3.69).

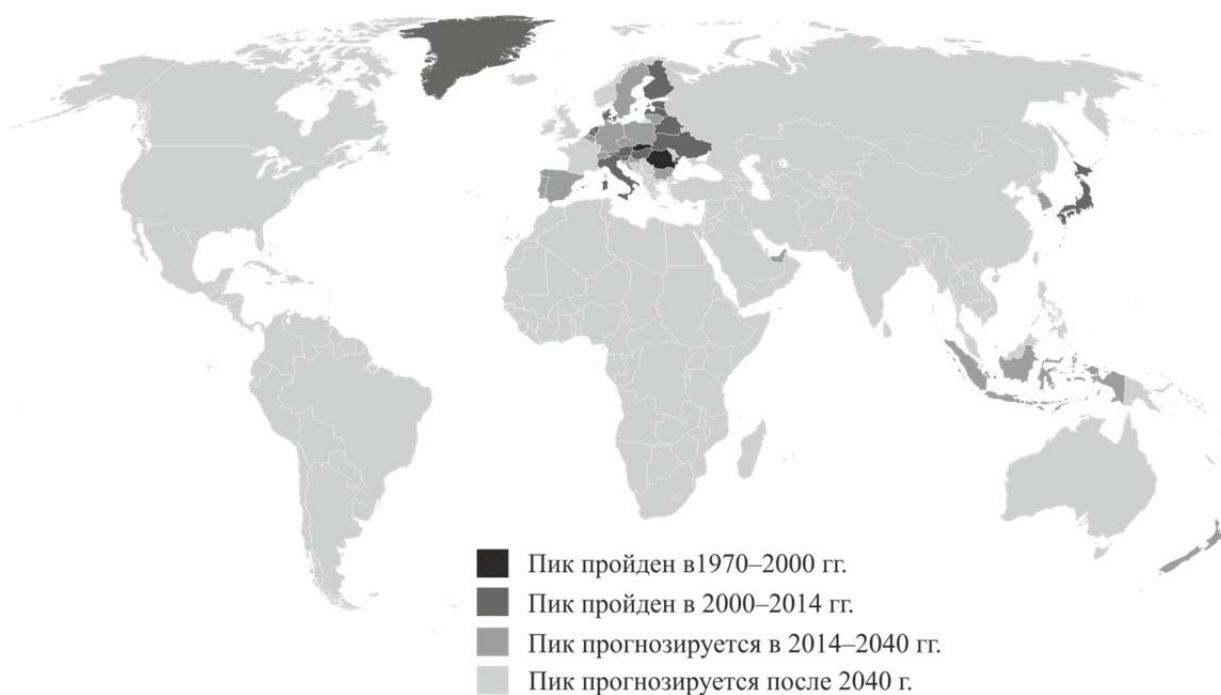


Рис. 3.69 — Пики спроса на газ в различных странах мира.

Источник: ИНЭИ РАН

В прогнозном периоде за счет внедряемых мер по энергосбережению пика потребления газа достигнут многие развитые страны — США и Канада, большинство европейских стран. В странах АТР начнет к середине прогнозного периода снижать спрос на газ Южная Корея и Япония (в значительной степени динамика спроса здесь будет зависеть от решений в отношении дальнейшей судьбы атомной энергетики). Весь остальной мир будет наращивать потребление газа.

Основной прирост потребления будет происходить в развивающихся странах Азии, доля которых в мировом газопотреблении вырастет с 7 до 25 % за рассматриваемый период, при этом Китай с его шестикратным ростом спроса, без преувеличения, станет основным драйвером мирового газового рынка, обеспечивая к 2040 г. (табл. 3.19) 14 % мирового спроса и занимая второе место после США по емкости газового рынка. Индия и Бразилия увеличат свое газопотребление в 4 раза, Африка — в 3 раза, Ближний Восток — в 2 раза.

Высокие темпы роста прогнозируются в Юго-Восточной Азии. Растущая потребность в газе здесь в первую очередь идет со стороны электроэнергетики. Борьба с ростом выбросов CO₂, которая становится все более актуальной в этом угольном регионе, — основной стимул для расширения использования газа. Однако существует опасность, что страны развивающейся Азии могут повторить опыт Европы. Важнейший вопрос для стран, которые не располагают собственными запасами газа и вынуждены

будут импортировать его возрастающие объемы, — насколько этот импортный газ будет конкурентоспособен в генерации. Дальнейшее удорожание экспортных проектов, нацеленных на АТР, может подорвать привлекательность газа и привести к частичной потере спроса в этом регионе.

Таблица 3.19 Потребление газа по регионам и крупнейшим странам мира, базовый сценарий, млрд куб. м

	Потребление газа, млрд куб. м							Темпы роста, %		
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2010–2020	2010–2030	2010–2040
Северная Америка	833	914	966	942	960	1000	998	1,5	0,7	0,6
США	675	738	772	731	738	769	762	1,4	0,4	0,4
Европа	594	560	579	602	596	605	598	-0,2	0,0	0,0
ЕС-28	543	498	507	529	513	508	496	-0,7	-0,3	-0,3
Развитая Азия	178	199	176	180	183	177	169	-0,1	0,1	-0,2
Япония	99	123	91	87	83	80	69	-0,9	-0,9	-1,2
СНГ	657	665	707	727	748	767	794	0,7	0,7	0,6
Россия	459	476	507	522	537	544	554	1,0	0,8	0,6
Развивающаяся Азия	390	576	696	869	1023	1143	1330	6,0	4,9	4,2
Китай	125	271	365	486	587	676	746	11,3	8,0	6,1
Индия	62	93	122	146	169	205	255	7,0	5,1	4,8
Южная и Центральная Америка	154	169	188	223	257	292	332	2,0	2,6	2,6
Бразилия	28	33	34	53	72	91	113	2,1	4,9	4,8
Ближний Восток	385	465	531	591	657	721	788	3,3	2,7	2,4
Африка	105	125	158	197	237	281	331	4,2	4,2	3,9
Мир	3295	3668	4011	4329	4661	5027	5340	2,0	1,7	1,6

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Главным драйвером быстрого увеличения спроса на газ во всех регионах будет развитие газовой генерации, обусловленное нарастающей электрификацией и соответствующим ростом потребления электроэнергии. В развивающихся странах также будет быстро расти газопотребление в промышленности одновременно с развитием соответствующих отраслей экономики. Экологические преимущества газа будут поддерживать (но не определять) его роль на отдельных рынках. В первую очередь перспективы газа в электроэнергетике определяются его ценой. Но межтопливная конкуренция с углем и субсидируемыми ВИЭ в последние годы не всегда оказывается в пользу газа. Так, в 2009–2014 гг. в Европе низкие цены на энергетический уголь (спровоцированные вытеснением угля с американского рынка дешевым сланцевым газом)

сделали непривлекательной газовую генерацию и уже привели к закрытию ряда газовых электростанций и к стагнации спроса на газ в регионе. Достаточно показательно выглядит динамика строительства и планы по новым электростанциям.

США в период 2008–2014 гг. отказались от целого ряда проектов угольных электростанций, предпочитая вкладывать инвестиции в газовые. В 2014 г. несколько американских компаний объявили о предстоящем закрытии угольных электростанций или переоборудовании их в газовые. Если в 2003 г. уголь обеспечивал 51 % всей генерации в США, то к 2012 г. этот показатель снизился уже до 37 % при почти удвоении объемов газа, используемых для генерации, и относительно стабильном использовании других источников — на уровне 31–33 % за десятилетний период (рис. 3.70).

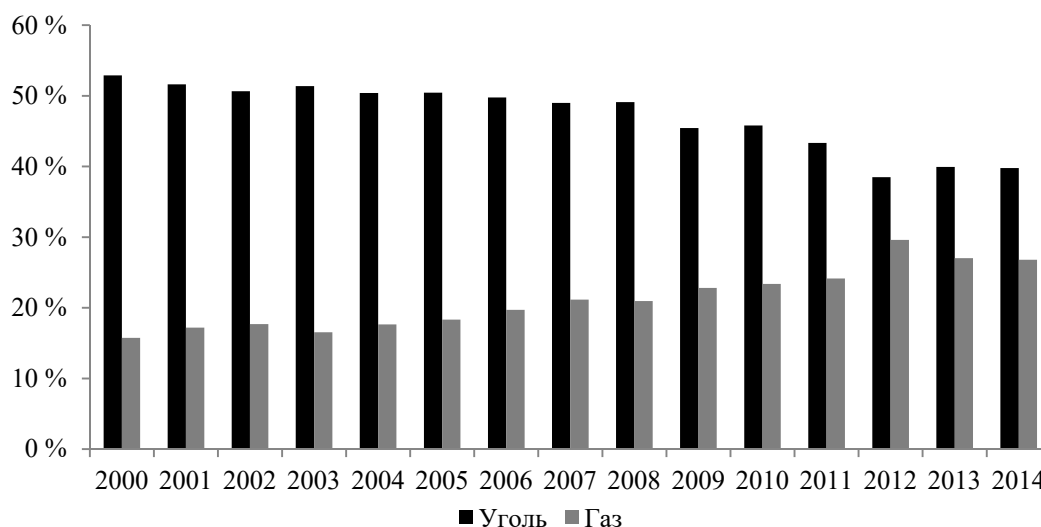


Рис. 3.70 — Доли газа и угля в генерации электроэнергии в США, %.

Источник: IEA Energy Statistics of OECD Countries 2013

Расширение добычи газа в США позволило руководству страны проводить и более жесткую политику в области выбросов. В июле 2013 г. президент Обама представил новый климатический план, согласно которому планируется существенно снизить выбросы при генерации электроэнергии. Конечно, прежде всего реализация обозначенных в плане задач скажется на осложнении условий работы угольных электростанций, которые и так находятся в непростой экономической ситуации.

В то же время в Европе наблюдается обратная картина. Если до 2008–2010 гг. сокращалось потребление угля для генерации и росла доля газа (в период 2003–2008 гг. использование газа на электростанциях увеличилось в абсолютных объемах на 42 %), то в период 2008–2012 гг. ситуация изменилась: потребление газа упало на 24 %, а потребление угля начало расти (рис. 3.71).

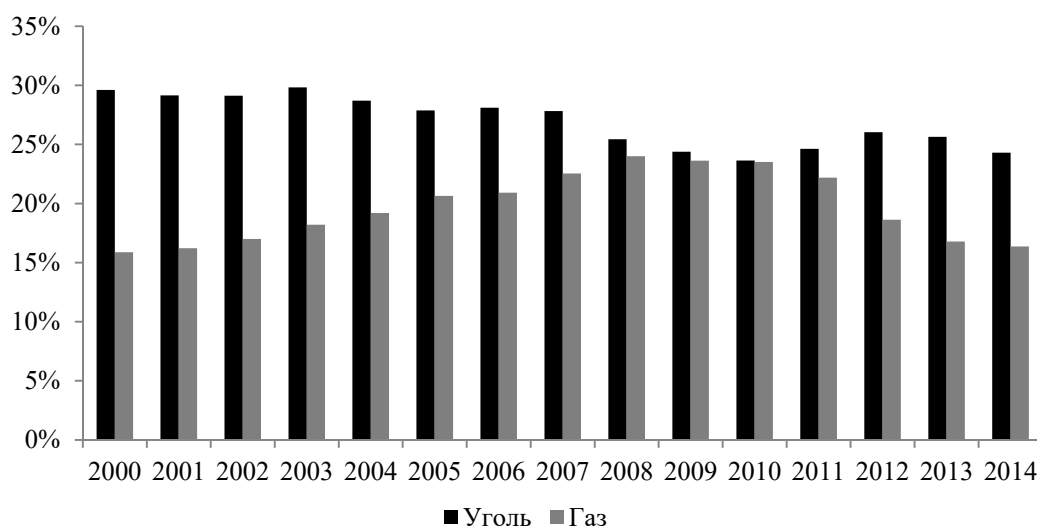


Рис. 3.71 — Доли газа и угля в генерации электроэнергии в ОЭСР Европы, %.

Источник: EIA DOE, Interactive Electricity Data, Net Generation by Energy Source: Total (All Sectors), 2003–2013

Предложение газа

В отличие от нефтяного рынка, где основную роль в покрытии дополнительного спроса будет играть нетрадиционная нефть, газовая отрасль выглядит более традиционно. В базовом сценарии прирост мирового спроса на газ будет в основном обеспечиваться разработкой новых месторождений традиционного газа (рис. 3.72).

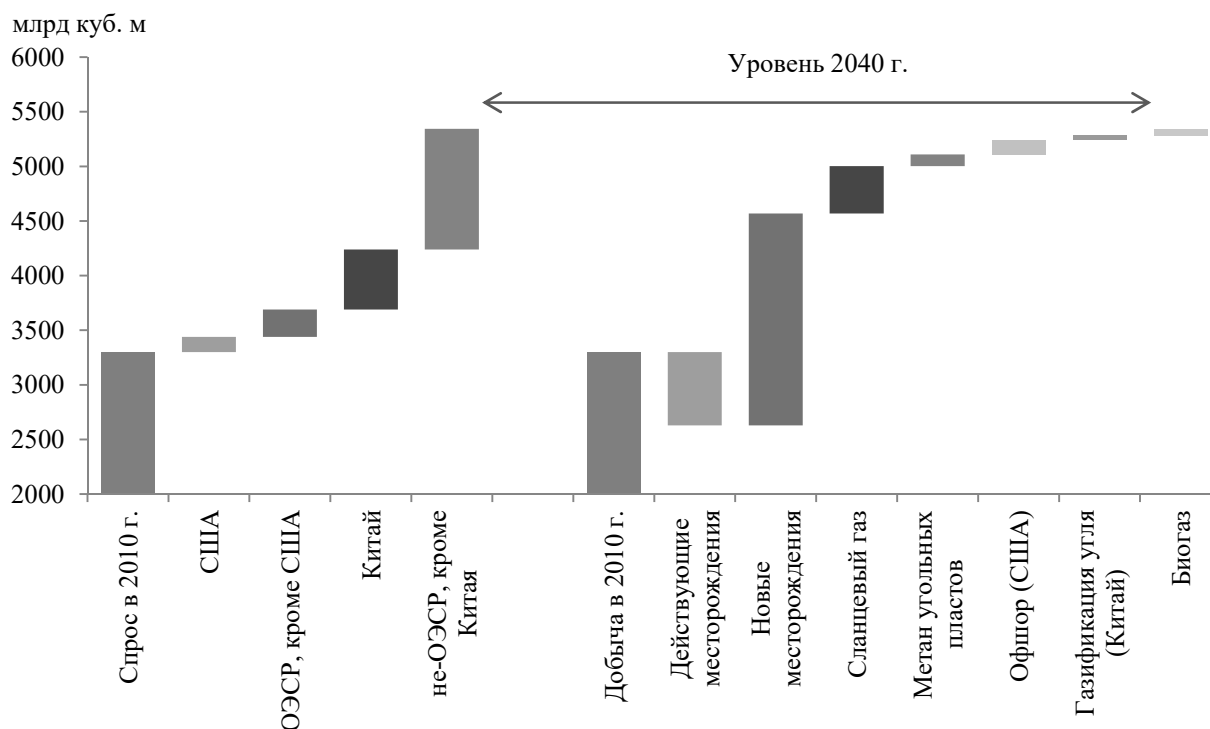


Рис. 3.72 — Баланс спроса и предложения на газ в 2040 г., базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

К 2040 г. около 80 % предложения газа будут обеспечивать месторождения традиционного газа (по сравнению с 93 % в 2010 г. — рис. 3.73). При этом на всем протяжении рассматриваемого периода опережающими темпами будет расширяться предложение нетрадиционного газа, на который к 2040 г. будет приходиться уже почти 20 % мирового производства (14 % — сланцевый газ, 4 % — метан угольных пластов и 1 % — биогаз).

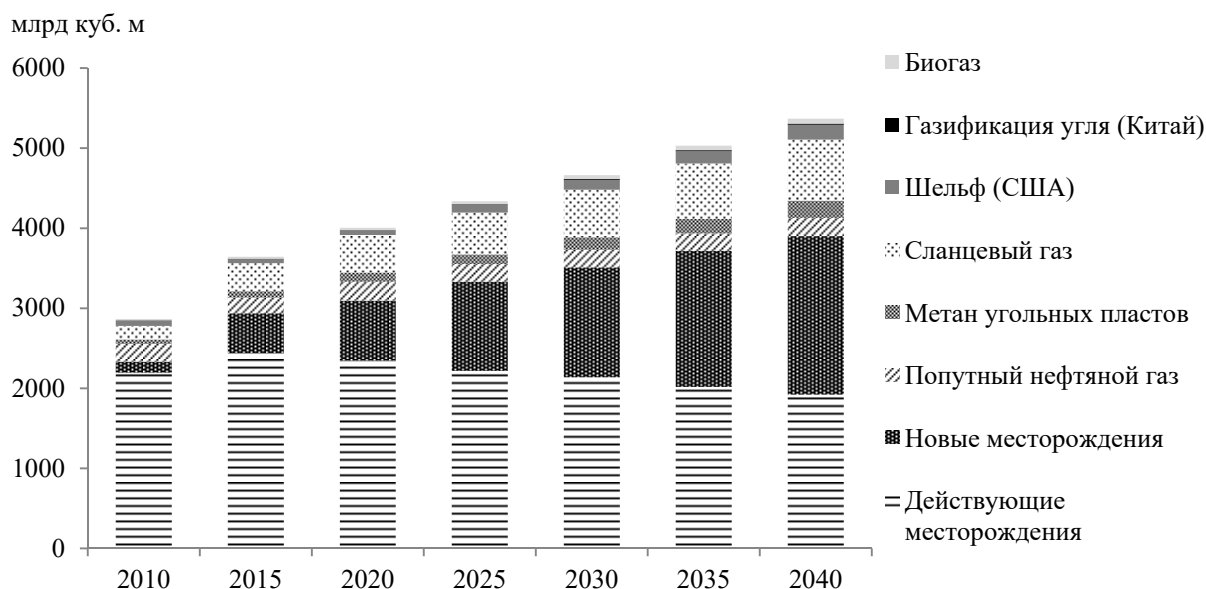


Рис. 3.73 — Производство газа по видам, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В мировой добыче сланцевого газа будет по-прежнему доминировать Северная Америка — США, которые к 2025 г. уже практически стабилизируют добычу, а также Канада с Мексикой, которые будут заметно увеличивать свои объемы сланцевой газодобычи уже после 2025 г. (рис. 3.74). После 2025 г. прогнозируется также существенный рост добычи сланцевого газа в Азиатском регионе (в первую очередь — в Китае, где к этому времени должны быть решены технологические вопросы, на который к концу рассматриваемого периода будет приходиться до 17 % мировой сланцевой газодобычи). В остальных странах: в Аргентине, Индии, ЮАР и странах Европы — добыча сланцевого газа и к 2040 г. не превысит 7 % от общемировой в силу как геологических и экономических, так и регуляторных ограничений.

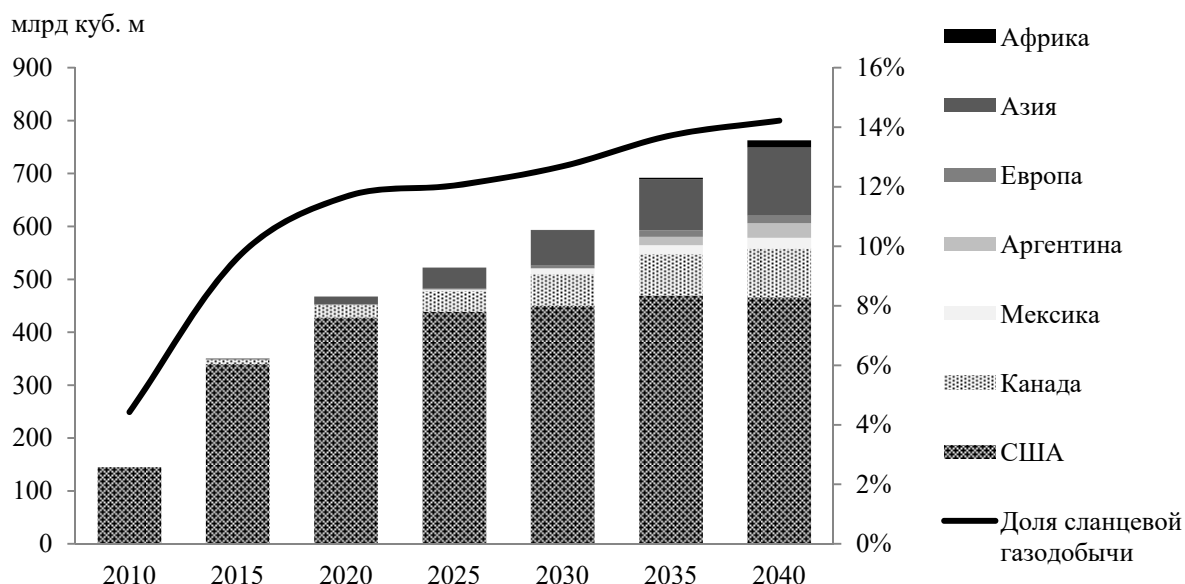


Рис. 3.74 — Добыча сланцевого газа по регионам и крупнейшим странам мира, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Особые дискуссии вызывает дальнейшая динамика добычи сланцевого газа в США. Добыча традиционного газа здесь достигла пика еще в 2000 г., и весь прирост добычи, наблюдавшийся в последние годы, полностью обеспечивается нетрадиционным газом. Однако «сланцевая революция», ставшая ключевым событием последнего десятилетия в газовой отрасли и вызвавшая столько обсуждений и изменений в конъюнктуре мировых рынков, сейчас демонстрирует противоречивую динамику. Общий объем добычи сланцевого газа в 2013 г. вырос до рекордных 320 млрд куб. м. И несмотря на некоторое замедление в 2012–2014 гг., темпы прироста добычи остаются достаточно высокими (рис. 3.75). При этом можно наблюдать переменное лидерство различных плеев в общем объеме добычи. Замедлению роста темпов производства в 2012–2014 гг. способствовало падение цен на хабах США и насыщение внутреннего рынка при отсутствии технических возможностей отправлять газ на экспорт. При этом увеличивающийся спрос в США и падение добычи традиционного газа создавали дополнительную нишу для сланцевых проектов.

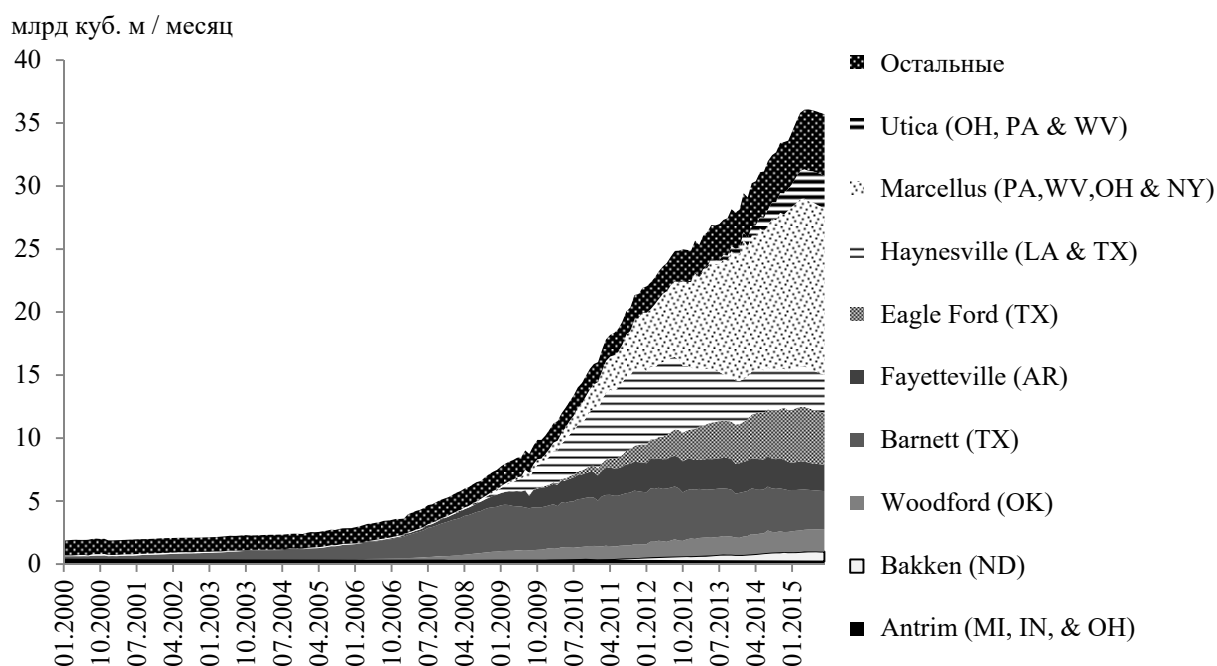


Рис. 3.75 — Объемы производства сланцевого газа в США.

Источник: EIA, Center for Strategic and International Studies

В базовом сценарии все регионы мира (за исключением Европы) заметно наращивают производство газа (рис. 3.76). Северная Америка за счет сланцевого газа продемонстрирует заметный прирост добычи, однако он не идет в сравнение с тем расширением производства, которое прогнозируется на Ближнем Востоке, — более половины триллиона кубометров. И здесь важнейшую роль сыграет Иран — даже в базовом сценарии предполагается снятие санкций и масштабный приход иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор страны, в результате объемы добычи Ирана вырастут к 2040 г. на 85 %. Увеличит добычу также Катар (+73 %), а Саудовская Аравия более чем удвоит объемы производимого газа. При этом следует отметить, что значительная часть произведенного на Ближнем Востоке газа будет направлена на обеспечение растущего внутреннего спроса.

Почти на 50 % вырастет добыча в регионе, традиционно лидировавшем в производстве газа, — в СНГ (основной прирост прогнозируется в России, а также в Казахстане и Туркменистане, который удвоит свою добычу). Африканский регион более чем вдвое увеличит производство за счет разработки новых запасов Восточной Африки (Мозамбик, Танзания), а также Центральной и Северной Африки.

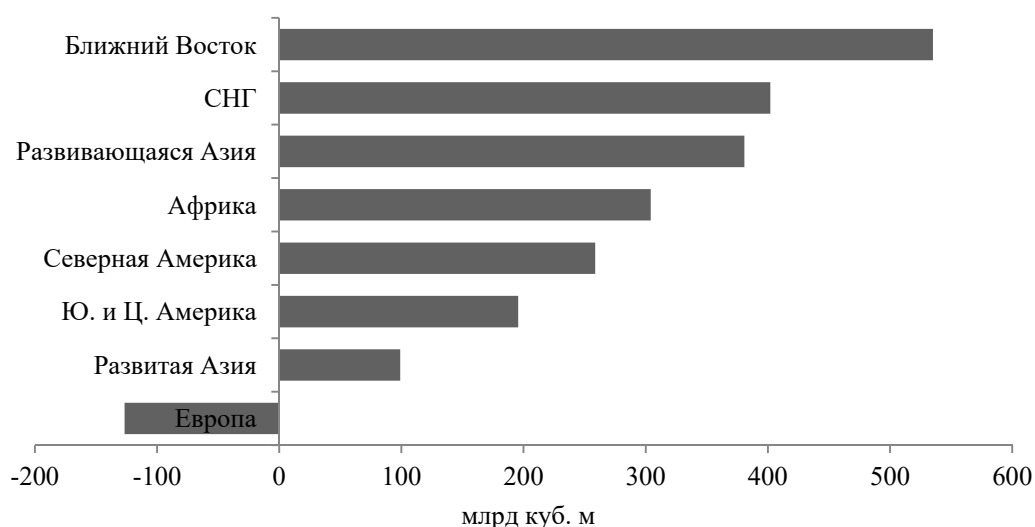


Рис. 3.76 — Прирост добычи газа по регионам мира за период с 2010 по 2040 г., базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Австралия также в два с лишним раза увеличит свое предложение, став одним из крупнейших поставщиков газа на мировые рынки. Однако большая часть новых месторождений — это офшор либо нетрадиционный газ (в частности, метан угольных пластов) с высокими затратами. Уже к 2020 г. Австралия станет одним из лидеров мировой торговли СПГ.

В Южной и Центральной Америке большим потенциалом добычи располагает Бразилия, которая многократно увеличит объемы добычи, а также Аргентина, которая увеличит добычу на 50 %.

В Европе в целом (как и в ЕС) производство газа продолжит снижение: к 2040 г. регион потеряет 40 % своей добычи. При этом геологические проблемы и быстрое падение добычи на крупнейшем месторождении в Нидерландах лишат Европу основной части гибкого предложения. Только Норвегия сможет поддерживать текущий уровень добычи на весь рассматриваемый период за счет разработки новых офшорных месторождений, однако заметно увеличить ее она не в состоянии. Новые открытия в Восточном Средиземноморье могут решить проблему газоснабжения прибрежных стран, однако тоже не в состоянии компенсировать падение добычи по Европе в целом (табл. 3.20).

Таблица 3.20 Добыча газа по регионам и крупнейшим странам мира, базовый сценарий

	Добыча газа, млрд куб. м*							Темпы роста, %		
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2010–2020	2010–2030	2010–2040
Северная Америка	814	909	1015	1010	1039	1076	1073	2,2	1,2	0,9
США	604	703	803	794	795	808	802	2,9	1,4	0,9
Европа	315	265	219	198	185	192	188	-3,6	-2,6	-1,7
Развитая Азия	58	87	118	121	123	134	157	7,4	3,8	3,4
Австралия	49	80	111	114	118	129	153	8,5	4,5	3,9
СНГ	820	902	962	1043	1133	1180	1222	1,6	1,6	1,3
Россия	649	683	713	736	772	812	844	0,9	0,9	0,9
Развивающаяся Азия	420	480	541	589	684	751	801	2,6	2,5	2,2
Китай	95	143	195	248	312	356	400	7,4	6,1	4,9
Индия	51	42	54	66	79	83	94	0,5	2,2	2,0
Южная и Центральная Америка	165	171	199	230	270	323	360	1,9	2,5	2,6
Бразилия	15	10	27	47	69	86	104	6,4	8,0	6,7
Ближний Восток	474	586	668	771	822	903	1009	3,5	2,8	2,6
Ирак	5	14	31	68	82	92	100	19,7	14,8	10,4
Иран	143	169	183	192	205	246	311	2,5	1,8	2,6
Катар	121	163	192	206	205	210	210	4,8	2,7	1,9
Саудовская Аравия	81	97	115	135	153	172	193	3,5	3,2	2,9
Африка	209	234	270	350	390	451	513	2,6	3,2	3,0
Северная Африка	161	167	186	210	229	238	251	1,4	1,8	1,5
Южная и Центральная Африка	47	67	84	140	161	214	262	5,9	6,3	5,9
Мир	3274	3633	3991	4311	4644	5010	5323	2,00	1,80	1,60

* — расчет произведен с учетом использования хранилищ газа.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Международная торговля

Межрегиональная торговля природным газом будет претерпевать в ближайшие десятилетия серьезные изменения. Прежде всего следует отметить тренд на превращение Северной Америки из нетто-импортера газа в его нетто-экспортера, который к концу рассматриваемого периода сможет поставлять на глобальный рынок СПГ около 70 млрд куб. м (табл. 3.21 и 3.22).

Таблица 3.21 Матрица межрегиональной торговли газом в 2010 г., базовый сценарий, млрд куб. м

		Куда									
		Северная Америка	Ю. и Ц. Америка	Европа	СНГ	Развивающаяся Азия	Развитая Азия	Африка	Ближний Восток	Всего экспорт сетевого газа	Всего экспорт СПГ
Откуда	Северная Америка	0/0	0/0,1	0/0,4	0/0	0/0	0/1	0/0	0/0	0	2
	Ю. и Ц. Америка	0/8	0/0	0/7	0/0	0/1	0/1	0/0	0/0,3	0	17
	Европа	0/1	0/0,1	0/0	0/0	0/0,2	0/0,3	0/0	0/0,1	0	1,7
	СНГ	0/0	0/0	135/0	0/0	4/1	0/12	0/0	7/0,1	145	13
	Развив. Азия	0/2	0/0	0/0	0/0	0/0	6/58	0/0	0/0,2	0	60
	Развитая Азия	0/0	0/0	0/0	0/0	0/6	0/0	0/0	0/0,1	6	6
	Африка	0/6	0/3	44/40	0/0	0/3	0/6	0/0	5/0,7	49	58
	Ближний Восток	0/4	0/1	8/37	0,7/0	0/18	0/40	0/0	0/0	50	99
	Всего импорт сетевого газа	0	0	179	0	4	6	0	12	201	-
	Всего импорт СПГ*	20	4	84	0	29	119	0	2	-	257

* — торговля сетевым газом / торговля СПГ.

Источник: ИНЭИ РАН

Таблица 3.22 Матрица межрегиональной торговли газом в 2040 г., базовый сценарий, млрд куб. м

		Куда									
		Сев. Америка	Ю. и Ц. Америка	Европа	СНГ	Развивающаяся Азия	Развитая Азия	Африка	Ближний Восток	Всего экспорт сетевого газа	Всего экспорт СПГ
Откуда	Северная Америка	0	0/1	0/30	0	0/3	0/35	0	0	0	69
	Ю. и Ц. Америка	0	0	0/23	0	0/3	0/3	0	0	0	29
	СНГ	0	0	181/25	0	186/17	0/41	0	0	368	82
	Развивающаяся Азия	0	0	0	0	0	0/10	0	0	0	10
	Развитая Азия	0	0	0	0	0/92	0	0	0	0	92
	Африка	0	0	40/57	0	0/83	0	0	0	40	140
	Ближний Восток	0	0	37/18	2/0	54/135	0/15	0	0	93	168
	Всего импорт сетевого газа	0	0	258	2	240	0	0	0	501	-
	Всего импорт СПГ*	0	1	152	0	333	104	0	0	-	591

* — торговля сетевым газом / торговля СПГ.

Источник: ИНЭИ РАН

На фоне сланцевых успехов у США появляются возможности для экспорта газа. Однако эта перспектива имеет далеко не однозначные последствия в обсуждениях политиков и представителей разных отраслей бизнеса. С одной стороны, экспорт газа позволит получить дополнительную прибыль, и развитие газовой отрасли не будет ограничиваться емкостью регионального рынка. Но с другой стороны, это может привести к росту цен на газ внутри США и снижению конкурентных позиций отдельных отраслей промышленности, особенно в условиях, когда цены на топливо у конкурентов могут за счет американского экспорта снизиться.

По состоянию на середину 2015 г. идет строительство двух заводов СПГ, а мощности всех заводов СПГ в соответствии с поданными заявками составляют около 300 млрд куб. м. Однако такие объемы экспорта США явно не смогут обеспечить не только в ближайшие годы, но и до 2030–2040 гг. Большинство из рассматриваемых проектов конкурируют между собой. При этом затраты на сооружение завода СПГ достаточно высоки, даже в случае переоборудования регазификационного терминала, как это предусмотрено рядом проектов. Поэтому держать незагруженными мощности по сжижению экономически достаточно недальновидно.

Как показывает мировая практика, заводы по производству СПГ во всем мире традиционно работают практически на полную мощность за исключением необходимых технологических приостановок (рис. 3.77). Следовательно, инвесторы будут реализовывать только проекты, имеющие хороший портфель контрактов уже на начальной стадии.

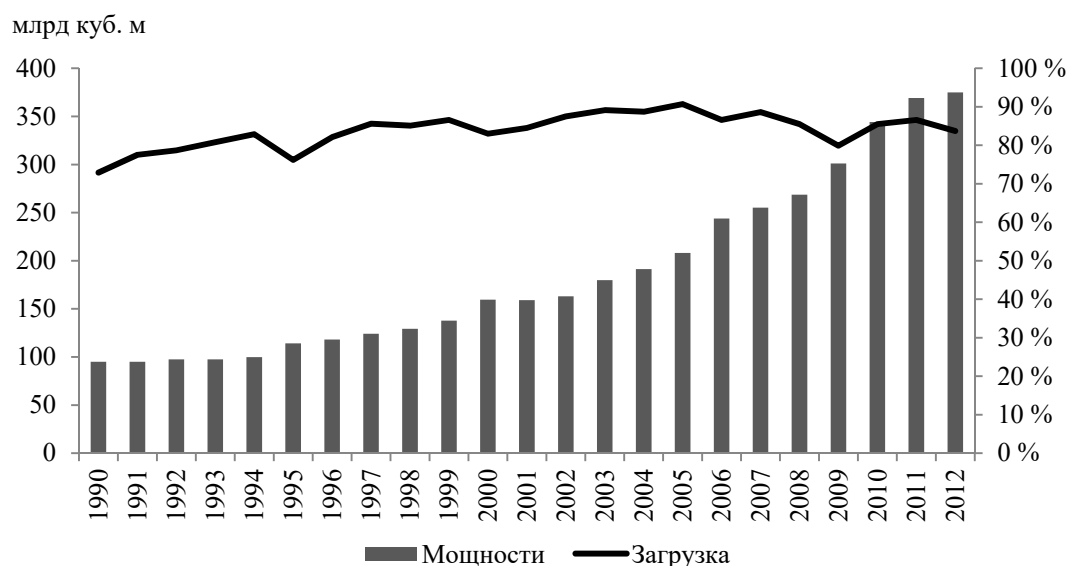


Рис. 3.77 — Мощности и средний уровень загрузки заводов по производству СПГ в мире.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Анализ затрат на сжижение, транспортировку и регазификацию показывает, что на внешних рынках СПГ из США будет стоить не менее чем на 150 долл. 2012 / тыс. куб. м дороже, чем на Henry Hub. Таким образом, следует ожидать реализации лишь части заявленных проектов, которые вступят в жесткую конкурентную борьбу с другими поставщиками на рынки Европы и Азии.

Африка, многие десятилетия снабжавшая европейский и азиатский рынки сетевым и сжиженным газом, в период до 2040 г. почти на 70 % увеличит объем своих межрегиональных поставок, в основном за счет разработки новых запасов восточной и центральной частей континента.

В 2,4 раза увеличит объем межрегионального экспорта Ближний Восток. Несмотря на очень существенное увеличение объемов добычи, огромный рост внутреннего спроса не позволит странам Северной Африки и Ближнего Востока направлять более высокие объемы на глобальные рынки.

Очень существенно, в 2,8 раза, вырастет суммарный экспорт газа из стран СНГ — как сетевого, так и сжиженного, что позволит региону остаться лидером межрегиональной газовой торговли. Развивающиеся страны Азии вынуждены будут направлять все большие объемы на удовлетворение растущего внутрирегионального спроса, что будет ограничивать их возможности по участию в глобальной торговле. С другой стороны, выход на рынки Австралии как крупнейшего поставщика СПГ сделает регион Развитой Азии крупным игроком на мировом рынке. Таким образом, на стороне предложения идет дальнейшее усиление конкуренции между все возрастающим числом производителей.

При этом в мире отчетливо формируется крупнейший центр потребления, импортирующий все возрастающие объемы газа со всего мира, — это развивающиеся страны Азии.

В рассматриваемый период будут активно расти как объемы сетевого газа, так и СПГ, однако в целом доля сжиженного газа в межрегиональной торговле будет оставаться выше, поскольку газ, транспортируемый по трубам, обычно является основой внутрирегиональной торговли.

После периода замедленного роста предложения СПГ в 2012–2014 гг. к 2020 г. ожидается крупномасштабное расширение мощностей по сжижению: они увеличатся почти вдвое по сравнению с 2014 г. В первую очередь речь идет о целом ряде крупных проектов в Австралии и США. После 2025 г. ожидается выход на глобальный рынок и крупных дополнительных объемов СПГ из России и стран Ближнего Востока (рис. 3.78).

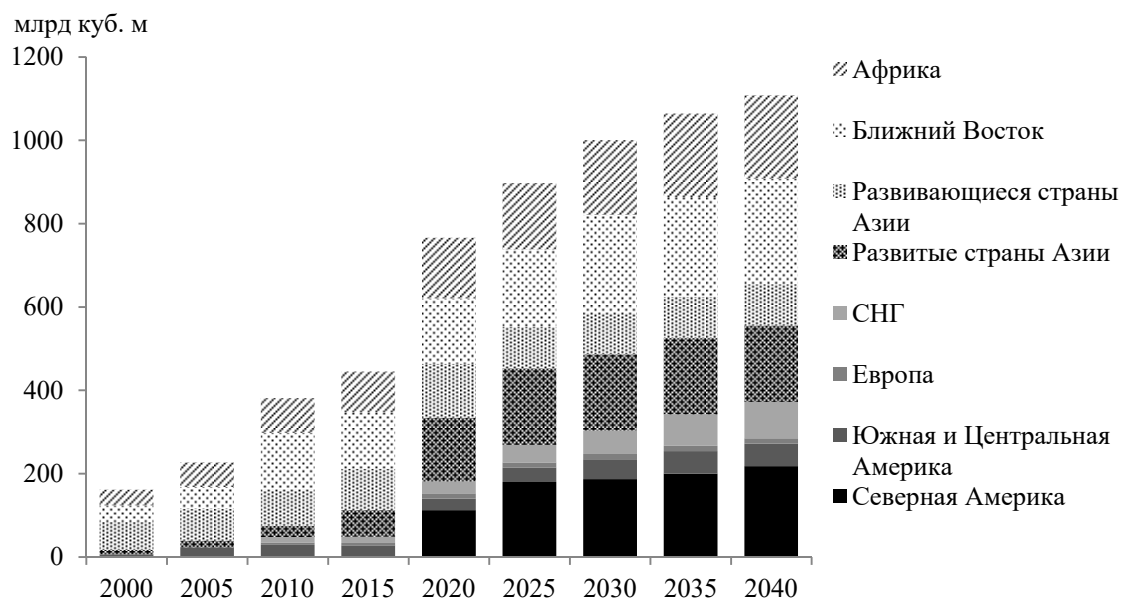


Рис. 3.78 — Прирост мощностей по сжижению, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Интересно, что зависимость от импорта газа из других регионов будет сокращаться почти везде, кроме Европы, которая будет импортировать к 2040 г. почти 70 % газа (табл. 3.23). При этом Северная Америка благодаря увеличению собственной добычи сможет полностью отказаться от газового импорта. Рост внутрирегиональной добычи в Азии (как в развивающихся, так и в развитых странах) позволит этим регионам снизить зависимость от поставок извне примерно до одной трети, что является вполне приемлемым показателем с точки зрения энергобезопасности.

Таблица 3.23 Доля чистого импорта в потреблении газа в ключевых регионах-импортерах, базовый сценарий

	2010, %	2015, %	2020, %	2025, %	2030, %	2035, %	2040, %
Северная Америка	4	3	2	1	0	0	0
США	18	17	10	5	0	0	0
Европа	37	43	47	53	62	67	69
Азия	5	9	16	26	25	32	33
Китай	22	17	24	47	47	49	47
Индия	0	17	18	55	56	55	53
Япония	97	96	97	98	98	98	99

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Цены на природный газ и системы ценообразования

Изменение систем ценообразования на газ — один из наиболее актуальных вопросов мировой энергетики. В настоящее время в мире наблюдается трансформация различных региональных систем ценообразования на газ, в первую очередь за счет постепенного расширения торговли на основе конкуренции «газ — газ». Однако более 60 % газа в мире по-прежнему реализуется по регулируемым ценам, в привязке к нефтяным индексам, или с использованием других механизмов (рис. 3.79).



Рис. 3.79 — Действующие системы ценообразования на газ в мире и изменения в 2010–2014 гг.

Источники: МГС²²³, ИНЭИ РАН

В настоящее время усиливается ценовая регионализация газовых рынков, определяемая не только действующими механизмами регулирования и ценообразования, но и уровнем цен:

- минимальные цены установились в последние годы на рынке США со спотовым ценообразованием за счет дешевой внутренней добычи;
- средний уровень цен — на европейском рынке с гибридным ценообразованием (когда примерно половина газа поставляется на рынок по спотовой индексации, а вторая половина — в привязке к ценам корзины нефтепродуктов) и временным избыточным предложением газа;
- максимальные цены отмечаются на азиатском рынке, где торговля осуществляется преимущественно с привязкой к ценам нефти;

²²³ IGU Wholesale Gas Price Survey.

- правительства большинства стран нетто-экспортеров газа и многих развивающихся стран-импортеров стремятся удерживать на внутреннем рынке цены ниже мировых для поддержки других отраслей экономики и снижения социальной напряженности.

Важным событием для газового рынка стал переход Северной Америки на систему ценообразования, фактически основанную на замкнутой внутренней торговле. Таким образом, цены в регионе теперь практически не зависят от ситуации во всем остальном мире. Дальнейшие изменения региональных механизмов ценообразования будут идти, по всей видимости, в направлении увеличения доли спотовых поставок на всех рынках. Быстрое развитие рынка СПГ и его глобализация будут усиливать этот процесс, причем не только в Европе, но и в АТР, где потребители на фоне высоких цен ищут любую возможность снизить свои счета. При этом для значительной части развивающихся стран можно ожидать сохранения существенной доли торговли газом на внутренних рынках с ценообразованием на основе государственного регулирования, конкуренции на замкнутом внутреннем рынке или привязки к внешнему рынку с понижающими коэффициентами.

Крупнейшие потребители Азии (Япония, Южная Корея, Китай) официально объявили о планах по пересмотру системы ценообразования на импортируемый газ с целью снижения закупочных цен. В качестве новой целевой модели рынка рассматривается система, основанная на спотовой торговле. Конечно, оперативно перейти на спот нереально не только из-за наличия значительного количества действующих долгосрочных контрактов, но и из-за отсутствия биржи и индикаторов, способных отражать реальную ситуацию в регионе. Но страны региона намерены двигаться в этом направлении. Поэтому к 2020 г. можно ожидать появления региональной биржи и начала экспериментальных торгов в небольших объемах с последующим расширением доли спотовых продаж.

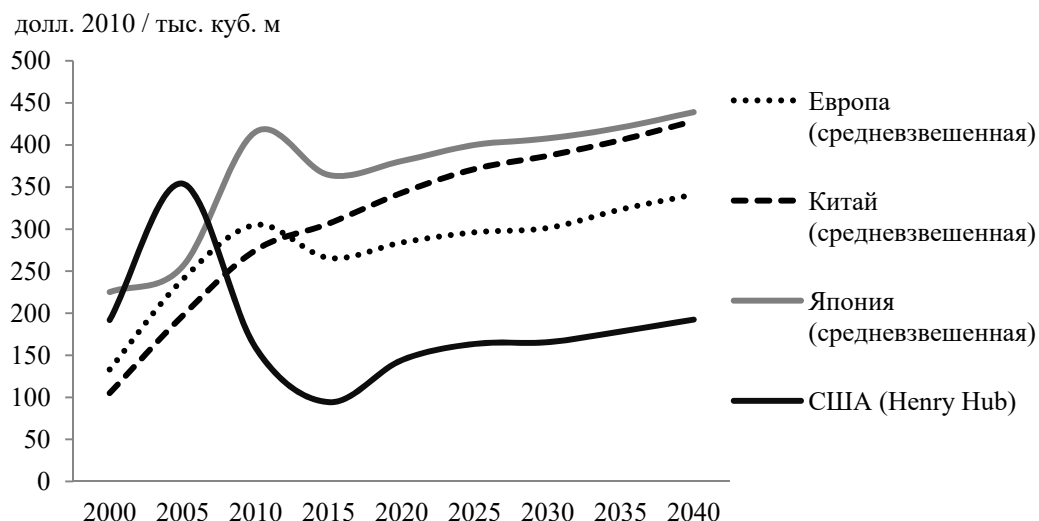
Один из главных выводов, которые позволяет сделать детальный анализ перспективной системы торговли и ценообразования, — на перспективу до 2040 г. нет достаточных предпосылок для формирования единого мирового газового рынка и единой цены на газ. Сохранится существенный ценовой дифференциал, и скачки цен, например, в Европе совсем необязательно будут приводить к аналогичному поведению рынков Северной Америки или Азии.

Модельные расчеты подтвердили, что в базовом сценарии сохранится происшедшее в 2006–2008 гг. существенное разделение региональных цен на газ. Основной причиной этого является высокая цена транспортировки газа, которая при межконтинентальных поставках добавляет к цене газа более 150 долл. / тыс. куб. м.

Соответственно, высокая стоимость транспортировки способствует регионализации рынков и не позволяет создать единый ликвидный рынок. А в условиях ограниченных возможностей перенаправления и высокой взаимной зависимости поставщиков и покупателей при трубопроводных поставках и по-прежнему ограниченной гибкости рынка СПГ традиционный механизм привязки к альтернативным видам топлива позволит повысить предсказуемость и снизить инвестиционные риски производителей, а также упростить для них финансирование проектов.

В Европе и в АТР к концу прогнозного периода ожидается довольно заметный рост цен, обусловленный необходимостью вовлечения новых, более дорогостоящих месторождений для удовлетворения спроса. В этих условиях североамериканский рынок фактически замыкается в ценовом диапазоне, определяемом собственной добычей, в США на весь прогнозный период сохранятся наиболее низкие цены, которые тем не менее также будут расти к концу периода.

Во всех регионах мира к концу прогнозного периода ожидается довольно заметный рост цен (рис. 3.80), обусловленный необходимостью вовлечения новых, более дорогостоящих месторождений для удовлетворения спроса. В этих условиях североамериканский рынок замыкается в ценовом диапазоне, определяемом собственной добычей, в США на весь прогнозный период сохранятся наиболее низкие цены, которые тем не менее также будут увеличиваться, особенно с началом осуществления широкомасштабного экспорта СПГ.



* — Средневзвешенные между ценами долгосрочных контрактов, привязанных к альтернативным видам топлива, и спотовыми ценами с учетом объемов потребления.

Рис. 3.80 — Прогнозные средневзвешенные* цены на газ по региональным рынкам, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

И в Европе, и в АТР в период 2015–2025 гг. прогнозируется умеренный рост цен, обусловленный избыточным предложением газа (в особенности СПГ, который в больших объемах выйдет на рынок в 2020 г.), при этом АТР традиционно придется платить дополнительную премию на фоне быстрого роста спроса, стимулирующего ввод большого числа новых, в том числе достаточно дорогих проектов добычи.

Положение основных участников рынка

На газовом рынке в период с 1990 по 2010 г. крупнейших производителей можно было разделить на две группы:

- два суперпроизводителя: Россия и США (рис. 3.81), их уровни добычи в ретроспективе колебались в диапазоне 500–650 млрд куб. м;
- крупные производители, к которым относится Китай, Иран, Катар, Саудовская Аравия, Туркменистан, Алжир, Австралия, Индонезия, Норвегия и Канада; в ретроспективе ни одна из этих стран никогда не добывала более 190 млрд куб. м.

млрд куб. м / год

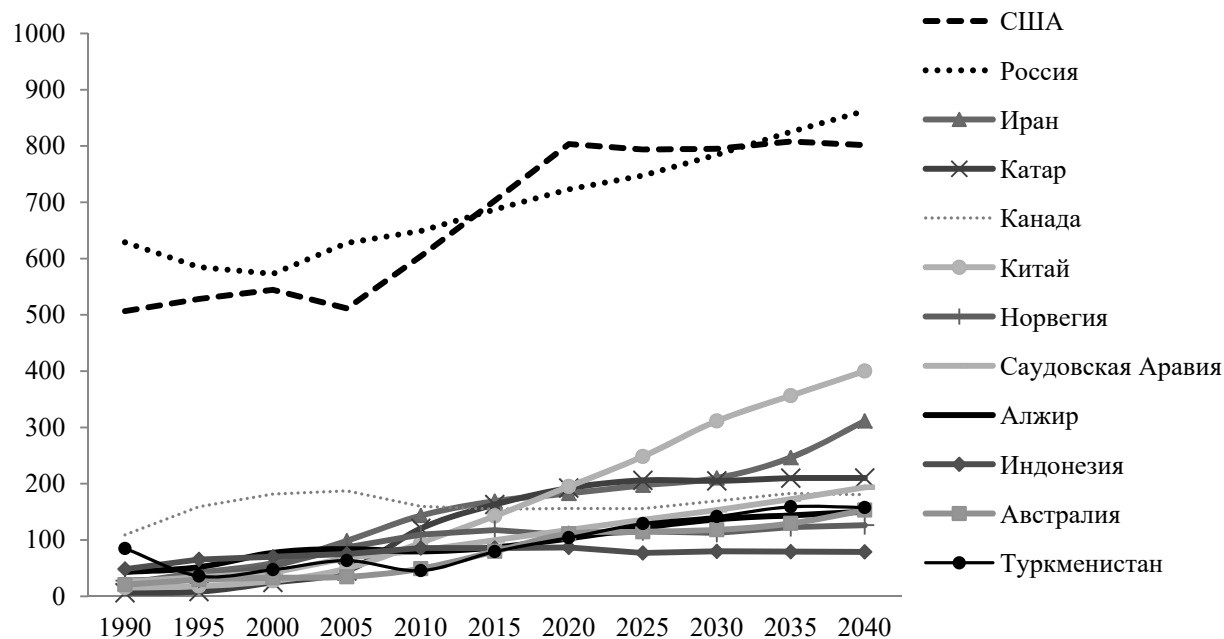


Рис. 3.81 — Крупнейшие газодобывающие страны мира, базовый сценарий, млрд куб. м.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В период до 2040 г. в группе суперпроизводителей изменений не происходит, их состав не меняется, а объем добычи увеличивается до 800–850 млрд куб. м. Группа крупных производителей к 2040 г. серьезных изменений не претерпевает, за исключением Китая, показывающего большой прирост объемов производства.

В период с 1990 по 2010 г. доля крупнейших газодобывающих стран мира никогда не опускалась ниже 67 % от мировой добычи газа. Максимальной она была в 1990 г. —

74 % (рис. 3.82), в это время индекс концентрации рынка Херфиндаля — Хиршмана составлял 1635, то есть однозначно свидетельствовал о высококонцентрированном рынке. К 2010 г. этот индекс несколько снизился — до 1405, но рынок по-прежнему оставался концентрированным.

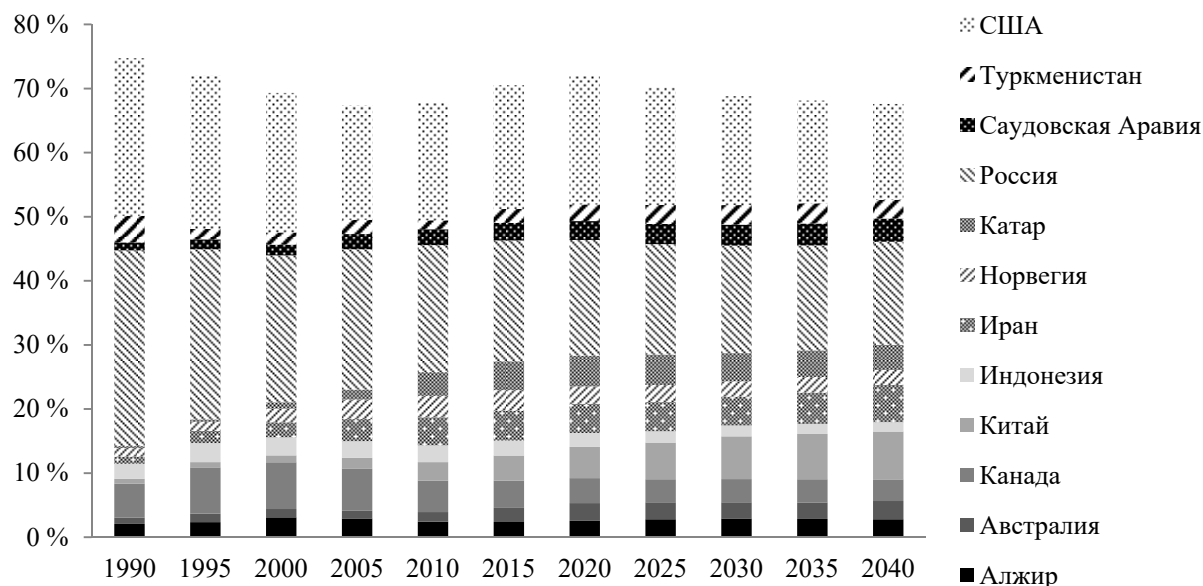


Рис. 3.82 — Доля крупнейших газодобывающих стран в мировой добыче, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В прогнозном периоде доля крупнейших газодобывающих стран к 2020 г. немного увеличится, а затем начнет снижаться и к 2040 г. составит 68 % при снижении индекса концентрации Херфиндаля — Хиршмана до 650. При этом падение до уровня менее 1000 обозначает переход к низкоконцентрированному рынку.

В части спроса четко выделяются:

- суперпотребители — США и Россия; важным изменением расклада сил будет бурный рост китайского спроса, который к концу рассматриваемого периода выведет Китай на уровень суперпотребителя (рис. 3.83);
- крупные потребители — Иран, Китай (до 2020 г.), Япония, Великобритания, Германия, Канада, Италия и Саудовская Аравия. В этих странах спрос, как в ретроспективе, так и в перспективе, значительно ниже, чем у суперпотребителей.

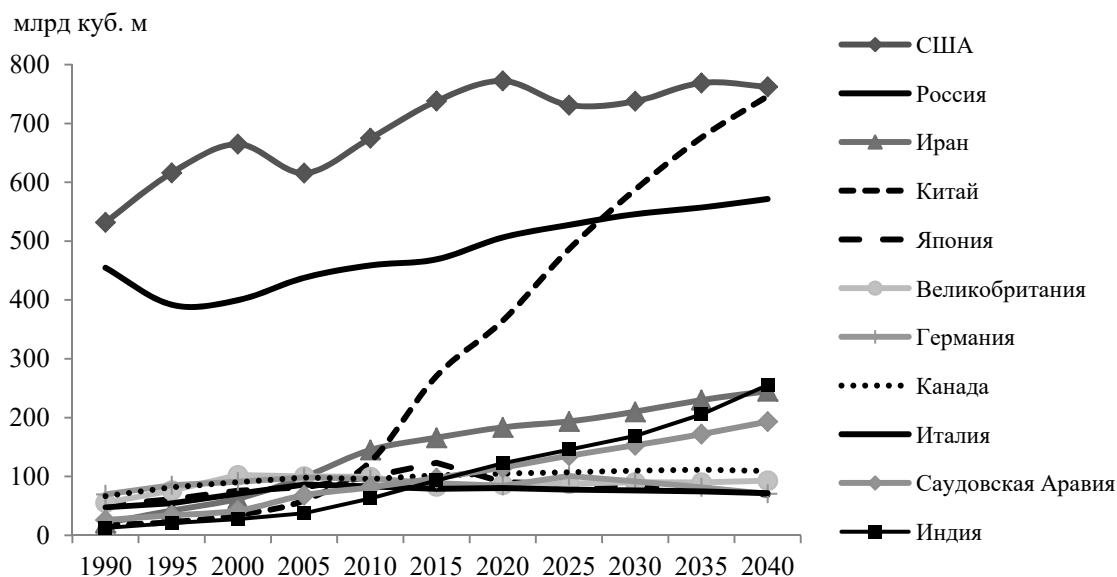


Рис. 3.83 — Крупнейшие потребители газа в мире, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Доля десяти крупнейших потребителей газа в мировом спросе также достаточно весома (рис. 3.84), и на всем рассматриваемом периоде с 1990 по 2040 г. она постепенно снижается с 75 до 60 %. Рынок газа постепенно становится все более зрелым и конкурентным.

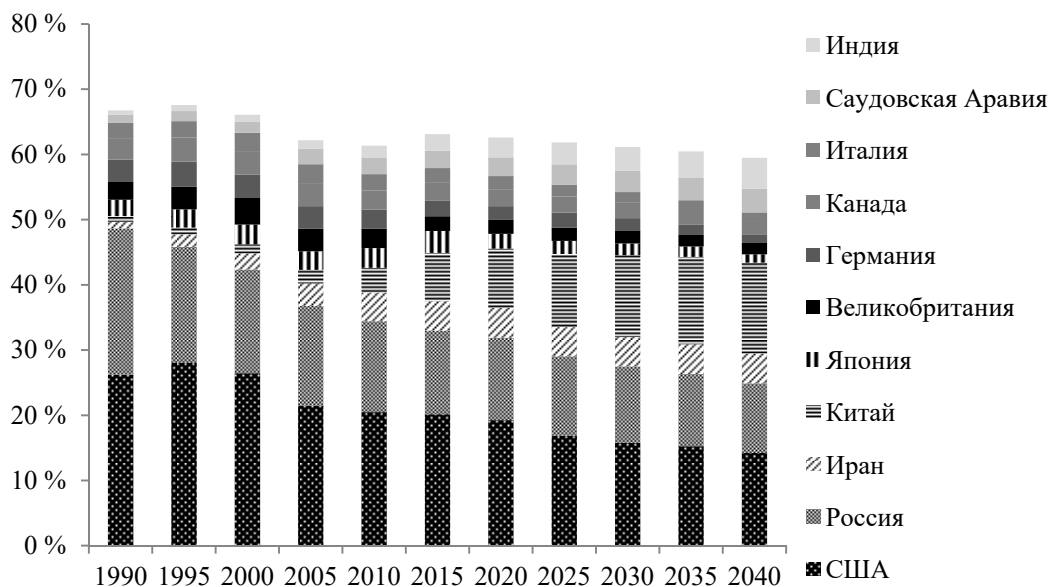


Рис. 3.84 — Доля крупнейших потребителей в мировом спросе, базовый сценарий.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

3.6 Перспективы развития рынков неуглеводородных ресурсов в базовом сценарии

Атомная энергетика

В середине XX века на атомную энергетику возлагались огромные надежды. Не успев детально освоить технологии и проработать риски, человечество начало ускоренное строительство атомных реакторов в различных странах. И это привело к первым авариям. Причем крупнейшие из них произошли в странах, наиболее квалифицированных в атомной области, — в США и СССР. Конечно, тяжелые последствия аварий не могли не привести к охлаждению общественного мнения о данном виде энергетики. Фактически атом стал заложником: человечество получило его и начало активно использовать раньше, чем было к этому технологически готово. Как показывает история, многие открытия, неудачно проявившие себя на начальных периодах использования, надолго откладывались, и только спустя десятилетия к ним возвращались. С атомом этого не случилось. Несмотря на замораживание проектов и введенные моратории во многих странах, строительство новых энергоблоков в мире продолжилось, но куда медленнее, чем в предыдущие периоды. К окончанию первого десятилетия XXI века человечество стало забывать о катастрофах XX века. Казалось, что те ужасные аварии были следствием исключительно недостаточной проработки технологий и сейчас уже повторение невозможно.

Фактически период 2000–2010 гг. можно считать ренессансом атомной энергетики — с каждым годом сильно росло число новых объявленных проектов о строительстве АЭС, а география стран, запланировавших использование мирного атома, быстро расширялась. В мире не осталось ни одного континента, кроме Антарктиды, где бы не появились планы по возведению энергоблоков на атоме. Но этот рассвет для атомной энергетики был прерван тяжелейшей катастрофой на АЭС «Фукусима» в Японии. И вновь трагические события произошли в одной из самых технологически развитых стран мира. Мир вновь вспомнил все опасения XX века и осознал, что нет сегодня абсолютных гарантий безопасности АЭС. Сразу после катастрофы часть стран вновь пересмотрела планы по строительству АЭС. Наиболее резко отреагировала Европа, где были продлены действующие и введены новые моратории на строительство АЭС, а Германия объявила о досрочном закрытии действующих станций. Параллельно атомная энергетика стала одной из важнейших карт в политической борьбе во многих странах мира. Сегодня редкие предвыборные кампании в Европе проходят без обсуждения подходов относительно атомной энергетики. Однако и события на «Фукусиме» не стали закатом для атомной энергетики. Многие страны, преимущественно не-ОЭСР, заявили,

что не намерены сворачивать свои программы развития АЭС, но приложат усилия к ужесточению стандартов безопасности.

В рассматриваемой перспективе до 2040 г. атомная энергетика должна начать новый этап развития после почти 60 лет своего функционирования. И именно до 60 лет продлеваются сегодня сроки эксплуатации многих действующих атомных реакторов. Но, несмотря на продление, в ближайшие десятилетия предстоит вывод очень больших мощностей АЭС, который не во всех регионах будет компенсирован вводом новых блоков (рис. 3.85). Большая часть функционирующих на текущий момент АЭС была построена до 1990 г. На протяжении двух десятилетий: с 1990 по 2010 г. — ввод новых мощностей был существенно ниже предыдущих периодов из-за озабоченности относительно безопасности АЭС.

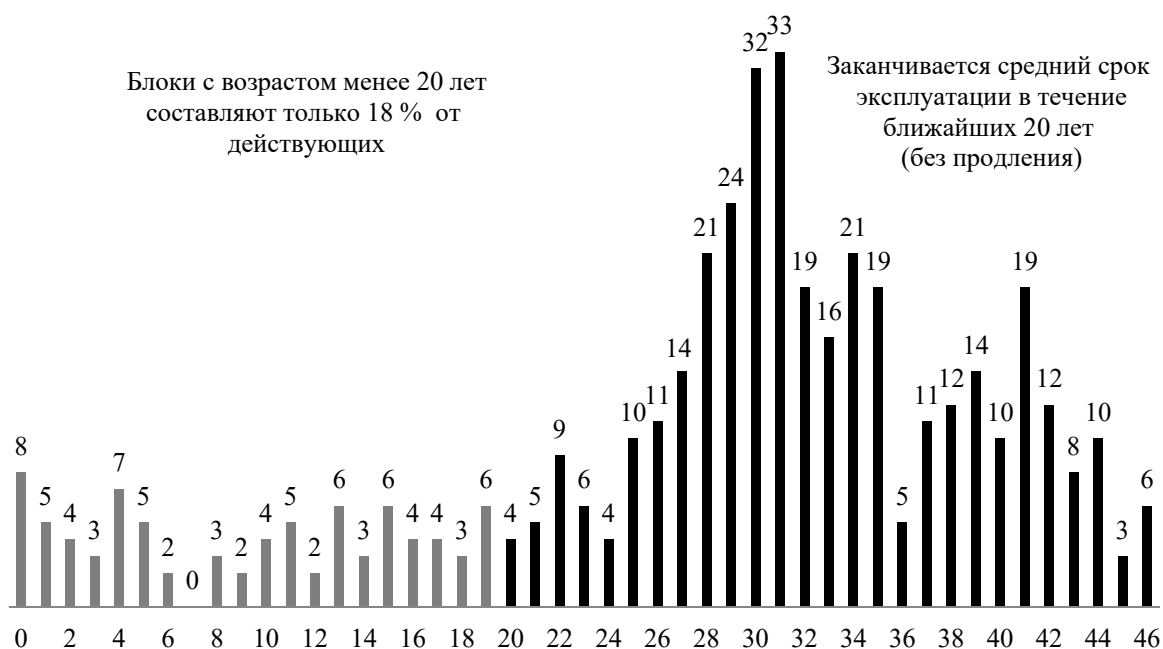


Рис. 3.85 — Возраст действующих в мире энергоблоков на октябрь 2015 г.

Источник: база PRIS, 2015

Наиболее чувствительной будет ситуация в странах ОЭСР, которые не везде намерены компенсировать выбывающие мощности новыми (рис. 3.86 и 3.87). Из-за этого ожидаются случаи скачкообразного кратко- и среднесрочного роста потребности в альтернативных мощностях и наращивании энергетического импорта. Вывод из эксплуатации мощностей в странах ОЭСР в 4 раза превысит вывод в странах не-ОЭСР с более молодыми реакторами.

После 2020 г. мир, вероятно, восстановит объемы ввода атомных мощностей, которые были в 1980–90-х гг., главным образом за счет развивающихся стран, а к концу прогнозного периода страны не-ОЭСР по общим атомным мощностям обгонят ОЭСР.



Рис. 3.86 — Динамика атомных мощностей.

Источник: ИНЭИ РАН

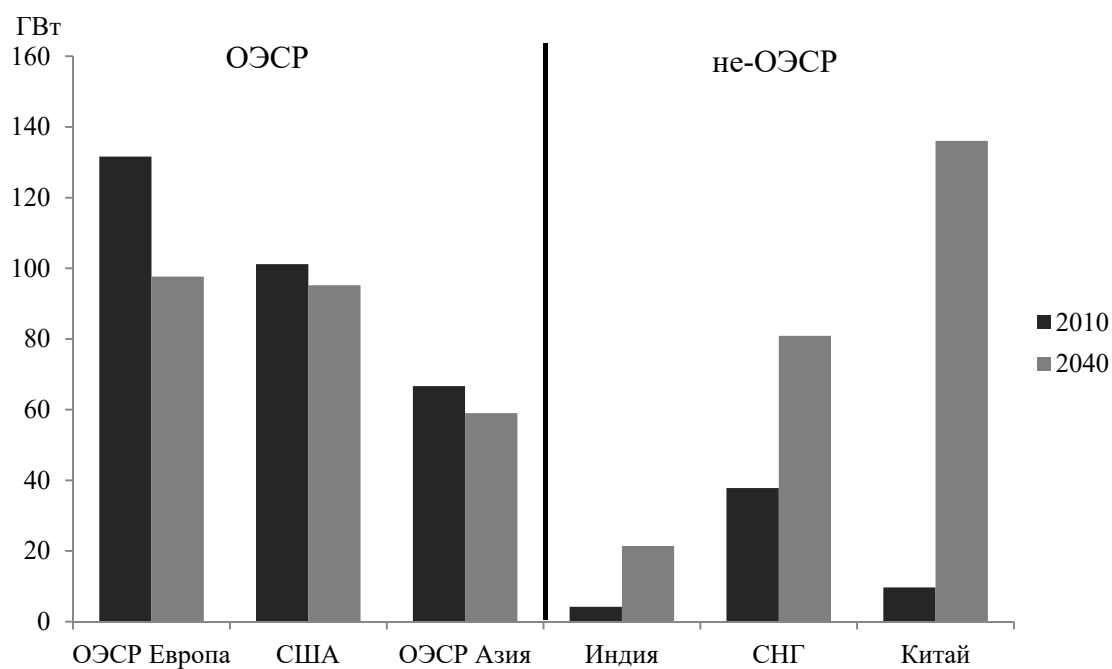


Рис. 3.87 — Установленная мощность АЭС по группам стран.

Источник: ИНЭИ РАН

По данным PRIS, на 2013 г. в мире действовало 437 энергоблоков, окончательно закрыто 144 реактора, количество строящихся составило 68 (рис. 3.88). В количество действующих включено 50 реакторов Японии (в 2013 г. все блоки в стране были

приостановлены для проведения стресс-тестов и профилактического осмотра). О начале строительства новых энергоблоков впервые за длительный период объявили США.

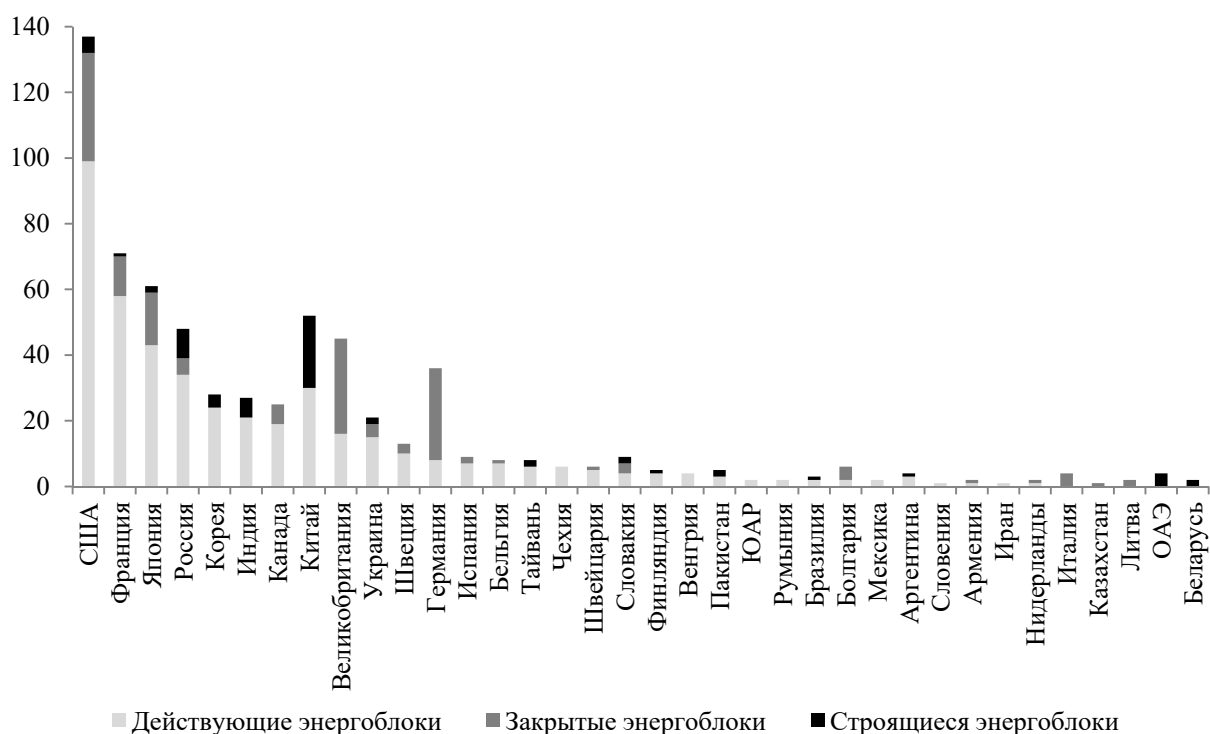


Рис. 3.88 Состояние энергоблоков по странам на октябрь 2015 г.

Источник: база данных PRIS, 2015

Выполненные расчеты и анализ приоритетов государственной энергополитики всех стран показали, что атомная энергетика в период с 2010 по 2040 г. будет занимать третье место по темпам прироста потребления в мире после ВИЭ и газа, причем в силу многих причин практически весь этот рост будет сосредоточен в развивающихся странах. В период до 2040 г. должны быть выведены из эксплуатации более 60 % эксплуатируемых в настоящее время мощностей энергоблоков. На этом фоне развивающиеся страны, для многих из которых вопрос вывода из эксплуатации АЭС появится только во второй половине XXI века, смогут увеличить свою долю в мировом производстве атомной энергии с 17 до 49 % (рис. 3.89), при этом почти три четверти от этого увеличения обеспечит Китай и Индия.

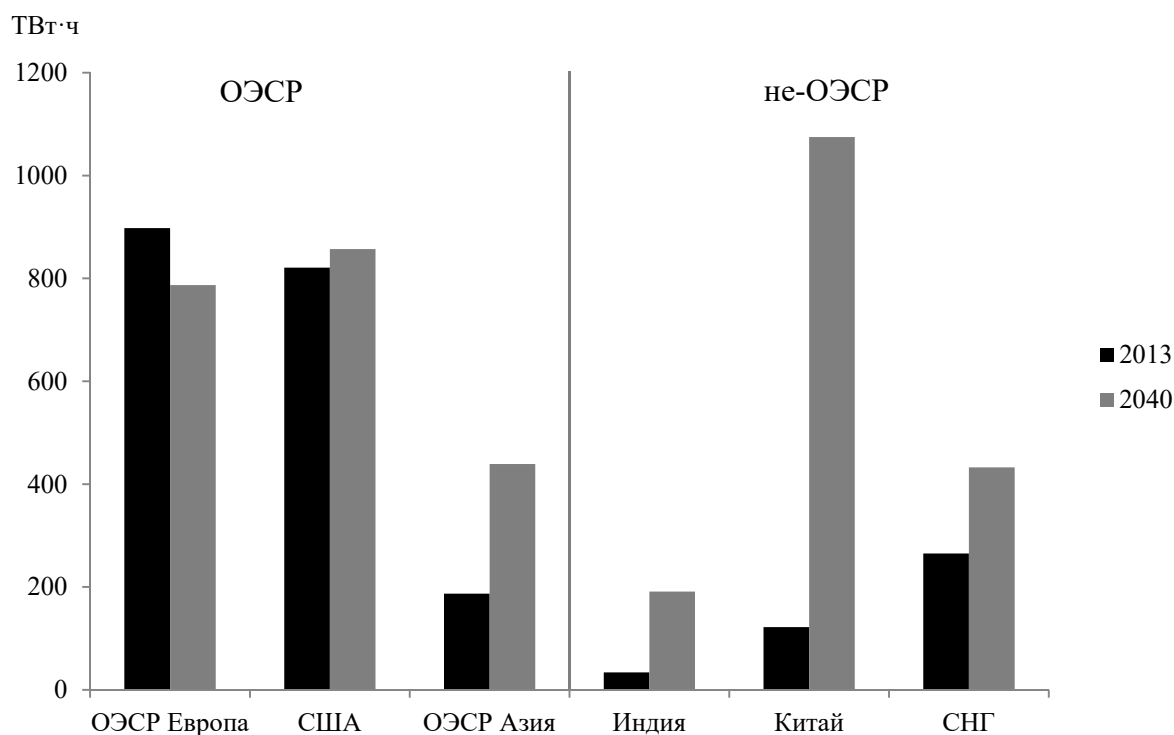


Рис. 3.89 — Производство электроэнергии на АЭС по регионам мира.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Предполагается, что из стран ОЭСР только Япония и Южная Корея к 2040 г. смогут существенно увеличить выработку атомной энергии по сравнению с 2013 г. В Японии это произойдет за счет частичного возвращения в эксплуатацию мощностей, остановленных после аварии на АЭС «Фукусима». Но здесь, на фоне сохранения сложной ситуации в зоне поврежденных энергоблоков, остается высокая неопределенность относительно дальнейшей политики страны в данной области.

В Северной Америке ожидается достаточно стабильный объем мощностей на всем рассматриваемом периоде, а в Европе — их снижение в силу принятых политических решений и общественного неприятия атомной энергетики в ряде стран ЕС (рис. 3.90).

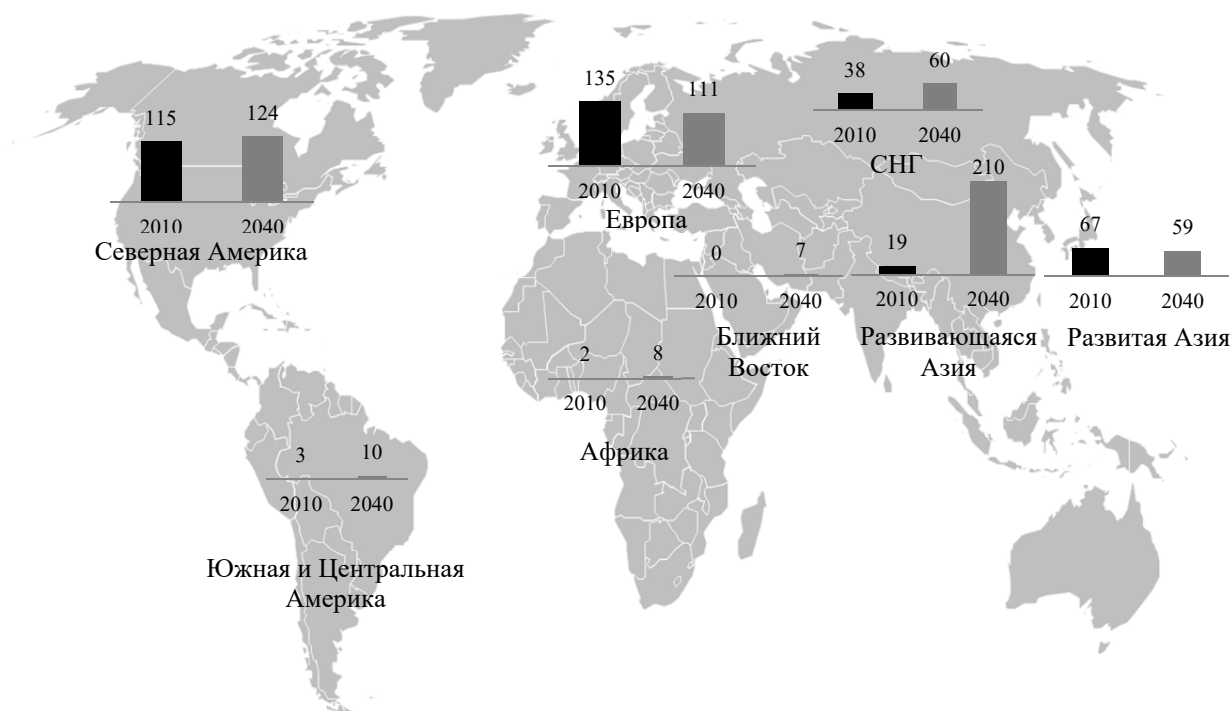


Рис. 3.90 — Мощности АЭС по регионам мира в 2010 и 2040 г., ГВт.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Отчасти стабилизация и снижение мощностей АЭС в странах ОЭСР будут компенсированы повышением эффективности работы станций за счет замены части оборудования на действующих блоках и оптимизации режимов работы в сети.

В целом по миру доля атомной генерации в производстве электроэнергии сократится, но в четырех регионах — традиционных лидерах атомной отрасли (Северная Америка, Европа, СНГ и развитые страны Азии) она сохранит высокий уровень (более 10 %) (рис. 3.91). Эти АЭС смогут стабильно работать в режиме базовой нагрузки, однако в сочетании с существенным приростом выработки электроэнергии на ВИЭ некоторым странам придется уделять повышенное внимание развитию резервирующих и пиковых мощностей (на основе углеводородов) и аккумулированию электроэнергии.

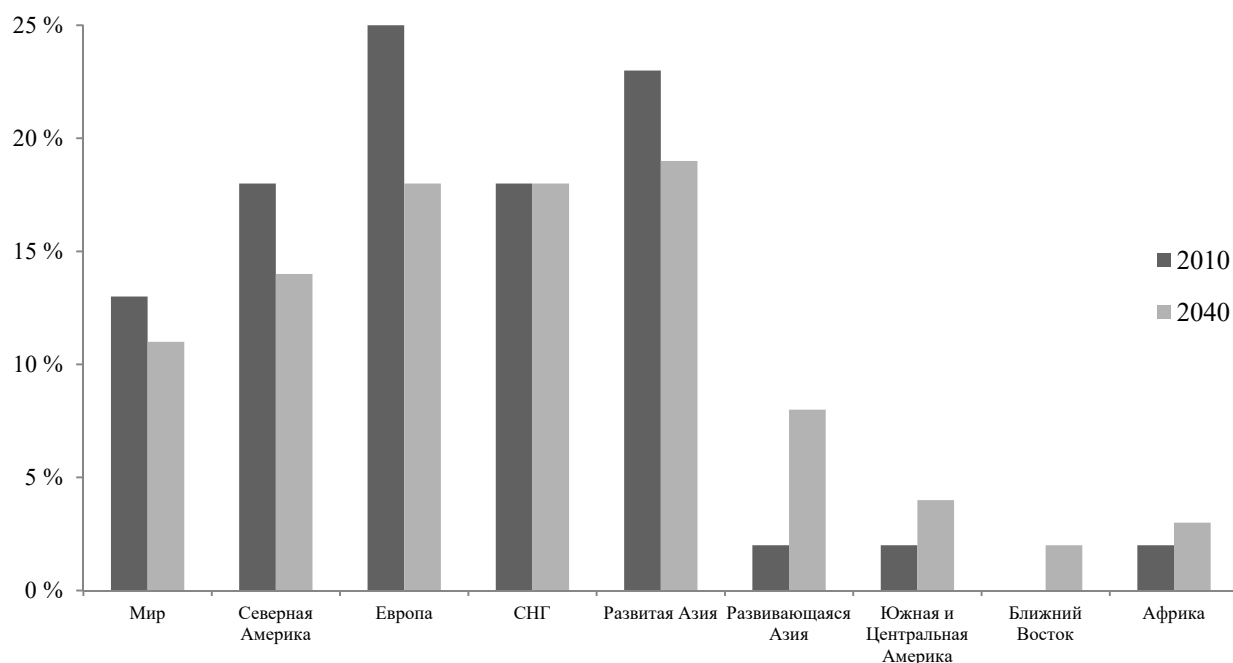


Рис. 3.91 — Доля атомной генерации в производстве электроэнергии в мире и по регионам в 2010 и 2040 гг.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

До 2030 г. в мире ожидается достаточно стабильный прирост выработки электроэнергии на АЭС, в 2030–2035 гг. производство стабилизируется из-за большого вывода старых энергоблоков, а в следующую пятилетку темпы роста начнут восстанавливаться. В мировые лидеры по объемам выработки ядерной энергии выйдет Развивающаяся Азия (рис. 3.92).

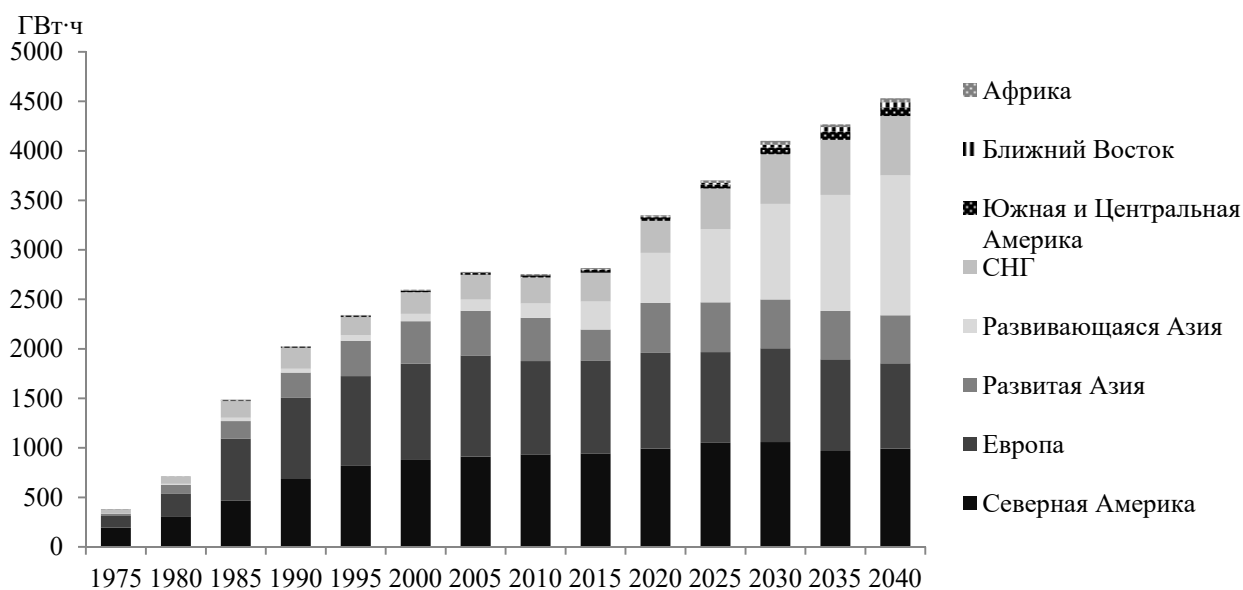


Рис. 3.92 — Производство электроэнергии на АЭС по регионам мира.

В базовом сценарии не предполагаются значимые технологические прорывы в области атомной энергетики, но ожидается повышение эффективности действующих АЭС и качественное усовершенствование новых, в частности начало промышленного использования реакторов четвертого поколения. Однако значительного влияния на энергобаланс они не окажут, т. к. доля таких энергоблоков будет сравнительно мала. Длительный срок эксплуатации АЭС делает периоды смены поколений достаточно затяжными.

Важнейшей задачей атомной отрасли в предстоящие 30 лет будет технологическое совершенствование АЭС для обеспечения лучших показателей по безопасности, экономике и маневренности. Прогноз основан на предпосылке, что до 2040 г. в мире не случатся аварии 6-го или 7-го уровня по Международной шкале ядерных событий (INES). В противном случае последуют новые моратории на АЭС, перенос и отмена части новых проектов, а также частичные отказы от продления эксплуатации действующих блоков.

Возобновляемые источники энергии

Возобновляемые источники энергии²²⁴ весьма многообразны и находят применение на разных топливных рынках: биогаз конкурирует на рынке газового топлива, биоэтанол и биодизель — на рынке жидкого топлива, а древесина и пеллеты — на рынке твердого топлива. При описании рынков жидкого и газообразного видов топлив мы фокусировались на применении отдельных видов ВИЭ, поэтому здесь будут рассмотрены ВИЭ в целом с акцентом на нетопливные, которые используются для производства электроэнергии и тепла (технологии, основанные на преобразовании энергии солнца, ветра, приливов, геотермальных источников и пр.).

Использование возобновляемых источников энергии сегодня часто воспринимается как результат технологического развития. Однако именно ВИЭ являлись практически единственным энергоресурсом на протяжении тысячелетий, пока человечество не научилось применять уголь, нефть, газ. И в XXI веке традиционные ВИЭ, такие как дрова, остаются в основе энергобаланса многих беднейших стран. Но появилась и категория новых ВИЭ, которые стали широкодоступны благодаря результатам научно-технического прогресса. Прежде всего к ним следует отнести энергию, получаемую на основе ветра и солнца.

Вокруг ВИЭ неизбежно будет сосредоточено множество технологических инноваций, и в долгосрочной перспективе они способны стать ключевым источником

²²⁴ В данной публикации ВИЭ включают биомассу (биоэтанол, биодизель, древесину, пеллеты), гидроэнергию, отходы, биогаз, свалочный газ, энергию солнца, ветра, приливов, геотермальных источников, волн и пр.

энергии для человечества. Но это вопрос столетий, а в ближайшие десятилетия ВИЭ в энергобалансе будут занимать хоть и растущую, но далеко не ключевую долю.

В настоящее время развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) становится одним из ключевых факторов успешного роста для целого ряда стран и регионов. В развитых странах это важный элемент внутренней политики, развития технологий и создания рабочих мест, решения проблемы выбросов парниковых газов. В развивающихся странах технологии ВИЭ являются одним из способов преодоления энергетической бедности, новыми возможностями для инвестиций. В региональном плане они способны внести вклад в сокращение выбросов CO₂. Есть надежда, что они помогут в укреплении потенциала стран тропической Африки в приспособлении к изменению климата²²⁵.

Возобновляемую энергию использовали на протяжении всей истории человечества. В 1860-е гг. появились первые генерирующие мощности на основе ВИЭ²²⁶, но в связи с активным развитием энергетики сначала на основе угля, а после на основе углеводородов развитие ВИЭ по экономическим причинам было приторможено.

В последние несколько десятилетий, когда мировое сообщество начали волновать проблемы изменения климата, экологические проблемы, обострились проблемы энергетической безопасности, во многих странах определен курс на низкоуглеродную экономику, на устойчивое развитие и «зеленый» рост, возобновляемая энергетика снова приобрела важную роль, особенно в области выработки электроэнергии. Многие развитые страны сформировали достаточно жесткую политику в области экологии и изменения климата, характеризующуюся амбициозными задачами, в частности по сокращению выбросов парниковых газов. Развитие отраслей экологически чистых товаров и услуг рассматриваются данными странами как новый источник экономического роста.

По данным на 2012 г., в мировом топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) доля ВИЭ в производстве всех первичных энергоресурсов (ПЭР) составляет 13,1 %, при этом в 2000 г. этот показатель был 12,9 % (табл. 3.24). По абсолютному показателю производство ВИЭ выросло на 36,4 % по сравнению с 2000 г.

²²⁵ S. Karekezi, J. Kimani, O. Onguru. Energy poverty, renewable energies and the Economic Partnership Agreements.

²²⁶ Perlin J. (1999). From Space to Earth: The Story of Solar Electricity. Harvard University Press.

Таблица 3.24 Характеристика ВИЭ в мировом топливно-энергетическом балансе

Показатель	Единица измерения	2000	2008	2012	2012 (% к 2000 г.)
Производство ВИЭ	млн т н. э.	1292	1560	1762	36,4
Доля ВИЭ в мировом производстве ПЭР	%	12,86	12,61	13,09	1,8
Потребление ВИЭ	млн т н. э.	1293	1559	1764	36,4
Доля ВИЭ в потреблении ПЭР	%	12,83	12,69	13,19	2,9
Конечное потребление ВИЭ	млн т н. э.	919	1051	1128	22,8
Доля ВИЭ в конечном потреблении	%	12,97	12,49	12,57	-3,1
Импорт ВИЭ	млн т н. э.	1,1	9,6	15,4	14 раз
Доля ВИЭ в импорте	%	0,03	0,20	0,30	10 раз
Экспорт ВИЭ	млн т н. э.	-1,1	-10,8	-12,7	12 раз
Доля ВИЭ в экспорте	%	0,03	0,23	0,25	8 раз

Источник: IEA, World energy balances statistics Database

Основным производителем энергии из числа возобновляемых по-прежнему остается биомасса и отходы, их доля в мировом производстве, по данным на 2012 г., составила 9,7 %, при этом эта доля в составе возобновляемой энергии — 74 %. На втором месте стоит гидроэнергия, на долю которой приходится 2,4 % производства энергоресурсов, или 17,9 % всех ВИЭ (рис. 3.93).

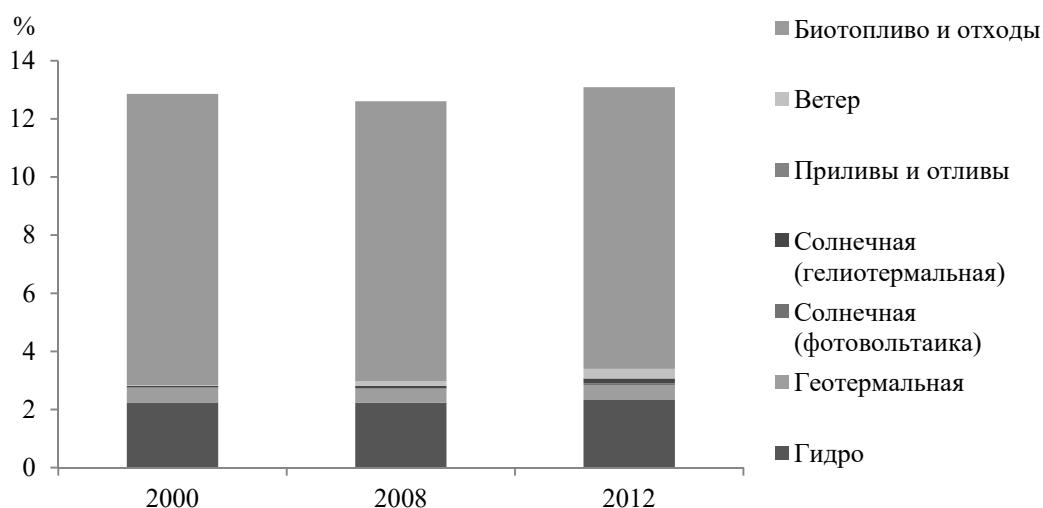


Рис. 3.93 — Доля ВИЭ в производстве ПЭР в мире.

Источник: IEA Statistics, Extended world energy balances

Биотопливо (в основном твердое) движется умеренными темпами, немного падая (традиционная биомасса уменьшается, а новые поколения растительных биотоплив растут), параллельно идет увеличение роли новых ВИЭ. Их суммарная доля в мировом производстве энергоресурсов составляет примерно 1 %, однако имеет тенденцию

к увеличению. Так, с 2007 г. доля новых ВИЭ возрастает в среднем на 9 % в год (рис. 3.94).

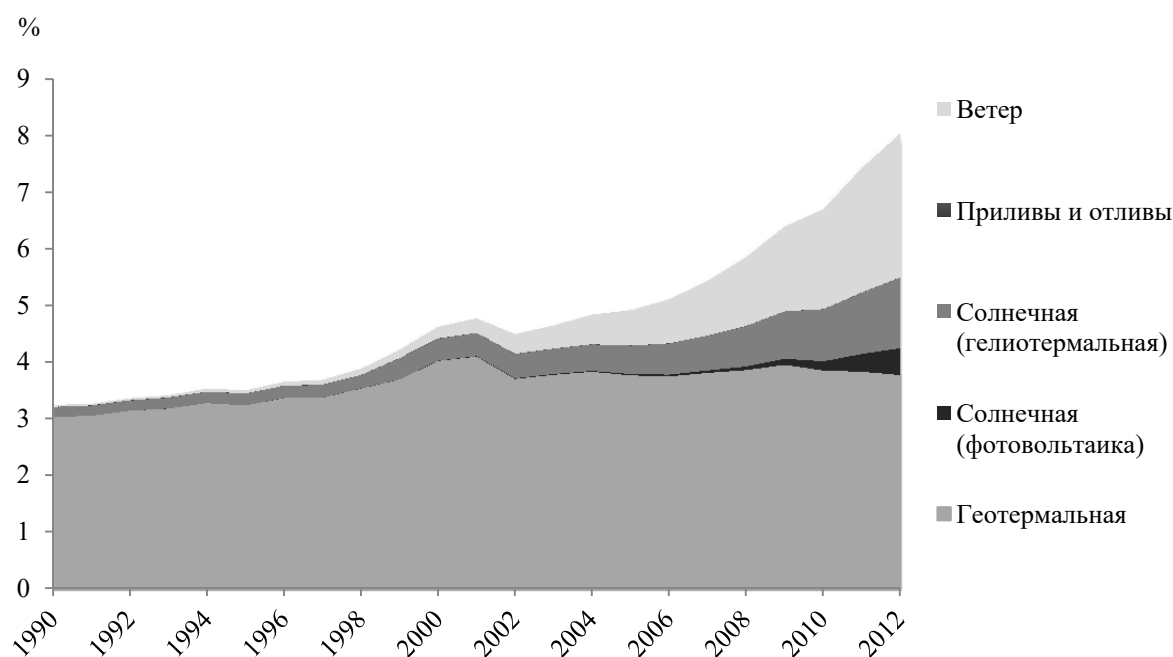


Рис. 3.94 — Доля новых ВИЭ в производстве всех ВИЭ в мире.

Источник: IEA Statistics, *Extended world energy balances*

Среди новых ВИЭ выделяется геотермальная энергия, ее доля в ВИЭ, по данным МЭА на 2012 г., составляет 3,78 %, при этом в общем мировом производстве энергоресурсов — 0,5 %. Солнечная и ветровая энергия увеличили свою долю в течение последних 20 лет очень заметно. Если в 2000 г. доля солнечной энергии в общем производстве энергоресурсов составляла 0,05 %, при этом доля в ВИЭ — 0,4 %, то уже в 2012 г. — 0,23 и 1,72 % соответственно. За 12 лет доля солнечной энергии выросла более чем в 4 раза. Особенно большими темпами среди энергии солнца растет фотовольтаика: только за 2011–2012 гг. ее рост составил 56 %, а за 2000–2012 гг. ее производство выросло в 99 раз. С большими темпами растет энергия ветра: в 2000 г. ее доля в мировом производстве составляла 0,03 %, а в ВИЭ — 0,21 %, в 2012 г. — 0,33 и 2,54 % соответственно, произошел рост использования энергии ветра в 12 раз. Единственное падение наблюдалось в области энергии приливов и отливов: в 2012 г. по сравнению с 2000 г. производство упало на 7 %.

Биотопливо и отходы в основном развиты в странах, не входящих в ОЭСР, тогда как новые ВИЭ — в странах ОЭСР. Для развивающихся стран это представляет собой показатель низкого уровня жизни населения, так как в данном случае речь идет о традиционной биомассе: население данной группы стран использует дрова для нужд

отопления, а другие источники энергии развиты плохо. Однако в последние годы значительно увеличилась доля новых ВИЭ в странах не-ОЭСР, при этом доля ветра и солнца сильнее возросла в данном регионе, чем в странах ОЭСР. За период 2000–2012 гг. доля ветра выросла в 13 раз в странах ОЭСР и в 29 раз в странах, не входящих в ОЭСР, а доля солнечной энергии — в 4 и 7 раз соответственно.

При этом в настоящее время происходит сильное сокращение традиционной биомассы, что сказывается на уменьшении доли биотоплива и отходов в первичном потреблении, а также возобновляемой энергии в целом. С большой скоростью это происходит в странах, не входящих в ОЭСР (рис. 3.95). Особенно заметно снижение значения биомассы, как и других «старых» ВИЭ в Азии: если в 2000 г. доля биотоплива и отходов в производстве всех ПЭР в Азии, не включая Китай, была 28 %, то в 2012 г. она составила 22 %.

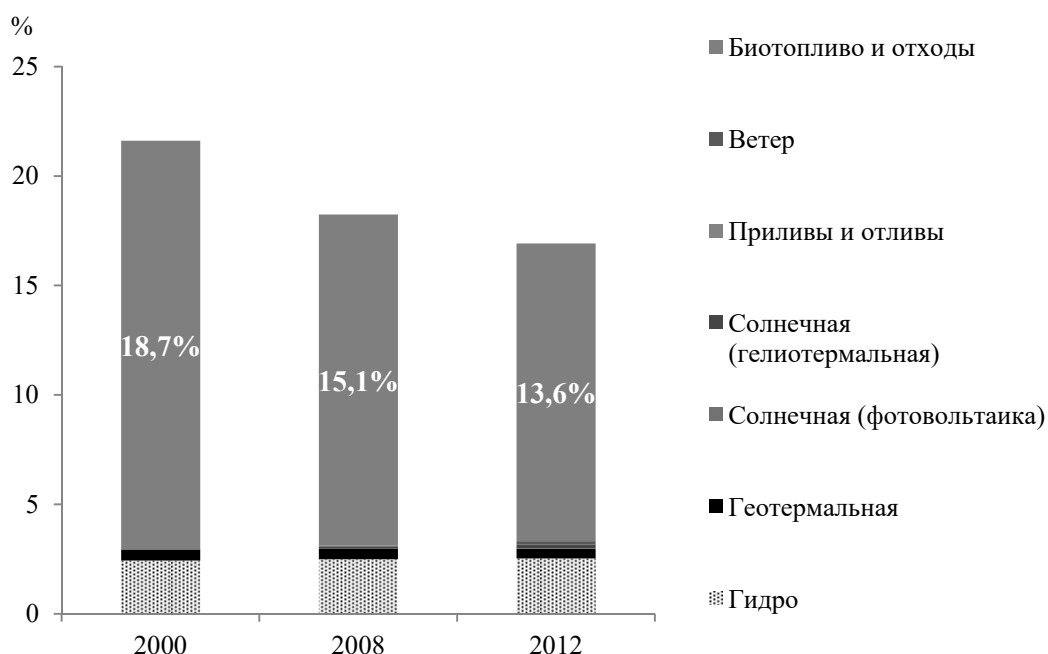


Рис. 3.95 — Доля ВИЭ в первичном потреблении стран, не входящих в ОЭСР.

Источник: IEA Statistics, *Extended world energy balances*

В течение последних 15 лет ВИЭ активно развиваются. Но, несмотря на их бурный подъем, они пока еще не смогли существенно потеснить традиционные виды энергии — это дело будущего.

Наиболее динамичное развитие ВИЭ получают в электроэнергетике. ВИЭ (включая гидроэнергию) занимают третье место по своей доле в выработке электроэнергии: в 2012 г. их доля составила 20,9 %, немного меньше газа — 22,5 % и значительно уступая

углю — 40,4 %²²⁷. При этом значительное развитие в области электроэнергетики новая возобновляемая энергетика получила не так давно. Начиная с 2000-х гг. доля новых ВИЭ в генерации электроэнергии стала резко увеличиваться. Если в 2000 г. доля ВИЭ, не включая гидроэнергию, была 1,4 %, то к 2011 г. возросла до 4,8 %.

Гидроэнергия на протяжении большого периода играла большую роль в выработке электроэнергии, так и сейчас она остается основным поставщиком электричества среди ВИЭ, вырабатывая 16,2 % всей электроэнергии и составляя 77,4 % от электроэнергии, полученной с помощью ВИЭ. Биотопливо и отходы обеспечивают только 1,7 % электрогенерации, при этом быстрорастущие геотермальная, солнечная и ветровая энергии вырабатывают 3,1 % электроэнергии (рис. 3.96). Энергия ветра занимает самую большую долю среди новых ВИЭ, обеспечивая 2,3 % электроэнергии в мире. При этом еще в 2008 г. этот показатель был равен 1,09 %, то есть за 4 года ее вклад в электроэнергетику вырос более чем в 2 раза. После 2008 г. активными темпами растет солнечная энергия: в 2008 г. ее доля в генерации электроэнергии была 0,06 %, а в 2012-м уже 0,45 %.

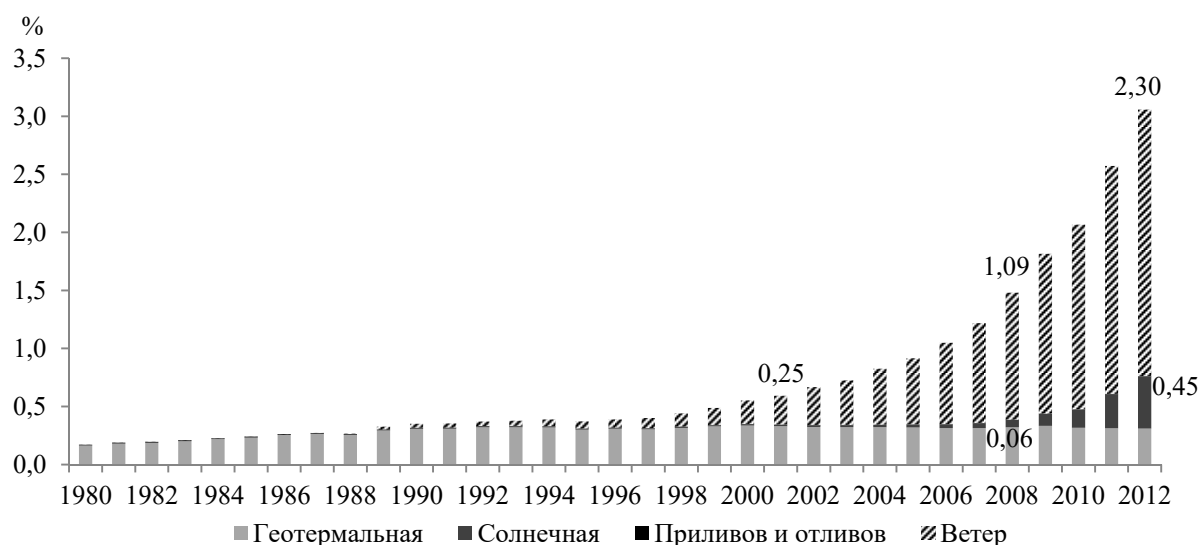


Рис. 3.96 — Доли новых ВИЭ в генерации электроэнергии.

Источник: данные МЭА

Установленные мощности на основе ВИЭ последние 20 лет активно прирастают. Так, установленная мощность электрогенерирующих установок на ВИЭ (без крупных ГЭС) уже к концу 2011 г. превысила мощности АЭС (около 374 ГВт), составив 395 ГВт. В 2014 г. установленные мощности ВИЭ (без крупных ГЭС) составили 657 ГВт. С учетом крупных ГЭС совокупные установленные мощности ВИЭ в мире составили 1712 ГВт (табл. 3.25).

²²⁷ Renewable Information 2014, IEA Statistics // International Energy Agency, 2014.

Таблица 3.25 Основные индикаторы развития ВИЭ в мире

Показатель	Единица измерения	2004	2011	2012	2013	2014
Инвестиции в прирост мощностей на ВИЭ (в год)	млрд долл.	39,5	279	249,5	232	270
Установленная мощность ВИЭ (не включая гидро)	ГВт	85	395	480	560	657
Мощность ВИЭ (включая гидро)	ГВт	800	1355	1470	1578	1712
Гидро	ГВт	715	960	990	1018	1055
Биомасса (электрогенерация)	ТВт·ч	227	335	350	396	433
Биомасса	ГВт	<36	-	83	88	93
Фотоэлектричество	ГВт	2,6	71	100	138	177
Концентрационная солнечная электростанция	ГВт	0,4	1,6	2,5	3,4	4,4
Ветряная электростанция	ГВт	48	238	283	319	370
Страны, в которых есть цели по ВИЭ	шт.	48	118	138	144	164
Страны, в которых есть feed-in-тарифы *	шт.	34	94	97	98	108
Страны, в которых есть квоты	шт.	11	74	79	99	99
Страны, в которых есть мандаты на биотопливо	шт.	10	72	52	63	64

Источник: REN21 (2013). *Renewables 2013 Global Status Report*; REN21 (2014). *Renewables 2014 Global Status Report*, REN21 (2015). *Renewables 2015 Global Status Report*

В структуре генерирующих мощностей на ВИЭ (после крупных ГЭС) в 2014 г. преобладающую долю занимали ветровые мощности — 22 % (370 ГВт), также велика доля солнечной энергетики (фотовольтаники) — 10 % (177 ГВт). При этом, начиная с 2011 г., ВИЭ занимают более половины новых генерирующих мощностей, то есть за счет ВИЭ добавляется больше мощностей, чем за счет ископаемых видов топлива и атомной энергии (рис. 3.97). Лидерами в области установленной мощности ВИЭ на конец 2014 г. были Китай, США, Бразилия, Канада и Германия; если смотреть, не включая гидроэнергию, первые места занимает Китай, США, Германия, Испания, Италия, Индия.

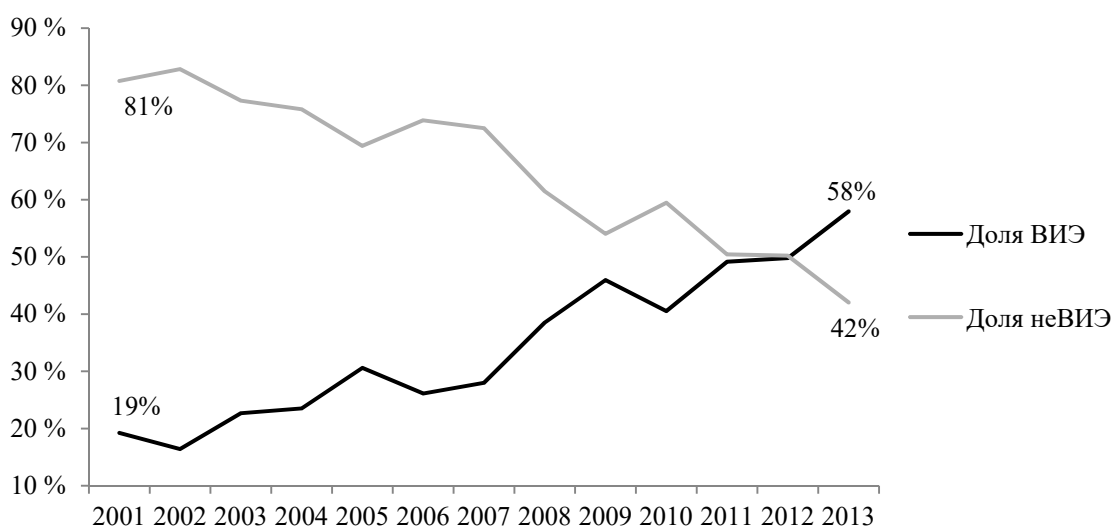


Рис. 3.97 — Доля ВИЭ в приросте генерирующих мощностей в мире в год.

Источник: IRENA (2014). *REthinking Energy: Towards a new power system*

При рассмотрении перспектив использования ВИЭ в мире ключевым фактором является развитие технологий, которое идет по большому спектру направлений.

Одними из основных инновационных решений в области возобновляемой энергетики, которые станут активно развиваться в прогнозный период, являются дрейфующие энергоустановки. Технология дрейфующих (плавучих) ветрогенераторов протестирована в ряде передовых стран сектора ВИЭ в конце 2000-х — начале 2010-х гг. (Норвегия, Португалия, США, Великобритания). Преимущества технологии: возможность получения электроэнергии на удаленных морских территориях, где потенциал энергии ветра выше; сокращение издержек по строительству и установке по сравнению с офшорными ветрогенераторами, расположенными на небольшой глубине (на шельфе). Также, по всей видимости, получат распространение плавучие комбинированные установки «солнце-ветер», т. е. произойдет совмещение на одной плавучей платформе двух технологий для увеличения выработки установки. Помимо этого, безусловно, будет идти эволюционное совершенствование технологий производства всех остальных видов ВИЭ.

Кроме собственно самих возобновляемых технологий, большие надежды связаны с развитием смежных, поддерживающих ВИЭ технологий. Так, быстрое наращивание использования новых ВИЭ в электроэнергетике поставило дополнительные технические задачи всему энергетическому сектору, связанные с необходимостью резервирования мощностей и аккумулирования для обеспечения гибкости работы энергосистемы. Помимо дневной неравномерности выработки электроэнергии на объектах ВИЭ следует отметить и сезонную составляющую, проявляющуюся по причине изменения интенсивности солнечного излучения и силы ветра в разные периоды года. Из-за этого среднемесячные показатели использования мощностей могут отличаться в несколько раз. Фактически это устанавливает дополнительную скрытую инвестиционную надбавку для энергетического сектора, которую часто не учитывают при прямом сравнении затрат на производство электроэнергии из различных источников. Решение этой проблемы связано с внедрением «умных сетей», а также систем накопления и хранения энергии. Ожидается, что ввиду пиковой электрической нагрузки и увеличения доли ВИЭ система накопления и хранения электроэнергии станет более востребованной и экономически эффективной. Но на данный момент хранение электроэнергии представляет собой технически сложную задачу, так как электричество может накапливаться только после преобразования в другой вид энергии, что приводит к высокой стоимости оборудования и потерям энергии. Необходимы новые разработки и исследования в этой области, так как она является одним из перспективных направлений в сфере интеграции ВИЭ в структуру ТЭК²²⁸.

²²⁸ Electricity Storage: Technology Brief // International Renewable Energy Agency. 2012, April.

Помимо технологических инноваций, важнейший параметр, в значительной степени определяющий перспективы ВИЭ в мире, — это конкурентоспособность этих технологий. Сейчас современные технологии все в большей мере позволяют ВИЭ конкурировать с традиционными видами энергии, и кроме того, они дают возможность обеспечивать электроэнергией отдаленные районы, где создание распределительных сетей и дополнительных линий электропередач становится экономически невыгодным.

Критической становится задача снижения издержек в возобновляемой энергетике и приближение к сетевому паритету, когда приведенная стоимость электроэнергии, полученная с помощью ВИЭ, меньше либо равна приведенной стоимости при традиционной энергетике²²⁹, ²³⁰. Уровень конкурентоспособности ВИЭ в электроэнергетике хорошо оценивается сравнением с традиционными технологиями по показателю удельных дисконтированных затрат производства электроэнергии, который учитывает капитальные затраты, фиксированные и переменные операционные затраты, налоговую ставку, доступность и эффективность технологий²³¹.

В настоящий момент существует две влиятельные оценки приведенной стоимости электроэнергии: организации Bloomberg New Energy Finance и компании Lazard. Кроме того, Национальная лаборатория по исследованиям в области возобновляемых источников энергии США (National Renewable Energy Laboratory (NREL)) представляет открытую базу данных по расчетам нормированной стоимости электроэнергии, где представлены оценки разных экспертов за необходимый промежуток времени. При формировании приведенной стоимости электроэнергии учитываются капитальные и операционные издержки, а распределение долей — у разных видов источников. Так, если приведенная стоимость электроэнергии, полученная на электростанции, использующей газ в качестве топлива, зависит от стоимости самого топлива, то есть газа, то в случае с возобновляемой энергетикой стоимость в большей степени коррелирует с ценой технологий. Так, в капитальных затратах береговой ветровой электроустановки 64 % составляет стоимость ветряной турбины, далее идут монтажные работы — 16 % и стоимость подключения к сети — 11 %²³².

²²⁹ Приведенная стоимость электроэнергии (средневзвешенная стоимость электроэнергии, нормированная стоимость электроэнергии, дисконтированные затраты производства электроэнергии) (Levelized Energy Cost (LEC), Levelised Cost of Energy (LCOE)) — себестоимость производства электроэнергии, при которой доходы от производства энергии равны ее издержкам. Получается, что стоимость электроэнергии выше рассчитанного показателя будет давать большую отдачу от капитала, в то время как цена ниже — меньшую отдачу от капитала или в некоторых случаях даже убыток.

²³⁰ IRENA (2012, June). Wind Power. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector (Issue 5/5) // International Renewable Energy Agency. p. 3.

²³¹ World Survey of Energy Technologies, Bloomberg New Energy Finance 2012.

²³² IRENA (2012, June). Wind Power. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector (Issue 5/5) // International Renewable Energy Agency.

По данным Bloomberg New Energy Finance (BNEF) на 2013 г., самым минимальным значением показателя средневзвешенной стоимости электроэнергии обладала крупная гидроэлектростанция (ГЭС), а самым большим минимальным значением — энергия волн. Возобновляемая энергетика еще не стала полноценным конкурентом традиционной, но отдельные проекты уже вполне конкурентоспособны (рис. 3.98). Наиболее конкурентоспособными среди технологий возобновляемой энергетики являются крупные и малые ГЭС (примерно от 30 долл. США за МВт·ч), удельные дисконтированные затраты которых в некоторых случаях могут быть даже ниже, чем для АЭС, угольных и газовых электростанций ²³³. Из всех новых ВИЭ (не считая гидроэнергетики) только ветрогенераторы на суше, будучи уже достаточно хорошо развитой и распространенной технологией, фактически вписались в диапазон удельных дисконтированных затрат для традиционных энергоресурсов ²³⁴. Некоторые геотермальные установки по экономике могут быть близки к гидроэнергетике, но они ограничены регионами наличия соответствующего ресурса (геотермальных источников). Среди биотехнологий самую выгодную по рассматриваемому показателю позицию занимают твердые бытовые отходы и свалочный газ (от 45 долл. США за МВт·ч).

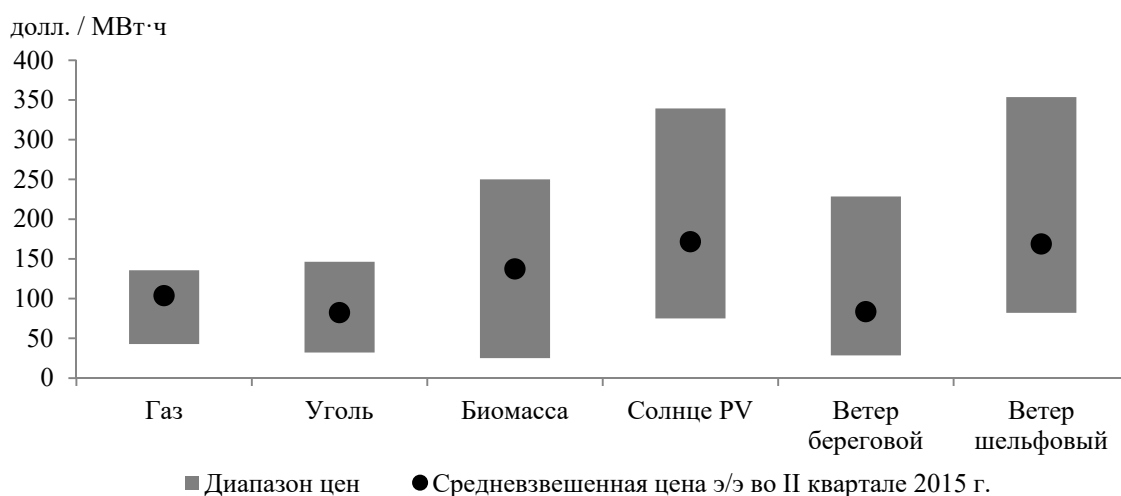


Рис. 3.98 — Удельные дисконтированные затраты производства электроэнергии на различных ресурсах в Европе, II квартал 2015 г., долл./МВт·ч.

Источники: Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды / Под ред. В. А. Кулагина, Т. А. Митровой; НИУ ВШЭ-ИНЭИ РАН, Москва, 2015. ISBN 978-5-91438-017-2; Bloomberg New Energy Finance, IRENA database.

Оценки компании Lazard ценны тем, что дают значения дисконтированной стоимости электроэнергии с учетом и без учета субсидий, которые играют одно из

²³³ Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. ИНЭИ-АЦ, 2013, стр. 61.

²³⁴ Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды / Под ред. В. А. Кулагина, Т. А. Митровой; НИУ ВШЭ-ИНЭИ РАН, Москва, 2015. ISBN 978-5-91438-017-2, стр. 31.

решающих значение в развитии возобновляемой энергетики. При исключении субсидий из расчета показатель возрастает почти в два раза (рис. 3.99). Так, если минимальное значение для энергии ветра с учетом субсидий равно 14 долл. / МВт·ч, то без субсидий значение возрастает до 37 долл. / МВт·ч, при этом среднее значение увеличивается на 46 % — с 40,5 до 59,5 долл. / МВт·ч.

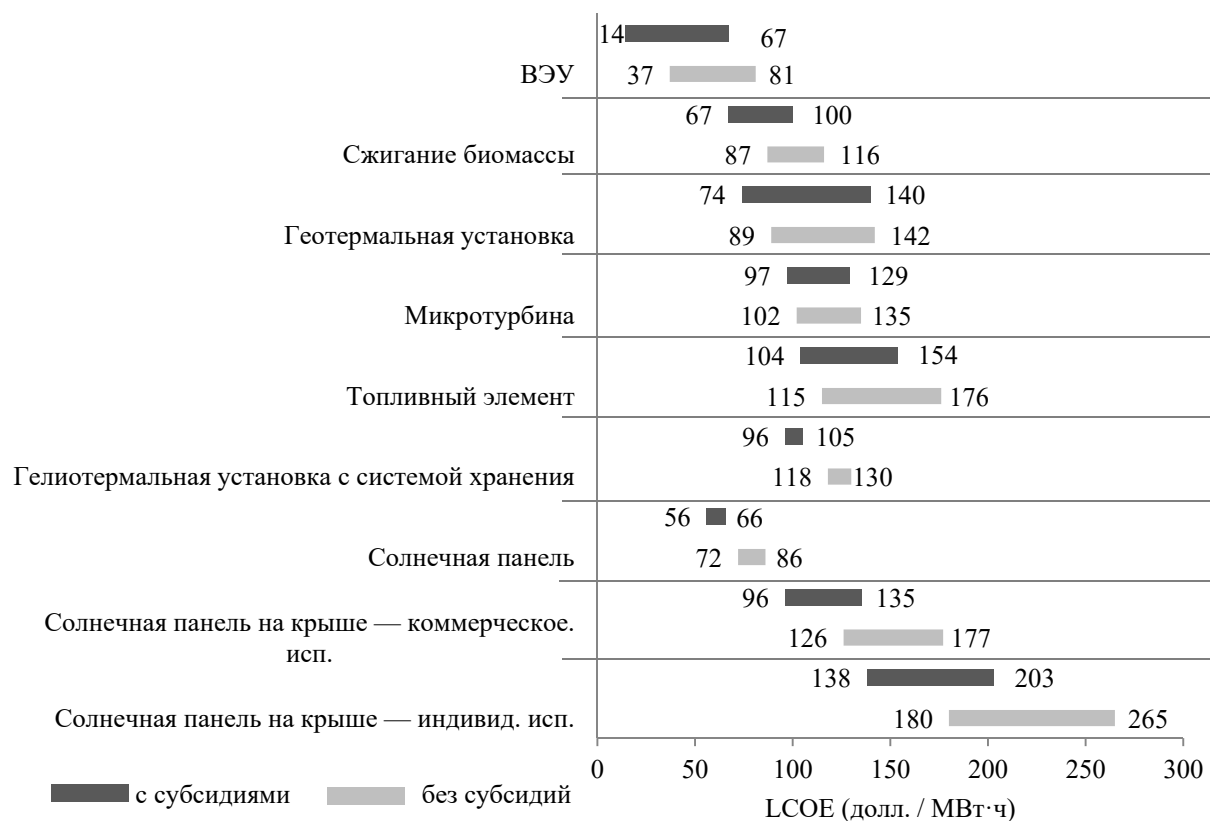


Рис. 3.99 — Приведенная стоимость электроэнергии с учетом и без учета субсидий.

Источник: *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 8.0. // Lazard. 2014, September*

Тем не менее даже без субсидий ветровые электростанции постепенно выходят на конкурентоспособный уровень (рис. 3.100). Эксперты компании утверждают, что минимум приведенной стоимости электроэнергии (без субсидирования), выработанной на ВЭУ, равен 37 долл. США / МВт·ч, а на газовой электростанции комбинированного цикла — 61 долл. США / МВт·ч. При этом максимальное значение показателя для газа также выше — 87 против 81 долл. США / МВт·ч.

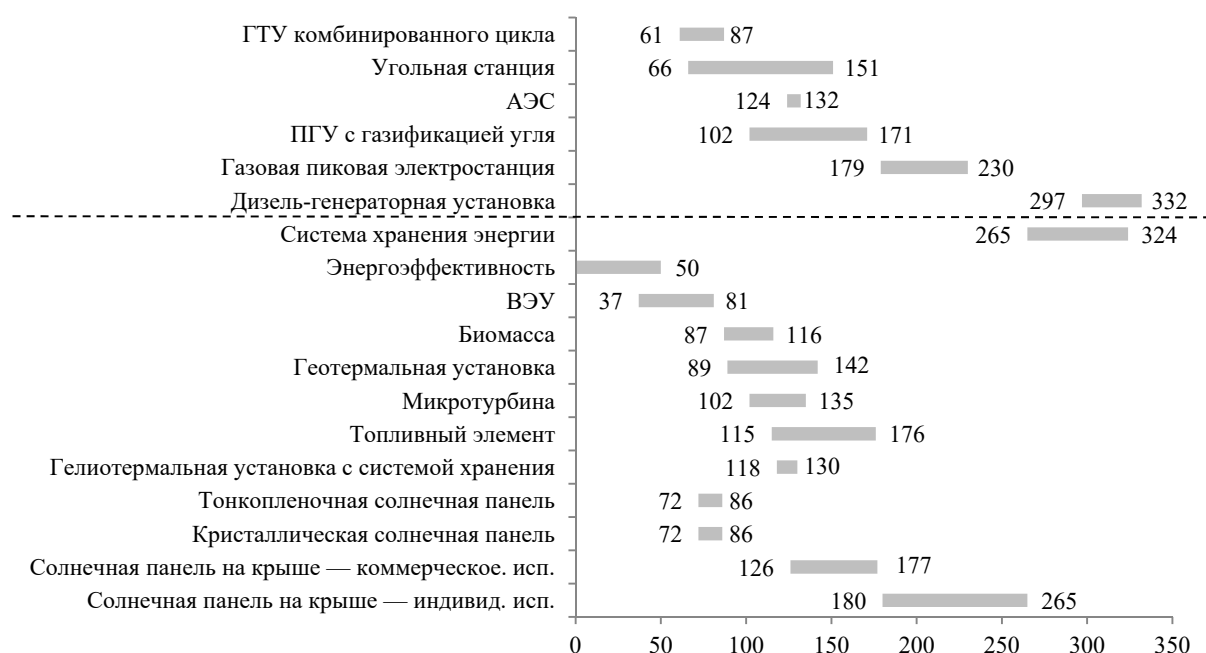


Рис. 3.100 — Приведенная стоимость электроэнергии без субсидирования.

Источник: *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 8.0. // Lazard. 2014, September.*

Уже на данном этапе международные организации дают оценки скорого снижения приведенной стоимости электроэнергии, полученной на ВЭУ, а также выхода ее на конкурентоспособный уровень с энергией, полученной с помощью ископаемых источников, без субсидирования.

При оценке экономической эффективности производства ВИЭ важно учитывать региональные особенности, которые вследствие природно-климатических условий (это интенсивность солнечного излучения, сила ветра, состав почвы и др.), стоимости рабочей силы и материалов, возможности привлечения инвестиций и других факторов приводят к разным показателям привлекательности технологий (рис. 3.101). Хорошо видно, что наибольший разброс показателей отмечается при производстве электроэнергии на основе энергии солнца и главным образом определяется удаленностью стран от экватора.

Помимо технологического прогресса и роста конкурентоспособности, важнейшую роль в определении будущего развития ВИЭ играет политика государств в отношении них. Высокие темпы развития новых ВИЭ во многом обусловлены значительной господдержкой. Она позволяет в ряде стран делать возобновляемую энергию привлекательной даже в тех случаях, когда исходные экономические показатели (без учета механизмов поддержки, налогообложения и т. д.) более чем на 50 % хуже, чем при использовании ископаемых топлив.

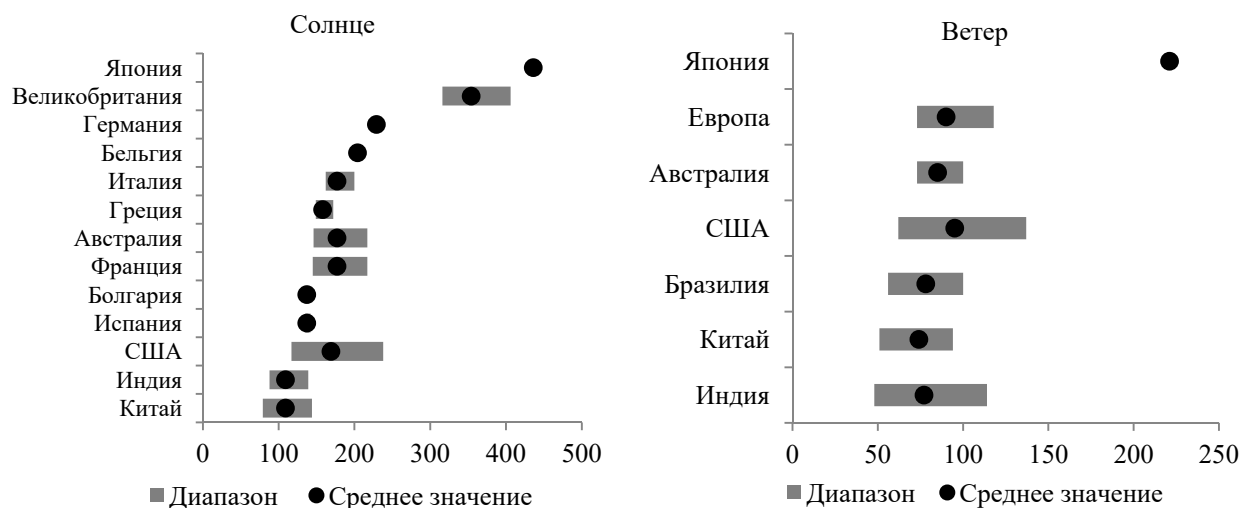


Рис. 3.101 — Удельные дисконтированные затраты производства электроэнергии на основе солнца и ветряных установок на суше, долл. / МВт·ч.

Источники: ИНЭИ РАН по данным Bloomberg New Energy Finance; WEC, World energy perspective – cost of energy technologies, 2013

На рассматриваемом горизонте до 2040 г. многие виды ВИЭ по-прежнему будут требовать такой поддержки, несмотря на ожидаемые технологические совершенствования. При этом высокая зависимость от государственной поддержки делает ВИЭ уязвимыми при ухудшении экономической ситуации, когда экономика не позволит обеспечивать требуемую степень поддержки. С учетом последних тенденций падения цен на нефть могут быть сокращены субсидии на возобновляемую энергию, что будет настоящей проверкой для сектора альтернативной энергии — насколько быстро ВИЭ смогут развиваться и конкурировать с традиционными источниками без больших объемов субсидирования.

Существуют разнообразные методы государственной поддержки ВИЭ в зависимости от поставленных приоритетов энергополитики (табл. 3.26): фиксированные тарифы на подачу электроэнергии в сеть, фиксированные надбавки к цене за подачу электроэнергии в сеть, обязательные квоты (зеленые сертификаты) и тендерные (аукционные) схемы, инвестиционные субсидии, налоговые стимулы, дешевые кредиты, требования к подключению генерирующих станций на основе ВИЭ к сети, схема net-metering. В некоторых странах используют гибридную схему поддержки ВИЭ: комплекс фиксированных тарифов, льгот, инвестиционных субсидий. Кроме того, важным направлением является субсидирование проектов по ВИЭ через различные государственные программы, налоговые кредиты, льготы и другое. По данным МЭА, в 2013 г. объем субсидирования ВИЭ вырос на 15 % по сравнению с 2012 г., составив

121 млрд долл. США, при этом к 2030 г. значение возрастет до 230 млрд долл. США. Германия является ведущей страной, оказывающей поддержку ВИЭ: в 2013 г. объем субсидирования в этой стране превысил 20 млрд долл., на втором месте находится США, на третьем — Италия²³⁵. Масштабная политика поддержки ВИЭ осуществляется в странах ЕС, где устанавливаются цели по ВИЭ для стран-участников²³⁶.

Таблица 3.26 Основные виды государственной поддержки ВИЭ

Мера	Характеристика
Регулирование и цели	
Цели по ВИЭ	Во многих странах задаются долгосрочные цели по ВИЭ: доля в электрическом балансе или в объеме производства/потребления первичных энергоресурсов. Далее, в соответствии с данной целью разрабатывается система стимулирующих к развитию ВИЭ мер.
Feed-in-тарифы	Стимулирующие тарифы назначаются на определенный срок (обычно 3 года и более), в рамках которого не пересматриваются. Производители возобновляемой энергии могут продавать электроэнергию поставщику по данным тарифам. Далее данные надбавки учитываются в тарифах для конечных потребителей.
Обязательства электростанций по ВИЭ (квоты)	Государство обязывает производителей электроэнергии (обычно крупных) обеспечить определенную долю ВИЭ в своей структуре выработки электроэнергии к определенному году.
Net metering	Потребители, которые вводят в эксплуатацию установки на ВИЭ малой мощности для собственного потребления энергии, имеют право продавать излишки электроэнергии в сеть.
Обязательства по биотопливу	Государство обязывает производить часть топлива на основе биоэнергии.
Обязательства по тепловой энергии на ВИЭ	Государство обязывает производителей или потребителей тепловой энергии получать часть тепловой энергии за счет ВИЭ.
Сертификаты ВИЭ	В случае если у потребителя нет возможности физически приобрести электроэнергию на основе возобновляемых источников энергии, а у него есть обязательство по потреблению энергии на основе ВИЭ, то он может купить сертификат ВИЭ, в котором указан требуемый объем данной энергии.
Финансовое стимулирование	
Субсидирование	Через различные государственные программы субсидируются проекты, технологии в соответствии с заданными на государственном уровне целями.
Налоговые кредиты	При реализации проектов ВИЭ срок уплаты налога или сбора переносится на более поздний срок.
Налоговые льготы	Государство предоставляет льготы по различным налогам. Обычно подоходный налог, налог на прибыль, ускоренная амортизация, НДС.
Плата за производство энергии на основе ВИЭ	Государство платит производителю энергии на основе ВИЭ за ее производство.
Государственное финансирование	
Государственное финансирование, кредиты или гранты	Государство напрямую частично или полностью финансирует проект ВИЭ, а также НИОКР в данной сфере. Обычно финансирование происходит на возвратной основе и на льготных условиях (в случае кредитов), государство получает долю в проекте (в случае совместного предприятия), напрямую финансирует инициативу (грант).
Государственные тендеры	Государство объявляет тендер на развитие технологий ВИЭ или проектов ВИЭ для государственных нужд.

Источник: классификация REN-21

²³⁵ IEA (2014). World Energy Outlook 2014.

²³⁶ Подробнее о субсидировании ВИЭ см.: Энергетические субсидии в современном мире. Страны «Группы двадцати» / Под ред. Л. М. Григорьева, А. А. Курдина. М.: ООО «Асмин Принт», 400 с.

С учетом этих трендов и предпосылок в отношении государственной политики в отношении ВИЭ в различных странах мира и уже озвученных ими планов проведенные в данном исследовании расчеты показали, что ВИЭ в период до 2040 г. будут демонстрировать самые высокие темпы роста среди всех энергоносителей. При общем повышении спроса на энергию на 47 % в рассматриваемый период потребление ВИЭ увеличится на 93 % (что объясняется не только планируемым масштабным развитием мощностей на основе ВИЭ, но и их относительно низкими базовыми значениями). При этом доля всех ВИЭ в мировом энергобалансе вырастет с 13 только до 17 %.

Парадоксальная тенденция сокращения или стабилизации доли ВИЭ в региональном энергобалансе крупнейших регионов — производителей ВИЭ (это Африка, развивающиеся страны Азии, Южная и Центральная Америка), наблюдающаяся в течение последних 40 лет, продолжится и в период до 2040 г. (рис. 3.102). Как уже отмечалось выше, это обусловлено тем, что доля потребления твердой биомассы, которая традиционно широко используется в этих регионах, постепенно сокращается за счет интенсивного развития других, более технологичных энергоресурсов.

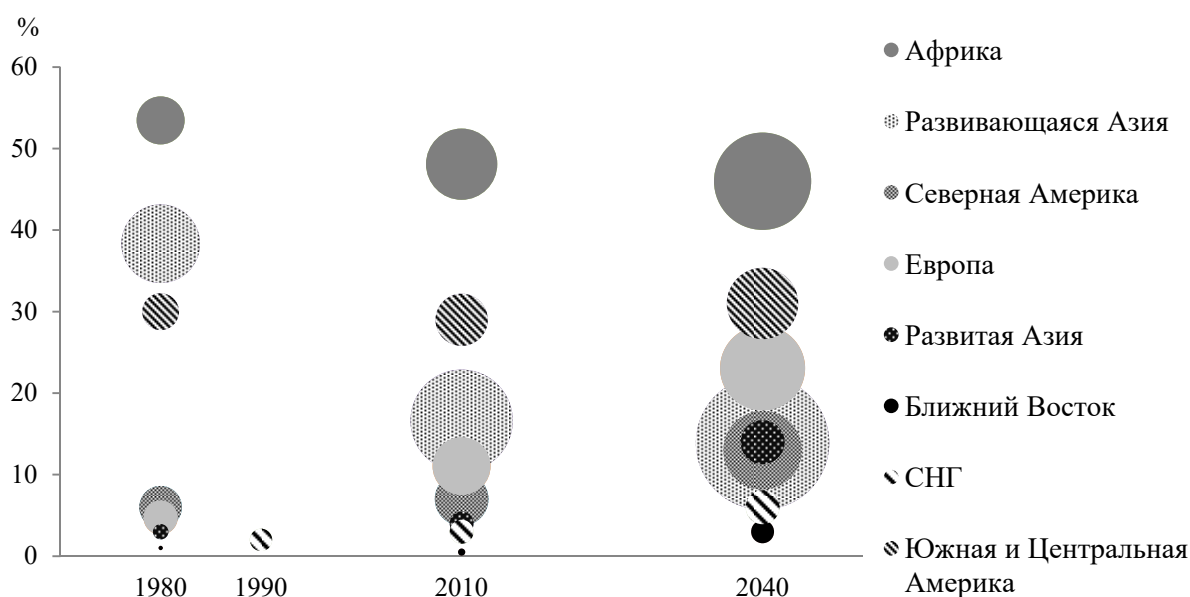


Рис. 3.102 — Доля ВИЭ в энергобалансе регионов (левая шкала) и объемы потребления (размер круга).

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Прогнозируется достаточно сильное перераспределение в структуре используемых ВИЭ. Если в настоящее время в региональном потреблении доминируют твердые биотоплива (дрова, отходы и пр.) и гидроэнергия, то к 2040 г., преимущественно в странах ОЭСР, на первые позиции выйдет ветряная, солнечная и другие виды энергии, направленные на производство электроэнергии и тепла (кроме гидро) (рис. 3.103). Именно

эти типы ВИЭ покажут основной прирост потребления среди возобновляемых источников в 5 из 8 рассматриваемых регионах, а в целом по миру обеспечат почти 50 % прироста всего потребления ВИЭ.

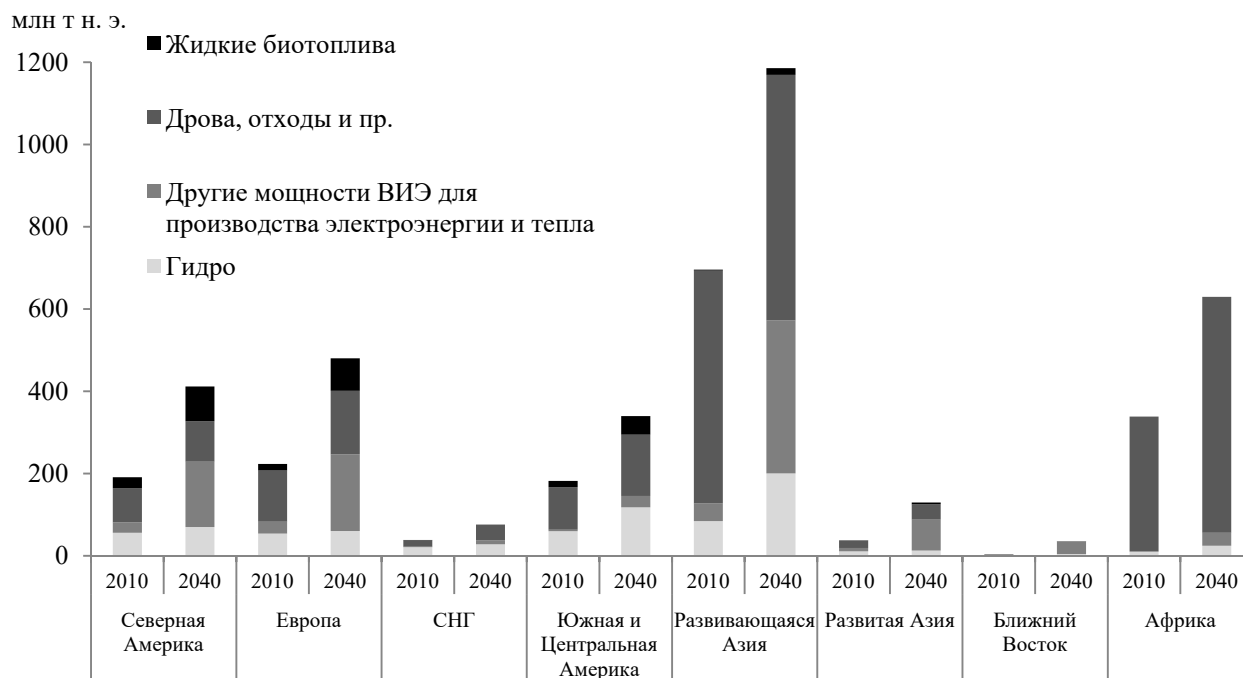


Рис. 3. 103 — Доминирующие виды ВИЭ по регионам мира и показатели прироста потребления.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Среди всех стран мира до 2040 г. самый высокий прирост спроса на ВИЭ для получения электроэнергии и тепла ожидается в Китае (увеличение в 4,4 раза), который будет удерживать и лидерство в их мировом потреблении. Иная ситуация сложится в биоэнергетическом секторе, включающем подсекторы «жидкое биотопливо» и «биомасса и отходы». В Китае потребление биоэнергии будет расти очень умеренными темпами (увеличение на 5 % за прогнозный период), и, хотя большая часть прироста придется на жидкие биотоплива (74 %), подавляющую долю в общем объеме продолжит составлять биомасса с отходами (96 % к 2040 г.). В США ожидается другая динамика. В приросте потребляемой биоэнергии 94 % придется на жидкие биотоплива.

Наибольший прирост объемов потребления возобновляемой энергии к 2040 г. придется на развивающиеся страны Азии (около 31 %), а самые высокие темпы прироста продемонстрирует Ближний Восток и развитые страны Азии, что во многом объясняется низкими исходными показателями. Из крупных потребителей более чем двукратный рост прогнозируется у Европы и Северной Америки (рис. 3.104).

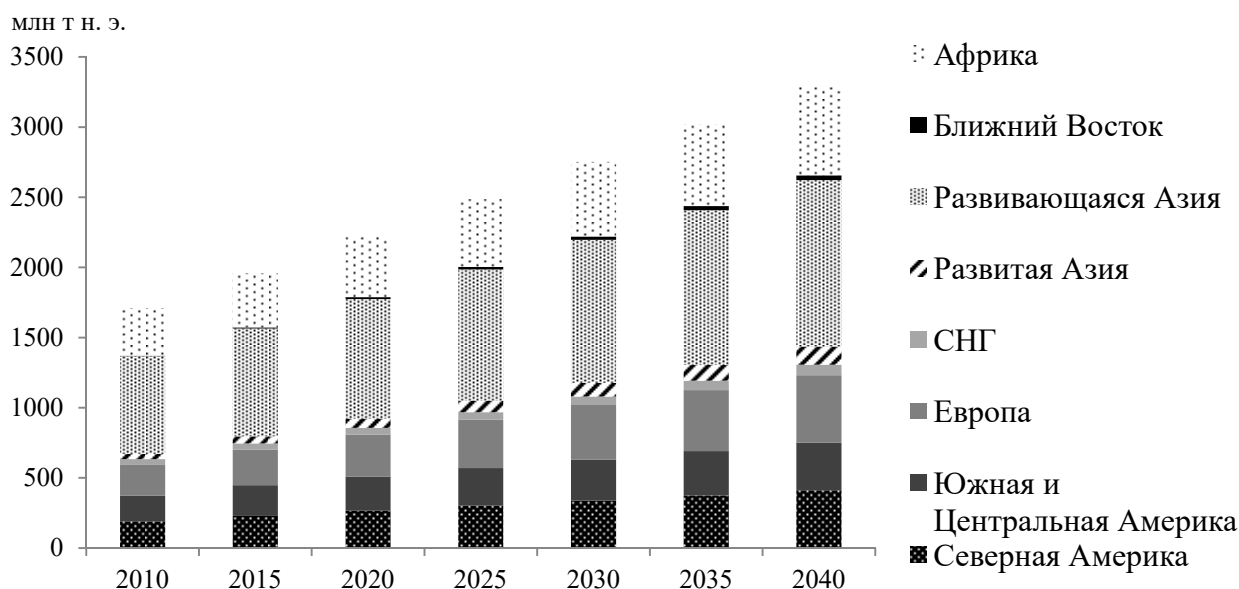


Рис. 3.104 — Прогноз потребления ВИЭ по регионам мира.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В целом в странах ОЭСР потребление ВИЭ увеличится в период до 2040 г. примерно на 130 %, в особенности за счет новых возобновляемых источников (солнца, ветра и т. д.), у которых ожидается почти семикратный прирост (рис. 3.105). В странах не-ОЭСР потребление ВИЭ вырастет на 80 %, впечатляющий почти десятикратный рост также продемонстрируют новые ВИЭ, что позволит увеличить их долю в структуре потребления ВИЭ до 21 %.

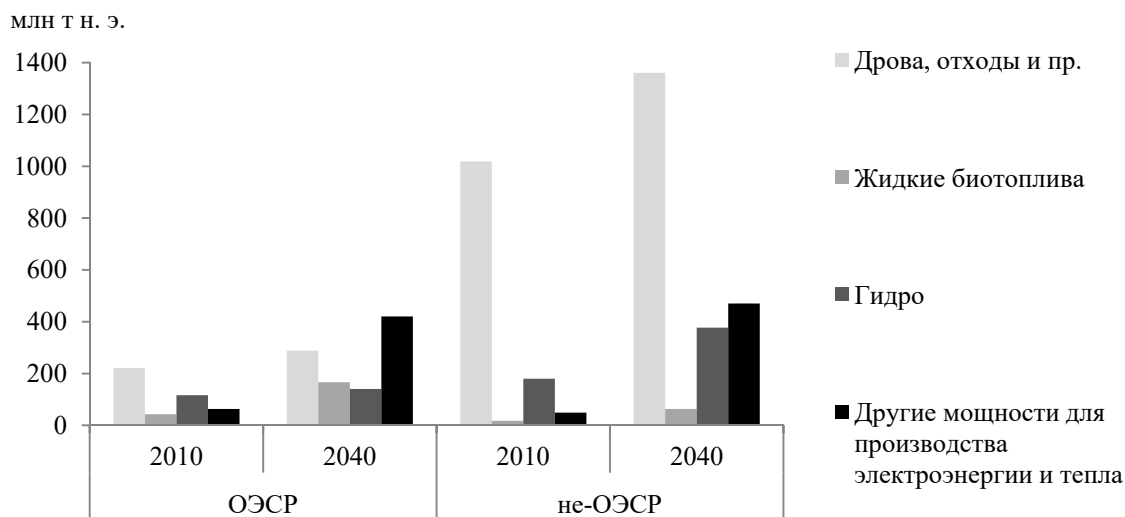


Рис. 3.105 — Объем потребления ВИЭ по видам в ОЭСР и не-ОЭСР.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

За прогнозный период до 2040 г. мировые инвестиции в строительство новых электростанций и инфраструктуры оцениваются в 19–20 трлн долл. 2010 г. Из них на возобновляемую энергетику придется в среднем 32 % всех инвестиций, то есть около

6 трлн долл. 2010 г., 14 % которых будет инвестировано в США и 22 % — в Китае (рис. 3.106). Для сравнения, в 2014 г. объем инвестиций в ВИЭ составил 270 млрд долл. Важно отметить, что лидерство в этой сфере уже переходит к развивающимся странам. Первое место в мире по объемам инвестирования в ВИЭ в 2014 г. занял Китай — 83,3 млрд долл., что больше, чем все инвестиции европейских стран вместе взятых (рис. 3.107).

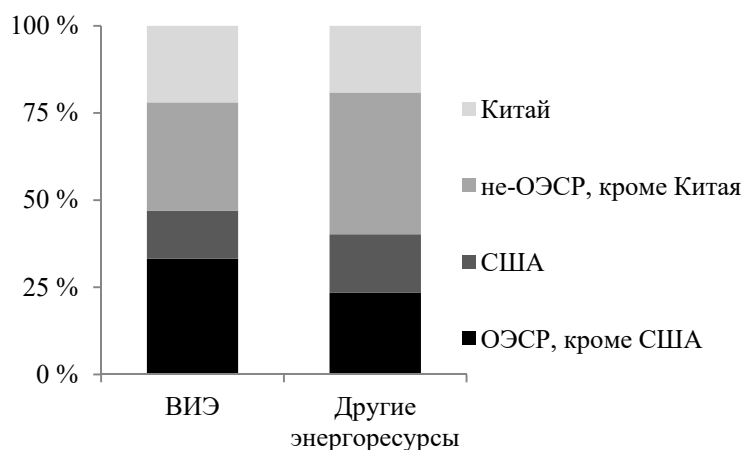


Рис. 3.106 — Региональная структура инвестиций в строительство новых электростанций для ВИЭ и других энергоресурсов.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

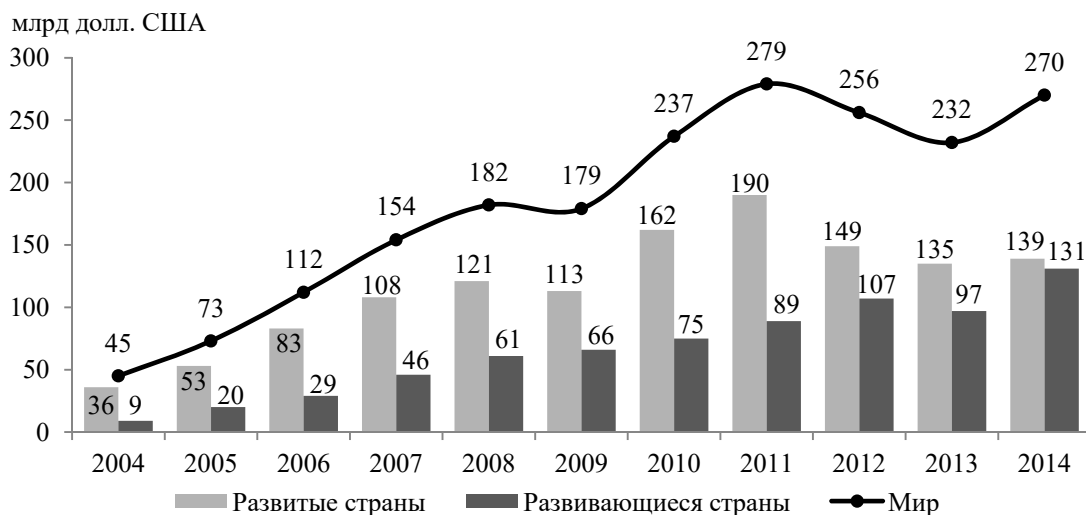


Рис. 3.107 — Инвестиции в ВИЭ по регионам.

Источник: UNEP, Bloomberg New Energy Finance (2015). *Global trends in renewable energy investment*

Согласно проведенным расчетам и оценкам, доля всех ВИЭ в мировом топливно-энергетическом балансе возрастет с 13 до 17 % к 2040 г. Следует отметить, что в отношении ВИЭ разброс прогнозов других организаций очень велик — у них этот

показатель составляет от 18 до 36 % (табл. 3.27). При этом организации, деятельность которых направлена на развитие ВИЭ в мире, ожидают их бурный рост, в то время как более независимые, такие как МЭА, прогнозируют умеренный рост.

Таблица 3.27 Прогнозы международных организаций в области развития ВИЭ

Организация	Год	Прогноз
МЭА	WEO 2013	- Доля ВИЭ к 2035 г. возрастет до 18 %. - Спрос на новую альтернативную энергию, а именно ветряную, солнечную, геотермальную, морскую и биоэнергию возрастет почти в 2,5 раза, с 983 млн т н. э. в 2011 г. до практически 2400 млн т н. э. в 2035 г.
	WEO 2014	- К 2040 г. доля ВИЭ в первичном потреблении энергии увеличится до 19 %. - Генерация электроэнергии составит 8420 ТВт*ч. - К 2030 г. субсидии в ВИЭ вырастут до 230 млрд долл. США, а в 2040 г. упадут до 205 млрд долл. США ввиду устаревания поддерживаемых мощностей, при этом значительно увеличится доля развивающихся стран в субсидировании возобновляемой энергетики.
BP	2013	- В период до 2030 г. ежегодный рост в области возобновляемой энергии составит 7,6 %. - Происходит диверсификация мирового топливно-энергетического баланса. На долю ВИЭ приходится 27 % роста, уголь и газ растут же меньшими темпами — 26 и 21 % соответственно.
	2014	- В ЕС доля ВИЭ в выработке энергии к 2035 г. увеличится до 32 %. - В 2020 г. ветряная энергия практически выйдет на конкурентоспособный уровень без субсидирования. - В странах ОЭСР ежегодный рост ВИЭ составит 5,8 % в период до 2035 г. - В странах не-ОЭСР ежегодный рост ВИЭ составит 9,1 %.
	2015	Ежегодный рост ВИЭ в мире до 2035 . составит 6,3 %.
IRENA	2014, январь	Организация прогнозирует рост доли ВИЭ в мировом энергетическом балансе до 36 % к 2030 г., объясняя это программами по энергоэффективности и ростом новых технологий.
	2014, июнь Remap 2030	Благодаря настоящим и будущим программам поддержки ВИЭ в странах мира, к 2030 г. доля ВИЭ в конечном потреблении энергии составит 21 %.
World Energy Council	2013, World Energy Scenarios	В соответствии со сценарием «Джаз» доля ВИЭ составит 20 % в 2050 г., а по сценарию «Симфония» — 30 %.
Bloomberg New Energy Finance	2013	В энергетическом секторе 70 % новых генерирующих мощностей в период с 2012 по 2030 г. будет введено за счет ВИЭ (в том числе крупных ГЭС).
Exxon		- К 2040 г. использование ВИЭ увеличится примерно на 150 %, в основном за счет ветряной и гидроэнергии. - Предложение ВИЭ возрастет на 60 %. При этом ветер, солнце и биотопливо будут составлять около 4 % предложения энергии в 2040 г. - За счет ветряной и солнечной энергии будет выработано 10 % электроэнергии в 2040 г.

Источники: IEA (2013). *World Energy Outlook 2013*; IEA (2014). *World Energy Outlook 2014*; BP (2013). *BP Energy Outlook 2030*; BP (2014). *BP Energy Outlook 2035*; BP (2015). *BP Energy Outlook 2035*; IRENA (2014, January). *Remap 2030. A Renewable Energy Roadmap*; Isola J., Turner G. *Strong Growth for Renewables Expected Through to 2030*. 2013, 22 April. Bloomberg New Energy Finance; Exxon Mobil (2014). *The Outlook for Energy: A View to 2040*; WEC (2013). *World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050*

Как уже было отмечено выше, ВИЭ играют значимую роль в генерации электроэнергии. При этом, согласно прогнозам МЭА, сделанным в 2000 г., доля ВИЭ (не включая гидроэнергии) к 2020 г. должна составить 4 %, а основываясь на последних данных (прогноз 2014 г.) — 9,7 %. Таким образом, процесс внедрения ВИЭ ускоряется, рост осуществляется с большими темпами, соответственно, прогнозы с каждым годом пересматриваются в сторону скорейшего роста.

Уголь

До 1960-х гг. твердые виды топлива обеспечивали основную часть энергопотребления в мире в силу своей экономической и технологической доступности, но затем, вплоть до 1980-х гг., доля этих энергоресурсов в мировом энергобалансе сокращалась. Последние 20 лет XX века характеризовались стабилизацией показателя на уровне около 25 % первичного энергопотребления. Однако уже в 2000–2010 гг. твердые топлива (в основном уголь, но также и биомасса²³⁷) демонстрировали самые высокие абсолютные объемы прироста, повысив свою долю в энергобалансе до 28,6 %.

В связи с растущей обеспокоенностью мировой общественности загрязнением окружающей среды вредными выбросами от сжигания угля прирост его использования замедлится, в результате этого твердые топлива (в основном уголь) снизят, согласно проведенным расчетам, свою роль в мировом энергообеспечении до 26 % (рис. 3.108).

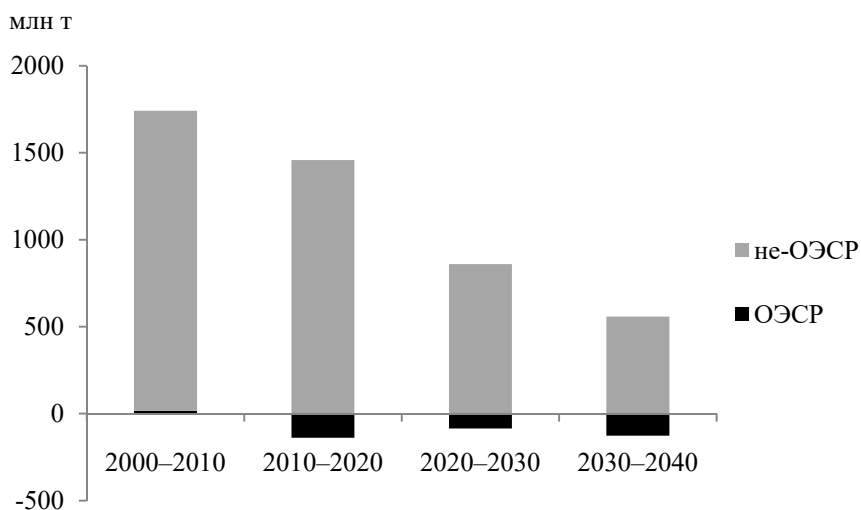


Рис. 3.108 — Прирост потребления угля по десятилетиям в 2010–2040 гг.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

²³⁷ К твердым видам биомассы относится древесина и продукты ее переработки (пеллеты, брикеты), сухие и высушенные растения и пр. Для бедных стран традиционная биомасса и сегодня остается наиболее доступным ресурсом энергии.

Пик потребления угля прошли практически все страны Европы, кроме Боснии и Герцеговины, Албании, Черногории, Македонии и Турции (пик потребления ожидается только в 2035 г.). Среди других развитых стран на траекторию снижения потребления энергоресурса вышли страны Северной Америки (кроме Мексики, которая пройдет его к концу прогнозного периода), Новая Зеландия, Израиль и Япония. К 2040 г. практически все страны ОЭСР начнут снижать потребление угля, единственным исключением станет Чили и Австралия. В силу экологических соображений не только развитые страны, но и развивающиеся стремятся ограничить использование угля в своем энергобалансе. Так, на Ближнем Востоке Алжир, Израиль и Ливия ведут политику по сокращению его использования (рис. 3.109).

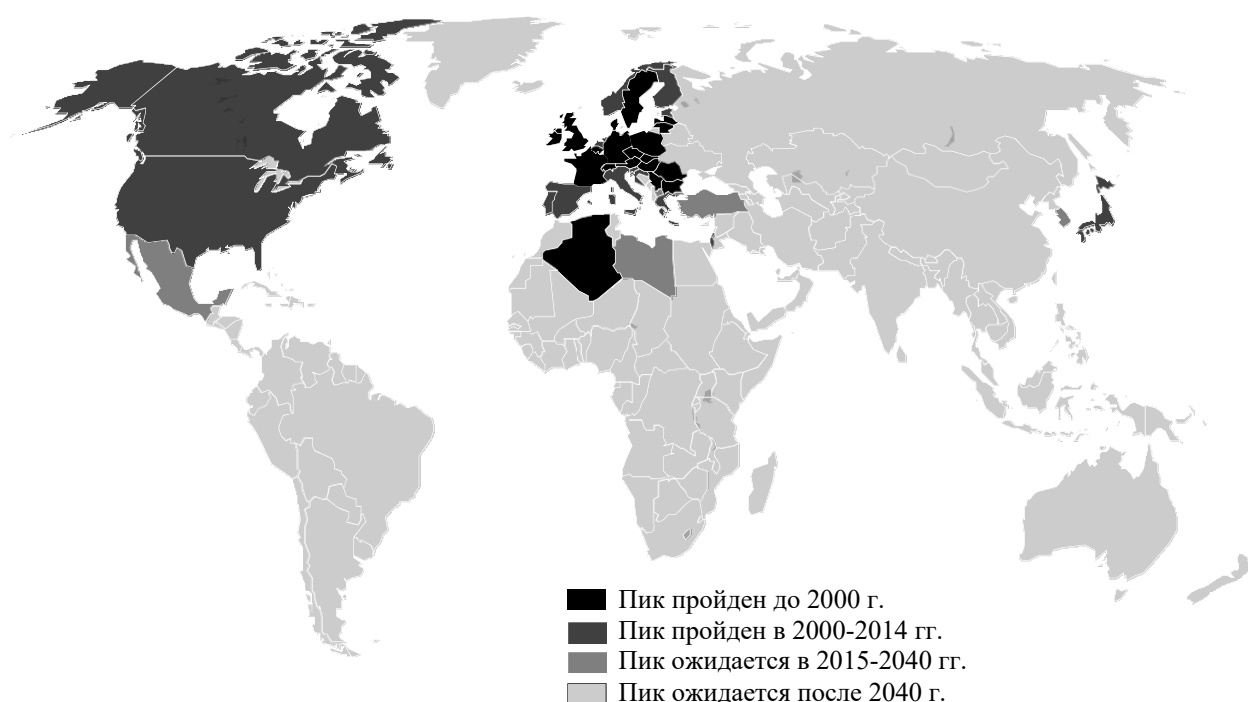


Рис. 3.109 — Пики потребления угля по странам мира.

Источник: ИНЭИ РАН

Китай, озабоченный состоянием окружающей среды, также стремится решить проблему за счет сокращения потребления угля. По плану Государственного энергетического управления этой страны, в ближайшие годы Китай должен существенно увеличить потребление нефти и природного газа, довести долю возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в топливно-энергетическом балансе страны до отметки в 10 % к 2020 г. и до 16 % к 2050 г., при этом сократив использование твердого топлива с нынешней отметки в 70 % до 57 % к 2020 г. и 43 % к 2050 г. соответственно. Однако эта задача очень сложна, так как для ее решения необходимо существенно повысить уровень

производства газа, атомной энергии и ВИЭ, что требует времени и высоких капитальных затрат. Принимая во внимание, что потребности Китая в энергетических ресурсах растут очень быстро, трудно представить, что пик потребления угля в этой стране может быть достигнут ранее 2025 г.

Индия, в энергопотреблении которой более 40 % принадлежит углю, наоборот, всеми силами стремится увеличить его долю в ТЭБ в виду экономичности данного энергоресурса. Согласно Индийской плановой комиссии, к 2031–2032 гг. стране потребуется около 2,5 млрд т угля в год²³⁸, что более чем втрое превосходит нынешний уровень потребления. С учетом вышеизложенных причин можно сказать, что развивающиеся страны АТР (в особенности Китай и Индия) обеспечат основной прирост потребления угля в мире до 2040 г., доведя свою долю до 74 % (рис. 3.110).

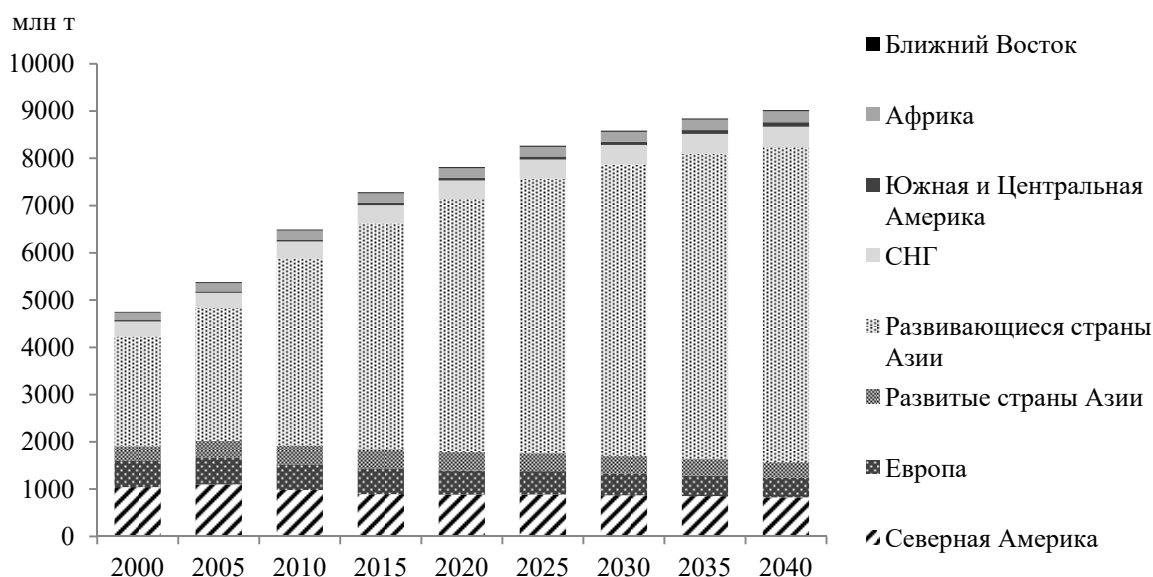


Рис. 3.110 — Мировая динамика спроса на уголь.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

При этом важнейшей задачей мировой энергетики в ближайшие десятилетия должно стать развитие чистых технологий по добыче и переработке угля, направленных на снижение выбросов вредных веществ в атмосферу. Наиболее перспективными с позиции сегодняшнего дня выглядят технологии сжигания угля в кипящем слое под давлением, улучшение качества путем промывки, сушки и брикетирования, технологии по улавливанию и хранению углерода (УХУ), а также комбинированный цикл комплексной газификации.

²³⁸ Planning Commission Government of India, доступно по ссылке: <http://planningcommission.nic.in/sectors/index.php?sectors=energy>

По состоянию на 2012 г. основной объем добычи угля был сконцентрирован всего в 7 странах, которые по этому показателю существенно опережают все остальные. Так, в 2012 г. 82 % мировой добычи этого энергоресурса было обеспечено Китаем (3405 млн т), США (922,1 млн т), Индией (589,4 млн т), Индонезией (345 млн т), Австралией (420,7 млн т), Россией (354 млн т) и ЮАР (259,3 млн т)²³⁹.

Согласно проведенным расчетам, в прогнозном периоде до 2040 г. добыча в Европе снизится практически в 5 раз ввиду ведущейся в регионе экологической политики по снижению выбросов CO₂ и вредных веществ в атмосферу, что, однако, не станет препятствием для увеличения импорта данного энергоресурса. США, которые располагают самыми большими запасами угля в мире, будут также двигаться в направлении снижения его доли в структуре топливно-энергетического баланса. Индонезия и Австралия, которые стали основными драйверами существенно роста добычи угля в последнее десятилетие, продолжат ее увеличивать, хотя Австралия будет все в большей мере сталкиваться с проблемой снижения рентабельности новых проектов из-за роста затрат. Кроме того, в прогнозном периоде следует ожидать появления на мировом рынке новых производителей, наиболее перспективными из которых является Мозамбик, Казахстан, Монголия, Уганда. К 2040 г. развивающиеся страны Азии упрочат свое лидерство в производстве угля за счет стремительного увеличения добычи в Китае и Индии, которые вдвоем совокупно будут обеспечивать до 60 % мирового предложения (рис. 3.111).

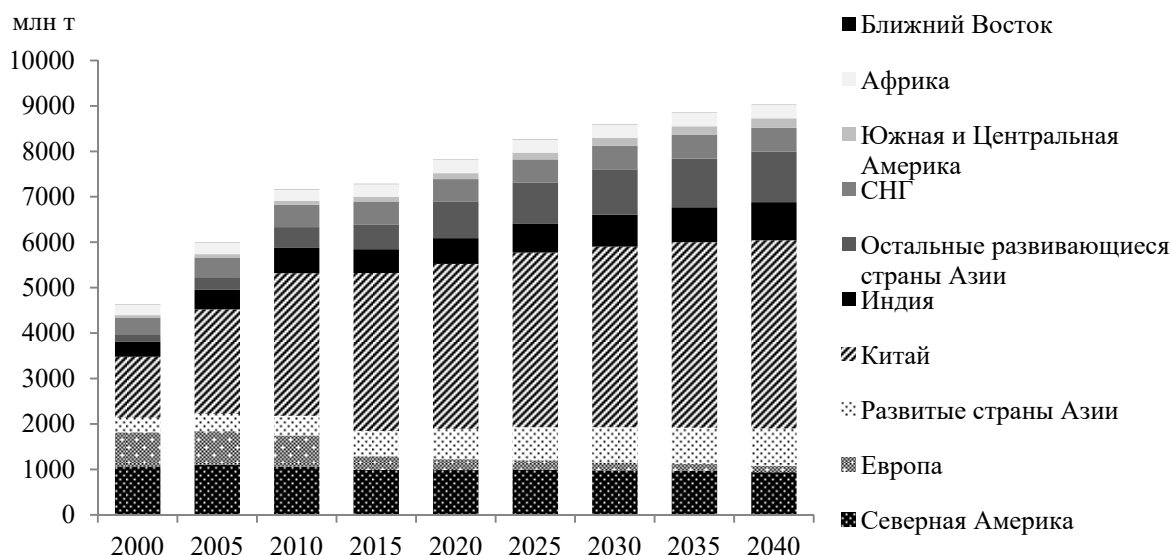


Рис. 3.111 — Прогноз добычи угля по регионам и крупнейшим странам мира, млн т.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

²³⁹ База данных МЭА Coal information 2014.

В структуре производства угля основных производителей львиную долю будет занимать энергетический уголь, который в основном используется для получения тепловой и электрической энергии. Более ценный и дефицитный коксующийся уголь, сфера применения которого существенно шире и охватывает не только использование в энергетических целях, но и в производственных, занимает весомую часть в структуре добычи разве что только Китая и Австралии, придавая этим производителям дополнительный вес на мировом энергетическом рынке (рис. 3.112).

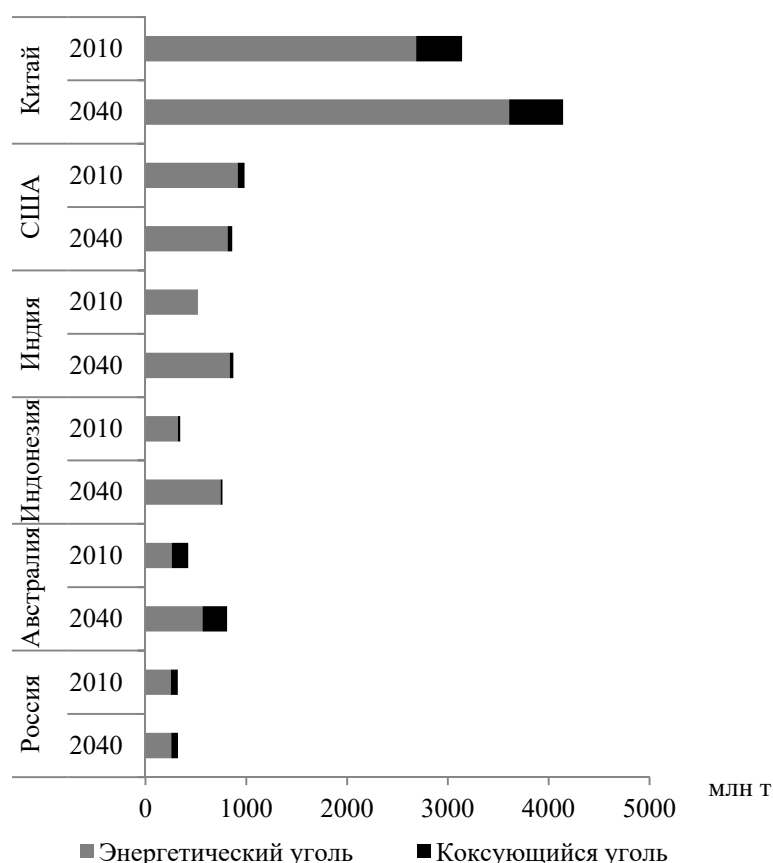


Рис. 3. 112 — Прогноз прироста добычи угля крупнейших производителей за период с 2010 по 2040 г.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В настоящее время международная торговля углем составляет всего 16 % объемов его мирового потребления, большая же часть угля традиционно потребляется на местных рынках. Основная причина низкого уровня торговли кроется в высокой стоимости издержек на транспортировку в конечной стоимости экспортируемой продукции. В связи с этим международная торговля делится на два основных региональных рынка: атлантический и тихоокеанский.

На атлантическом рынке основные потоки экспорта направлены в страны Западной Европы, среди которых выделяется Великобритания, Германия и Испания.

На тихоокеанском рынке, на который приходится большая часть морской торговли энергетическим углем, основные объемы импорта потребляются в Японии, Корее и на Тайване. Крупнейшим же экспортером энергетического угля является Индонезия, которая недавно обошла по этому показателю Австралию. Всего в 2012 г. из этой страны на рынок поступило около 380 млн т данного энергоресурса. Тем не менее Австралия сохраняет за собой звание главного поставщика коксующегося угля, обеспечивая более половины мирового экспорта. Самым крупным импортером угля к 2040 г. станет Индия. США остаются экспортером угля, но его объемы будут определяться ситуацией на внутреннем энергетическом рынке страны в межтопливной конкуренции с природным газом.

Согласно проведенным расчетам, межрегиональная торговля углем достигнет к 2040 г. 0,6 млрд т, обойдя по объемам внутрирегиональную, что свидетельствует о постепенной трансформации угля из традиционно локального топлива в глобальный товар (табл. 3.28).

Таблица 3.28 — Матрица торговых потоков угля в 2040 г.

		Куда							
		Северная Америка	Ю. и Ц. Америка	Европа	СНГ	Развитая Азия	Развивающаяся Азия	Ближний Восток	Африка
Откуда	Северная Америка		13	81					
	Ю. и Ц. Америка			128					
	Европа								
	СНГ			31			73		
	Развитая Азия								
	Развивающаяся Азия					100		18	9
	Ближний Восток								
	Африка			45			21		

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Исторически так сложилось, что цены на уголь в большей степени определялись с помощью долгосрочных контрактов. В силу большой неоднородности угля основными факторами, влияющими на его цену, являются марка, класс и бассейн, к которому данный уголь относится. Появление биржевых площадок привело к формированию спотовых котировок, которые, несмотря на то, что формируются по регионам, тем не менее тесно коррелируют друг с другом. Для экспортеров цены устанавливаются по котировке FOB в основных портах отгрузки (Ричардс-Бей в ЮАР, Боливар в Колумбии и Ньюкасл в Австралии). Для импортеров же цена высчитывается на условиях CIF в так называемом

треугольнике АРА (порты Амстердам, Роттердам, Антверпен). Цены определяются рыночным путем на основе баланса спроса и предложения.

Начиная с 2008 г., на рынке наблюдалась довольно высокая волатильность цен, что было вызвано мировым финансовым кризисом, аварией на атомной станции «Фукусима» в Японии, наводнениями в Австралии, расширением экспорта США вследствие вытеснения его с американского рынка дешевым сланцевым газом и рядом других факторов. В прогнозном периоде ожидается умеренный рост цен на уголь вследствие увеличения издержек на его добычу.

К 2040 г. ожидается сохранение действующих торговых площадок в качестве ключевых при перераспределении их долей в мировой торговле. В Европе предполагается уменьшение торговли в треугольнике АРА, а в Азии возможно появление новых центров торговли. В рассматриваемой перспективе предполагается, что структура рынка в значительной степени будет основана на долгосрочных контрактах с фиксированной ценой, базисом для которой будут цены в конкретных портах (их доля останется на уровне 80 %, а спотовых контрактов — 20 %).

Несмотря на достаточную ресурсную базу угля, ввод новых угледобывающих мощностей ограничен высокой капиталоемкостью новых проектов, экологическими ограничениями на его разработку в ряде стран, удаленностью потенциальных рынков сбыта. Но в случае повышения цен и наличия спроса ресурсы позволяют существенно расширить добычу.

Наиболее высокие цены в прогнозном периоде ожидаются на рынке Западной Европы (рис. 3.113), что связано с увеличением спроса на импортный уголь вследствие снижения внутренней добычи. Ценовая премия азиатского рынка²⁴⁰ к европейскому будет составлять в период с 2020 по 2040 г. около 7–10 долл. 2012 / т. Наиболее низкие цены ожидаются на рынке США, где ощущается его переизбыток, возникший вследствие снижения его доли в электроэнергетическом секторе.

²⁴⁰ Цена на уголь для азиатского рынка представляет собой средневзвешенное значение цен для Китая, Индии и Японии.

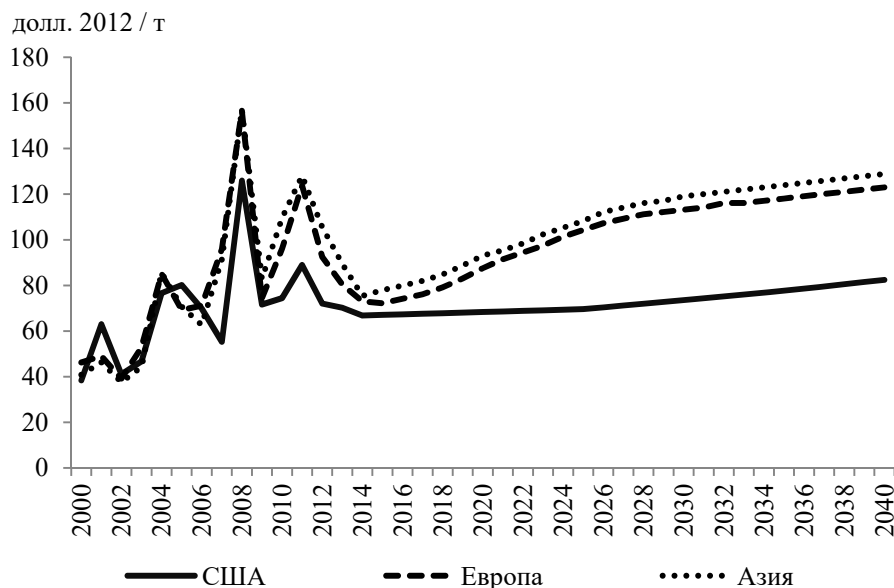


Рис. 3.113 — Ретроспектива и прогноз цен на уголь в период с 2000 по 2040 г.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

3.7 Международная торговля энергоресурсами в базовом сценарии

Международная торговля энергоресурсами в ближайшие десятилетия будет активно развиваться и претерпевать серьезные изменения. Основным драйвером к расширению объемов поставок станут растущие импортные потребности стран Азии и Европы. В Азии, где импорт возрастет более чем в 2 раза с 2010 по 2040 г., ожидаемый прирост межрегиональных поставок будет диктоваться в первую очередь быстро растущим спросом развивающихся стран, а в Европе увеличение импорта на 4 % будет обусловлено в основном сокращением собственной добычи (рис. 3.114). Объемы межрегиональной торговли нефтью с 2010 по 2040 г. практически не изменятся, а уголь и газ покажут значительный прирост: объемы торговли увеличатся на 334 и 229 % соответственно.

Второй важный фактор, на фоне которого будет происходить развитие мировой торговли энергоресурсами, — растущая самообеспеченность Северной Америки благодаря нетрадиционным ресурсам нефти и газа. К 2040 г. чистый импорт нефти, угля и газа в Северную Америку сменится их экспортом. Ситуация с региональной торговлей характеризуется достаточно высокой степенью неопределенности из-за сохранения кардинально отличающихся точек зрения на перспективы добычи нетрадиционных ресурсов в США и малого исторического опыта разработки такого типа запасов. В любом случае, хотя скорость процесса неясна, очевидно, что крупнейший на настоящий момент

участник международной торговли постепенно начинает выбывать из нее, что по «эффекту домино» ведет к изменению направлений поставок остальных участников и в какой-то мере означает новый передел мировых энергетических рынков.

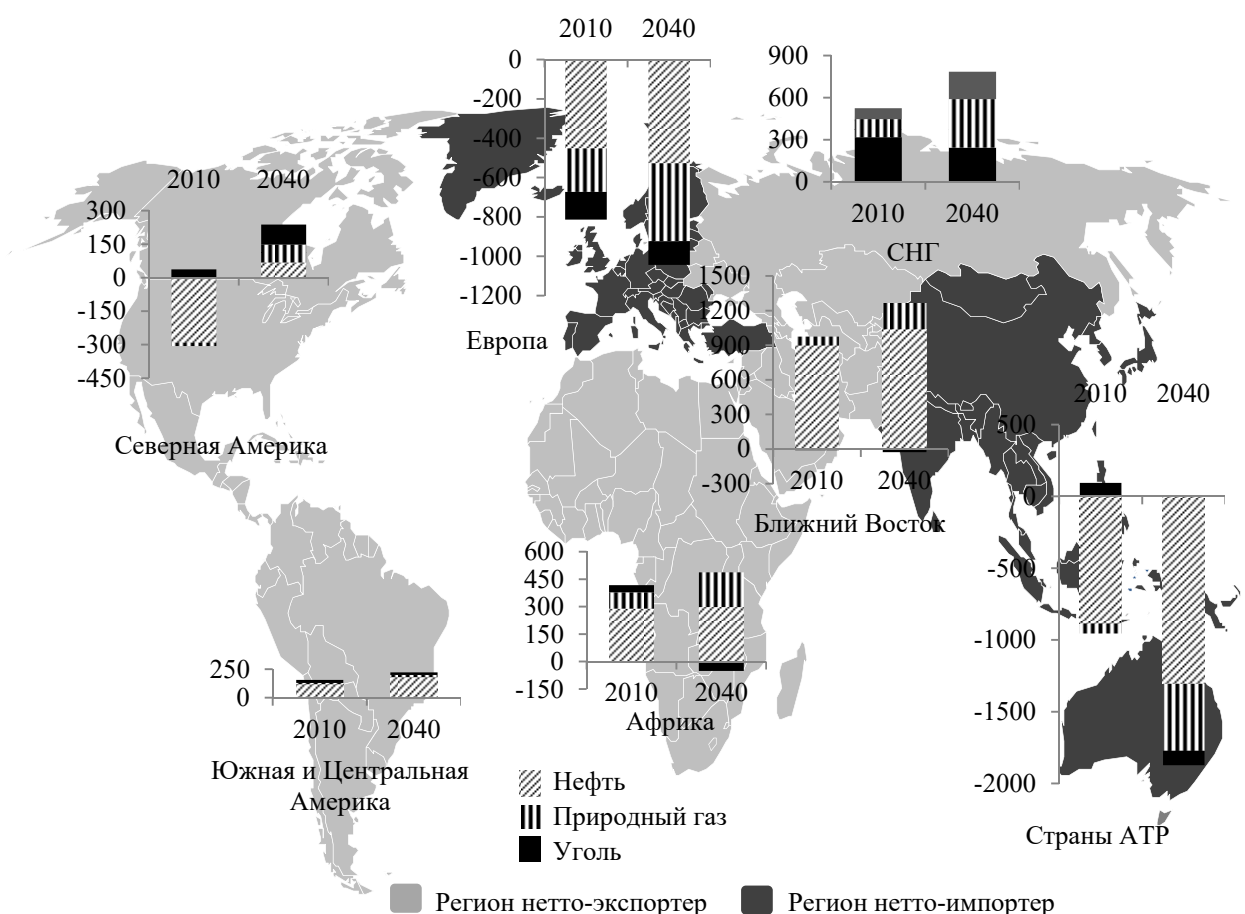


Рис.3.114 — Международная торговля энергоресурсами, базовый сценарий, млн т н. э.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Подобное изменение направлений поставок потребует адекватного развития инфраструктуры для доставки необходимых объемов энергоресурсов.

СПГ будет преобладать в межрегиональной торговле газом при наращивании объемов поставок и трубопроводного газа. Торговля СПГ — одно из самых динамично развивающихся направлений последних лет. Только с 2001 по 2012 г. число стран, экспортирующих СПГ, увеличилось с 12 до 19, а импортирующих выросло более чем в 2 раза. В 2012 г. впервые за последние десятилетия объем торговли СПГ не только не вырос, но и немного снизился, а в 2013–2014 гг. остался примерно на уровне предыдущего года. Однако это не говорит о снижении интереса к данному способу транспортировки. Ситуация целиком отражает динамику ввода новых мощностей по сжижению. В 2012–2014 гг. задействованные для производства сжиженного газа мощности практически не

изменились. Но уже в ближайшие несколько лет в эксплуатацию должен быть введен целый ряд заводов, которые позволят к 2020 г. существенно нарастить объемы торговли. На стадии строительства находится несколько крупных заводов в Австралии, прирост производства ожидается в Африке, России, на Ближнем Востоке. Всего только в период 2013–2025 гг. по миру планируется ввести 287 млрд куб. м (211 млн т) мощностей по производству СПГ. При этом одним из самых дискуссионных в плане перспектив экспорта СПГ является Северо-Американский регион. Крупнейшими импортерами газа будут страны Азии и Европы (табл. 3.29).

Таблица 3.29 Матрица межрегиональной торговли газом в 2040 г., базовый сценарий, млрд куб. м

		Куда									
		Сев. Америка	Ю. и Ц. Америка	Европа	СНГ	Развив. Азия	Развит. Азия	Африка	Ближний Восток	Всего экспорт сетевого газа	Всего экспорт СПГ
Откуда	Северная Америка	0	0/1	0/30	0	0/3	0/35	0	0	0	69
	Южная и Центральная Америка	0	0	0/23	0	0/3	0/3	0	0	0	29
	СНГ	0	0	181/25	0	186/17	0/41	0	0	368	82
	Развивающаяся Азия	0	0	0	0	0	0/10	0	0	0	10
	Развитая Азия	0	0	0	0	0/92	0	0	0	0	92
	Африка	0	0	40/57	0	0/83	0	0	0	40	140
	Ближний Восток	0	0	37/18	2/0	54/135	0/15	0	0	93	168
	Всего импорт сетевого газа	0	0	258	2	240	0	0	0	501	-
	Всего импорт СПГ*	0	1	152	0	333	104	0	0	-	591

* — торговля сетевым газом / торговля СПГ.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

На нефтяном рынке поставки к 2040 г. в значительной степени переориентируются из Атлантического в Тихоокеанский бассейн. Ключевое значение здесь будет играть не только растущий спрос Азии, но и переход на самообеспеченность, а к окончанию рассматриваемого периода и нетто-экспорт со стороны Северной Америки (табл. 3.30).

Таблица 3.30 Потоки межрегиональной торговли сырой нефтью в 2040 г., млн т, базовый сценарий

		Куда						
		Северная Америка	Южная Америка	Европа	СНГ	Ближний Восток	Африка	АТР
Откуда	Северная Америка	0	0	0	0	0	0	180
	Южная Америка	44	0	53	0	0	0	0
	Европа	0	0	0	7	0	20	10
	СНГ	0	0	173	0	0	0	101
	Ближний Восток	0	0	118	0	0	47	961
	Африка	93	0	155	0	0	0	71
	АТР	0	0	0	0	0	0	0

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В Европе увеличение поставок нефти и нефтепродуктов будет происходить на фоне снижения спроса и еще большего снижения уровня собственной добычи. В весьма сложных условиях окажутся европейские владельцы НПЗ, которые в первой половине рассматриваемого периода будут недозагружены из-за роста поставок в регион нефтепродуктов, прежде всего со стороны Ближнего Востока. Однако после 2030 г. на фоне роста экспорта нефтепродуктов с Ближнего Востока в Азию уровень загрузки европейских НПЗ будет увеличиваться.

Основной прирост спроса на уголь в рассматриваемый период обеспечат страны АТР. В Европе и Северной Америке ожидается сокращение потребления угля, в развивающихся странах Азии продолжится его быстрый рост. Соответствующим образом отреагирует и мировая системы торговли. В Индийском и Тихоокеанском бассейнах будут сосредоточены главные торговые пути, обеспечивающую большую часть поставок из ожидаемых 1,2 млрд т к 2040 г. При этом сохранится биполярная структура рынка с атлантическим и азиатско-тихоокеанским сегментами (табл. 3.31).

Таблица 3.31 Матрица торговых потоков угля в 2040 г., базовый сценарий, млн т

		Куда							
		Северная Америка	Южная и Центральная Америка	Европа	СНГ	Развитая Азия	Развивающаяся Азия	Ближний Восток	Африка
Откуда	Северная Америка	0	13	36	0	80	0	0	0
	Ю. и Ц. Америка	0	0	128	0	0	0	0	0
	Европа	0	0	0	0	0	0	0	0
	СНГ	0	0	31	0	0	73	0	0
	Развитая Азия	17	0	45	0	0	609	0	0
	Развивающаяся Азия	0	0	0	0	100	0	18	9
	Ближний Восток	0	0	0	0	0	0	0	0
	Африка	0	0	45	0	0	21	0	0

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Следует отметить, что наиболее активная внутрирегиональная торговля всеми энергоресурсами будет вестись в АТР. Здесь ключевым игроком станет Австралия, которая после существенного расширения экспортных мощностей и ввода новых добычных проектов нарастит поставки в Японию, Южную Корею, Китай и другие страны.

Возрастут объемы экспорта также из Африки и Ближнего Востока, но здесь многое будет зависеть от темпов роста внутреннего спроса на энергоресурсы и региональной стабильности.

Одним из важнейших изменений в международной торговле энергоресурсами станет ожидаемая регионализация рынков. Еще совсем недавно мир устойчиво шел к образованию единых мировых рынков. Развитие системы морской транспортировки и механизмов биржевой торговли позволяло не только увеличивать объемы межрегиональных поставок, но и формировать систему арбитражных сделок. В итоге цены на энергоресурсы на трех крупнейших мировых рынках спроса: в Азии, Европе и Северной Америке — сближались. Однако разработка нетрадиционных ресурсов в Северной Америке нарушила фундамент выстраивавшейся системы. На этот региональный рынок стали поступать собственные ресурсы, которые по ценам способны быстро вытеснять импорт. В итоге газовый рынок Северной Америки уже закрылся для импорта, и в этом же направлении движется нефтяной. Таким образом, один из важнейших в мировой экономике регион практически выпадает из системы мирового импорта энергоресурсов и выстраивает для себя собственные механизмы ценообразования, присоединяясь к большинству добывающих регионов и стран мира (рис. 3.115).

Рыночные условия торговли в Азии и Европе будут достаточно сильно отличаться, что приведет к использованию каждым регионом собственной системы индикаторов и фактической регионализации всей мировой торговли. Важным вопросом в международной системе торговли нефтью будут маркеры, на которые ориентируется рынок. Анализ перспективных направлений торговли показывает, что маркеры WTI и Brent, на которых сегодня базируется мировой рынок, будут все менее адекватно отражать рыночную ситуацию. Неизбежным станет появление новых ориентиров, на которые участники торговли смогут полагаться с достаточной достоверностью. При этом регионализация в большей степени затронет газовый рынок, чем рынки угля, нефти и нефтепродуктов, из-за высокой доли транспортных затрат в конечной стоимости и меньшей гибкости поставок.

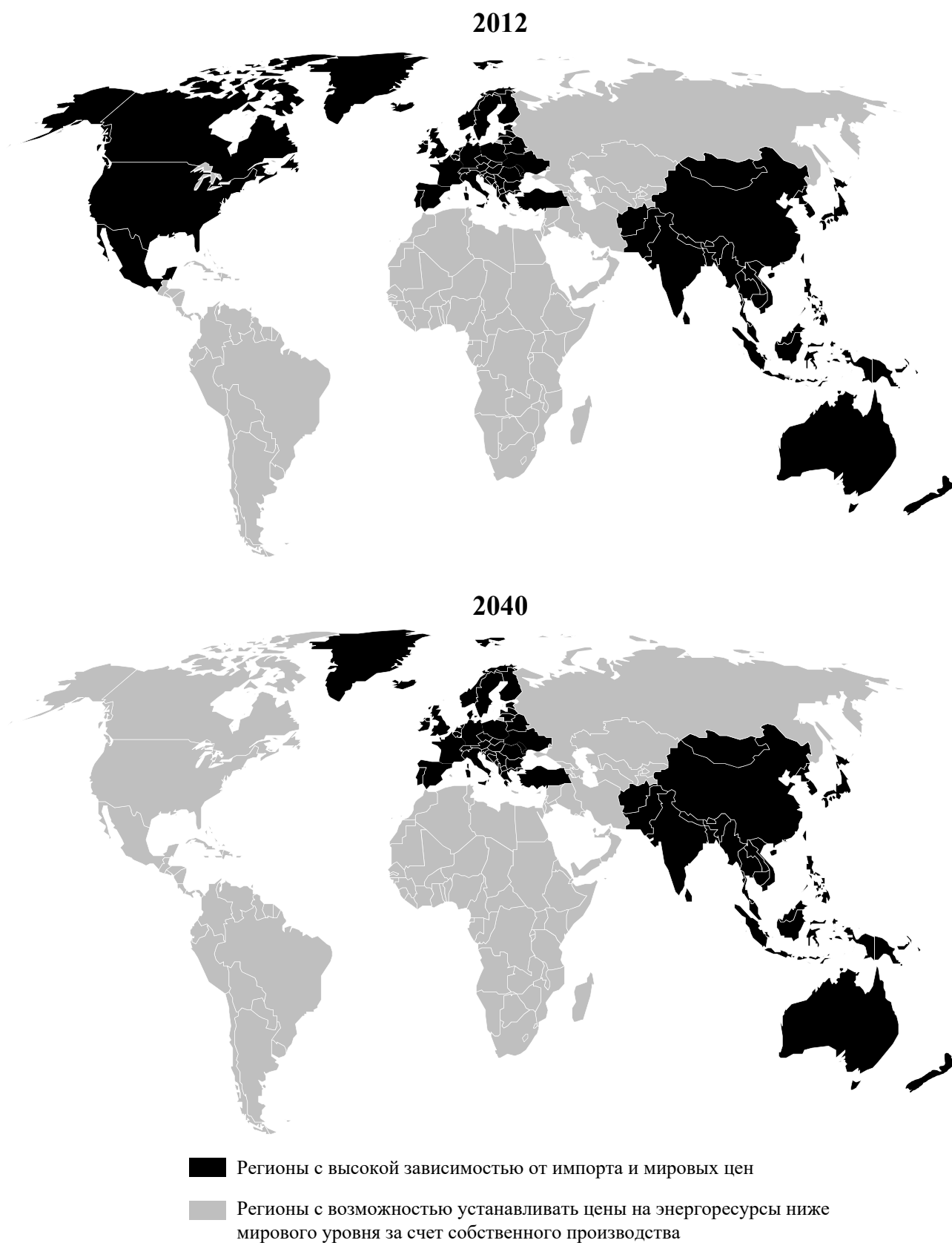


Рис. 3.115 — Изменение возможностей регионов установления цен на уровне ниже цен международной торговли.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

3.8 Выбросы CO₂ и проблема климата в базовом сценарии

Одним из результатов прогнозирования первичного энергопотребления является показатель выбросов углекислого газа. Для его расчета используются принятые для данного прогноза коэффициенты углеемкости для таких энергоносителей, как уголь, нефть и природный газ. Для каждого энергоресурса показатель углеемкости с течением прогнозного периода (2010–2040 гг.) меняется, однако эти изменения нельзя назвать значительными. При этом можно отметить некоторые тенденции: если для природного газа коэффициент фактически стабилен (2,269 т CO₂/т н. э. в 2010 г. и 2,257 т CO₂/т н. э. в 2040 г.), то для нефти произойдет некоторый рост углеемкости (2,666 т CO₂/т н. э. увеличится до 2,703 т CO₂/т н. э.), а для угля, наоборот, будет иметь место падение (уровень в 3,781 т CO₂/т н. э. в 2010 г. сократится до 3,645 т CO₂/т н. э. в 2040 г.).

По результатам проведенных в данном исследовании расчетов, объем мировой эмиссии CO₂ продолжит рост, и почти весь прирост придется на развивающиеся страны (не-ОЭСР) (см. рис. 3.116), что усиливает их сопротивление принятию глобального экологического соглашения. Если в 2000 г. мировой показатель выбросов составлял 23,2 млрд т CO₂, то в 2010 г. он вырос до 30,5 млрд т CO₂ (рост на 31 % по сравнению с 2000 г.). В 2040 г. выбросы CO₂ по миру составят 39,5 млрд т, т. е. за предстоящие 30 лет (2010–2040 гг.) рост в относительном представлении будет практически таким же (30 %), что и за предшествующие 10 лет (2000–2010 гг.).

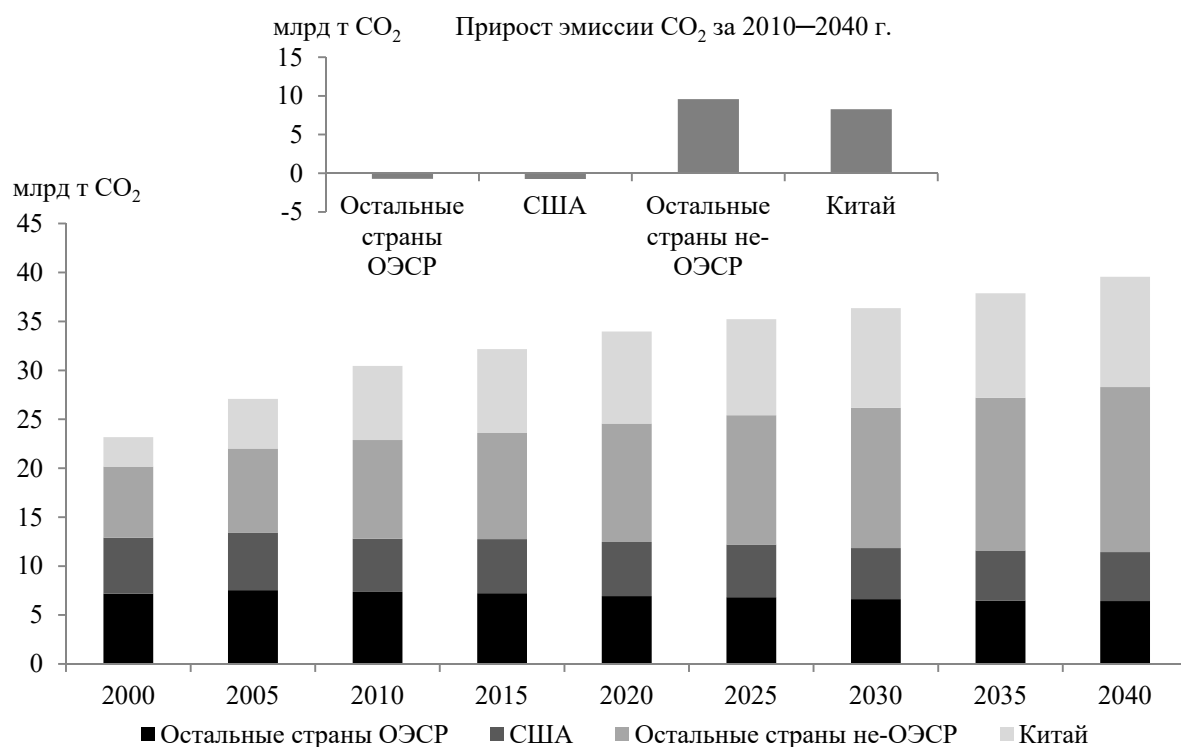


Рис. 3.116 — Эмиссия CO₂ по миру, динамика и прирост.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Развитым странам удастся не только стабилизировать, но даже снизить выбросы CO_2 (рис. 3.117). За 2010–2040 гг. в Северной Америке выбросы CO_2 сократятся на 269 млн т, в развитых странах Азии — на 367 млн т, в Европе — на 815 млн т CO_2 . Однако это не изменит ситуации в глобальном масштабе. Только в Африке за рассматриваемый период прирост эмиссии углекислого газа составит 1142 млн т CO_2 , а в развитых странах Азии — 7587 млн т CO_2 . Всего за 2010–2040 гг. прирост углекислого газа в мире составит 9071 млн т CO_2 .

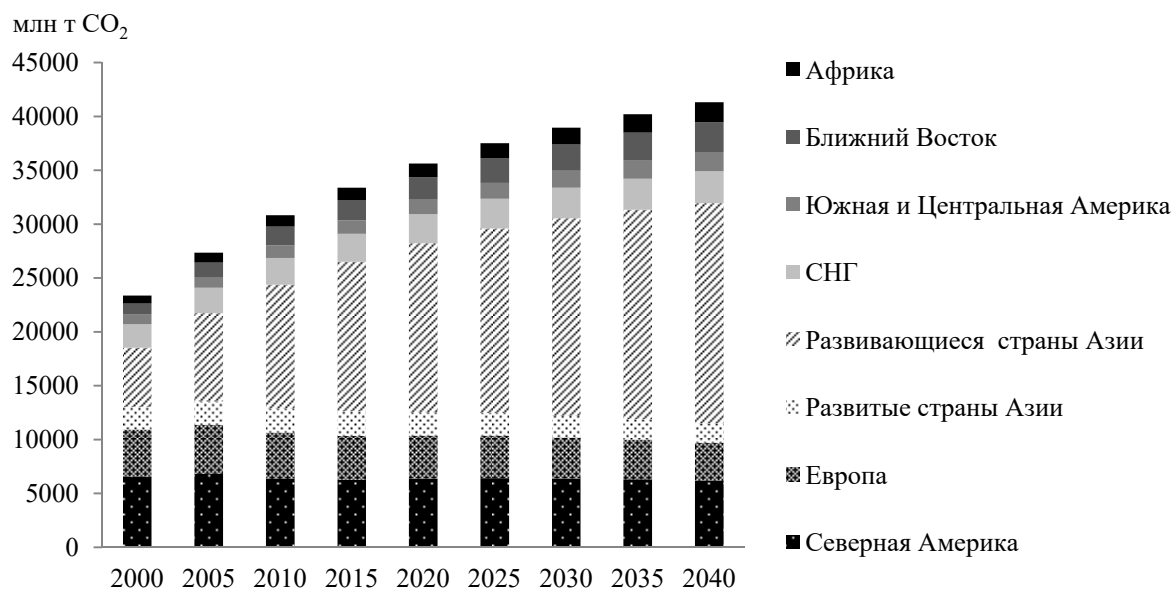


Рис. 3.117 — Эмиссия CO_2 по регионам мира.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Часть 4. Сценарный анализ реакции рынков на технологические прорывы

Роль энергетических инноваций является определяющей в развитии мировой энергетики. Исследование влияния этих технологических прорывов на конъюнктуру энергетических рынков является важной задачей данной монографии.

В предстоящие 30 лет в энергетике не ожидается новой технической революции (например, освоения дешевого термоядерного синтеза и тем более гравитации), но реальны крупные технологические прорывы. Они уже проявляются при разработке нетрадиционных ресурсов нефти и газа и появлении новых видов моторного топлива, что способно при сохранении растущего спроса существенно замедлить удорожание углеводородов. Такое расширение ресурсной базы и повышение эффективности добычи нефти и газа ведет к кардинальным изменениям конъюнктуры топливных рынков.

Менее определены, но потенциально более значимы все шире применяемые новые электротехнологии — накопители (аккумуляторы и суперконденсаторы) и топливные элементы (прямое преобразование в электроэнергию химической энергии водородсодержащих веществ). Они дадут импульс массовому применению электроэнергии в мобильной энергетике и намного улучшат режимы использования возобновляемых энергоресурсов. Тем самым существенно сместятся границы централизованного и децентрализованного энергоснабжения: индивидуальные транспортные средства будут заправляться от централизованных электросистем, а последним создаст сильную конкуренцию распределенная (в т. ч. индивидуальная) генерация на возобновляемых энергоресурсах и природном газе. Такой технологический прорыв обеспечит расширение ресурсной базы за счет коммерчески эффективного развития ВИЭ и повышения КПД топливной генерации. В перспективе это может изменить не только системы энергоснабжения потребителей, но и всю инфраструктуру и расселение людей.

В последующих разделах рассматриваются наиболее многообещающие технологические прорывы, способные оказать значительное влияние именно на рынки углеводородов. В первую очередь — два симметричных сценария, связанных с наличием либо отсутствием дальнейшего прогресса в развитии технологий добычи сланцевого газа и сланцевой нефти. Используемый модельный комплекс позволяет оценить потенциальное влияние нефти и газа сланцевых плеев на будущее развитие рынков углеводородов с учетом возможности успешной апробации различных современных технологий добычи с одной стороны, а с другой — с учетом высокой неопределенности

в отношении подтверждаемости запасов, реальных экологических последствий, а главное, адекватной оценки затрат на полный цикл эксплуатации скважин с учетом быстрого падения их продуктивности.

Помимо технологий разработки сланцевых плеев, на рынке жидких видов топлив рассматриваются также другие технологии, способные повлиять на баланс спроса и предложения (ранжированы в порядке убывания значимости для рынка жидких топлив и вероятности совершения принципиального прорыва):

- использование природного газа в качестве моторного топлива;
- развитие биотоплив и внедрение других биотехнологий;
- развитие электротранспорта.

4.1 Сценарий «Сланцевый прорыв»

Уже сегодня трудно говорить о «сланцевом прорыве» иначе как о свершившемся факте: за последние пять лет добыча нефти сланцевых плеев, включающей в себя нефть, получаемую при переработке нефтяного сланца и нефть низкопроницаемых коллекторов, залегающую в сланцевых формациях²⁴¹, выросла с 8 млн т в 2007 г. до 170 млн т в 2013 г.²⁴²; добыча сланцевого газа — примерно с 40 до 250 млрд куб. м за тот же период. Но при этом остается ряд факторов, сдерживающих дальнейшее быстрое расширение добычи нефти и газа сланцевых плеев:

- Экономические ограничения. В первую очередь сравнительно высокий диапазон затрат для сланцевых плеев, находящихся за пределами Северной Америки, — 80–140 долл. 2010 / барр.²⁴³ по нефти и 120–410 долл. 2010 / тыс. куб. м по газу.
- Технологические и экологические ограничения. В частности, высокий расход пресной воды, необходимой для проведения наклоннонаправленного мультистадийного гидроразрыва пласта — основного технологического метода извлечения сланцевых углеводородов. Так, при добыче нефти низкопроницаемых пород расход воды составляет около 7 барр. на 1 барр. нефти²⁴⁴.

²⁴¹ Нефть сланцевых плеев включает в себя все виды нефти, добываемые на месторождениях нефтяного сланца — мелкозернистой осадочной породы с высоким содержанием керогена (это глина, мергель или карбонаты), в частности нефть низкопроницаемых пород (tight oil — нефть, добываемая из сланцевых плеев или другой низкопроницаемой породы с использованием технологий бурения горизонтальных скважин и мультистадийного ГРП) и сланцевую нефть (нефть, добываемая методами термического воздействия на нефтяной сланец, который богат керогеном).

²⁴² Oil & Gas Journal, EIA: Tight oil production pushes US supply to more than 10 % of World's total // Houston, Mar 2006.

²⁴³ Грушевенко Д. А., Грушевенко Е. В. Нефть сланцевых плеев — новый вызов энергетическому рынку? Под ред. Макарова А. А., Митровой Т. А. и Кулагина В. А. // Информационно-аналитический обзор. М.; ИНЭИ РАН, 2012.

²⁴⁴ N. O'Shea, Unconventional Oil Scrapping the bottom of the barrel? World Wild Found, 2008.

- Экологические риски загрязнения грунтовых вод, почвы и воздуха^{245, 246}.

Вероятнее всего, технологии, которые могут снять эти ограничения (см. подробнее^{247, 248}), будут основываться на дешевом безводном методе гидроразрыва пласта и современных методах внутрипластового ретортинга. Если их удастся освоить в промышленных масштабах, значительно расширится ресурсная база мировой нефтегазовой промышленности, удастся нарастить добычу сланцевой нефти в странах, где добыча нефти не велась исторически, и «распечатать» сланцевые плеи в тех регионах, где объемы пресной воды ограничены, что обеспечит существенное увеличение добычи (рис. 4.1 и 4.2).

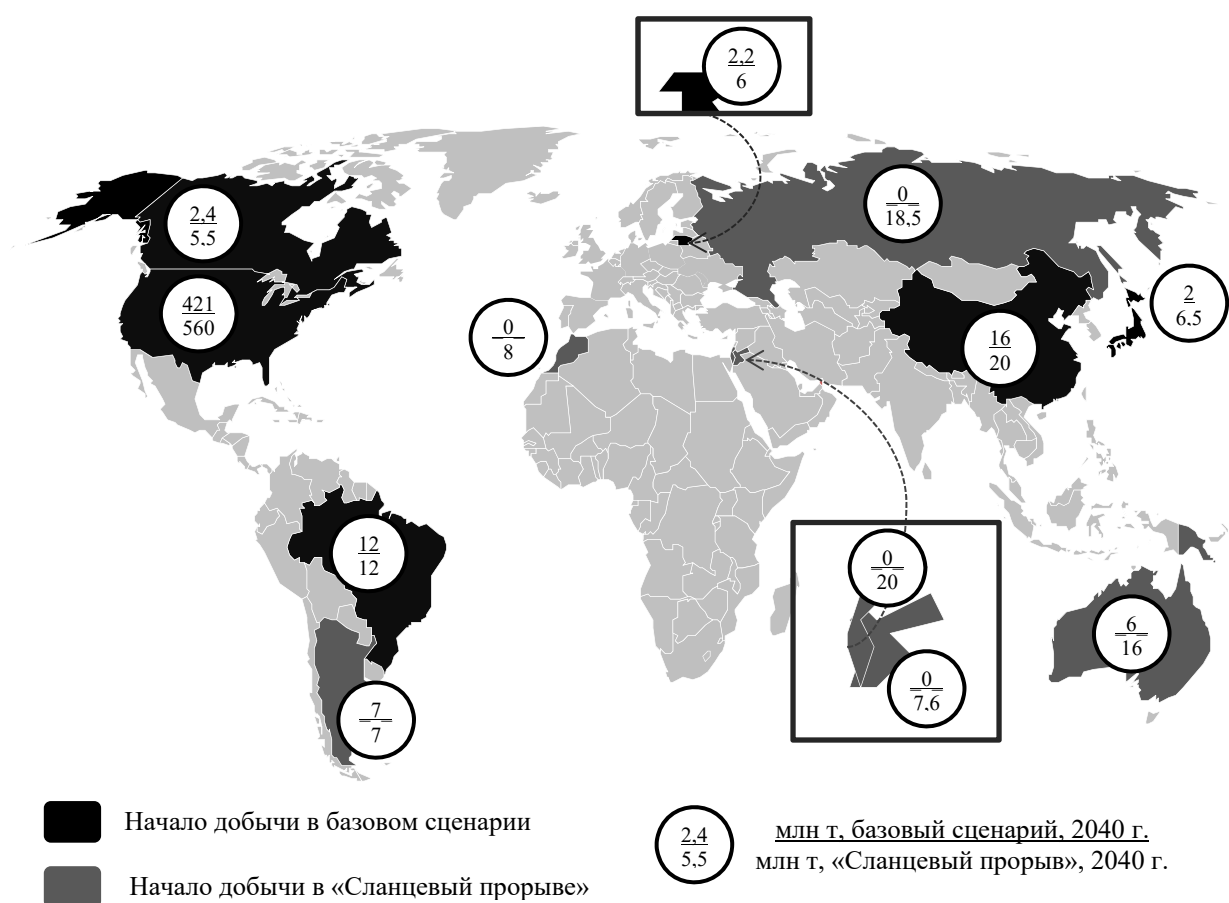


Рис. 4.1 — Изменение добычи сланцевой нефти в 2040 г. в базовом сценарии и в сценарии «Сланцевый прорыв».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

²⁴⁵ Адамович Б. А., Дербичев Г. Б. Экологические проблемы сланцевого газа // Экология и жизнь, 2013.

²⁴⁶ Грушевенко Е. В., Грушевенко Д. А. Сланцевая нефть: технологии, экономика, экология // Экологический вестник России, № 5, 2013.

²⁴⁷ Грушевенко Д. А., Грушевенко Е. В. Нефть сланцевых плеев — новый вызов энергетическому рынку? Под ред. Макарова А. А., Митровой Т. А. и Кулагина В. А. // Информационно-аналитический обзор. М.; ИНЭИ РАН, 2012.

²⁴⁸ Мельникова С. И., Сорокин С., Горячева А., Галкина А. А. Первые 5 лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка? Под ред. Макарова А. А., Митровой Т. А. и Кулагина В. А. // Информационно-аналитический обзор. М.; ИНЭИ РАН, 2012.

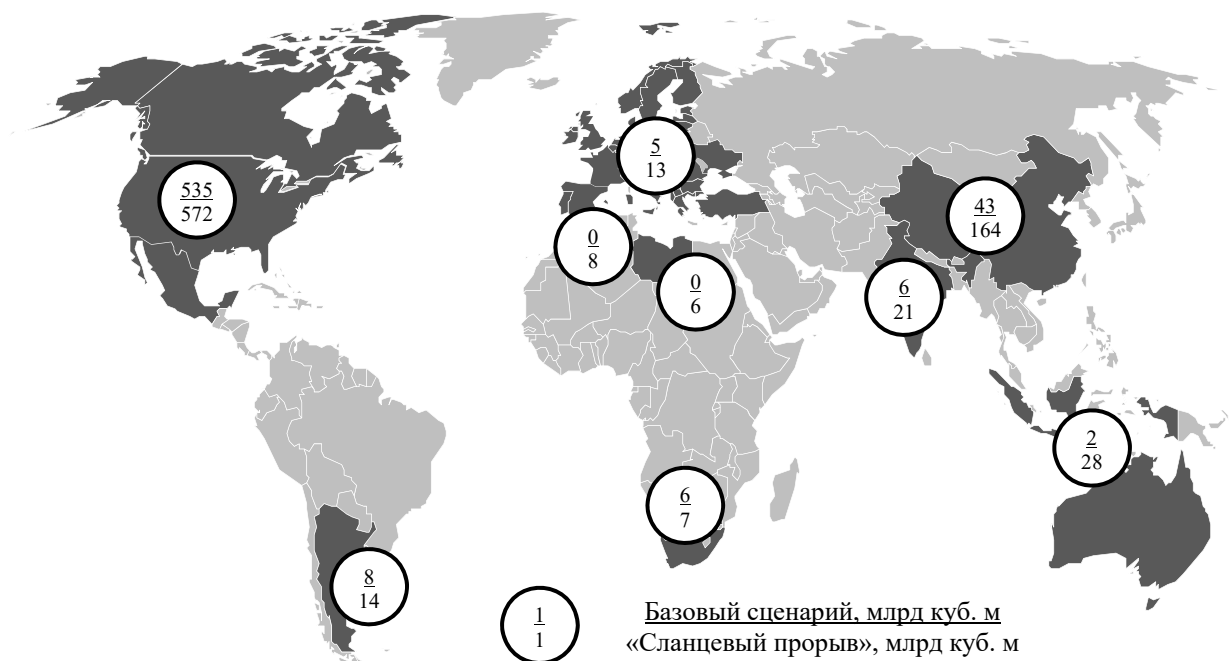


Рис. 4 2 — Добыча сланцевого газа в 2040 г. в базовом сценарии и в сценарии «Сланцевый прорыв»

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Таким образом, сценарий «Сланцевый прорыв» предполагает дальнейшее развитие уже начавшегося технологического импульса в добыче нетрадиционных углеводородов и основан на следующих предпосылках:

- после 2020 г. появляется безводная технология добычи нефти и газа низкопроницаемых пород, в результате в эксплуатацию поступают месторождения России, Иордании, Израиля и других стран;
- снимаются экологические ограничения на добычу нефти и газа сланцевых плеев;
- затраты на добычу для сланцевых плеев во всем мире выходят на уровень затрат в США на находящихся в разработке сланцевых плеев (не превышают 80 долл. 2010 / барр. по нефти и 150 долл. 2010 / тыс. куб. м по газу);
- начинается активная разработка не только нефти низкопроницаемых коллекторов, но и сланцевой (керогеновой) нефти.

В данном сценарии добыча сланцевой нефти составит 680 млн т (против 470 млн т базового сценария) и будет вестись в 12 странах мира. Большая часть добываемых объемов нефти сланцевых плеев (по большей части нефти низкопроницаемых коллекторов) придется на США — 560 млн т. В соседней с США Канаде на формации Bakken²⁴⁹ будет производиться значительно меньше сланцевой нефти — 5,5 млн т. Япония

²⁴⁹ Bakken Shale play — a key driver in the North Dakota Economy Clover Global Sollutions, June 2012.

в сценарии «Сланцевый прорыв» сможет нарастить до 6,5 млн т добычу на сланцевом плее «Оннагава» (провинция Акита), потенциал которого пока не подтвержден геолого-разведочными работами²⁵⁰. Раскрывается в сценарии «Сланцевый прорыв» высокий потенциал добычи сланцевой нефти в Китае, в провинциях Ляонин, Цилинь, Шаньдун и Хэйлунцзян, который на данный момент сдерживается, в первую очередь нехваткой пресной воды для осуществления ГРП²⁵¹. Общая добыча сланцевой нефти в Китае может достичь в рассматриваемом сценарии 20 млн т. Аналогично оценивается и потенциал российской баженовской свиты — в 18,5 млн т годовой добычи к 2040 г. Добыча в 20 млн т в год может быть достигнута и на израильском нефтесланцевом плее Шфела²⁵². В Австралии, Бразилии и Эстонии будет осуществляться добыча сухого сланца с последующей переработкой в ретортах. Объемы производимой синтетической нефти²⁵³ в этих сценариях составят 16, 12 и 6 млн т для каждой страны соответственно. Относительно крупными производителями сланцевой нефти с объемами производства в 7–8 млн т в год также могут стать Марокко, Иордания и Аргентина.

К 2040 г. добыча сланцевого газа будет вестись в 13 странах мира и составит 825 млрд куб. м, в том числе 320 млрд куб. м будет произведено за пределами США. Добыча сланцевого газа в Китае будет вестись в бассейнах Tarim и Sichuan и достигнет 160 млрд куб. м. Канада с объемом добычи в 45 млрд куб. м станет третьим крупнейшим производителем сланцевого газа в мире. Мексика, Индия, Австралия будут производить примерно по 20 млрд куб. м. Сланцевая газодобыча также начнет вестись в аргентинских бассейнах Neuquen, San Jorge, Austral. Другие страны будут добывать менее чем по 10 млрд куб. м сланцевого газа в год.

Таким образом, реализация сценария «Сланцевый прорыв» увеличит к 2040 г. добычу нетрадиционной нефти в мире на 210 млн т, а газа — на 222 млрд куб. м по сравнению с базовым сценарием и способна сместить нефтяные и газовые цены вниз (рис. 4.3 и 4.4) уже после 2020 г. Проведенные в данном исследовании расчеты показывают, что дальнейший рост добычи сланцевой нефти и газа ведет в долгосрочной перспективе к падению цен на нефть на уровне 10–15 долл. 2010 / барр. по сравнению с Базовым сценарием, а цен газа — на 50–60 долл. 2010 / тыс. куб. м.

²⁵⁰ The tight oil Initiative at the Onnagawa Formation in Akita Prefecture, JAPEx, July 25, 2013.

²⁵¹ F. Huang, T. Yang, W. Yan Geologic Factors of Formation of Tight Oil and Its Resource Potential in China Search and Discovery Article #80306 (2013) Posted July 31, 2013.

²⁵² PRWEB, Oil Shale Initiative in Valley Where David Slew Goliath Could Turn Israel into an Oil Giant, ноябрь, 2011. (<http://www.prweb.com/releases/2011/11/prweb8925432.htm>)

²⁵³ Стрижакова Ю. А. Горючие сланцы — потенциальный источник сырья для топливно-энергетической и химической промышленности / Ю. А. Стрижакова, Т. В. Усова, В. Ф. Третьяков // Вестн. МИТХТ. 2006. Т. 1. Вып. 4. С. 76–85.

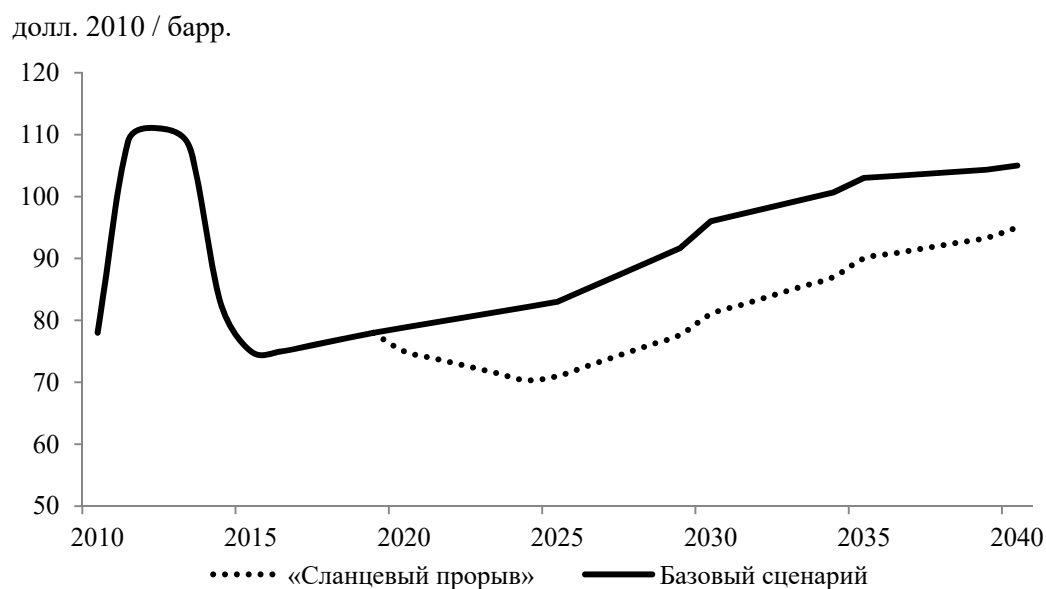


Рис. 4.3 — Равновесные цены на нефть в базовом сценарии и в сценарии «Сланцевый прорыв».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

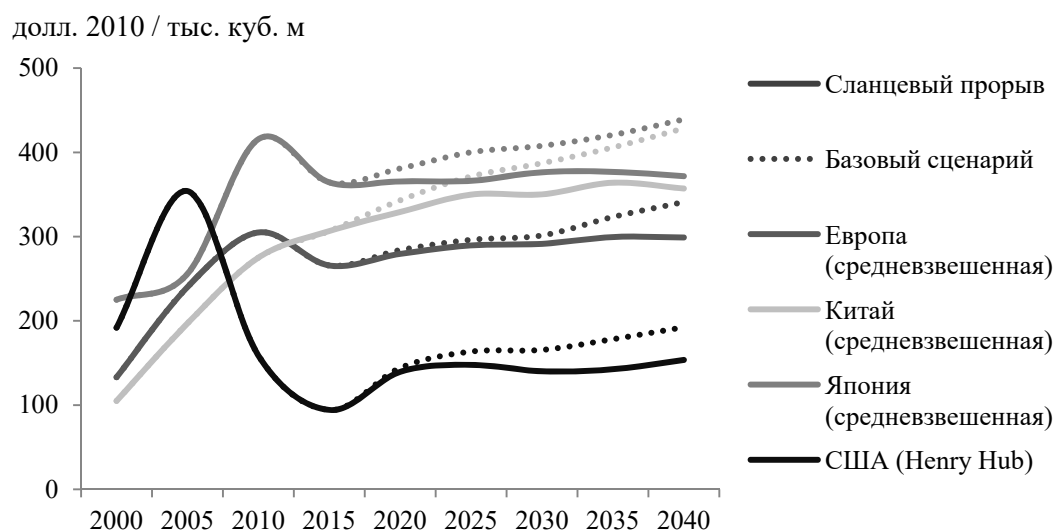


Рис. 4.4 — Равновесные цены газа по регионам в базовом сценарии и в сценарии «Сланцевый прорыв».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Такая реакция цен объясняется тем, что в базовом сценарии уже заложены достаточно существенные объемы добычи нефти и газа сланцевых плеев, а без них цены на эти энергоресурсы были бы намного выше. Главное же, при реализации сценария «Сланцевый прорыв» кривые предложения нефти и газа значительно расширяются, становятся более пологими, что ведет к увеличению предложения нефти и газа в среднем

ценовом диапазоне (формируются дополнительные более длинные ступени в центральной части кривой), что делает невозможным резкое падение равновесных цен (рис. 4.5 и 4.6).

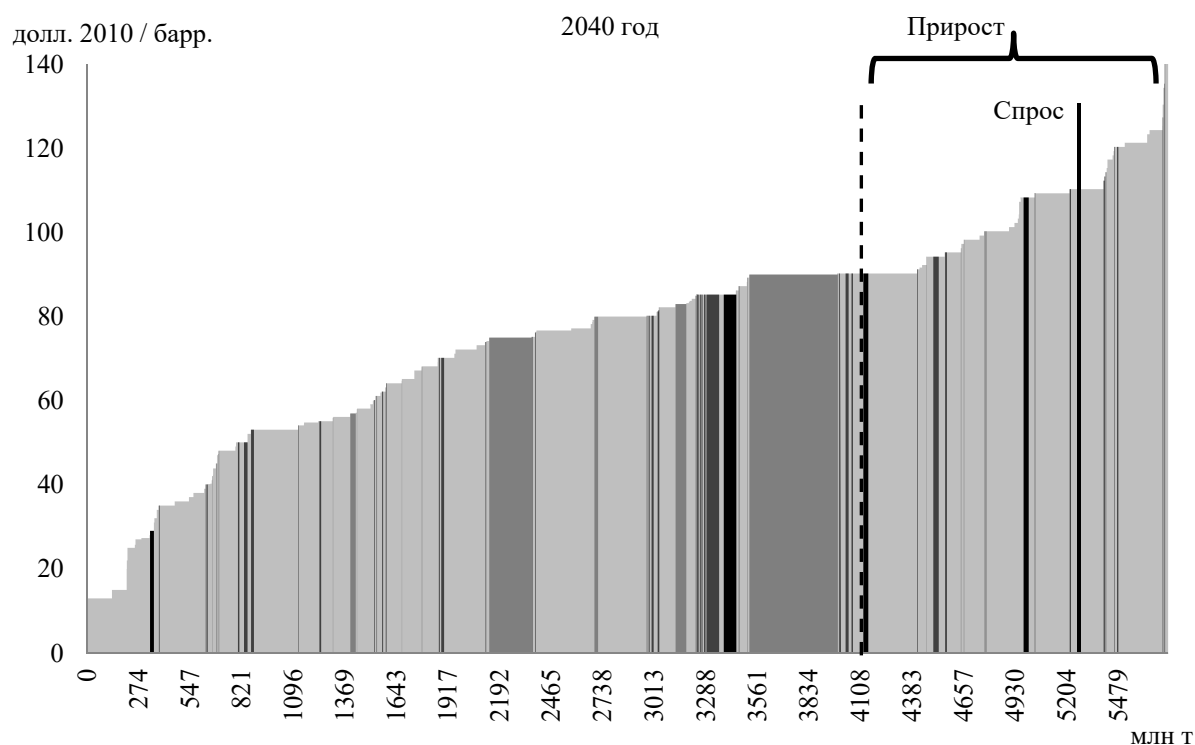
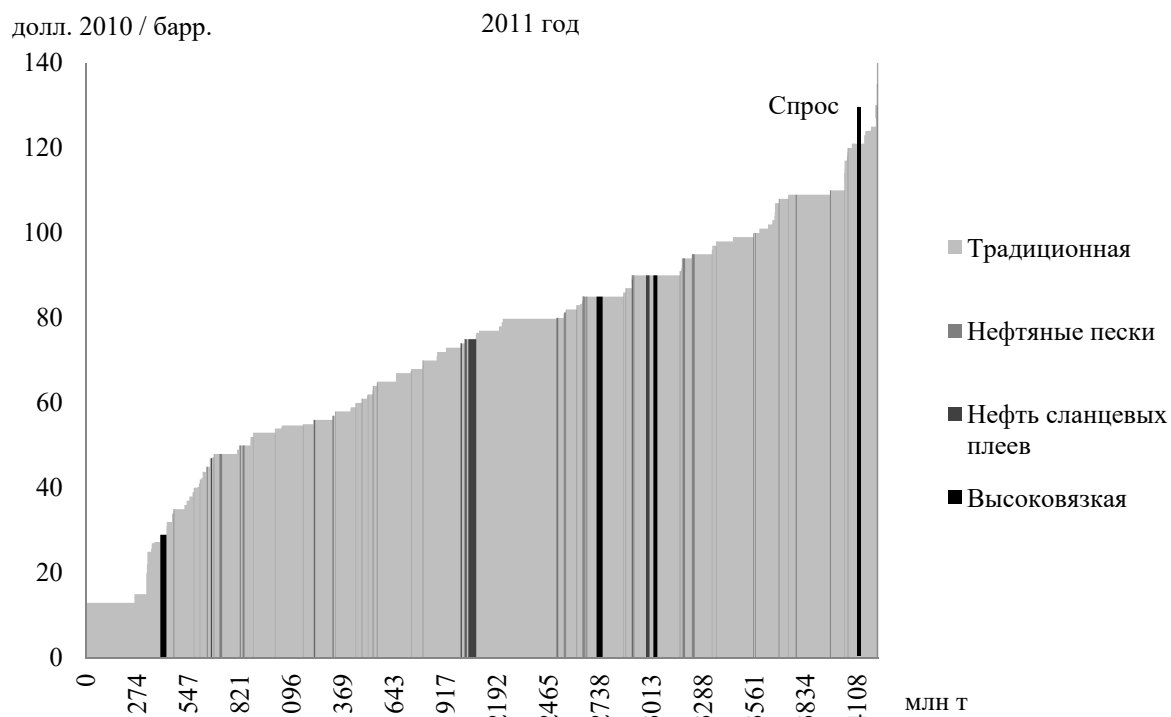
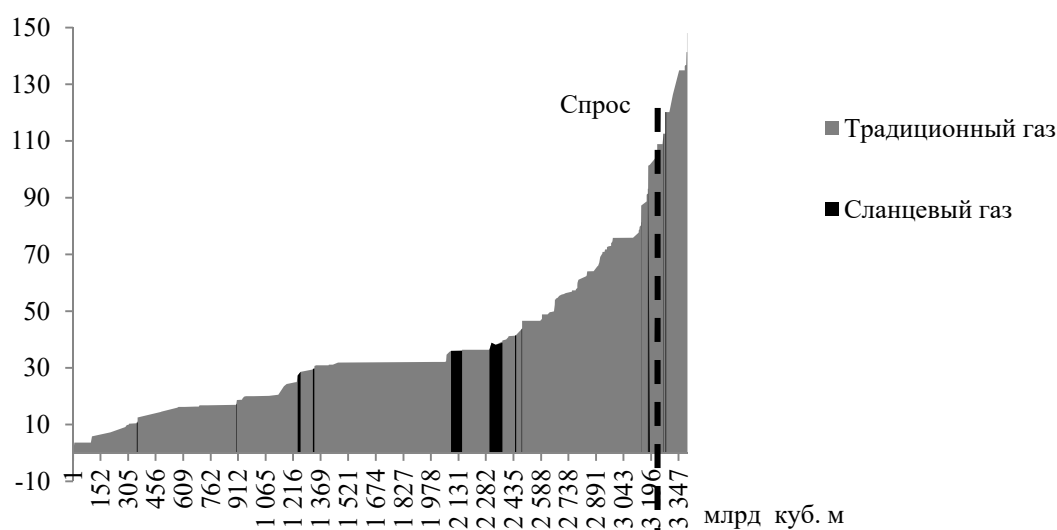


Рис. 4.5 — Кривые предложения (цены производства) нефти в сценарии «Сланцевый прорыв».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

долл. 2010 /
тыс. куб. м

2010 год



долл. 2010 /
тыс. куб. м

2040 год

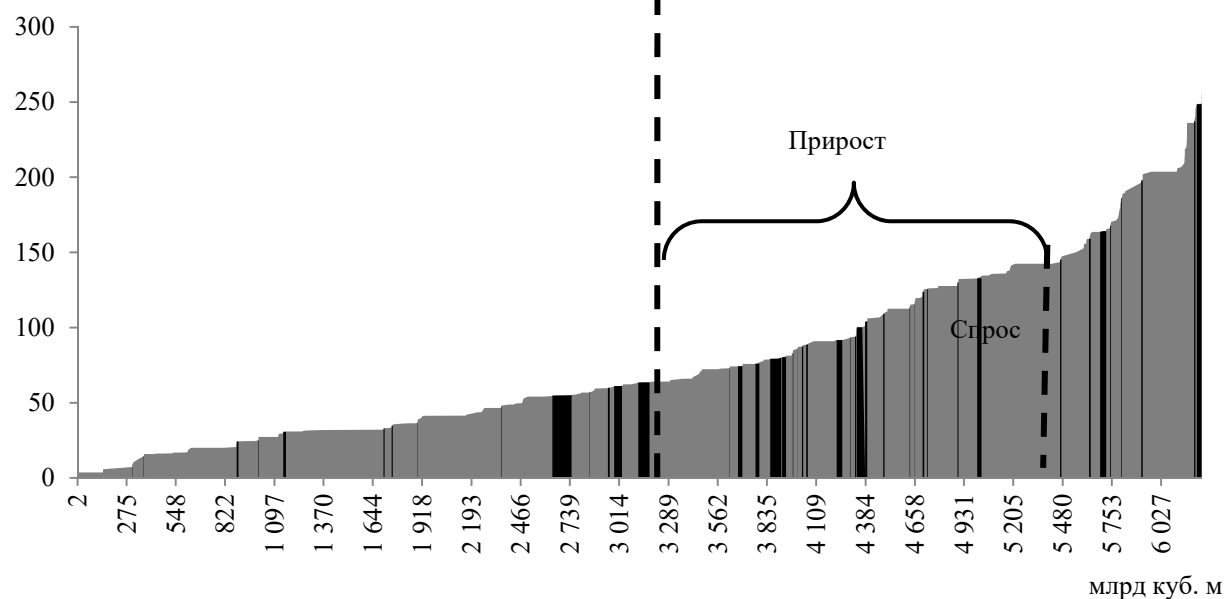


Рис. 4.6 — Кривые предложения (цены производства) газа в сценарии «Сланцевый прорыв».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Однако отсутствие резкого падения цен вовсе не означает, что данный сценарий безопасен для производителей. Анализ показывает, что, хотя рынки нефти и газа остаются хорошо сбалансированными, в этом сценарии существенно меняется соотношение сил ведущих участников этих рынков. Некоторые глобальные игроки получают дополнительные возможности влияния, для других это означает потерю позиций. Вообще, с точки зрения позиций основных игроков нефтяного и газового рынков, данный сценарий фактически приводит к усилению тенденций, заданных в базовом сценарии.

Выигрывают от реализации этого сценария:

- США — за счет собственной добычи нефти (на 80 млн т больше, чем в базовом сценарии) и газа (чуть меньше, чем в базовом сценарии, за счет уменьшения экспорта, т. к. объем мировой торговли газом в целом сократится, главным образом из-за наращивания собственной добычи в Китае) становятся в этом сценарии крупнейшим производителем углеводородного сырья в мире; этот факт с учетом общей геополитической значимости США фактически превращает их в самого влиятельного игрока на мировом рынке углеводородов;

- Китай — за счет снижения объемов импорта относительно базового сценария, вызванного освоением собственных сланцевых месторождений после 2020 г.

Проигрывают в случае «Сланцевого прорыва»:

- европейские страны — при низких (по сравнению с базовым сценарием) ценах нефти с рынка вытесняются еще большие объемы собственной европейской нефти, не вводятся в эксплуатацию проекты на шельфе Северного моря, снижается привлекательность ВИЭ по сравнению с углеводородными топливами, растет энергетическая зависимость от поставщиков;
- некоторые страны АТР, которым придется отказаться от дорогих офшорных проектов;
- страны — члены ОПЕК — в этом сценарии падение добычи в странах ОПЕК и уменьшение их рыночной доли становится практически неизбежными в 2025–2035 гг. При этом даже в таком «экстремальном» сценарии вряд ли стоит ожидать согласованности в действиях членов ОПЕК ввиду различия необходимых разным его странам цен на нефть и вероятной дестабилизации ряда нефтезависимых экономик, то есть «Сланцевый прорыв», вероятнее всего, еще больше ослабит организацию. К концу прогнозного периода рыночная ниша ОПЕК несколько стабилизируется, но реализация сценария «Сланцевый прорыв» практически полностью лишит картель возможности влиять на мировые цены нефти в середине прогнозного периода;
- страны СНГ и Россия — именно СНГ сильнее всего вынуждено будет сократить свой экспорт нефти в данном сценарии. Для России реализация подобного сценария в случае сохранения существующего налогового режима уже к 2020 г. может уменьшить ее добычу на 50 млн т по сравнению с базовым сценарием, а также снизить экспорт на те же объемы из-за сужения ниши на экспортных рынках (рис. 4.7). Экспорт российского газа в данном сценарии будет ниже на 70 млрд куб. м, чем в базовом (рис. 4.8). Полученные результаты показывают,

что СНГ в прогнозный период будет наиболее чувствителен к данному сценарию. Таким образом, сценарий «Сланцевый прорыв» существенно меняет соотношение сил основных игроков глобального рынка углеводородов, при этом именно Россия и другие страны-производители СНГ оказываются наиболее уязвимыми.

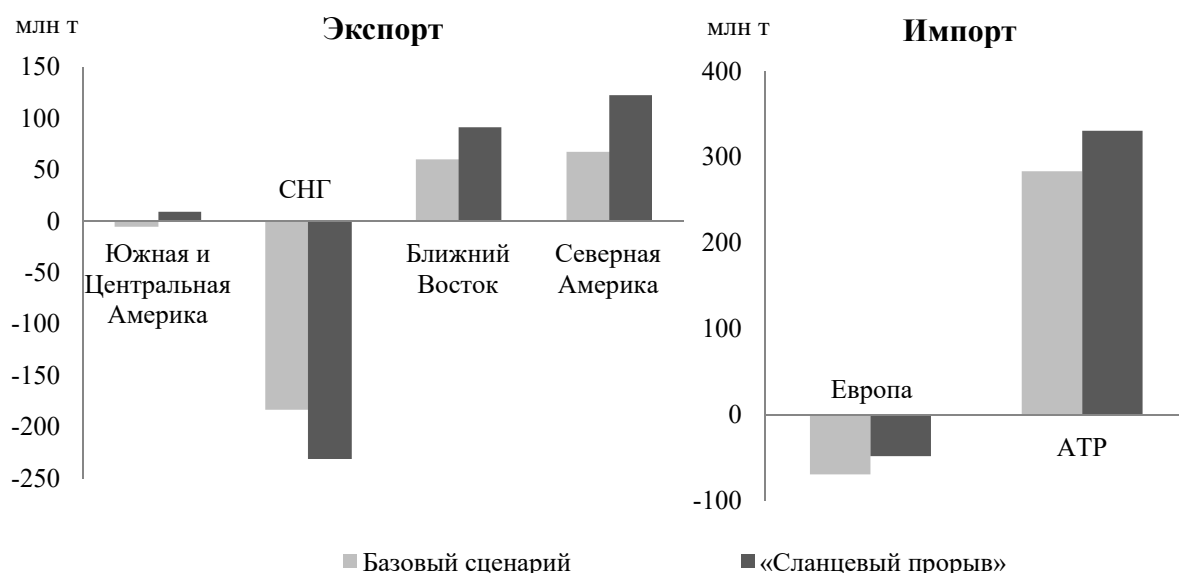


Рис. 4.7 — Изменение чистого экспорта и импорта нефти в 2040 г. по сравнению с 2010 г. в базовом сценарии и сценарии «Сланцевый прорыв»

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

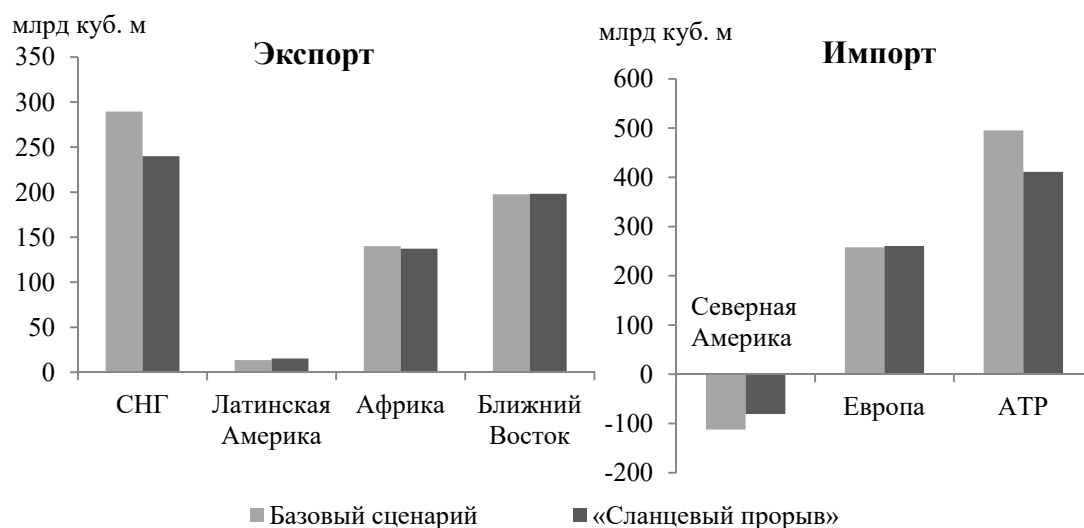


Рис. 4.8 — Изменение чистого экспорта и импорта газа в 2040 г. по сравнению с 2010 г. в базовом сценарии и сценарии «Сланцевый прорыв».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

4.2 «Сланцевый провал»

Для сбалансированного взгляда на сланцевую проблематику необходимо отметить, что развитие добычи нефти и газа сланцевых плеев связано с большими неопределенностями:

- оценки коммерчески извлекаемых запасов различаются в разы. Так, сегодня наиболее разведанной формацией нефти низкопроницаемых пород является плей Баккен в США, где добыча уже активно ведется. По многим другим месторождениям еще не проведена детальная оценка запасов, и большая часть исследователей опирается на теоретические исследования (без подтверждения геолого-разведочными работами) Департамента энергетики США²⁵⁴,²⁵⁵. Вопрос подтвержденности запасов также осложняется проблемой оценки запасов нефти, добываемой из «сухого сланца» методами ретортинга;

- текущие низкие затраты на добычу обусловлены не только техническим усовершенствованием методов добычи, но и низкими барьерами входа на рынок. Стоит заметить, что во всех штатах США (кроме Калифорнии²⁵⁶), где расположены ресурсы сланцевых плеев, пока не действуют экологические запреты или ограничения на добычу этой нефти. При этом реальная нагрузка на экологию при ее добыче до сих пор не оценена;

- главным основанием для сомнений является собственно специфика добычи углеводородов из сланцевых плеев с ее максимальными дебитами в течение первого года и резким падением продуктивности в последующем, что требует постоянного нового бурения для поддержания уровня добычи²⁵⁷. В настоящий момент бурение охватывает только наиболее привлекательные по дебитам участки плеев с высокими коэффициентами нефте- и газоотдачи на скважине (estimated ultimate recovery (EUR)) и расчетными показателями извлечения (shale recovery). С освоением высокопродуктивных участков плеев добыча на менее продуктивных площадях может стать менее привлекательной, что приведет к сокращению товарной продукции. Следовательно, есть основания полагать, что большинство сланцевых месторождений из-за особенностей залегания и специфики добычи могут иметь высокую продуктивность на начальных этапах, которую удастся

²⁵⁴ Energy Information Administration Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, July 2013.

²⁵⁵ Energy Information Administration Annual Energy Outlook 2013.

²⁵⁶ J. David Hughes Drilling California. A reality check on the Monterey Shale, Post Carbon Institute, Dec 2013.

²⁵⁷ G. Luciani The Fracking Revolution: Promise and Perils, January 2014 <http://oilprice.com/Energy/Energy-General/The-Fracking-Revolution-Promise-and-Perils.html>

поддерживать непродолжительно по сравнению с жизненным циклом традиционных месторождений²⁵⁸.

В основе сценария «Сланцевый провал» лежит ряд предпосылок, ведущих к сокращению добычи нефти и газа сланцевых плеев:

- значительное удорожание по новым проектам добычи;
- большой объем ресурсной базы не подтверждается;
- вводятся жесткие экологические ограничения;
- новые технологии безводной и термической добычи сланцевой нефти не проходят по экономическим и/или экологическим причинам;
- с 2020 г. сланцевая нефте- и газодобыча в США начинает быстро сокращаться и к 2025 г. практически прекращается;
- в остальном мире добыча нефти и газа сланцевых плеев идет только в странах, где она уже началась, и достаточно быстро сокращается до нуля.

В таблице 4.1 представлены сценарные условия для всех трех сценариев развития добычи углеводородов сланцевых формаций.

Таблица 4.1 Сценарные предпосылки развития добычи сланцевой нефти в мире

	Технология	Средняя цена безубыточности	Экологические ограничения по воде	Эффекты для стран
Базовый сценарий	Применение классического метода ГРП и внешнего ретортинга	50 долл. 2010 / барр., продолжает расти под воздействием инфляционных процессов в экономике. Средневзвешенные издержки на добычу сланцевого газа за пределами США к 2040 г. составят 215 долл. 2010 / тыс. куб. м.	Расход воды значителен, до 7 бар на добытый баррель нефти.	Добыча нефти растет только в США. Бразилия, Китай и Эстония продолжают добывать на текущем уровне. Добыча газа ведется во всех регионах мира.
«Сланцевый прорыв»	Применение внутрипластовых методов ретортинга, без использования воды, после 2020 г.	Снижается до 30–40 долл. 2010 / барр., до 2018 г., затем начинает расти под воздействием инфляционных процессов в экономике. Средневзвешенные издержки на добычу сланцевого газа за пределами США к 2040 г. снизятся до 150 долл. 2010 / тыс. куб. м.	Расход воды после 2020 г. снижается, постепенно исчезают ограничения на воду для западно ориентированных экономик, а затем поэтапно для всего мира.	Добыча в США, Иордане, Австралии и Марокко начинает расти стремительными темпами. В Израиле начинается добыча. Бразилия, Китай и Эстония продолжают добывать на текущем уровне. Добыча газа ведется в 13 странах во всех регионах мира. Объемы добычи приблизительно на треть выше, чем в базовом сценарии.
«Сланцевый провал»	Применение классического метода ГРП	Затраты на добычу сланцевой нефти и газа продолжают расти.	Расход воды значителен.	Добыча нефти растет до 2020 г. только в США, после снижается и сходит на нет по всем странам и регионам мира. Добыча газа присутствует и растет до 2015 г. только в США и Канаде, далее постепенно снижается.

Источник: ИНЭИ РАН

²⁵⁸ Oil & Gas Journal Economics, fiscal competitiveness eyed for Canada, US tight oil plays Apr 2013.

Представленные ниже сценарные прогнозы добычи нефти и газа сланцевых формаций (рис. 4.9 и 4.10) показывают, что в сценарии «Сланцевый провал» после 2020 г. добыча такой нефти может снизиться практически до нуля. Возможности добычи сланцевого газа в этом сценарии на весь прогнозный период присутствуют только в США и Канаде и только на уже разрабатываемых полях. К 2040 г. добыча сланцевого газа составит порядка 90 млрд куб. м в США и 20 млрд куб. м в Канаде.

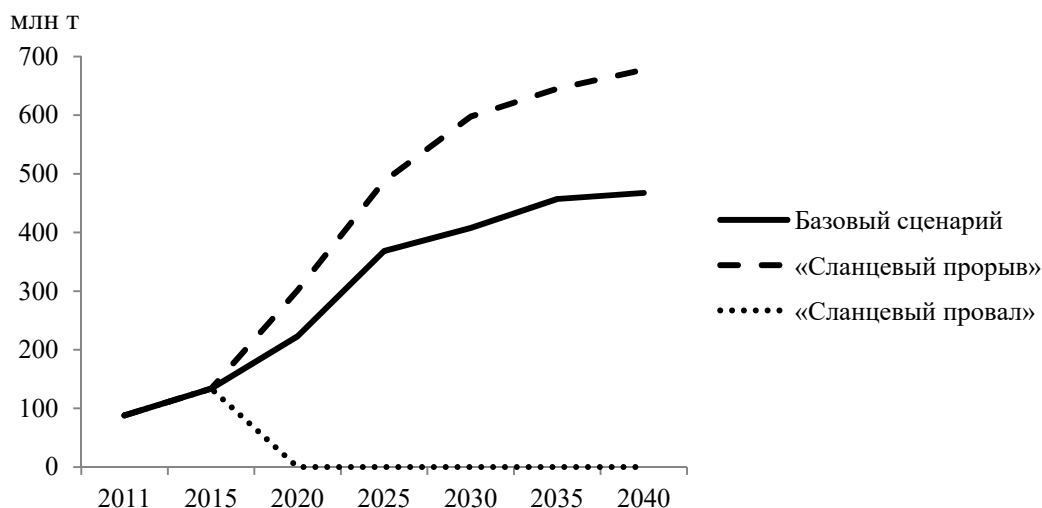


Рис. 4.9 — Прогнозы добычи нефти сланцевых пластов для трех сценариев до 2040 г., млн т.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

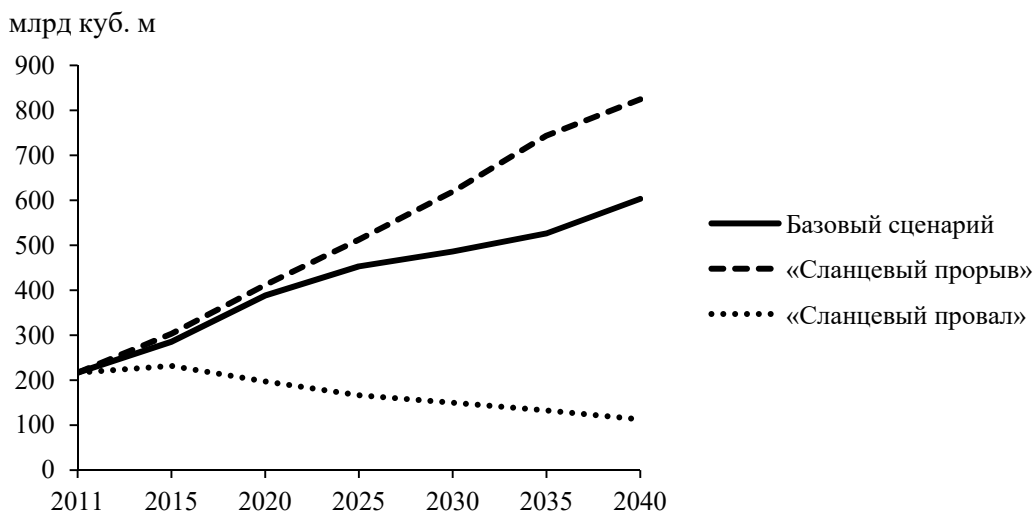


Рис. 4.10 — Прогнозы добычи сланцевого газа для трех сценариев до 2040 г., млрд куб. м.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Полученные в таком сценарии значения равновесных цен нефти намного выше, чем в базовом сценарии и тем более в сценарии «Сланцевый прорыв»: к 2040 г. они достигают 120 долл. 2010 / барр. (рис. 4.11).

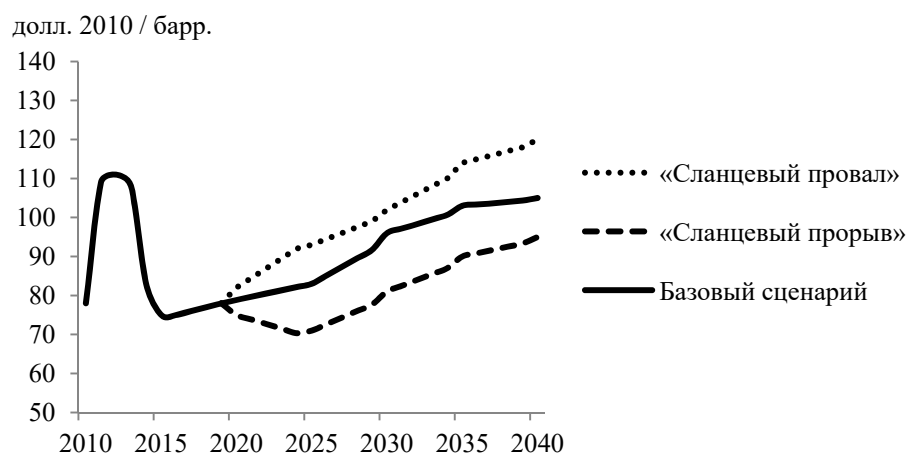


Рис. 4.11 — Равновесные цены нефти по трем сценариям.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Аналогично и средневзвешенные цены на газ в среднем оказываются на 45 долл. 2010 / тыс. куб. м выше, чем в базовом сценарии: 364 долл. 2010 / тыс. куб. м — в Европе, 456 долл. 2010 / тыс. куб. м — в Японии, 490 долл. 2010 / тыс. куб. м — в Китае. Спотовая цена газа в США достигает 430 долл. 2010 / тыс. куб. м к 2040 г. (рис. 4.12).

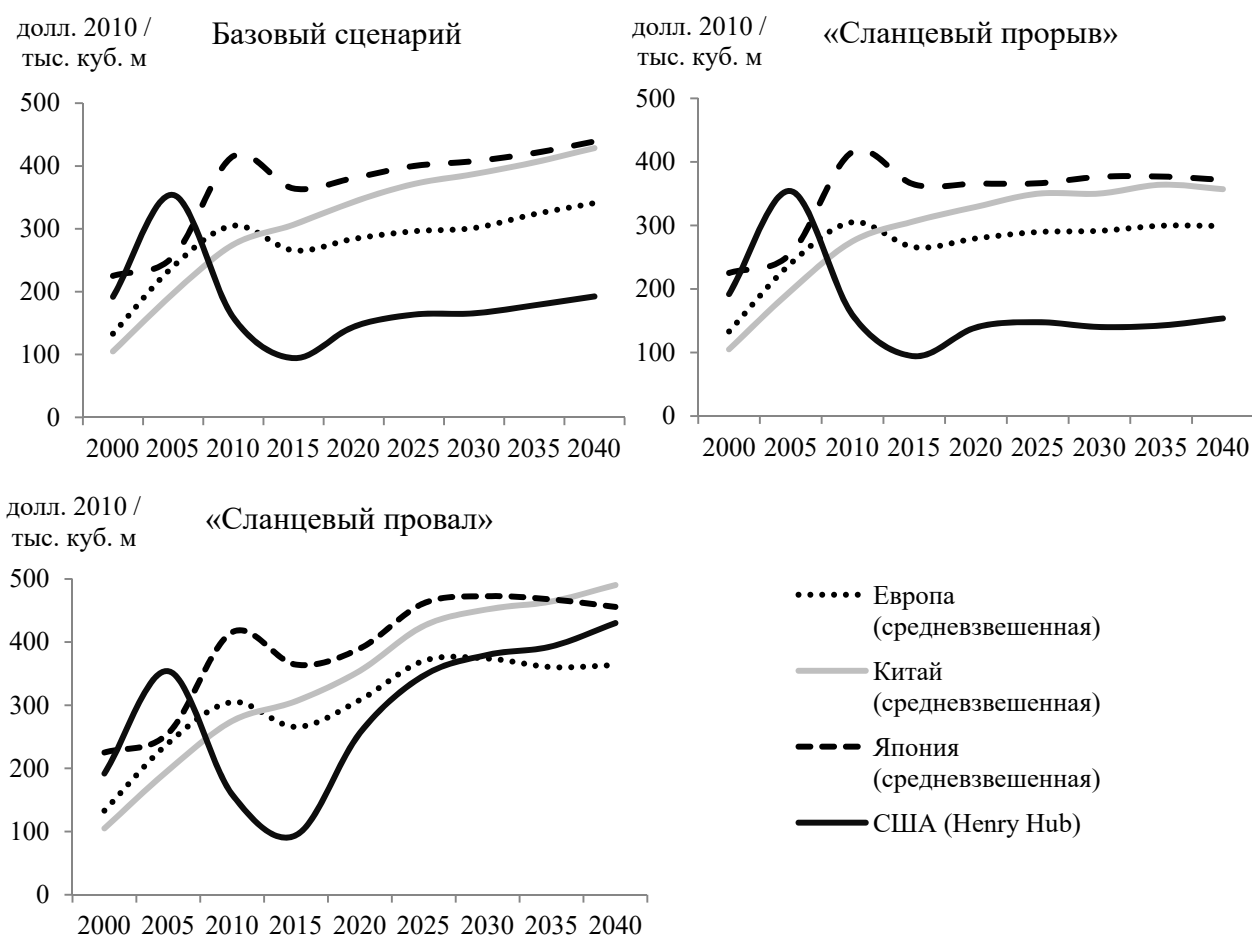


Рис. 4.12 — Равновесные цены газа по трем сценариям.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В сценарии «Сланцевый провал» не только сохраняется привычный расклад сил на мировом нефтегазовом рынке, но и значительно укрепляют позиции те, кто проигрывал в базовом сценарии и в сценарии «Сланцевый прорыв»:

- Россия при более высоких мировых ценах сможет значительно нарастить добычу нефти и газа (до 535 млн т и 980 млрд куб. м соответственно к 2040 г.) и остаться крупнейшим производителем углеводородов в мире. Высокие цены на нефть позволят вводить дорогостоящие месторождения Восточной Сибири и шельфа. Увеличится также экспортная ниша России по нефти — за счет загрузки европейских нефтеперерабатывающих мощностей и отсутствия североамериканского экспорта в АТР и по газу — за счет роста североамериканского импорта газа;

- США — крупный игрок нефтяного рынка, который значительно проиграет от «Сланцевого провала». Добыча нефти и газа в стране в этом сценарии резко падает уже после 2020 г. при низких темпах роста импорта сырой нефти ввиду того, что без собственной ресурсной базы американская нефтепереработка становится неэффективной. Крупнейший (в двух других сценариях) производитель энергоносителей превращается в энергетически зависимый регион, способный повлиять на рынки углеводородов только вне рыночными механизмами. США придется вновь наращивать импорт СПГ, что дает дополнительный импульс развитию этого сегмента газового бизнеса в мире. Возвращение США в ряды стран — импортеров природного газа радикально изменит мировые торговые потоки. Так, потребность Североамериканского континента в импорте СПГ составит 170 млрд куб. м, при этом цена на газ в США установится на уровне более 400 долл. 2010 / тыс. куб. м — приблизительно в середине диапазона цен в Европе и АТР. Указанный рост американских цен также приводит к некоторому снижению чистого импорта в Европу и АТР по сравнению с базовым сценарием: часть газа со ставшего дефицитным глобального газового рынка «перетягивается» в Северную Америку, все мировые производители и экспортеры газа работают с высокой загрузкой своих мощностей;

- Европа в условиях высоких нефтяных цен сможет увеличить использование возобновляемых источников энергии и объемы собственной добычи. Немаловажно, что сокращение в этом сценарии собственной ресурсной базы американских НПЗ увеличит на мировом рынке возможности сбыта нефтепродуктов, что повысит нефтепереработку в Европе и ее спрос на импортируемую и собственную сырую нефть;

- ОПЕК наращивает объемы экспорта на 220 млн т по сравнению с базовым сценарием при высоких нефтяных ценах и расширении рыночной ниши. ОПЕК сможет

значительно (на 20–30 долл. 2010) влиять на цены нефти при меньших, чем в базовом сценарии, свободных мощностях;

- высокие нефтяные цены позволят развиваться и добыче в АТР, где в этих условиях коммерчески рентабельными становятся глубоководные шельфовые проекты;
- политика Китая по обеспечению собственного рынка нефтью и газом за счет экспансии своих национальных компаний за рубежом, вероятно, усилится, что позволит ему не терять позиций на мировой арене даже без использования собственных ресурсов сланцевых плеев.

Таким образом, сценарий «Сланцевый провал» позитивно скажется на добыче нефти и газа из традиционных месторождений с высокими издержками, на положении стран СНГ и ОПЕК, а также на производителях альтернативных жидких топлив; крупнейшим производителем углеводородов в мире в этом сценарии становится Россия.

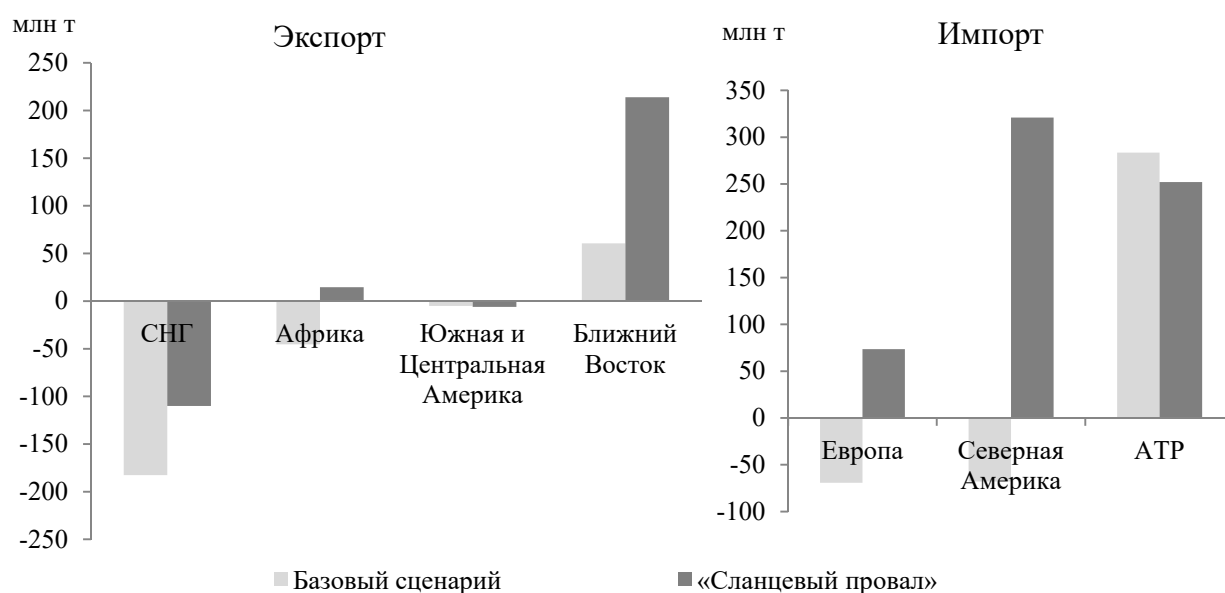


Рис. 4.13 — Изменение чистого импорта и экспорта сырой нефти в 2040 г. по сравнению с 2010 г. в базовом сценарии и в сценарии «Сланцевый провал».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

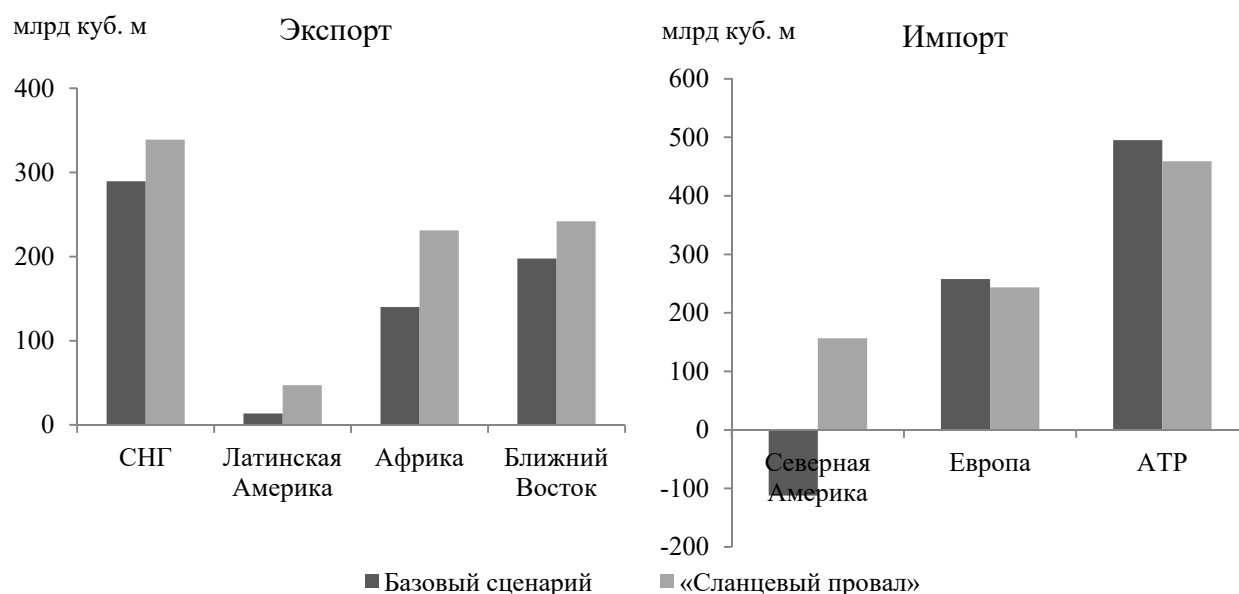


Рис. 4.14 — Изменение чистого импорта и экспорта газа в 2040 г. по сравнению с 2010 г. в базовом сценарии и в сценарии «Сланцевый провал».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

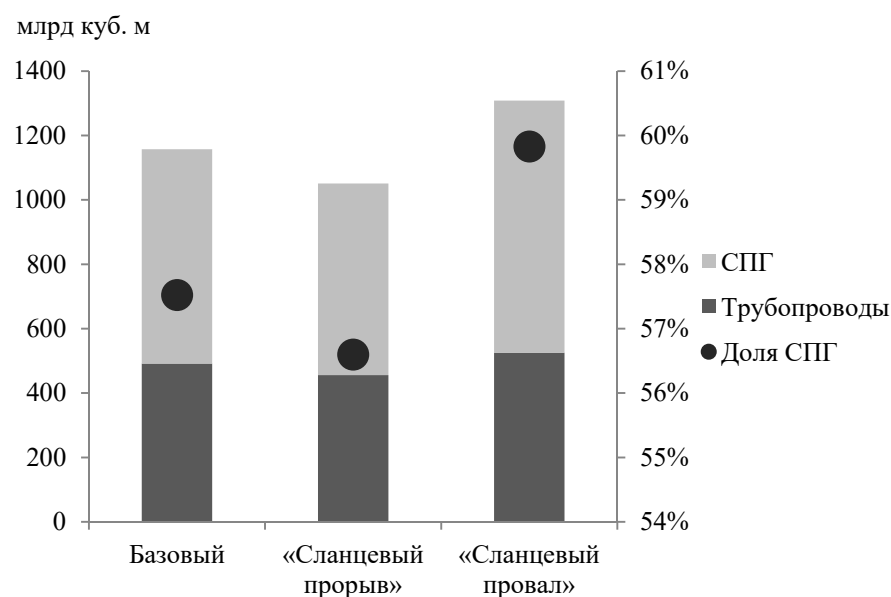


Рис. 4.15 — Объемы межрегиональной торговли природным газом в 2040 г. по трем сценариям.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

В сценарии «Сланцевый провал», по сравнению с базовым сценарием, значительно изменится характер рынка жидких топлив. Спрос на них по-прежнему в значительной мере будет обеспечиваться несланцевыми нетрадиционными источниками — канадскими песками и сверхтяжелыми нефтями, ненефтяными топливами. Последние при высоких

ценах на нефть станут экономически привлекательными и займут к 2040 г. 10 % от нефтяного рынка (рис. 4.16).

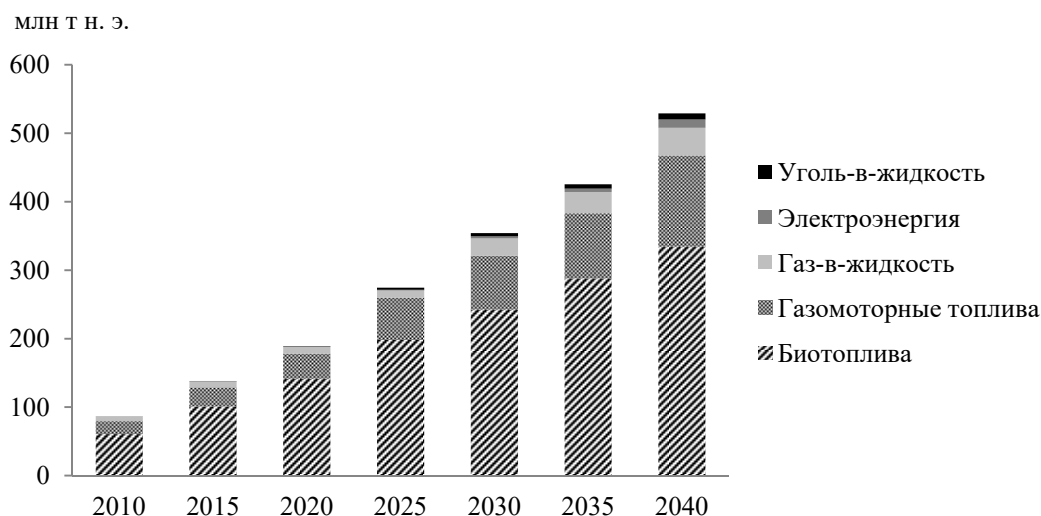


Рис. 4.16 — Рост потребления заменителей нефтяного топлива в сценарии «Сланцевый провал», млн т н. э.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Тем не менее стоит отметить, что даже более низкий сценарий добычи нефти сланцевых плеев показывает, что на мировой рынок в скором времени, вероятнее всего, будет выведен значительный объем дешевой нефти и газового конденсата, которые вступят в конкурентную борьбу с дорогой нефтью традиционных месторождений, оказывая понижающее давление на мировые цены нефти и создавая дополнительные риски для таких традиционных производителей, как Россия.

4.3 Газ на транспорте

Во второй половине XIX века был изобретен и запущен в производство первый двигатель внутреннего сгорания, по конструкции похожий на современный. Однако работал он не на привычных нефтепродуктах, а на смеси воздуха и светильного газа. Спустя более сотни лет абсолютного доминирования бензина и дизельного топлива газомоторное топливо вновь начинает завоевывать позиции в транспортном секторе.

Потребление природного газа на транспорте в мире в 2010 г. составило 29 млрд куб. м²⁵⁹. Более 90 % объема потребления природного газа приходится на легковые автомобили, использующие компримированный природный газ. Как и в случае с биотопливами, во многом рост потребления природного газа на транспорте объясняется политикой отдельных стран. Потребление растет либо в странах, для которых актуально

²⁵⁹ IGU UN ECE NGV June 2012 IGU Working Committee 5 — Utilization Of Gas Study Group 5.3.

увеличивать экспорт премиальной по сравнению с газом нефти (Иран, Россия), либо в странах, которые стремятся к максимальной диверсификации корзины энергоносителей (США, Бразилия, Европейский союз), либо в странах, где высоки затраты на импорт.

Вопрос приемлемости газа, как и любого другого альтернативного топлива, заключается в двух составляющих: экономической привлекательности и потенциальных объемах переключения.

Как правило, во всех регионах мира при единой по миру цене нефти цены на газ разнятся очень сильно, как и цены на нефтепродукты, что обусловливается институциональной структурой отдельных региональных рынков и системой регулирования цен на нефтепродукты и газ. Тем не менее практически всегда газ, затрачиваемый на 100 км пробега, стоит дешевле бензина, необходимого на 100 км пробега.

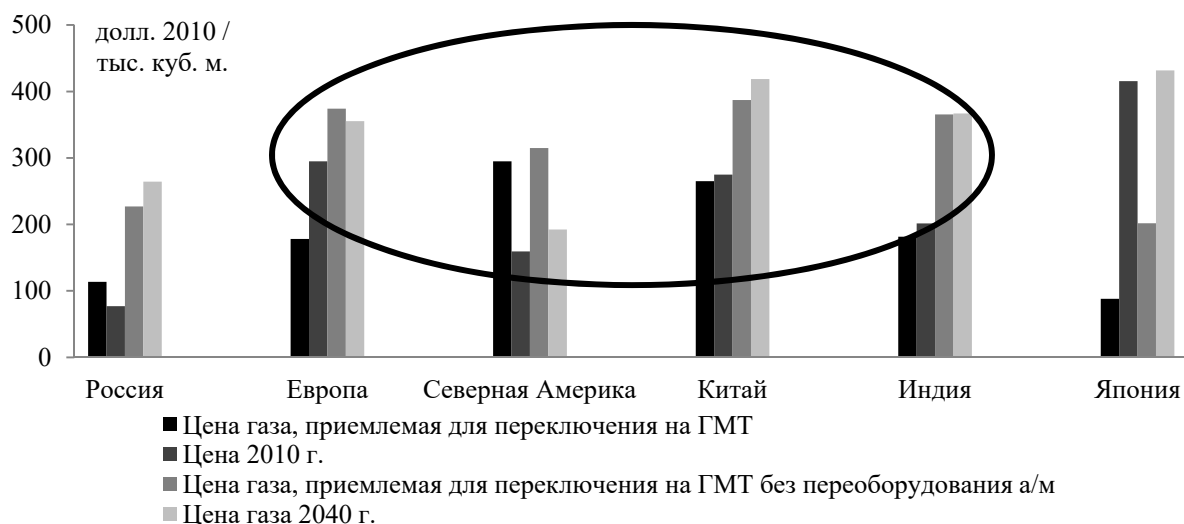
Главным фактором, определяющим перспективность использования газомоторного топлива, является стоимость переоборудования автомобиля, которое конечный потребитель вынужден оплачивать самостоятельно. Безусловно, ее вес в общей цене переключения снижается по мере роста показателей срока службы автомобиля и среднегодового пробега, которые могут быть приведены к единому показателю — пробегу за срок службы автомобиля, причем этот показатель будет одинаков и для бензиновых, и для газомоторных автомобилей. Однако чем этот показатель больше, тем меньше затраты на переоборудование, отнесенные на пробег за срок службы автомобиля, а значит, тем выгоднее становится газомоторное топливо по сравнению с нефтепродуктами. Именно это мы видим по результатам расчетов: наиболее эффективно потребление газомоторного топлива на рынке Северной Америки, где значения среднегодовых пробегов для легкового автотранспорта превышают 18 000 км²⁶⁰, а также для России, где среднегодовой пробег составляет свыше 16 000 км, а средний возраст легкового автомобиля — 12 лет²⁶¹.

Для всех других стран доля стоимости переоборудования в цене переключения настолько велика, что не позволяет автомобилю окупиться за срок его эксплуатации за счет экономии на стоимости топлива.

В части экономической привлекательности необходимо учитывать цены переключения. Ниже дана сравнительная характеристика привлекательности газомоторного топлива в различных регионах мира при весьма высокой цене нефти 110 долл. 2010 / барр. (рис. 4.17).

²⁶⁰ Annual Vehicle Distance Traveled In Miles And Related Data By Highway Category And Vehicle Type, Highway Statistics 2012, US Department of Transportation.

²⁶¹ Автомобильная статистика. Ключевые цифры — 2013. Аналитическое агентство «Автостат».



* Овалом выделены страны, где в перспективе с учетом серийного производства автомобилей на газовом топливе возможна эффективная конкуренция между нефтепродуктами и газомоторными топливами.

Рис. 4.17 — Предельные цены газа, обеспечивающие эффективность газомоторного топлива на личном транспорте при цене нефти 110 долл. 2010 / барр.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Можно выделить две категории стран, проявляющие наибольший интерес к газу на транспорте:

- имеющие значительные запасы природного газа и/или являющиеся нетто-импортерами нефти и нефтепродуктов (Иран, Корея, Индия и т. д.);
- диверсифицирующие собственное потребление топлива на транспорте (США, Бразилия, Италия).

К тому же во всех странах мира существует и «инфраструктурное» ограничение, которое не позволяет конечным потребителям получить доступ к заправочной инфраструктуре, которой попросту нет. Отсутствие инфраструктуры объясняется просто: никто не покупает автомобили на сжатом газе, так как их негде заправлять, и поскольку нет автомобилей на природном газе, никто не строит заправки, так как некому заправляться.

Более того, не стоит забывать об объемных ограничениях: для стран-импортеров импорт уже готовых нефтепродуктов может оказаться выгоднее, чем импорт дополнительных объемов природного газа.

Таким образом, в части ценовых ограничений, накладываемых на газомоторное топливо, существует две важных составляющих:

- затраты на переоборудование автомобиля под газобаллонное оборудование, которые не всегда окупаются для конечного потребителя за срок эксплуатации автомобиля;

- необходимость инвестировать в рисковую инфраструктуру, которая на данный момент не обеспечена достаточными для окупаемости объемами спроса.

В период до 2040 г. при сравнительно низких ценах на нефть и растущих ценах на газ конкурентоспособность газомоторного топлива может снижаться. Однако в случае стимулирования применения газомоторного топлива на транспорте, в частности при покрытии расходов на переоборудование частного автотранспорта (или серийном выпуске автоконцернами автомобилей, изначально работающих на газе), потребление природного газа может значительно увеличиться. Так, расчеты показывают, что без поддержки переоборудования автомобилей (или выпуска автомобилей с газовыми двигателями на конвейерах) потребление природного газа в транспортном секторе достигнет 83 млрд куб. м к 2040 г., однако в случае реализации стимулирующих мер мировое потребление газа на транспорте может увеличиться до 110 млрд куб. м к 2040 г. (рис. 4.18).

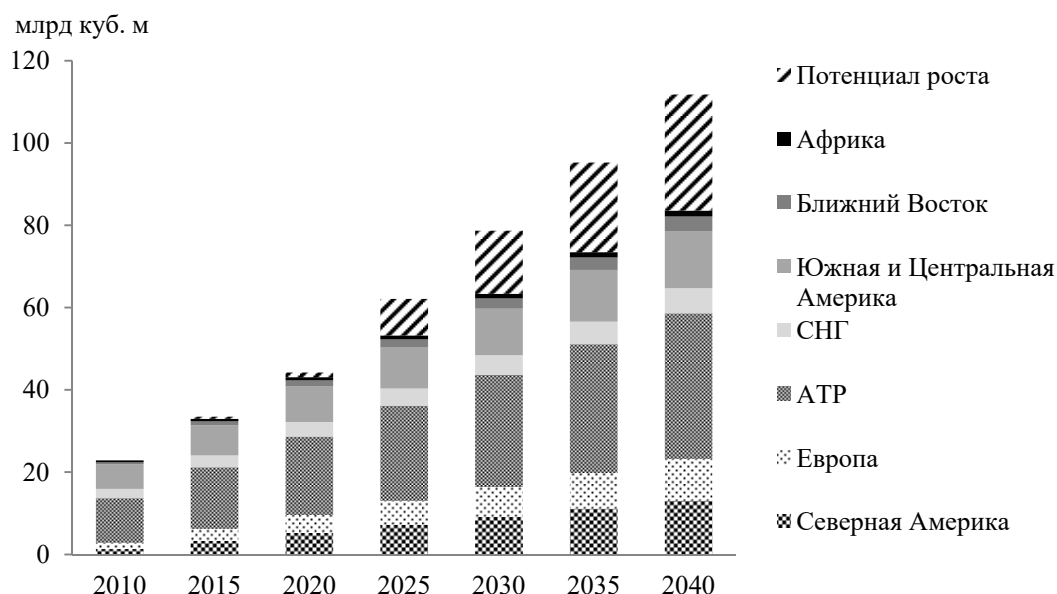


Рис. 4.18 — Прогноз потребления природного газа на транспорте до 2040 г. без стимулирования и потенциал дополнительного роста в случае государственного стимулирования.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Фактически в настоящее время отсутствуют возможности для равноценной конкуренции газа и нефти на транспорте. Сжатый метан требует для использования в автомобилях переоборудования транспортных средств и сети особых заправок (АГЗС), которые пока не распространены в мире. Таким образом, несмотря на экономическую привлекательность природного газа для ряда стран, главным ограничивающим фактором остается доступность инфраструктуры. Прямая конкуренция между природным газом

и нефтью на транспорте возможна при использовании технологии «газ в жидкость» (GTL), где конечными продуктами производства являются автомобильный бензин и дизельное топливо, аналогичные по качеству топливам из нефти. Однако сегодня издержки на производство синтетического топлива из газа находятся на уровне 110–140 долл. 2010 / барр. при цене газа не выше 75 долл. 2012 / тыс. куб. м, что при прогнозируемых ценах на нефть и газ делает эти проекты нерентабельными. По оценкам Департамента энергетики США, до 2040 г. в США не будет реализовано крупных проектов по производству GTL, а малые и средние будут прибыльны в случае максимизации производства парафинов, сопутствующего производству GTL²⁶².

4.4 Жидкие биотоплива

Биотоплива — один из самых распространенных на сегодня заменителей традиционных нефтепродуктов. По данным Международного энергетического агентства²⁶³, их производство только за период с 2002 по 2012 г. выросло в шесть раз — до 76 млн т н. э., причем свыше 90 % производимого объема потребляется в США, Бразилии и странах Европейского союза, где существуют программы по стимулированию потребления биотоплив на транспорте. Евросоюз поставил цель к 2020 г. повысить долю биотоплива для транспорта до 10 % от суммарного спроса на энергию транспортного сектора, но на основании проведенных в 2012 г. исследований готовится законопроект об ограничении использования биотоплива из сельскохозяйственных культур до 5 % от общего объема спроса на энергию в секторе²⁶⁴. Взамен Еврокомиссия пытается ускорить распространение электромобилей путем введения обязательного количества специализированных заправок во всех странах Европы²⁶⁵.

Еще одна крупная программа по внедрению биотоплива — закон США «Об энергетической независимости и безопасности» 2007 г., который предусматривает доведение до 20 % от суммарного энергопотребления транспортного сектора доли биотоплива к 2022 г.²⁶⁶. Если суммировать все эти национальные цели, а также планы по развитию синтетического биотоплива в некоторых других странах, потребность в биотопливах по всему миру уже к 2020 г. окажется свыше 200 млн т н. э.

²⁶² Gas-to-liquids plants face challenges in the U.S. market. Annual Energy Outlook 2014, EIA, February 2014.

²⁶³ База данных МЭА, обновленная за июль 2013 г.

²⁶⁴ Gilbert N. Biofuels need enforceable ethical standards // Nature International Weekly journal of science, September 2013.

²⁶⁵ 5th Meeting of the Electric Vehicles and the Environment Informal Working Group Tokyo, 11 & 12 April 2013 European Union Strategy for clean and energy-efficient vehicles.

²⁶⁶ The White House. Fact Sheet: Energy Independence and Security Act of 2007, доступен по ссылке <http://georgewbush-whitehouse.archives.gov/news/releases/2007/12/20071219-1.html>

В настоящее время в промышленных масштабах возможно производство только биотоплива первого поколения с использованием сельскохозяйственных культур, но их выпуск напрямую ограничен посевными площадями и растущей конкуренцией с производителями продуктов питания. Производство биотоплив второго поколения пока находится в стадии проведения научных изысканий и разработок опытных образцов, основным сырьем для них станут непищевые сельскохозяйственные культуры и древесная масса, однако основной производственной технологией по-прежнему будет процесс Фишера — Тропша²⁶⁷. Потенциальная привлекательность биотоплив третьего поколения на основе водорослей пока не доказана, а технологии переработки морского планктона в горючую биомассу еще крайне далеки от коммерциализации²⁶⁸ (рис. 4.19).

Потенциал роста производства жидких биотоплив жестко ограничен конкуренцией с продовольственным рынком и доступностью пахотных земель. Так, исследователями отмечается «наметившаяся тенденция роста цен на продовольствие в связи с увеличивающимися объемами расхода продовольственного сырья для производства биотоплив»²⁶⁹. Общий технический потенциал культивируемых земель под производство биотоплив оценивается Центром устойчивости и глобального развития при Университете Мэдисона (штат Висконсин) более чем в 400 млн т в год²⁷⁰, однако возможность достижения этого потенциала, по всем оценкам, — перспектива весьма и весьма далекая, если вообще достижимая. Дело тут даже не в высокой стоимости производства биотоплив в большинстве регионов мира, а в прямой конкуренции за сельскохозяйственные земли, на которых могут выращиваться как энергоносители, так и продукты питания. Уже в 2012 г. в мировом сообществе обсуждалась угроза появления продовольственного кризиса из-за завышенных целей по использованию биотоплив в США и Европейском союзе²⁷¹, и это при производстве менее 80 млн т в год. Сложно представить, насколько вероятен будет продовольственный кризис при превышении этих объемов в 2–3 раза.

²⁶⁷ С. Н. Хаджиев, Л. А. Вытнова. Первые промышленные процессы Фишера — Тропша в Германии. Нефтехимия. 2008 г., т. 48, № 2. С. 133–148.

²⁶⁸ Пилигаев А. В., Сорокина К. Н., Брянская А. В., Демидов Е. А., Кукушкин Р. Г., Колчанов Н. А., Пармон В. Н., Пельтек С. Е. Исследование биоразнообразия микроводорослей Западной Сибири для применения в процессах получения биотоплива третьего поколения // Вавиловский журнал генетики и селекции, 2010, том 17, № 2. С. 359–367.

²⁶⁹ Погребняк О. Ю. Перспективы России на мировом рынке биотоплива второго поколения // Аудит и финансовый анализ, № 5, 2011.

²⁷⁰ Nelson Institute Center for Sustainability and the Global Environment Absolute Biodiesel/Ethanol potential, доступно по ссылке <http://www.sage.wisc.edu/energy/absolute-potential.pdf>

²⁷¹ Ревенко Л. Продовольственная безопасность: решение возможно. Материалы саммита АТЭС, Россия-2012. С. 145–156.

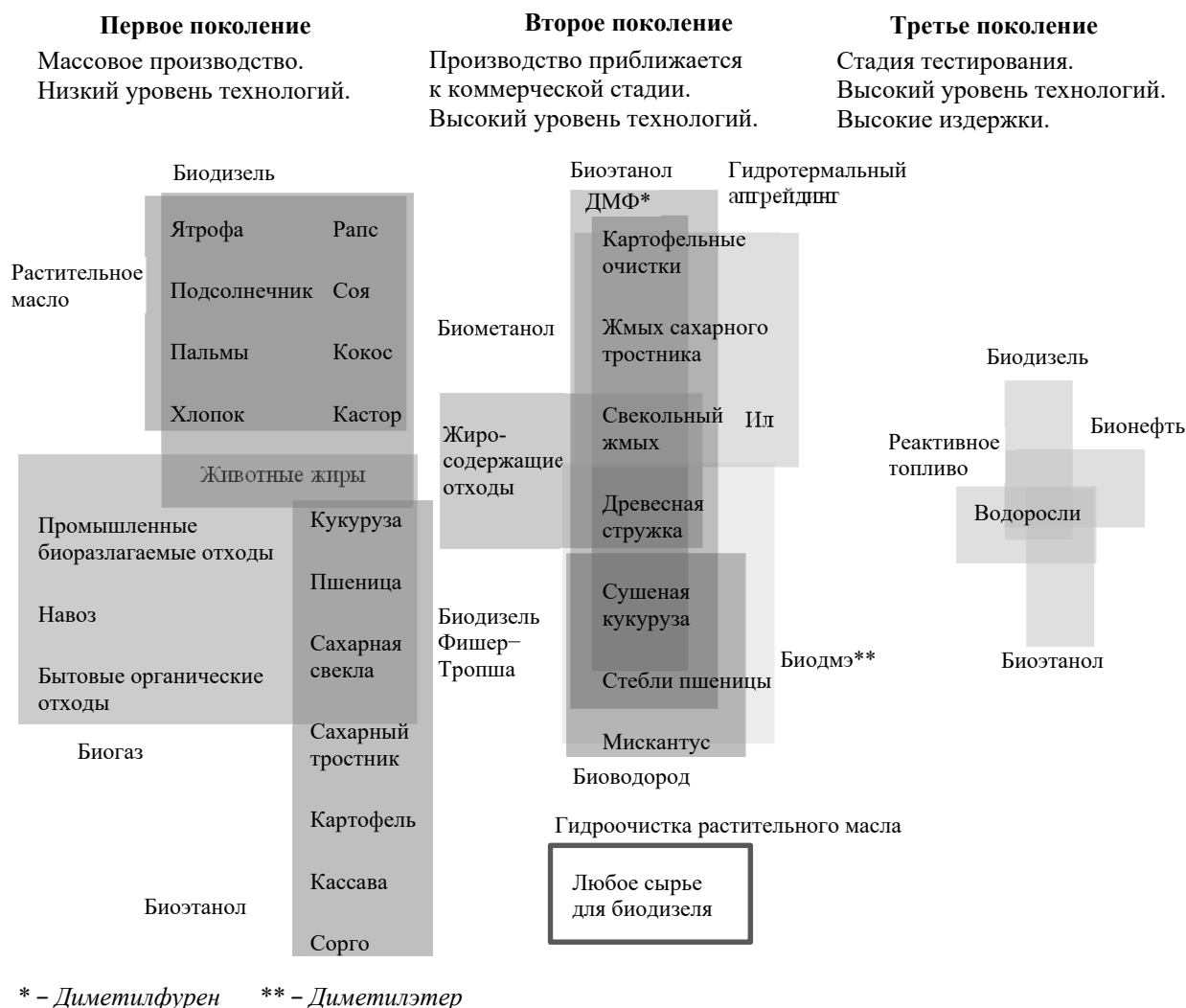


Рис. 4.19 — Различные виды биотоплив и сырье для их получения.

Источники: UNEP2011, *Assessing biofuels*, 2009; UN-Energy, *Sustainable Bioenergy. Framework for Decision Makers*; 2007; EPA, *Renewable Fuels Standard Program Regulatory Impact Analysis*, 2010\$ Refuel.eu, *Biofuel Magazine press review*, SAE International *Hydrotreated Vegetable Oil (HVO) as Renewable Diesel Fuel*, 2008

Действительно, с 2005 г. рост спроса на биотоплива и все большая культивация сельскохозяйственных земель для их производства привели к установлению стойкой зависимости между ценами на пищевые масла и нефтепродукты²⁷² (рис. 4.20) и к значительному росту цен на продовольствие. Уже дважды за последние годы биотоплива становились одной из причин продовольственных кризисов.

²⁷² Галкина А. А., Грушевенко Д. А. Альтернативная моторка? // Нефтегазовая вертикаль, № 23–24, 2013 г.

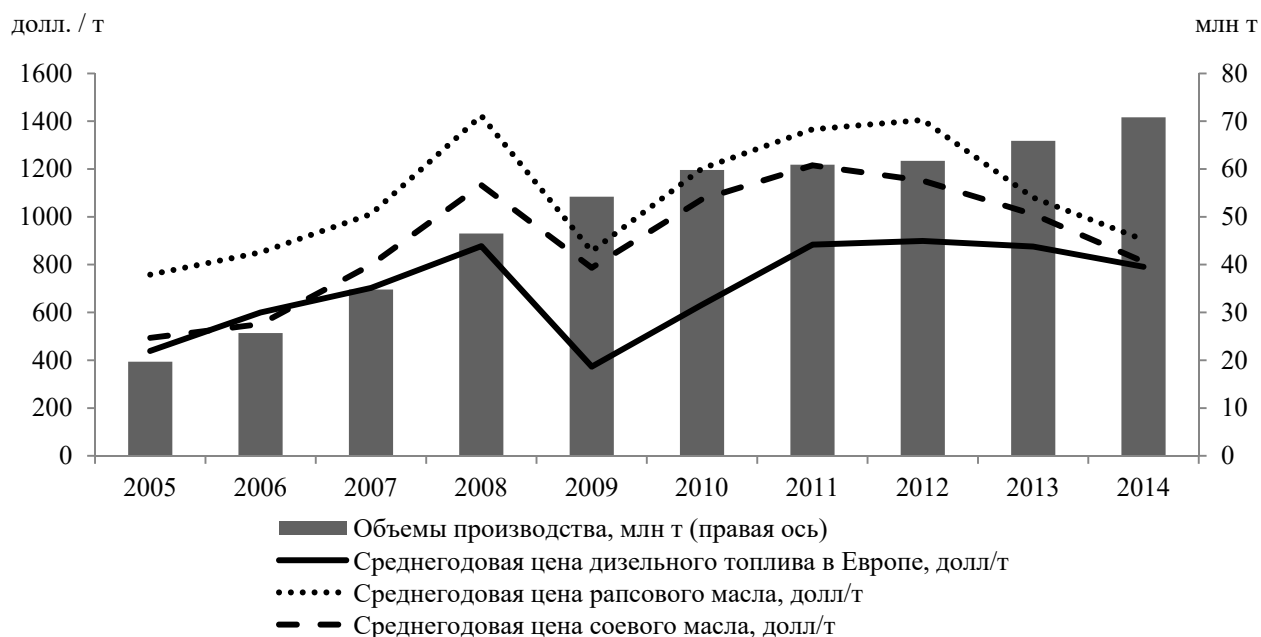


Рис. 4.20 — Динамика цен на основные пищевые масла и нефтепродукты в Европе и объемы производства биотоплива.

Источники: BP World Energy Statistical Review, <http://www.mongabay.com/>

Одновременно с рисками, формируемыми производством биотоплива для мировой пищевой промышленности, существует и еще один совершенно очевидный фактор, сдерживающий развитие этого альтернативного моторного топлива, — высокая цена производства, превышающая 1500 долл. 2010 / т²⁷³. В условиях, когда мировые оптовые цены на бензин и дизельное топливо составляют менее 1100–1200 долл. 2010 / т, производство биотоплив в большинстве стран и регионов мира остается нерентабельным без масштабной государственной поддержки.

Тем не менее, несмотря на неконкурентоспособность биотоплив по цене и объему по сравнению с традиционными нефтепродуктами, ведущие мировые исследовательские организации в своих прогнозах показывают рост как производства, так и потребления этого вида топлива в долгосрочной перспективе (рис. 4.21). Во всех прогнозах наблюдается увеличение доли биотоплива в общем объеме потребления жидких видов топлива с нынешних 1,5 % до 6–9 %. Объясняется этот рост исключительно целевыми показателями энергетических и экологических политик отдельных стран и не превышает современных оценок максимально возможного объема производства биотоплив.

²⁷³ European Investment Bank Potential for Biofuel Production in FEMIP countries, Luxembourg 2010, p. 14–16.

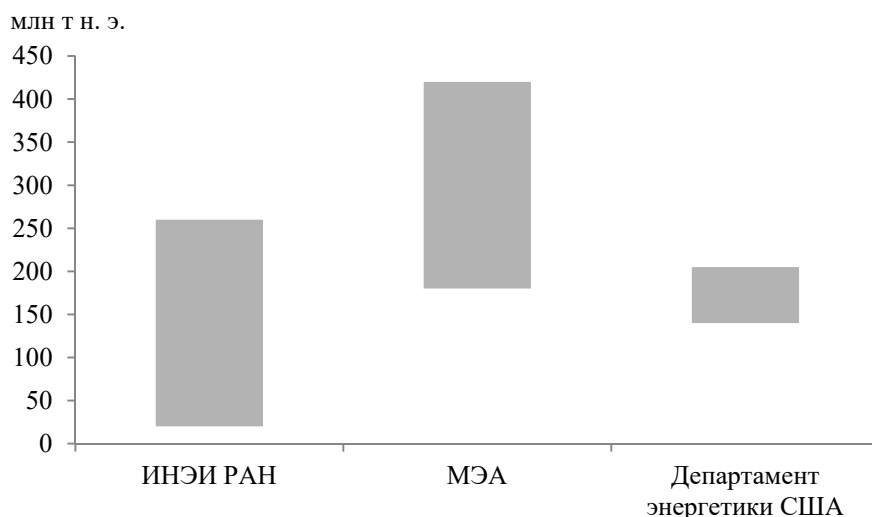


Рис. 4.21 — Прогнозы производства биотоплив в 2035 г.

Источник: IEA World Energy Outlook 2012; EIA International Energy Outlook 2013; ИНЭИ РАН, АЦ при Правительстве РФ — «Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г.»

По оценкам данного исследования, жидкое биотопливо перспективно для удовлетворения менее 10 % растущего спроса на энергию транспортного сектора и остается сложным и противоречивым вопросом — речь идет не только о его влиянии на продовольственный рынок, но и о его потенциальном негативном воздействии на атмосферу, биоразнообразие, почву и воду. Фактически потенциального прорыва в области применения биотоплива как одного из основных энергоносителей, альтернативных нефти, не ожидается на протяжении всего прогнозного периода.

4.5 Перспективные электромобили²⁷⁴

Становление постиндустриального общества и экологическая направленность современной энергетической политики большинства государств сопровождаются коммерциализацией технологий, существенно повышающих возможности замещения ископаемых энергоресурсов. Одновременно стабильно возрастает доля в мировом энергопотреблении электроэнергии, производство которой является основным полем конкуренции энергоносителей: за 1980–2010 гг. ее выработка увеличилась в 1,7 раза — до 36 %. По оценкам данного исследования, к 2040 г. доля электроэнергии приблизится к половине мирового потребления энергоресурсов.

²⁷⁴ При подготовке раздела были использованы материалы исследования «Разработка методологии и инструментария прогнозирования спроса на нефть и отдельные нефтепродукты в России и на ключевых экспортных рынках», проводимого при поддержке Российского научного фонда (номер проекта 14-19-01459)

Технологическим прорывом, способным изменить транспортную энергетику и весь энергетический баланс, может стать масштабное внедрение электромобилей. Они способны не только преобразить рынок моторных топлив, но и открыть новые возможности перед всем сектором электроэнергетики.

В настоящее время основными недостатками электромобилей являются: более высокая цена по сравнению с автомобилями с ДВС, неразвитость заправочной инфраструктуры, высокое время заряда, низкая емкость аккумуляторов (малый запас хода), значительные размеры оборудования.

Порядка трети цены электромобиля составляет стоимость аккумулятора²⁷⁵. В электромобилях могут использоваться литий-ионные батареи с энергоемкостью 100–200 Вт·ч/кг и ресурсом около 1000–3000 циклов «заряд-разряд», что существенно выше, чем у традиционных свинцово-кислотных и щелочных аккумуляторов. Такие батареи обеспечивают средний пробег на полной зарядке аккумулятора 120–160 км, полная зарядка номинальным током требует 4–8 и более часов. Стоимость батарей (вместе с периферийным оборудованием и системой управления) составляет 600–900 долл. 2010 / кВт·ч в зависимости от характеристик, их доля в стоимости электромобиля достигает 65 %.

Тем не менее инновации в области технологий развития не прямых субститутов нефтепродуктов и сопровождающие PR-программы обеспечивают их растущие конкурентные позиции на рынке. Способствуют этому потребительские характеристики электромобилей в сравнении с традиционными автомобилями — динамика разгона, шумовые параметры, отсутствие необходимости регулярной замены масла в двигателе и трансмиссии. Приближается он к конкурентам и по стоимости, а также времени пробега без подзарядки. Одно из его главных преимуществ — это отсутствие выхлопных газов, если, конечно, не учитывать те выбросы, которые ранее производят электростанции при производстве электроэнергии. Этот рыночный сигнал говорит о том, что в недалеком будущем возможные технологические инновации смогут существенно повлиять на спрос на нефть и нефтепродукты через вытеснение их из транспортного сектора непрямыми заменителями.

Даже в отсутствие существенных технологических совершенствований количество электротранспорта в мире будет увеличиваться: за один 2014 г. продажи пассажирских электромобилей в мире увеличились на 50 %. Технологии электротранспорта динамично развиваются уже сегодня. Наиболее активно в настоящее время совершенствуются литий-

²⁷⁵ Kevin Bullis. How Improved Batteries Will Make Electric Vehicles Competitive. MIT Technology Review, 9 November, 2012.

ионные аккумуляторы. Идут поиски материалов для электродов и электролита, разрабатываются новые технологии их изготовления. Перспективным считается использование наноструктурированных композитных материалов большой пористости, в частности нанокомпозитов на базе лития и фосфата железа или сульфата лития и углерода, для изготовления катодов, кремниевых наноструктурированных анодов вместо графитовых и т. д. Это должно многократно повысить энергоемкость аккумулятора, увеличить пробег на одной зарядке до 600–800 км, сократить время полной зарядки до 10 минут и менее, продлить срок службы до 8–10 лет²⁷⁶.

Больших перспектив можно ожидать также от разработки литий-воздушных батарей. Их теоретическая энергоемкость в 8–10 раз выше, чем у литий-ионных. Запас хода электромобиля на одной зарядке может составить 800–1000 км. Такие аккумуляторы разрабатываются многими организациями, в частности консорциумом компаний в составе американской IBM и японских Asahi Kasei и Central Glass при научной поддержке ряда национальных лабораторий США (прежде всего Argonne National Laboratory) в рамках амбициозного проекта Battery 500 Project²⁷⁷. Батарея должна удовлетворять всем перспективным требованиям DOE, а ее энергоемкость — достигать 1700 Вт·ч/кг. На рынке она должна появиться через 8–10 лет.

Ведутся и активные исследования по созданию еще более эффективных аккумуляторов. Так, в Стэнфордском университете в качестве носителя заряда рассматриваются ионы калия вместо лития и делаются электроды из наноматериалов на основе железа и меди, что позволит увеличить число циклов «зарядка-разрядка» в батареях до 40 000²⁷⁸. В Университете Массачусетса разработан воздушный ванадиево-боридный элемент (vanadium boride air cell), который сможет превзойти по энергоемкости бензин и дизтопливо²⁷⁹. Теоретическая энергоемкость этого элемента составляет 27 кВт·ч/кг, а практически достижимую авторы оценили в 5 кВт·ч/кг при энергоемкости бензина 12,1 кВт·ч/кг и дизтоплива — 11,8 кВт·ч/кг, а с учетом КПД двигателя (30–40 %) эти величины равны 3,6–4,7 кВт·ч/кг. Серьезные проблемы данного аккумулятора связаны с сильной коррозией элемента, приводящей к быстрой потере емкости и выделению водорода, что делает аккумулятор взрывоопасным. Авторы надеются достаточно быстро

²⁷⁶ Liwen Ji, Zhan Lin, Mataz Alcoutlabia and Xiangwu Zhang. Recent developments in nanostructured anode materials for rechargeable lithium-ion batteries. *Energy Environ. Sci.*, 2011, 4, 2682–2699. DOI: 10.1039/C0EE00699H.

²⁷⁷ http://researcher.watson.ibm.com/researcher/view_project.php?id=3203 — сайт проекта Lithium/Air Battery Project (Battery 500).

²⁷⁸ Colin D. Wessells, et al. Copper hexacyanoferrate battery electrodes with long cycle life and high power. *Nature Communications* 2, Article number: 550, DOI:10.1038/ncomms1563.

²⁷⁹ Stuart Licht, Huiming Wu, Xingwen Yu and Yufei Wang (2008) Renewable highest capacity VB₂/air energy storage. *Chem. Commun.*, 2008, 3257–3259 DOI: 10.1039/b807929c.

решить их, стабилизировав анод из борода ванадия путем нанесения на него тонкого покрытия из диоксида циркония.

Ученые из университетов Майами, Токио и Тохоку открыли явление генерации электродвижущей силы (ЭДС) в статическом магнитном поле. ЭДС имеет спиновое происхождение и создается за счет спин-зависимых эффектов в специально подготовленной наноструктуре, состоящей из квантовых наноманитов определенного состава²⁸⁰. Техническая реализация этого явления может открыть дорогу к созданию так называемой спиновой батареи — аккумуляторов фантастической энергоемкости и мощности, хранящих огромную энергию «в квантовой форме». Но воплощения «спиновой» батарейки до 2040 г. не ожидается. Улучшение аккумуляторных батарей может дать совершенствование систем управления для улучшения всех их характеристик. Достигается это новыми методами и техническими средствами мониторинга состояния электрохимических ячеек, эффективных алгоритмов оптимизации стратегии зарядки и последующего использования батареи в зависимости от физического состояния ячеек. Реализация подобного проекта Калифорнийским университетом совместно с компаниями Bosch и Cobasys при поддержке Агентства передовых исследований в области энергетики (ARPA-E, США), как ожидается, позволит на 25 % снизить стоимость литий-ионных аккумуляторов и вдвое сократить время их зарядки²⁸¹.

Результаты интенсивно ведущихся в мире НИОКР позволяют надеяться, что энергоемкость аккумуляторных батарей возрастет в разы, а их стоимость уже к 2020 г. снизится до 400 долл. 2010 / кВт·ч и к 2030 г. — до 200 долл. 2010 / кВт·ч. В более отдаленной перспективе, возможно, удастся уменьшить ее до 100 долл. 2010 / кВт·ч. Заметим, что Министерством энергетики США (DOE) поставлена задача к 2025 г. снизить стоимость батарей до 250 долл. 2010 / кВт·ч и сократить время зарядки до 6–10 минут, чтобы сделать его сопоставимым со временем заправки топливом обычного автомобиля²⁸². При выполнении этих требований электромобили должны стать экономически конкурентными с автомобилями, оборудованными ДВС.

Параллельно с разработкой аккумуляторов ведется совершенствование электротехнического оборудования электромобилей для снижения потребления электроэнергии на 1 км пробега. Например, компания Yasa Motors представила сверхлегкий и мощный электрический двигатель DD500, разработанный в Оксфордском

²⁸⁰ Pham Nam Hai, Shinobu Ohya, Masaaki Tanaka, Stewart E. Barnes & Sadamichi Maekawa. Electromotive force and huge magnetoresistance in magnetic tunnel junctions. *Nature* 458, 489–492 (26 March, 2009) doi:10.1038/nature07879.

²⁸¹ <http://arpa-e.energy.gov/?q=programs/amped> — сайт проекта AMPED.

²⁸² Grid Energy Storage. U.S. Department of Energy, December 2013.

университете²⁸³. Объем данного двигателя на 50 % меньше, чем у стандартных тяговых моторов, а удельный пиковый крутящий момент вдвое выше (30 Нм/кг), и в Yasa Motors намерены довести его до 40 Нм/кг.

Во многих странах существует государственная поддержка развития электромобилей, их владельцев субсидируют напрямую или налоговыми льготами. Так, в США покупателям электромобиля выделяют из госбюджета 25–50 % от его стоимости, но не более 7500 долл.²⁸⁴. В Японии, Бельгии, Италии, Китае и Канаде разработаны системы налоговых льгот и вычетов и другие льготы (бесплатные номерные знаки в Китае, финансирование инфраструктуры, субсидирование производителей), частично компенсирующие покупателю стоимость электромобиля²⁸⁵. В Китае правительством поставлена задача увеличения количества электромобилей и гибридов на дорогах до 500 тыс. к 2015 г. и более 5 млн — к 2020 г.²⁸⁶. США планируют увеличить количество электромобилей в стране до миллиона к 2015 г.²⁸⁷. Однако в январе 2013 г. представители DOE сообщили о том, что эта цель не обязательно будет достигнута, а внимание будет сфокусировано на затратах на производство аккумуляторов.

В случае реализации этого технологического прорыва радикально изменится структура мирового производства электроэнергии. Для реализации данного сценария необходимо повысить конкурентоспособность электромобилей по следующим направлениям:

- вес аккумуляторных батарей и электроприводов должен уменьшиться в 3 раза (до 100 кг);
- стоимость аккумуляторных батарей должна снизиться вдвое;
- срок службы аккумуляторных батарей должен составлять не менее 7 лет;
- время заряда аккумулятора от обычной электросети 220 В должно сократиться в 6–8 раз (до 30–40 минут);
- запас хода на одной заправке должен увеличиться до 300 км.

Кроме того, для реализации этого сценария предполагается, что:

- страны ОЭСР и Китай продолжают поддержку «зеленого транспорта» и субсидируют электромобили до 2025 г.;

²⁸³ <http://www.isis-innovation.com/spinout/OxfordYASAMotors.html>

²⁸⁴ New Qualified Plug-in Electric Drive Motor Vehicle Credit. Internal Revenue Bulletin, November 2009.

²⁸⁵ Global EV Outlook – Understanding the Electric Vehicle Landscape by 2020. IEA, April 2013.

²⁸⁶ http://www.gov.cn/ldhd/2012-04/18/content_2116641.htm

²⁸⁷ State of Union Address to Congress and the nation. The White House Office of the Press Secretary, January 2011.

- правительства, энергокомпании и автоконцерны профинансируют создание инфраструктуры, при которой электромобили станут доступным для всех видом транспорта.

Указанные критерии определяют весьма жесткие рамки, в которых реализуется данный сценарий. Однако динамика развития соответствующих технологий в последние годы свидетельствует в пользу осуществления сценария.

В случае если эти критерии будут соблюдены, дополнительный спрос на электроэнергию, связанный с развитием электротранспорта, в основном придется на централизованную энергетику. Однако совершенствование технологий в области топливных элементов, обеспечение безопасности транспорта на водородных топливных элементах, существенное снижение стоимости (в 6,5 раза) и веса (в 7–10 раз) способны оказать также значительное влияние на развитие децентрализованной энергетики. Однако перспективы автомобилей на топливных элементах, основой которых является водород или такие водородсодержащие топлива, как природный газ, аммиак, метанол или бензин, все еще туманны. Все испытанные образцы автомобилей на топливных элементах работают на водороде, некоторые опытные образцы используют метанол, но эта технология еще не прошла апробацию. Главная проблема современных водородных автомобилей — их высокая пожаро- и взрывоопасность (молекулы водорода способны проникать в структуру металла кузова или бака, просачиваясь из автомобиля наружу, что может привести к детонации). Поэтому в сценариях изменения транспортной энергетики наиболее перспективным направлением до 2040 г. видится совершенствование аккумуляторных батарей, а применение топливных элементов, скорее всего, откладывается на более далекую перспективу.

Доли электромобилей в автопарке приняты в качестве сценарной предпосылки и составляют 15 % в странах ОЭСР, 10 % в странах не-ОЭСР к 2040 г., масштабное введение данной технологии ожидается после 2030 г.

Одним из основных факторов, влияющих на перспективы развития рынка электромобилей, является его цена. Именно она при приемлемом отношении стоимости электроэнергии и нефтепродуктов является экономическим конкурентным ограничением для приобретения электромобиля. Для выявления приемлемого уровня цен электромобилей по регионам мира была зафиксирована предельная цена электроэнергии, обеспечивающая конкурентоспособность электромобилей по сравнению с бензиновыми автомобилями, на уровне 0,15 долл./кВт·ч.

Также предполагается, что национальные рынки нефтепродуктов в долгосрочной перспективе либерализуются. В результате цены на моторное топливо в странах ОЭСР

(кроме США и Китая) выравниваются и будут составлять порядка 2 долл. 2010 / литр, им будут несколько уступать цены в США и странах не-ОЭСР. Ожидается также, что средние цены на автомобили с ДВС в странах ОЭСР останутся более высокими, чем в странах не-ОЭСР.

Для сравнения удельного энергопотребления автомобилей с ДВС и электромобилей был произведен расчет соответствующего коэффициента x :

$$x * \text{КПД электродвигателя} * \text{потери в электрических сетях} * \text{разрядка аккумулятора} * \text{коэффициент рекуперации} * 860 \text{ ккал/МВт}\cdot\text{ч} = \text{КПД ДВС} * \text{КПД трансмиссии} * 11\,000 \text{ ккал/кг}, \quad (28)$$

где x — соотношение удельного энергопотребления автомобилей с ДВС и электромобилей.

Подставляя значения переменных, получаем:

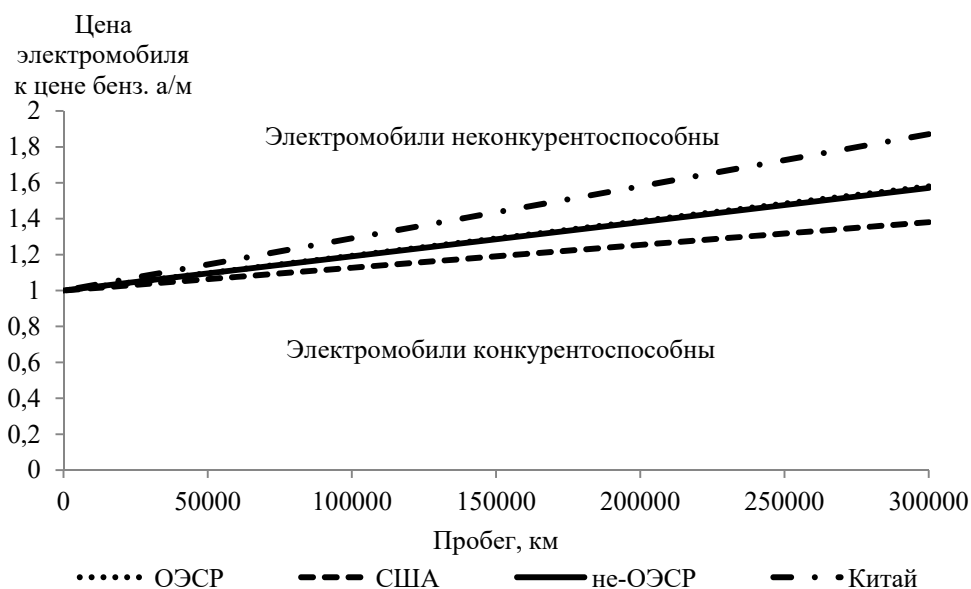
$$x * 0,93 * 0,9 * 0,85 * 1,1 * 860 = 0,26 * 0,85 * 11\,000,$$

отсюда $x = 3,61$.

Таким образом, удельное энергопотребление электромобилей в 3,6 раза ниже соответствующего показателя автомобилей с ДВС.

При проведении расчетов также учитывались будущие совершенствования автомобилей с ДВС, в частности уменьшение среднего удельного потребления бензина с 8 л / 100 км до 4 л / 100 км к 2040 г.

В результате конкурентоспособность электромобилей оказалась существенно отличающейся по регионам, но во всех регионах мира перспективная экономическая привлекательность электротранспорта достаточно высока. Даже при ощутимом превышении средней цены электромобиля соответствующей цены бензинового автомобиля, к примеру, в 1,5 раза эксплуатация электромобиля в Китае будет выгодна при суммарном пробеге менее 200 тыс. км (рис. 4.22).



Линии показывают соотношения цены и пробега электромобиля, при которых цена электроэнергии равна 0,15 долл./кВт·ч

Рис. 4.22 — Соотношение цены и пробега электромобиля, обеспечивающее его конкурентоспособность с бензиновым автомобилем, в 2040 г.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Итак, конкурентоспособность электромобилей поддерживают:

- длительные сроки эксплуатации (например, в странах не-ОЭСР и США);
- большие среднегодовые пробеги автомобилей (например, используемых в качестве коммерческого транспорта);
- высокие цены на моторное топливо (обыкновенно — на либерализованных рынках);
- высокие средние цены на автомобили с ДВС (обыкновенно — на рынках стран ОЭСР).

Кроме того, существенное воздействие на конкурентоспособность электромобилей в будущем может оказывать «налог на выбросы». Его включение в стоимость нефтепродуктов или цену продажи автомобиля с ДВС позволит сократить их экономическое преимущество по сравнению с электромобилями. Нельзя недооценивать и роль PR-программ, которые при грамотном подходе позволяют соответствующим образом скорректировать предпочтения потребителей. Таким образом, при принятии соответствующих решений в области энергетической политики и дальнейшем совершенствовании технологий реализация сценария «Перспективные электромобили» выглядит достаточно реалистичной.

По результатам расчетов в «Мировой модели рынков жидкого топлива», увеличение доли электромобилей до 15 % в странах ОЭСР и 10 % в странах не-ОЭСР,

выраженное в уменьшении потребления моторного топлива, приведет к вытеснению с рынка более 500 млн т нефти в 2040 г. (11 % мирового спроса на нефть) и снижению равновесных цен нефти на 10 долл. 2010 / барр., при этом дополнительный спрос на электроэнергию в мире составит почти 2000 ТВт·ч (рост на 4 % к базовому сценарию) в 2040 г. (рис. 4.23). Рост спроса в таком объеме сможет положительно сказаться на режимах работы электрогенерирующих мощностей в мире, поскольку электромобили заряжаются преимущественно в ночное время.

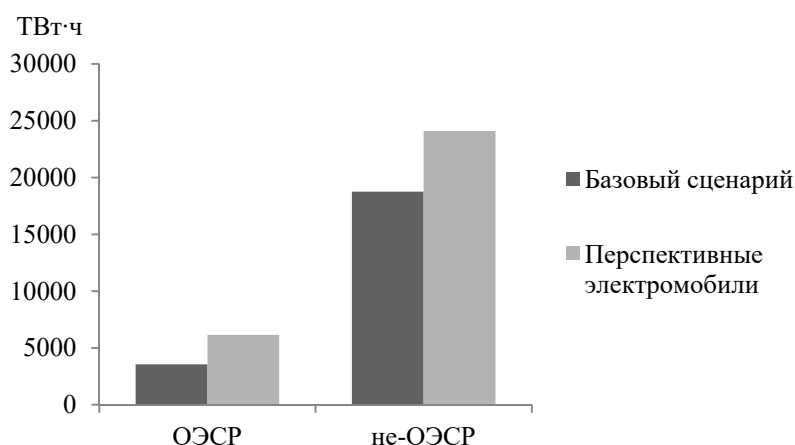


Рис. 4.23 — Прирост производства электроэнергии в базовом сценарии и в сценарии «Перспективные электромобили» в 2010–2040 гг.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Анализ требуемой для реализации сценария структуры генерации показывает, что спрос на газ и уголь возрастает по сравнению с базовым сценарием на 200 млн т н. э. (3,6 %). При этом цены на газовом рынке несущественно увеличатся и будут способствовать переключению на альтернативные топлива, включая ядерное и ВИЭ. Однако надо принимать во внимание, что на фоне роста цен топлива для электроэнергетики и снижения цен нефти (из-за снижения спроса) конкурентоспособность традиционных ДВС опять возрастет.

В сценарии «Перспективные электромобили» производство атомной энергии увеличивается на 4,3 % по сравнению с базовым сценарием и достигает 4,7 ТВт·ч. Наибольшими перспективами роста среди развитых стран обладают страны Северной Америки, среди развивающихся — страны Азии.

Весьма значительно в сценарии «Перспективные электромобили» по сравнению с базовым сценарием возрастает потребление ВИЭ — на 6,7 %. При этом потребление гидроэнергии меняется несущественно, поскольку во многих странах (в основном в развитых) потенциал гидроэнергетики во многом исчерпан. Нетопливные ВИЭ станут более привлекательными для электроэнергетического сектора, в первую очередь — из-за

совершенствования накопителей. С одной стороны, это результат проводимой политики стимулирования ВИЭ, с другой — результат инновационного процесса, совершенствующего используемые материалы и технологии, повышающего их эффективность и снижающего их стоимость.

Еще одним фактором, способствующим росту потребления солнечной, ветряной, геотермальной, приливной и волновой энергии (с разной интенсивностью), является некоторое увеличение стоимости электроэнергии, выработанной на основе традиционных энергоресурсов, за счет ввода более дорогостоящих месторождений, что повышает рентабельность нетопливных ВИЭ. На биоэнергию в сценарии «Перспективные электромобили» влияние оказывают два разнонаправленных фактора. Если в электроэнергетике она становится более востребованной, то ее использование на рынке моторных топлив сокращается по сравнению с базовым сценарием на фоне падения цен на нефтепродукты и практически стабилизируется после 2025 г.

4.6 Газовые гидраты

Одним из наиболее перспективных энергоресурсов, способных изменить в долгосрочной перспективе энергетические и торговые балансы многих стран, являются газовые гидраты — молекулы газа, заключенные в оболочку из молекул воды. Основные их ресурсы сосредоточены в морских донных отложениях и в районах вечной мерзлоты. По грубым отечественным и зарубежным оценкам, запасы газогидратов составляют 52–54 % всех запасов газа на планете.

Наиболее активные исследования по разработке газогидратных залежей ведет Япония, которая уже приступила к экспериментальной добыче. Исследования были начаты в СССР и ведутся в США, Канаде, Китае, Норвегии, Германии, Франции, Индии, Южной Корее; импортеры газа надеются, что освоение этих запасов метана освободит их от энергетической зависимости. Но проблема в том, что газогидраты стабильны только на глубине при высоком давлении, а при бурении метан покидает гидраты и уходит в атмосферу. Однако безопасная и эффективная добыча газогидратов обещает стать новым технологическим прорывом в мировой энергетике.

В перспективе до 2040 г. не ожидается появления экономически эффективной промышленной технологии добычи газогидратов. Но поскольку японская компания Japan Oil, Gas & Metals National Corp. (Jogmec) заявила в 2013 г. о начале пробной разработки подводного газогидратного месторождения и получения из него газа, а также о планах получить пригодную для промышленного использования технологию к 2018 г., в данном

исследовании была проведена оценка диапазона экономической эффективности данной технологии.

Заявленная разработчиками расчетная себестоимость добычи метана из поддонных газогидратов — 50 иен/куб. м (около 540 долл. 2012 / тыс. куб. м). По результатам расчетов на «Модели мировых рынков газа» возможности добычи газовых гидратов в Японии будут задействованы только при затратах на добычу ниже 390 долл. 2012 / тыс. куб. м. При этом, несмотря на наличие избыточных добычных мощностей, замещается лишь половина японского импорта газа (около 60 млрд куб. м). При этом Австралия и Папуа Новая Гвинея будут поставлять на 12–13 млрд куб. м меньше каждая, чем в базовом сценарии, импорт газа из США снизится более чем на 20 млрд куб. м, а весь объем поставок СПГ из России в Японию будет перенаправлен в Корею. В конечном счете в структуре японского импорта газа вырастут доли США, Канады и Австралии (при уменьшении абсолютных объемов поставок).

4.7 Биогаз

Хорошие перспективы потенциально имеет биогаз — его получают из биомассы процессом биологического разложения, когда органические материалы преобразуются в метан, углекислый газ и компостируются при отсутствии кислорода. По составу (50–70 % метана, 50–30 % углекислого газа) биогаз близок к природному и используется в тех же целях, а с очисткой становится «зеленым» газом, или биометаном, и может закачиваться в транспортную систему природного газа, что достаточно распространено в Нидерландах, Швеции и Германии.

В энергетике существует четыре основных способа использования биогаза (рис. 4.24).

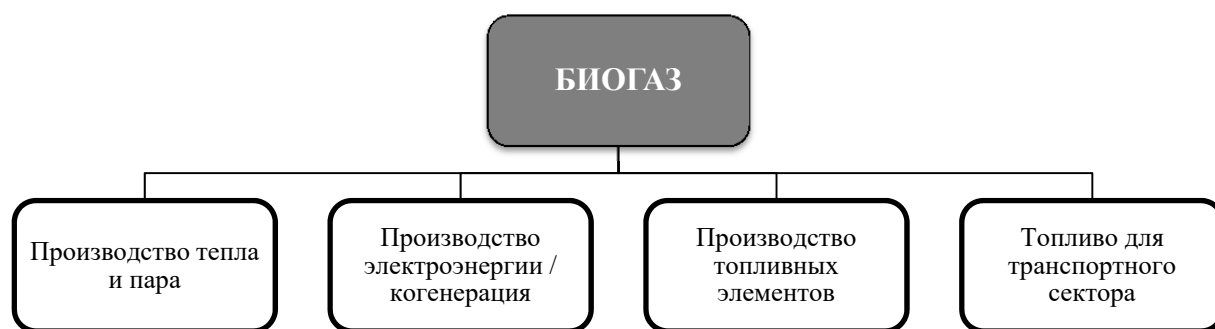


Рис. 4.24 — Применение биогаза.

Источник: ИНЭИ РАН

Наиболее распространено использование биогаза для производства тепла и электроэнергии газовыми турбинами мощностью от 800 кВт до нескольких десятков МВт, а теперь успешно применяются и микротурбины (от 25 до 100 кВт). Эта технология особенно актуальна в сельских районах, на территории агропромышленных предприятий и при решении специальных целей в городах и мегаполисах, но наиболее эффективна в сельском хозяйстве из-за возможности осуществления полного экологического цикла.

В 2012 г. на европейском рынке объем производства биогаза превысил 10 млрд куб. м в год, на основе этого энергоресурса было выработано 36 ТВт·ч электроэнергии (одна пятая часть данного объема — на станциях комбинированного типа). В отдельных случаях (в зависимости от страны и непосредственного места использования) биогазовая электрогенерация вполне конкурентоспособна с производством электроэнергии на основе природного газа и угля и вырабатываемой на АЭС.

Одну из лидирующих позиций в мире занимает Китай: производство биогаза составляет около 15 млрд куб. м ежегодно.

После прохождения стадии специальной очистки биогаз становится «зеленым» газом, или биометаном, и может закачиваться в транспортную систему природного газа и транспортироваться обычными газопроводами, как природный газ. Такой механизм достаточно распространен в Нидерландах, Швеции и Германии. Важный положительный эффект — оптимизация энергетического баланса, связанная с высвобождением дополнительных объемов природного газа. Основными покупателями биометана являются крупные энергетические компании. Также отмечается спрос на биометан со стороны транспорта и отдельных промышленных предприятий. Однако, несмотря на большое количество биогазовых предприятий в Европе, всего около 100 из них связаны с очисткой биогаза до биометана и могут осуществлять поставки его в газовые сети.

На развитых рынках удельные дисконтированные затраты производства электроэнергии на биогазовых установках сегодня варьируются от 85 до 210 долл. за МВт·ч (рис. 4.25).

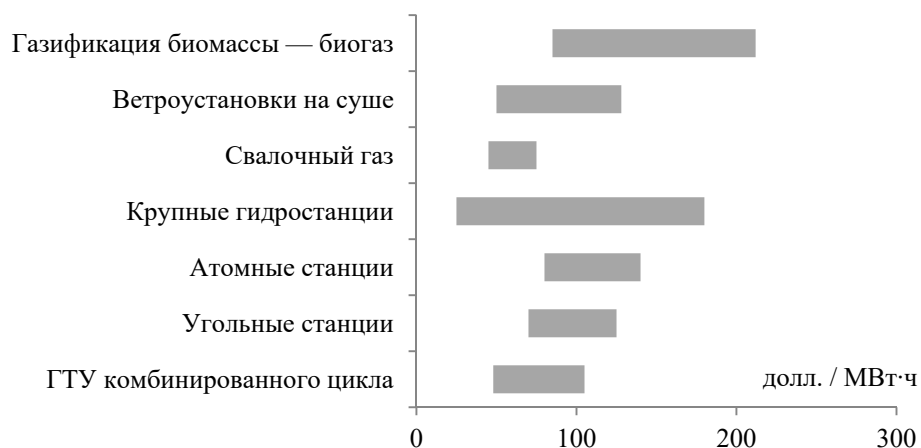


Рис. 4.25 — Удельные дисконтированные затраты производства электроэнергии по видам энергоресурсов.

Источник: World Survey of Energy Technologies, Bloomberg New Energy Finance 2012.

Основные факторы, способствующие развитию применения биогаза: ВИЭ-субсидии, сравнительно низкий срок окупаемости, экологичность, возможность использовать для энергоснабжения в удаленных местностях.

Таким образом, проведенный в части 4 сценарный анализ различных технологий показал, что если сланцевая нефте- и газодобыча, а также массовое распространение электромобилей имеют очень сильное влияние на мировой энергетический баланс и потоки международной торговли энергоресурсами в рассматриваемой перспективе до 2040 г., то жидкое биотопливо, газовые гидраты и биогаз сталкиваются с большим числом разнообразных ограничений и препятствий на своем пути и вряд ли смогут существенно изменить мировой энергобаланс.

Часть 5. Реакция рынков на изменение поведения игроков

5.1 Сценарий «Новые производители»

В последние годы все более распространенными становятся прогнозы длительного периода низких цен на углеводороды под влиянием появления значительных объемов дополнительного предложения^{288, 289, 290, 291}. Эти дополнительные объемы предложения могут быть сформированы как «сланцевой революцией», так и выходом на рынок новых производителей Ближнего Востока и Южной Америки, обладающих запасами относительно дешевой и легкодоступной нефти и газа. В сценарии «Новые производители» предполагаются максимально высокие (из реалистичных) объемы производства углеводородов новыми игроками и оценивается влияние этого дополнительного предложения углеводородов на мировые энергетические рынки.

Нефть

В качестве главного драйвера, способного оказать существенное влияние на мировой нефтяной рынок в сценарии «Новые производители», был определен значительный потенциал увеличения добычи нефти относительно нынешнего уровня и уровня, определенного в базовом сценарии, в трех странах: в Бразилии, Ираке и Иране. Выбор пал на эти страны не случайно, в последние годы они находятся под пристальным вниманием СМИ, ученых и аналитиков всего мира.

Так, например, значительный потенциал роста иракской нефтедобычи привлек и внимание Международного энергетического агентства в 2012 г.²⁹²; в 2013 г. выпущено масштабное исследование MEED, оценивающее добычный потенциал Ирака в различных геополитических условиях с учетом текущих доказанных запасов месторождений страны²⁹³, и исследование нефтяной компании «ЛУКойл»²⁹⁴.

Эти исследователи сошлись на том, что Ирак уже всего за несколько лет способен нарастить добычу почти вдвое, а единственным сдерживающим рост нефтедобычи в стране фактором является нестабильная политическая обстановка вокруг Курдистана.

²⁸⁸ А. Молачиев. Мировые цены на нефть: без стабильности. Нефтегазовая вертикаль, № 15–16, 2011. С.90–94.

²⁸⁹ IEA Medium-Term Oil Market Report 2013 — Market Trends and Projections to 2018.

²⁹⁰ EIA, Short-Term Energy Outlook, June 10, 2014.

²⁹¹ Oil by 2020 to fall to \$80 in real terms — Reuters poll, Reuters, Oct 30, 2013.

²⁹² Iraq Energy Outlook, IEA, 2012.

²⁹³ The Iraq Oil & Gas Projects Market 2013, MEED Insight, 2013.

²⁹⁴ GLOBAL TRENDS IN OIL & GAS MARKETS TO 2025, LUKOIL, 2013.

Потенциал по добыче нефти в Иране крайне высок, в первую очередь — по оценкам Министерства нефти самого Ирана²⁹⁵. Действительно, по объемам доказанных запасов нефти Иран занимает 4-е место в мире²⁹⁶, однако сохранение санкций, которые наложены на страну из-за развития ядерной программы, вынуждает многих скептически отнестись к среднесрочным перспективам производства сырья в стране^{297, 298}.

Оценки добычного потенциала Бразилии крайне неоднозначны. Так, например, крупнейшие международные экспертные организации высоко оценивают шансы страны нарастить добычу за счет ввода в эксплуатацию крупных блоков морских месторождений^{299, 300}. Значительны и ожидания по росту добычи и со стороны собственно бразильских регуляторов³⁰¹. Тем не менее важно отметить, что ряд экспертов^{302, 303, 304} отнюдь не разделяет общего оптимизма, ссылаясь на «заниженные» оценки по затратам на добычу и непривлекательность Бразилии как объекта для международных инвестиций.

Такая неопределенность в суждениях касательно потенциала увеличения добычи нефти в Бразилии, Ираке и Иране делает совершенно необходимым вопрос изучения их потенциально возможного влияния на мировой рынок нефти и перспективных реакций нефтяного рынка на это влияние.

Стоит отметить, что в сценарии «Новые производители» рассматривается только потенциал трех вышеперечисленных производителей. Не ожидается существенного прироста добычи в таком потенциально крупном производителе, как Венесуэла, что связано с высокими барьерами по входу на рынок страны зарубежных инновационных добывающих компаний и высокими затратами на добычу нефтей пояса Ориноко³⁰⁵. Так же не ожидается поступления в прогнозном периоде на рынок значимых промышленных объемов нефтей арктического шельфа ввиду крайне высоких цен, необходимых при нынешнем уровне технологий для запуска этих проектов, — до 150 долл. 2010 / барр.³⁰⁶.

По выполненным расчетам, добыча нефти в Бразилии к 2040 г., при условии ускоренного ввода в эксплуатацию ключевых месторождений страны, может достичь

²⁹⁵ Oil Minister Bijan Namdar Zanganeh, 2014.

²⁹⁶ BP statistical Review 2013.

²⁹⁷ Шарипов У. Иран на мировом рынке углеводородов // Обозреватель, № 7/2013. С. 64–72.

²⁹⁸ Нефтегазовая отрасль. Влияние персидского фактора // Prime Mark Аналитический департамент, 2012.

²⁹⁹ World Oil Outlook 2013, Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2013.

³⁰⁰ World Energy Outlook 2013, IEA.

³⁰¹ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis — ANP, Brazil's Regulatory Framework Challenges of a rapidly expanding petroleum industry, 2012.

³⁰² M. G. Salameh Brazil's Pre-Salt Oil Potential: The Hype and the Reality // World Bank, July 16, 2012.

³⁰³ A. Kapadia Focusing on Brazil's E&P Potential, E&P Magazine. May 1, 2011.

³⁰⁴ Brazil's oil euphoria hits reality hard, By Juan Forero, Washington Post, 2014.

³⁰⁵ Грушевенко Д., Грушевенко Е. Противостояние вызовам // ТЭК. Стратегии развития. № 3, май — июнь, 2011.

³⁰⁶ The Carbon Tracker Initiative, Carbon supply cost curves: Evaluating financial risk to oil capital expenditures, 2014.

320 млн т, что на 60 млн т выше, чем в базовом сценарии (рис. 5.1). Основной прирост добычи нефти может быть обеспечен за счет сверхглубоководных месторождений нефтегазоносных бассейнов Сантос и Кампос³⁰⁷. При этом уже после 2030 г. всего два месторождения бассейна Сантос: Лула (Тупи) и Либра — смогут обеспечивать более 40 % всей добычи нефти в стране.

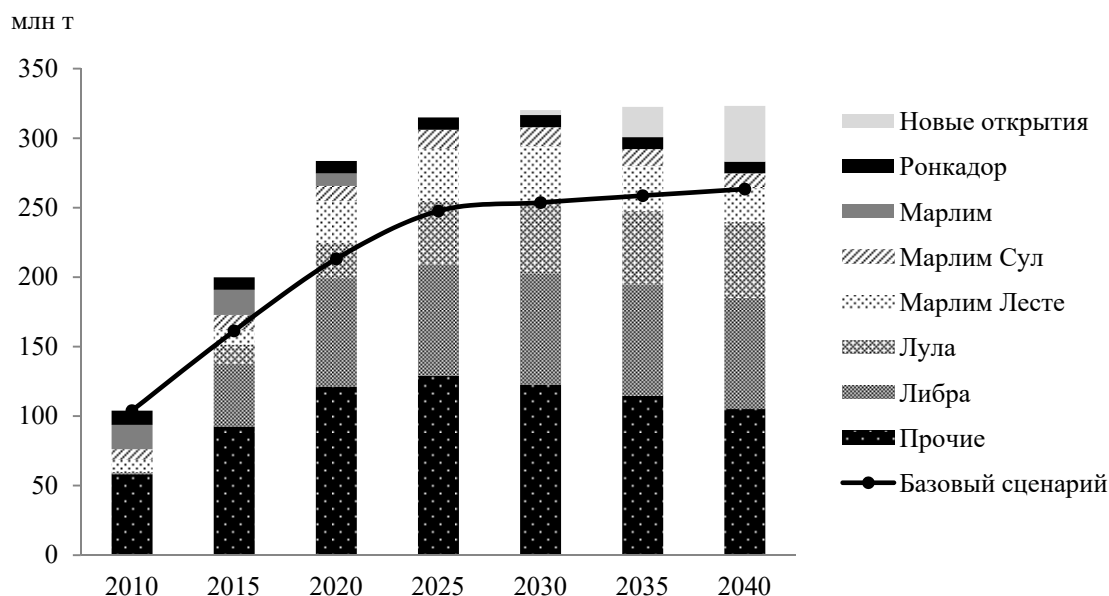


Рис. 5.1 — Добыча нефти в Бразилии, базовый сценарий и сценарий «Новые производители».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Немаловажен и тот факт, что бразильские офшорные месторождения достаточно дешевы. Так, Goldman Sachs³⁰⁸ оценивает цены безубыточности для всех новых месторождений бассейна Сантос в пределах до 50 долл. 2010 / барр., что делает бразильскую нефть весьма конкурентоспособной на мировом рынке.

Существенный прирост добычи по сравнению с базовым сценарием может быть обеспечен в Ираке при условии стабилизации конфликта между собственно Ираком, Северным Курдистаном и т. н. Исламским государством. Важно, что Ирак может нарастить добычу уже в ближайшие 5–6 лет. Так, с точки зрения разведанных запасов потенциальная добыча нефти в Ираке может достичь 670 млн т к 2020 г. с дальнейшим снижением до 415 млн т к 2040 г. (рис. 5.2). Тем не менее даже в сценарии «Новые производители» потенциал Ирака до конца не реализуется, причина тому — относительно высокие затраты на добычу на новых проектах (от 70 до 90 долл. 2010 / барр.). В сценарии «Новые производители» добыча нефти в Ираке достигает 425 млн т к 2020 г. и затем

³⁰⁷ DEEPWATER BRAZIL, map, Halliburton.

³⁰⁸ Goldman Sachs — 330 projects to change the World, 2011.

плавно снижается до 405 млн т к 2040 г. при сохранении значительного объема свободных добычных мощностей. Эти свободные мощности в период с 2015 по 2035 г. могут сделать Ирак вторым «свинговым производителем» в ОПЕК после Саудовской Аравии со свободными добычными мощностями от 70 до 245 млн т в год (текущие свободные мощности ОПЕК оцениваются в 400 млн т), что помимо кратного роста доходов от экспорта может обеспечить Ираку дополнительный вес на геополитической арене.

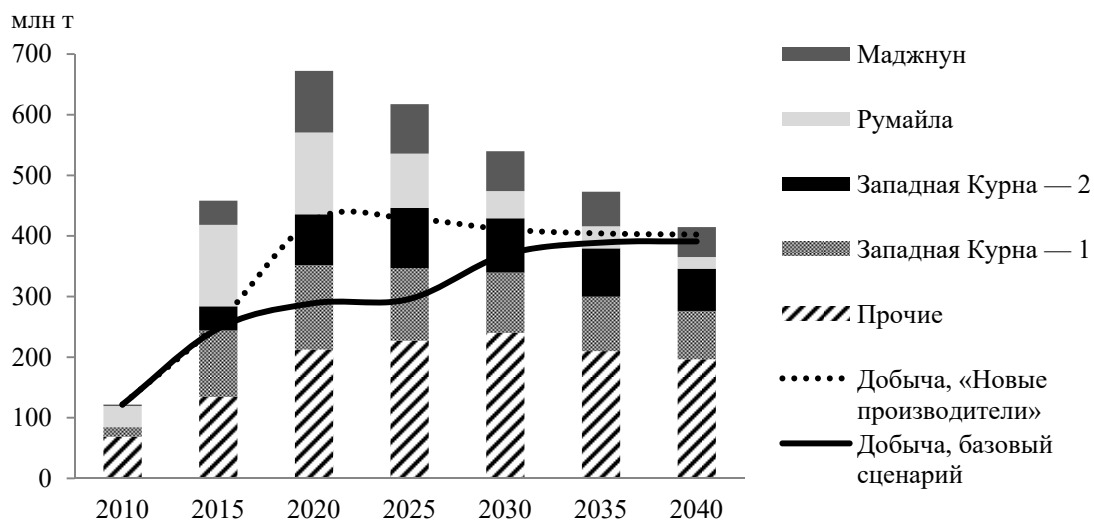


Рис. 5.2 — Теоретический потенциал добычи нефти в Ираке и прогнозируемая добыча в базовом сценарии и сценарии «Новые производители».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН на основе данных MEED Projects

Третий производитель со значительным потенциалом по увеличению добычи в ближайшие несколько лет — Иран. В случае снятия экономических санкций со страны в ближайшее время добыча нефти может увеличиться до 265 млн т к 2020 г. с дальнейшим снижением до 230 млн т к 2040 г. (рис. 5.3). Важно отметить, что в значительной мере прирост добычи в Иране будет обеспечиваться за счет разработки нефтегазовых месторождений, а экономика газовой отрасли Ирана во многом будет определять потенциал прироста производства газового конденсата.

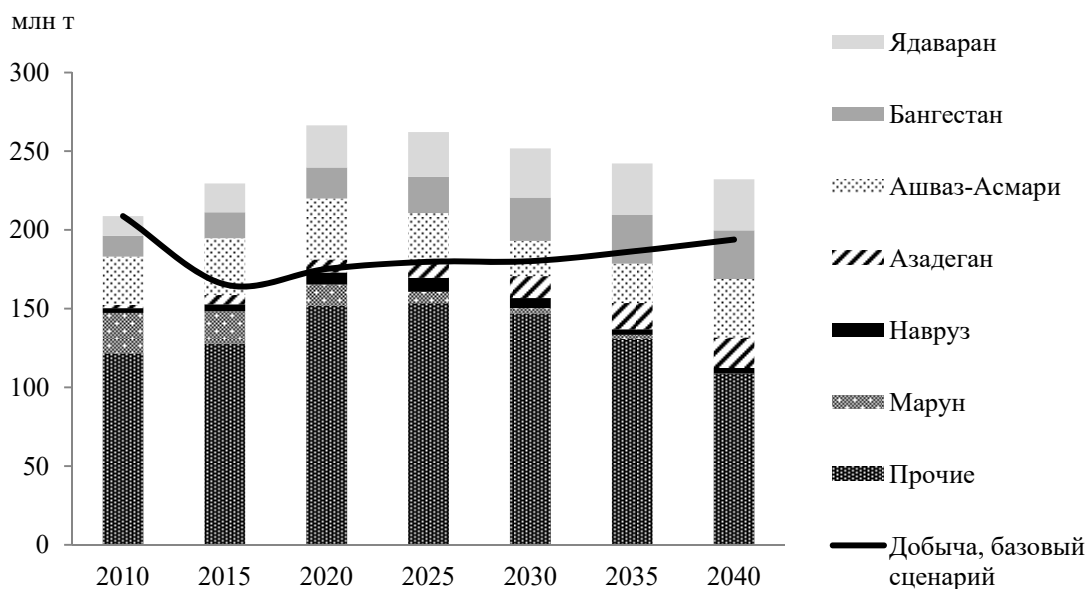


Рис. 5.3 — Добыча нефти в Иране, базовый сценарий и сценарий «Новые производители».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Природный газ

На мировом рынке есть также ряд производителей, обладающих существенным потенциалом увеличения добычи природного газа. Среди них стоит особо выделить Иран, Катар, Австралию, страны Восточной и Южной Африки³⁰⁹ и Туркменистан. США, Ирак и Аргентина также обладают значительным потенциалом роста, но он практически полностью реализуется в базовом сценарии, и потому в сценарии «Новые производители» эти страны не рассматриваются.

Наиболее существенный вклад в увеличение предложения природного газа в мире может оказать Иран, потенциал которого, благодаря месторождению Южный Парс, очень велик (запасы месторождения составляют примерно 5 % общемировых). Однако экономические санкции в отношении Ирана сдерживают развитие газовой отрасли страны. То, как скоро с Ирана будут сняты ограничения на экспорт продукции, а также обеспечена возможность привлечения в отрасль иностранных компаний с высоким технологическим, управленческим и финансовым капиталом, станет ключевыми факторами, влияющими на динамику добычи природного газа в прогнозном периоде. В наиболее благоприятном варианте в период с 2010 по 2040 г. производство газа в Иране может увеличиться практически в 2,5 раза, достигнув отметки в 370 млрд куб. м, что на 60 млрд куб. м выше, чем в базовом сценарии (рис. 5.4). Основной прирост добычи, как уже отмечалось, может быть достигнут за счет использования потенциала месторождения

³⁰⁹ К странам Восточной и Южной Африки обычно относят Мозамбик, Танзанию, ЮАР, Кению, Кот-д'Ивуар, Уганду и Мадагаскар.

Южный Парс, которое уже к 2030 г. может обеспечить более половины всего добываемого газа страны.

Немаловажно и то, что цена безубыточности новых месторождений Ирана находится ниже отметки в 50 долл. 2012 / тыс. куб. м, что в сочетании с выгодным географическим положением страны делает газ с этих проектов весьма конкурентоспособным как на европейском, так и на азиатском рынке.

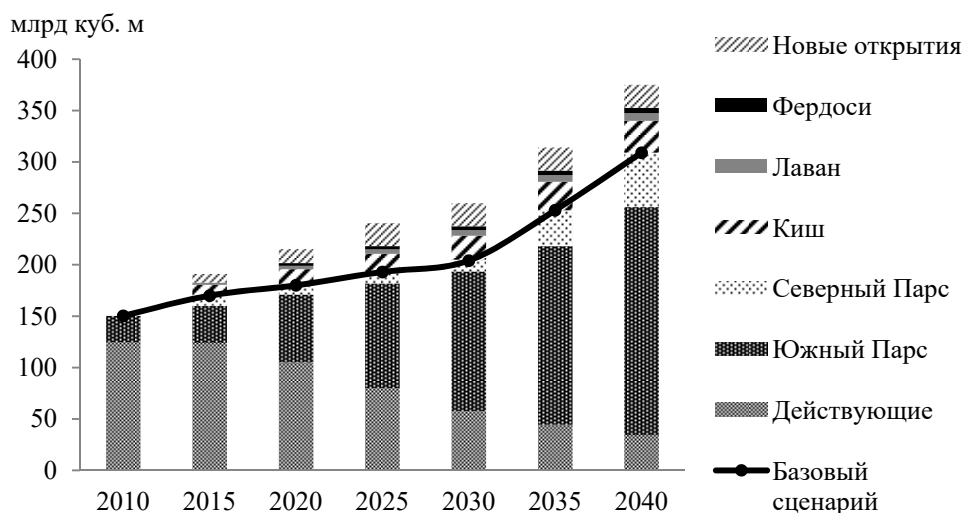


Рис. 5.4 — Добыча природного газа в Иране в базовом сценарии и в сценарии «Новые производители».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Катар также имеет более высокий потенциал добычи по сравнению с оценкой базового сценария. Рост производства природного газа в этой стране может существенно ускориться в случае снятия моратория на запуск новых проектов на месторождении Северное, которое является крупнейшим в мире и обеспечивает практически всю добычу газа Катара. К тому же есть серьезные основания предполагать, что к 2020 г. будут открыты новые месторождения, особые надежды связываются с формацией Кнуфф. В целом добыча природного газа в Катаре может превысить к 2040 г. 285 млрд куб. м, что выше уровня базового сценария на 75 млрд куб. м (рис. 5.5). Следует отметить, что цена безубыточности месторождений Катара находится в среднем на уровне 45 долл. 2012 / тыс. куб. м, что даже с учетом сжижения и транспорта делает катарский газ одним из наиболее конкурентоспособных источников поставок.

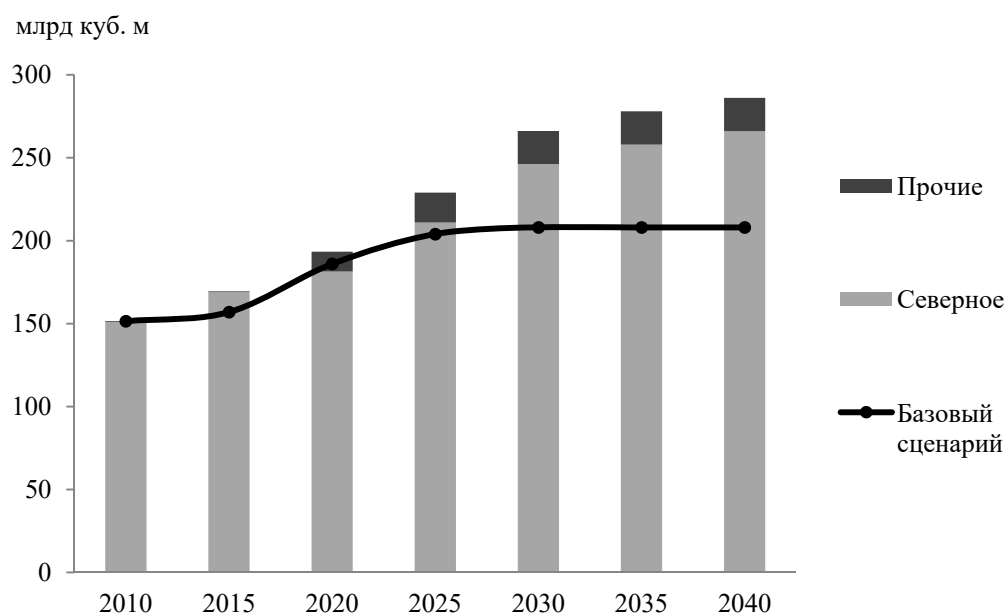


Рис. 5.5 — Добыча природного газа в Катаре в базовом сценарии и сценарии «Новые производители».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Хорошие перспективы по увеличению производства газа имеет Австралия. На сегодняшний день практически вся ее добыча приходится на шельфовое месторождение северо-западного побережья страны — Карнарвон. По мере ввода в эксплуатацию и выхода на проектную мощность других шельфовых месторождений, а также начала извлечения метана угольных пластов в бассейне Сурат-Бовен добыча газа в Австралии может превысить отметку 175 млрд куб. м уже к 2030 г., в последующем стабилизировавшись примерно на этом уровне и превысив, таким образом, прогноз базового сценария на 25 млрд куб. м. Однако надо обратить внимание, что большинство австралийских проектов (рис. 5.6) ориентировано на экспорт в форме СПГ, а с учетом сжижения и транспортировки цена безубыточности будет варьироваться от 290 до 400 долл. 2012 / тыс. куб. м, что обуславливает необходимость сохранения высоких цен на целевом для Австралии азиатском газовом рынке для обеспечения окупаемости проектов.

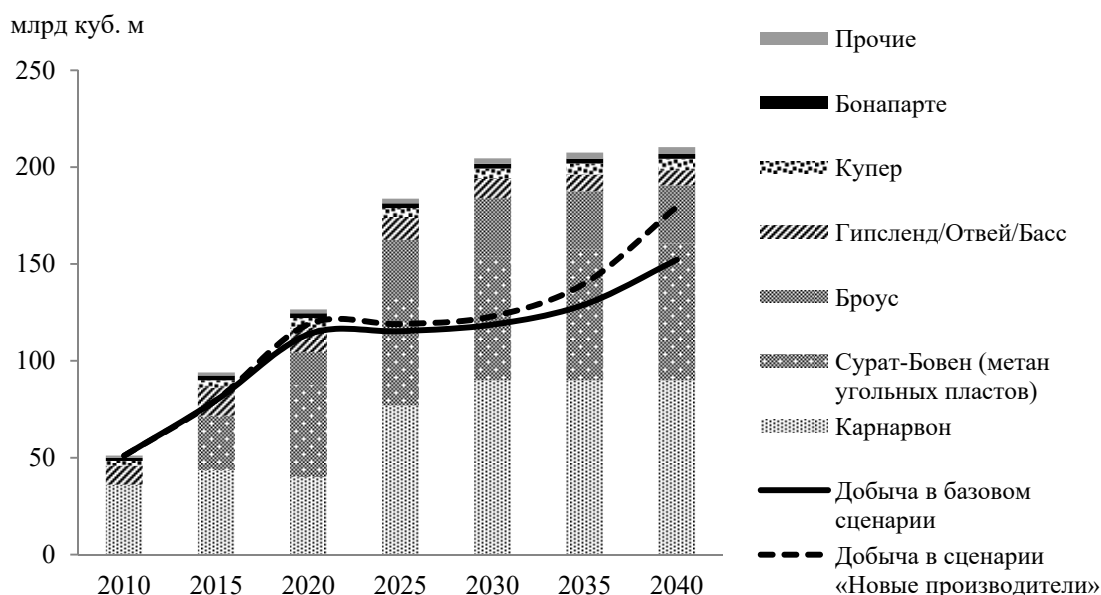


Рис. 5.6 — Теоретический потенциал добычи природного газа в Австралии и прогнозируемая добыча в базовом сценарии и сценарии «Новые производители».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Новым важным регионом газодобычи в мире может стать Восточная и Южная Африка. Если по состоянию на 2010 г. общее производство газа странами региона составляло всего чуть более 7 млрд куб. м, что не играло в мировом совокупном предложении практически никакой роли, то при благоприятных обстоятельствах к 2040 г. совокупная добыча может превысить 130 млрд куб. м (рис. 5.7). Основной вклад в этот рост должны внести месторождения бассейна Ровума в Мозамбике, а также шельфовые месторождения Танзании и сланцевые месторождения ЮАР. В совокупности они могут составить к 2040 г. около 95 % добычи региона.

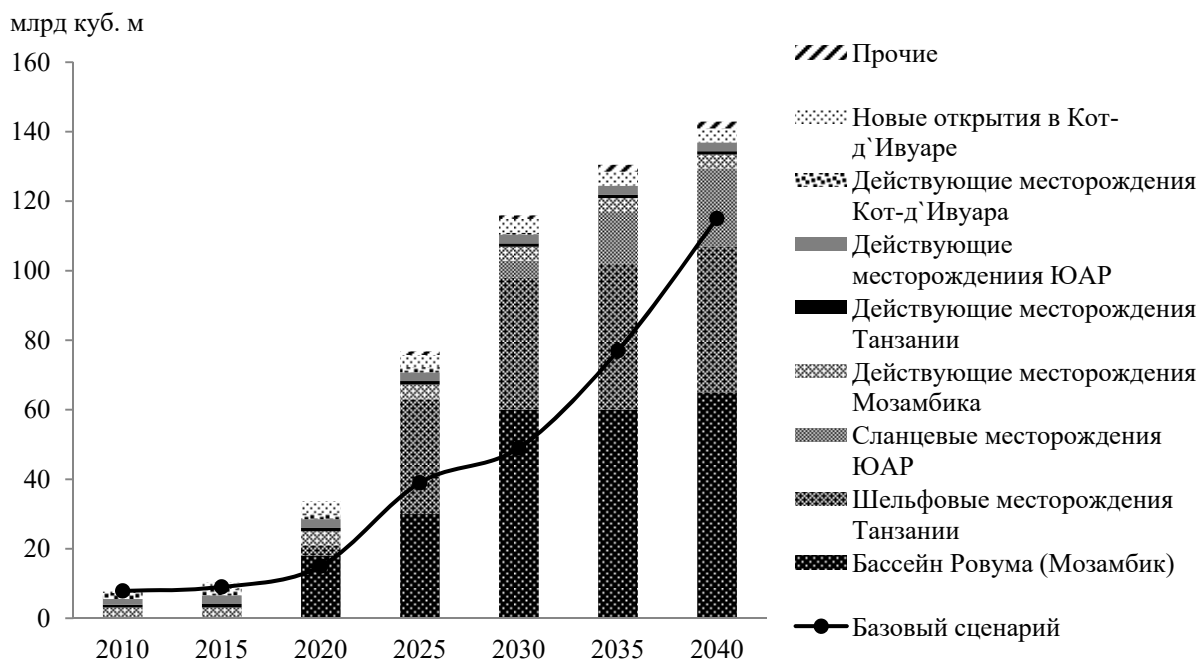


Рис. 5.7 — Добыча природного газа в Восточной и Южной Африке в базовом сценарии и в сценарии «Новые производители».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Газовые проекты Мозамбика и Танзании ввиду низкого внутреннего спроса ориентированы прежде всего на экспорт в виде СПГ на азиатский рынок, который на сегодняшний день обеспечивает производителям ценовую премию. Заявлялось, что первые объемы СПГ из этих стран могут поступить на рынок уже в 2018 г., хотя, учитывая раннюю стадию формирования необходимой для реализации проектов регуляторной среды в странах региона, это представляется малореалистичным. В связи с тем, что на азиатский рынок нацелены также новые проекты по производству СПГ Катара и Австралии, которые рассчитывают существенно нарастить объемы экспорта, Мозамбику и Танзании придется столкнуться с высокой конкуренцией на этом рынке. Учитывая, что цена безубыточности шельфовых проектов этих двух восточноафриканских стран довольно высока и находится в широком диапазоне — от 120 до 370 долл. 2012 / тыс. куб. м, достижение потенциальных объемов газодобычи станет непростой задачей. Нельзя сбрасывать со счетов и политические риски: несмотря на то, что на данный момент ситуация в этих странах стабильна, высокий уровень инфляции и безработицы может стать причиной социальных потрясений в будущем, в особенности после 2017 г., когда в Мозамбике и Танзании начнется новый политический цикл и пройдут выборы.

Цена безубыточности сланцевых проектов ЮАР колеблется от 230 до 330 долл. 2012 / тыс. куб. м, однако они ориентированы на внутренний рынок, спрос на

котором довольно высок, что повышает шансы страны на достижение потенциально возможных объемов добычи. Препятствием же на пути к этому могут стать технологические и экологические сложности, которые могут возникнуть в ходе реализации проектов по добыче сланцевого газа.

Существенный прирост добычи природного газа в период с 2010 по 2040 г. может быть достигнут в Туркменистане. Основные надежды этой страны связаны с группой месторождений Южный Иолотань, Осман, Минара, которые для более эффективного использования в соответствии с постановлением президента страны от 18 ноября 2011 г. были объединены в одно сверхгигантское месторождение Галканыш. Согласно аудиту британской компании Gaffney, Cline & Associates, начальные геологические запасы газа этого месторождения составляют более 26 трлн куб. м, а в перспективе, по мере более детального изучения зоны залегания пластов, оценка может быть даже скорректирована в сторону повышения. При подтверждении озвученных цифр месторождение Галканыш станет вторым в мире по объемам запасов сразу после разрабатываемого совместно Ираном и Катаром месторождения Южный парс/Северное. Кроме того, Туркменистан обладает хорошим потенциалом по увеличению добычи газа на шельфе западной части страны, разработка которого уже находится в активной фазе.

В сценарии «Новые производители» Туркменистан за счет более интенсивной разработки месторождения Галканыш может обеспечить рост производства газа в стране до 177 млрд куб. м к 2040 г., что выше значения базового сценария на 20 млрд куб. м (рис. 5.8).

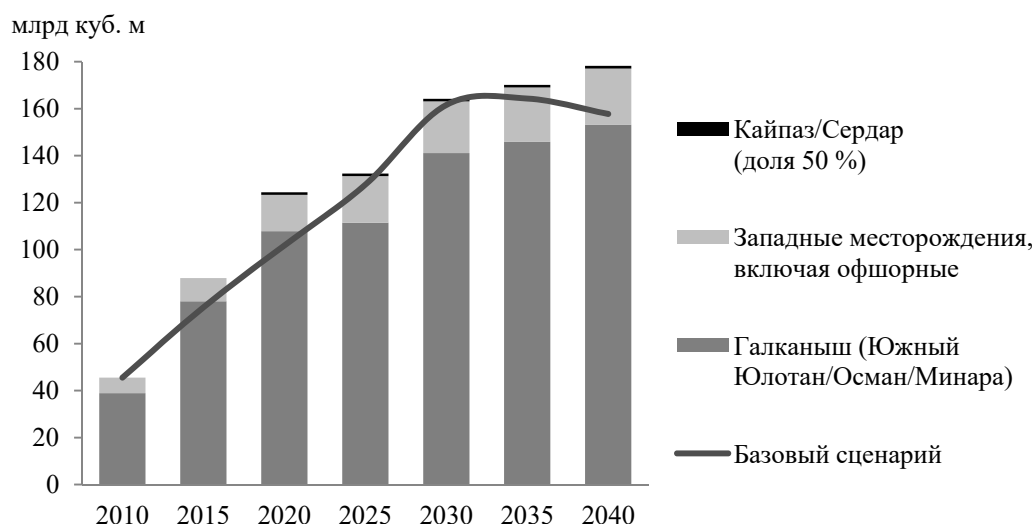


Рис. 5.8 — Потенциал добычи природного газа в Туркменистане в 2010–2040 гг.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Влияние на цены

Прирост добычи относительно дешевой нефти с месторождений Бразилии, Ирака и Ирана снизит цены нефти относительно базового сценария в период с 2015 по 2035 г. примерно на 10 % (на 9–10 долл. 2010 / барр.), а к 2040 г., по мере снижения сценарного дисбаланса объемов добычи в этих странах, цены восстановятся почти до уровня базового сценария, оказавшись ниже всего на 4 долл. 2010 / барр.

Стоит также отметить, что в пользу сравнительно низкого влияния этих производителей на нефтяной рынок говорит и весьма высокая чувствительность национальных компаний к ценовым падениям. Так, в условиях низких цен 2015 г. Бразилия и Ирак предпочитают не рисковать инвестициями, снижая расчетную рентабельность проектов на низких нефтяных ценах. К примеру, бразильская Petrobras в июне 2015 г. снизила планы по добыче к 2020 г. с 265 млн т н. э. до 185 млн т н. э.³¹⁰, апеллируя к увеличившимся рискам для инвестиций в добычу из-за снижения цен до 50 долл./барр. Иракское правительство также обратилось к ведущим добычу в стране компаниям с просьбой сократить свои инвестиционные планы на 2016 г.³¹¹. Не обозначил планов по снижению добычи только Иран, для которого рост объемов производства нефти и газа в условиях ослабления санкций может стать эффективным средством для наполнения бюджета и усиления экономического роста, даже при низких ценах.

С фундаментальной точки зрения, в рамках рассматриваемого сценария, суммарный прирост добычи с затратами в диапазоне от 20 до 60 долл. 2010 / барр. со стороны трех рассматриваемых производителей фактически может расширить кривую предложения в ее начальном отрезке и вытеснить только часть производителей с замыкающими издержками, однако не сможет заместить достаточные объемы нефти для того, чтобы кардинально снизить цены (рис. 5.9).

³¹⁰ <http://www.oilandgas360.com/petrobras-cuts-2020-production-estimates-by-30-in-latest-business-plan/>

³¹¹ <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-09-15/iraq-asks-oil-companies-to-submit-lower-2016-budgets-by-sept-30>

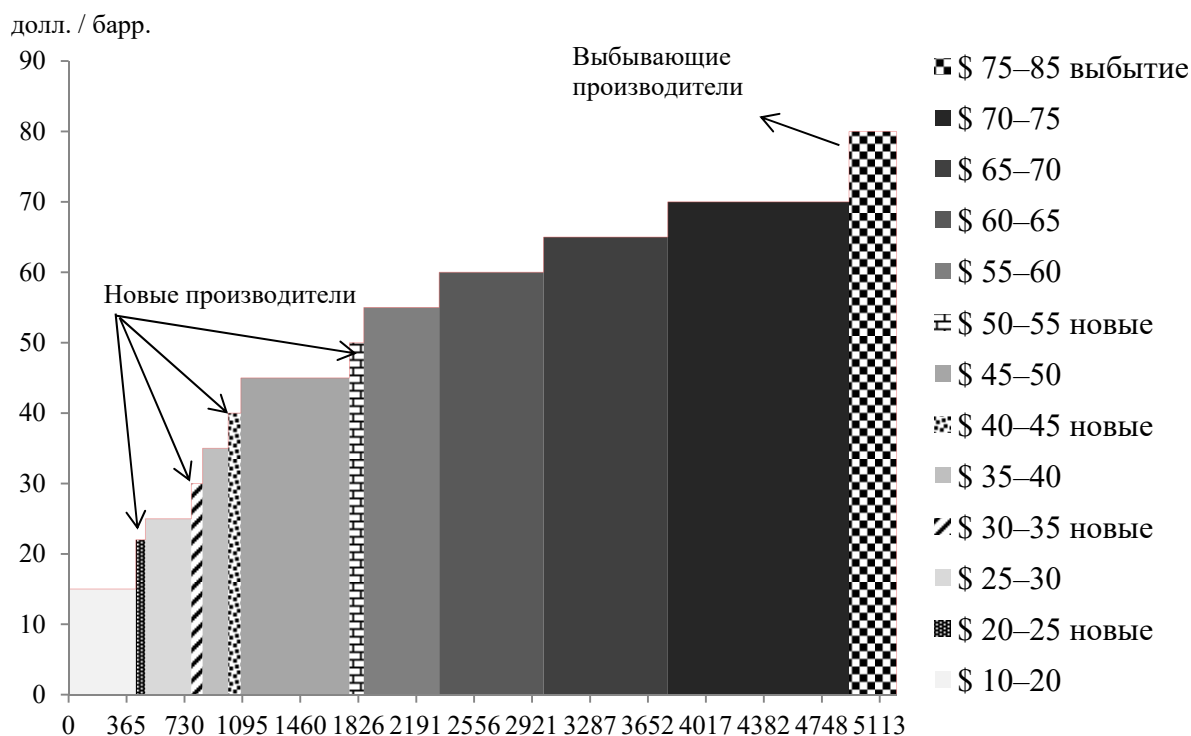


Рис. 5.9 — Изменения в кривой предложения на нефть в 2020 г. в случае реализации сценария «Новые производители».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

На газовом рынке ситуация отчасти схожая: обвала цен не происходит, хотя на цены газа в данном сценарии оказывается одновременное давление как со стороны конкуренции «газ — газ», так и через формулы привязки к нефтяным ценам. Однако воздействие сильно различается по региональным рынкам: если рынок Северной Америки практически не почувствует никаких изменений, то в АТР и Китае разница с ценами базового прогноза составит 9–13 %, а вот на европейском рынке эффект будет наиболее ощутимым — снижение цен на 20 % по сравнению с базовым сценарием.

При этом, аналогично нефтяному рынку, увеличение добычи новых производителей выдавливает с рынка наиболее дорогостоящее предложение традиционных поставщиков, поэтому к 2040 г. потери от данного сценария будут делить между собой Северная Америка (–57 млрд куб. м, из них 45 млрд куб. м — добыча в США), страны СНГ (–87 млрд куб. м, из них около 70 млрд куб. м — российский газ) и Австралия (–10 млрд куб. м), а основной выигрыш при этом получит Иран (+120 млрд куб. м).

Влияние на основных игроков

Наибольшее влияние на других участников рынка увеличение добычи нефти в Бразилии, Иране и Ираке окажет в краткосрочной перспективе до 2020 г. Рост добычи этих производителей на 300 млн т по сравнению с базовым сценарием в 2020 г. приведет к соразмерному снижению добычи в десяти крупных странах-производителях: США, России, Китае, Мексике, Малайзии, Индонезии, Норвегии, Великобритании, Казахстане и Саудовской Аравии (рис. 5.10). Причем половина падения добычи придется на Россию — как на производителя с замыкающими издержками в отрасли (–47 млн т) и на США (–100 млн т) — как на производителя, чей уровень добычи во многом зависит от скорейшего ввода сланцевых проектов.

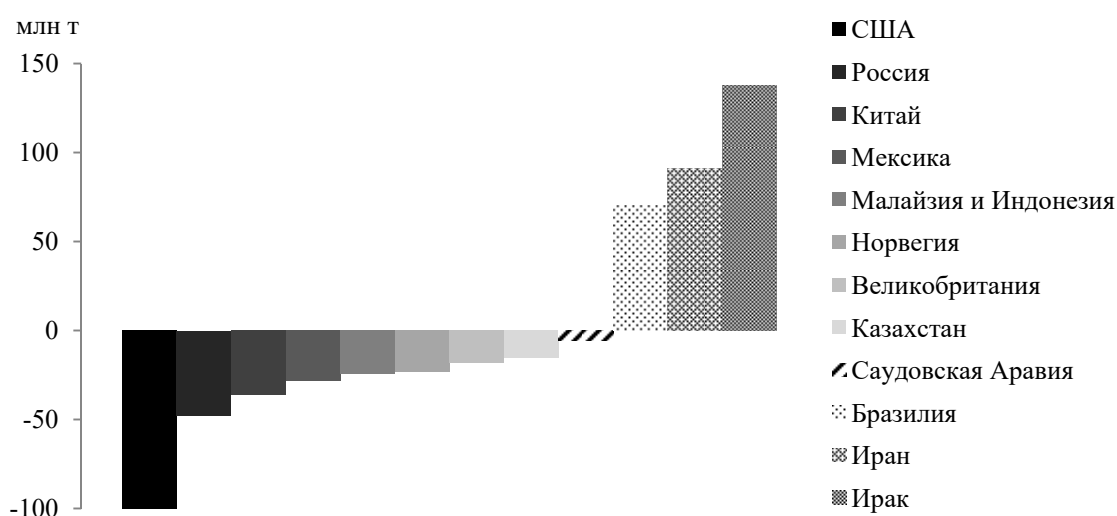


Рис. 5.10 — Изменение добычи нефти в 2020 г. в крупнейших странах-производителях в сценарии «Новые производители» по сравнению с базовым сценарием.

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Прогнозируемое в сценарии «Новые производители» снижение добычи нефти в США почти полностью придется на нефть сланцевых плеев (–75 млн т и –25 млн т традиционной нефти), что вызвано высокой чувствительностью сланцевых проектов к изменениям цены нефти³¹².

Высокая чувствительность добычи нефти сланцевых плеев к изменениям в ценах нефти обуславливается технологическим процессом добычи — необходимостью постоянно увеличивать объемы бурения, что и является наиболее затратной частью всего процесса добычи. Фактически в случае, если цены на нефть начинают снижаться, компания-производитель сланцевой нефти в короткие сроки может закончить

³¹² Discussion Paper #2012-10 Geopolitics of Energy Project Belfer Center for Science and International Affairs John F. Kennedy School of Government Harvard University, June 2012.

поступление нефти из пробуренных скважин, не начиная новых буровых работ в ожидании благоприятной ценовой конъюнктуры. Таким образом, для компаний с лицензионными участками с низким содержанием нефти и относительно высокими затратами на добычу³¹³ снижение цены нефти на 9 долл. 2010 / барр. является ощутимым и приводит к снижению объемов бурения, что ведет в свою очередь к снижению добычи нефти в США.

После 2020 г., когда «новые производители» станут приближаться к пикам своей добычи, ситуация стабилизируется: к 2040 г. дополнительный прирост добычи по сравнению с базовым сценарием сократится до 100 млн т.

При реализации сценария «Новые производители» в первую очередь выигрывают страны — импортеры нефти ввиду снижения расходов на ее закупку, а также производители с относительно низкими издержками на добычу, то есть те самые «новые производители». В проигрыше оказываются производители с высокими затратами, в частности — производители в странах СНГ, АТР и Европе. Кроме того, этот сценарий снижает самообеспеченность США нефтяными ресурсами и уменьшает их влияние на мировом нефтяном рынке.

Вероятность реализации сценария «Новые производители» во многом зависит от того, как поведут себя в ближайшее время ключевые игроки мирового рынка углеводородов: США, Саудовская Аравия и Китай.

США, которые пострадают от последствий сценария «Новые производители» сильнее остальных игроков, могут попробовать повлиять на позиции новых игроков за счет увеличения собственной добычи. Важно для реализации сценария «Новые производители» и поведение Саудовской Аравии. Ключевой член ОПЕК может не дать войти на рынок новым нефтяным объемам за счет резкого наращивания собственной добычи. Не меньше, чем от США и Саудовской Аравии, вероятность наступления сценария «Новые производители» зависит от действий Китая на мировом нефтегазовом рынке. Стоит отдельно отметить, что на протяжении всего прогнозного периода с 2020 г. ежегодная добыча нефти в Китае будет в среднем на 40 млн т ниже относительно базового сценария. В данном сценарии на фоне более низких нефтяных цен не будут вводиться новые дорогостоящие добычные проекты, в первую очередь — сланцевые. Однако для Китая снижение собственной добычи нефти не является критичным фактором благодаря значительному присутствию китайских нефтегазовых компаний в добычных проектах за рубежом, в частности в нефтяных проектах Ирана и Ирака (табл. 5.1). Фактически политика Китая в области добычи и торговли нефтью становится похожей на политику

³¹³ Затраты на добычу нефти сланцевых пластов лежат в диапазоне от 35 до 90 долл. 2010 / барр.

США в конце XX века: осуществляется в первую очередь добыча и импорт нефти из регионов с относительно дешевым сырьем при одновременном консервировании собственных ресурсов.

Таблица 5.1 Присутствие китайских нефтегазовых компаний в Иране и Ираке

Страна	Месторождение
Иран	Северный Азадеган (CNPC)
Иран	Бассейн Загрос (CNPC)
Иран	Ядавалан (Sinorec)
Ирак	Аль-Ахдаб (CNPC)
Ирак	Румайла (CNPC)
Ирак	Халафая (CNPC)
Ирак	Миссан (CNOOC)

Источник: ИНЭИ РАН

В сценарии «Новые производители» добыча нефти в Китае заметно снижается по сравнению с базовым сценарием — на 45 млн т к 2040 г., что с формальной точки зрения должно негативно сказаться на энергетической безопасности страны. Тем не менее именно политика Китая может оказать решающее влияние на расклад сил. Так, Китай может поддержать и расширить активное развитие собственных добычных проектов на территории Ирака и Ирана, временно законсервировав собственные добычные мощности. Поддержка ближневосточных добычных проектов в совокупности с гарантированным китайским рынком сбыта для иранской и иракской нефти могут нейтрализовать возможные действия Саудовской Аравии по резкому наращиванию объемов добычи. В случае если Китай пойдет на реализацию таких мер, сильнее всего могут пострадать США, и дополнительный удар будет нанесен по производителям с высокими издержками. Если же Китай будет поддерживать собственную добычу наряду с США и Саудовской Аравией, влияние «новых производителей» на мировой нефтяной рынок и на нефтяные цены становится незначительным, и данный сценарий не реализуется.

Вероятность реализации этого сценария и рассмотренные факторы, способные помешать его реализации, сигнализируют о том, что нефтяной рынок по-прежнему не полностью подчиняется законам экономической логики и во многом управляется через геополитические решения отдельных ключевых игроков

5.2 Сценарий «Другая Азия»

Огромное влияние на мировую экономику и энергетику будут оказывать процессы, происходящие в развивающихся странах Азии. В настоящее время уже есть весомые основания полагать, что события в Китае и Индии могут развиваться по несколько иному

сценарию, чем принято ожидать. И одной из причин этому может быть ситуация на угольном рынке.

В эпоху осознания проблемы сохранения климата, наступления атомной энергии, природного газа и возобновляемой энергии логично было бы предположить отступление угля как топлива в пользу более эффективных и чистых видов топлива³¹⁴. В это верили примерно до начала 2000-х годов, пока нефть оставалась относительно дешевой. Потом стало ясно, что этот подход верен, но требует двух-трех поправок: уголь стал много дешевле; уголь является «домашним» топливом для стран с ограниченными запасами нефти и газа; вопросы климата не являются приоритетными в бедных странах; быстрый отход от угля потребовал бы переориентации огромных инвестиционных вложений в атомную и газовую энергетику, что сложно как по технологическим и финансовым, так и по политическим причинам.

Так что «начало конца» эры угля в мировой энергетике, по-видимому, было иллюзией экономистов. Глобально уголь как топливо не был сменен за XX век нефтью, потом газом, и в XXI веке пока его не вытесняют ВИЭ, несмотря на связанный с ним значительный масштаб эмиссии парниковых газов. Очевидно, что угольная основа азиатских топливно-энергетических балансов остается ведущей причиной роста выбросов парниковых газов в мировой экономике. Будущий характер и масштабы использования этого энергоресурса существенно влияют на мировой энергетический ландшафт даже в перспективе до 2040 г. Уголь является топливом № 2 в мировой энергетике сейчас и остается, как правило, самым дешевым среди ископаемых видов топлива. Рост мировых цен на нефть и газ в XXI веке стимулировал внутреннюю разработку угля в ряде стран, особенно в Азии, по понятным экономическим причинам: близость доставки, отсутствие сложностей и расходов, связанных с международной торговлей, дешевизна рабочей силы.

Использование угля в будущем связано с такой же неопределенностью, что и использование других энергоносителей. Одним из наиболее значимых факторов этой неопределенности является высокая концентрация потребителей и производителей на мировом рынке угля. Традиционный в теории отраслевых рынков показатель CR3, то есть доля трех крупнейших субъектов с одной или другой стороны рынка, показывает огромные различия между углем и углеводородами в этом отношении. Для нефти доля трех крупнейших продавцов или потребителей среди стран составляет 35–40 %, для газа — 40–45 %, а для угля — 65–70 %. Даже в условиях довольно ограниченных масштабов международной и тем более межрегиональной торговли углем (если,

³¹⁴ Митрова Т. Межтопливная конкуренция / Мировая экономика в начале XXI века / под ред. Л. Григорьева. М.: Директ-Медиа, 2013. С. 488–510.

например, сравнивать его с нефтью) такая ситуация не может не вызывать настороженности ввиду высокой зависимости угольной отрасли и угольного рынка в глобальном масштабе от дискреционных решений узкого круга лидеров, в первую очередь — азиатских (табл. 5.2).

Таблица 5.2 Крупнейшие производители и потребители угля в мире (свыше 100 млн т в год), 2013 г.

Страна	Объем добычи, млн т	Объем потребления, млн т
Китай	3427,9	3880,6
США	892,6	842,9
Индия	604,5	791,2
Индонезия	488,6	62,5
Австралия	459,3	121,3
Россия	347,2	234,8
ЮАР	255,9	187,0
Германия	191,0	241,0
Польша	142,3	144,5
Казахстан	119,9	87,5
Япония	0,0	195,6
Корея	1,8	126,4
<i>Мир — всего</i>	<i>7666,8</i>	<i>7875,7</i>

Источник: МЭА

Столь высокую концентрацию производства и потребления угля обеспечивает, конечно же, Китай, который в 2014 г. произвел и потребил около половины мирового угля. Этап активного промышленного развития Китая в 2000-х гг. был связан с быстрым ростом потребления энергии и увеличением доли угля как наиболее доступного для страны топлива. Правда, если в первой половине 2000-х гг. уголь отвоевывал позиции у различных видов топлива, то со второй половины 2000-х гг. рост доли угля в энергопотреблении стал более плавным, и вытеснять он продолжил в основном использование традиционных ресурсов биомассы, тогда как современная энергетика конкурирует с углем намного успешнее (рис. 5.11). Состояние китайской экономики и структура китайской энергетики способны оказать огромное влияние на международные рынки угля, а через механизмы межтопливного замещения — и на рынки других энергоносителей.



Рис. 5.11 — Потребление угля и первичной энергии в Китае, 1980–2014 гг.

Источник: МЭА, ВР

Китайский угольный рынок сам по себе довольно замкнут: к примеру, за тридцать лет — с 1980 по 2010 г. — лишь однажды внешнеторговое сальдо по углю превысило 5 % внутреннего потребления, и это был чистый экспорт угля. В 2010-х гг. ситуация изменилась, и в 2013 г. чистый импорт уже составлял более 8 % внутреннего потребления страны. Это значение также представляется относительно небольшим, однако в абсолютном выражении чистый импорт достиг 320 млн т угля, что эквивалентно более 90 % российской угледобычи за аналогичный период. Этот прирост чистого импорта произошел всего лишь за 5 лет, с 2008 г., когда Китай еще был чистым экспортером угля (рис. 5.12). Таким образом, даже небольшие относительно внутреннего потребления колебания внутреннего предложения и спроса большой страны могут вызвать сильный резонанс на мировых рынках.

В 2010–2013 гг. ощутимо замедление внутренней добычи угля в Китае. В 2013 г. прирост добычи составил лишь 0,8 % — это минимальный темп за последние 15 лет. Общая картина этой динамики, отдаленно напоминающая кривую Хуберта, может создать впечатление, что пик добычи угля уже близок. Впрочем, применение этой модели к добыче угля в целой стране весьма спорно, к тому же в истории китайской угольной отрасли уже были периоды длительной стагнации производства, и такая динамика может быть связана в том числе с особенностями политического цикла плановой экономики.

Данные о добыче в 2014 г., опубликованные ВР, указывают на то, что скептические ожидания развития угледобычи в Китае могут подтвердиться: в соответствии с этой информацией, в 2014 г. в стране был зафиксирован первый за последние 15 лет спад производства угля, и он достиг почти 2,5 % (эти результаты соответствуют предварительным данным китайской статистики). Впрочем, по этим же данным, потребление угля в Китае в 2014 г. стабилизировалось, оставшись на уровне 2013 г.

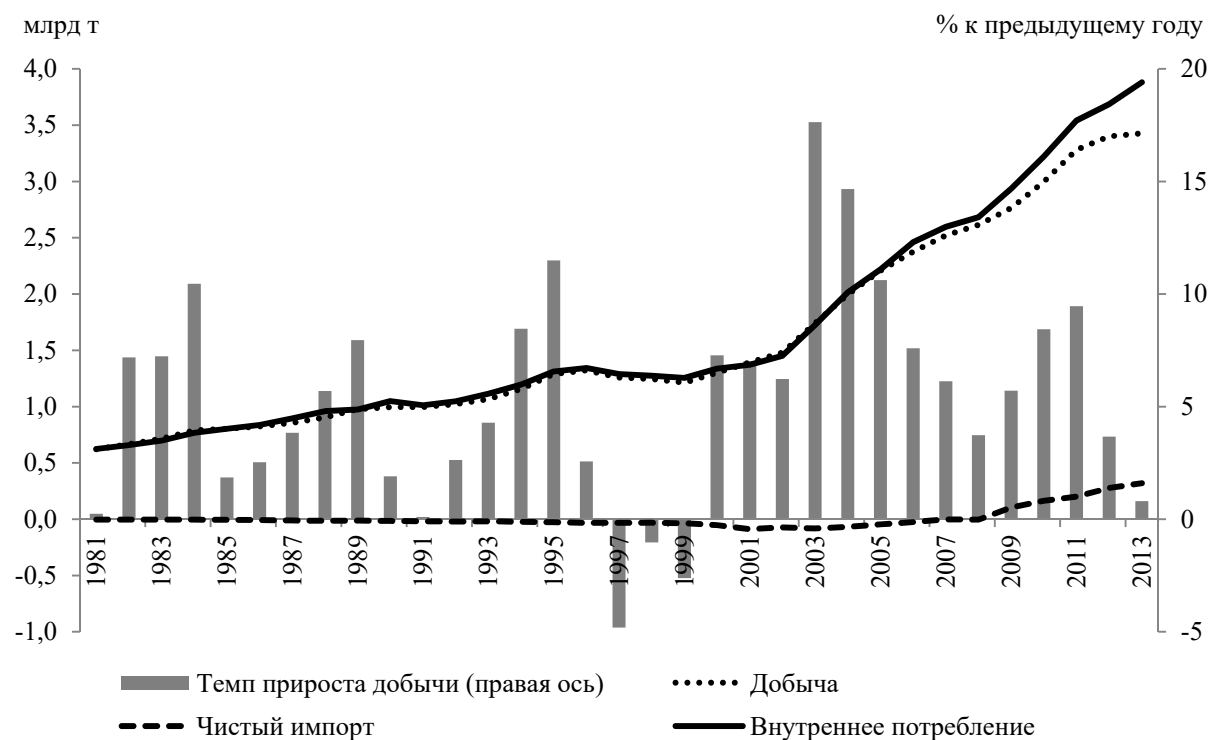


Рис. 5.12 — Основные показатели угольной отрасли Китая, 1981–2013 гг.

Источник: МЭА

Активные дискуссии о будущем китайской угольной отрасли с 2010 г. подогреваются внутренними инициативами Китая по ограничению добычи угля в стране. 12-й пятилетний план (2011–2015 гг.) предусматривал ограничение добычи и потребления угля на уровне 3,9 млрд т в 2015 г. (хотя ранее обсуждались возможности ограничения на уровне 3,6–3,8 млрд т). В области добычи китайские производители остановились далеко от этого показателя, на уровне 3,4–3,5 млрд т угля, что ставит выполнимость заявленных целей пятилетки в части угледобычи под сомнение.

12-й пятилетний план на 2011–2015 гг. дает целевые показатели по объему производственных мощностей угледобычи на уровне 4,1 млрд т в год, из них 2,6 млрд т — на крупных предприятиях (63 %), 0,9 млрд т — на средних (22 %) и 0,6 млрд т — на мелких (15 %). В 11-м пятилетнем плане (2006–2010 гг.) объем ввода дополнительных мощностей составлял 0,36 млрд т в год, в 12-м (2011–2015 гг.) он был установлен на

уровне 0,75 млрд т в год³¹⁵; в 13-м (2016–2020 гг.) предположительно может достигнуть 0,35 млрд т в год. Это дает основания полагать, что добычу планировалось наращивать по крайней мере до 2020 г., существенно выводя ее за пределы 4 млрд т, но отмеченное фактическое сокращение добычи ставит под вопросы и планы по мощностям. Сильное влияние на угольную отрасль оказывает также тяжелая экологическая обстановка в крупнейших городах Китая. Все чаще слышны заявления о недопустимом уровне загрязнения воздуха в крупнейших муниципалитетах страны, причем концентрация мелких частиц в атмосфере иногда превышает нормы, установленные Всемирной организацией здравоохранения, более чем в 20 раз³¹⁶.

Потребление угля в Китае уже в 2013 г. достигло 3,9 млрд т, и импорт, похоже, выходит за границы запланированного. В конце 2013 г. была предложена новая «угольная» цель: ограничить долю угля в потреблении первичной энергии на уровне 65 % к 2017 г.. В соответствии с данными Статистического бюро Китая доля угля в 2013 г. составила 66 %, так что речь идет скорее не о реструктуризации энергобаланса страны, а о предотвращении «возврата» к углю. Однако и само потребление первичной энергии в 2012 и 2013 гг., когда экономический рост Китая замедлился до 7–8 % в год, росло примерно на 4 % ежегодно. Впоследствии темп экономического роста Китая продолжил постепенное снижение и в 2016–2017 гг., по прогнозу МВФ, должен выйти на уровень 6 %. Даже если при этом темп прироста потребления первичной энергии снизится до 3 % в год, то это оставляет возможность наращивания потребления угля на 10–11 % с 2013 по 2017 г. — до уровня 4,3 млрд т в год. Заметим, что МЭА в конце 2014 г. в среднесрочном прогнозе угольного рынка предсказало похожую динамику в отношении перспектив китайского спроса: среднесрочный прогноз МЭА предполагает рост потребления угля в Китае с 2013 по 2017 г. на 11 %, что привело бы к повышению спроса до 4,3 млрд т в год³¹⁷.

Новые тенденции развития китайской энергетики должны быть оформлены в 13-м пятилетнем плане на 2016–2020 гг., который ожидается в течение 2015 г. Ориентиры по использованию угля на этот период уже были заданы китайскими властями. В ноябре 2014 г. Госсовет Китая опубликовал планы по развитию национального ТЭК до 2020 г., включающие ограничение потребления угля на уровне 4,2 млрд т в год и снижение доли угля в структуре потребления первичной энергии до 62 %. В марте 2015 г. министерство промышленности и информационных технологий и Министерство финансов Китая озвучили план действий, в соответствии с которым годовое потребление угля в стране

³¹⁵ <http://www.bloomberg.com/news/articles/2012-03-22/china-to-restrict-coal-demand-output-to-3-9-billion-tons>

³¹⁶ The Guardian, China's toxic air pollution resembles nuclear winter, say scientists, 25 February 2014.

³¹⁷ IEA. Medium-Term Coal Market Report 2014. — OECD/IEA, 2014.

планируется снизить на 160 млн т к 2020 г. Все это означает интенсификацию политики снижения роли угля. Это намерение подкрепляется и достигнутой между высшими руководителями США и Китая в 2014 г. договоренностью, в соответствии с которой пик выбросов парниковых газов в Китае должен состояться до 2030 г. Доля угля в структуре китайского энергопотребления при таком условии должна снизиться до уровня менее 55 % к 2030 г.

Плановые показатели китайских властей, конечно, нельзя считать априори достигнутыми. К примеру, МЭА в среднесрочном прогнозе ориентируется на увеличение китайского спроса на уголь до 4,5 млрд т к 2019 г., причем, он был опубликован примерно в одно время с новыми китайскими планами и мог не в полной мере отражать принимаемые меры. Но и более осторожный, предполагающий «антиугольную» политику сценарий New Energy Policies в рамках опубликованного тогда же долгосрочного прогноза МЭА предполагает, что к 2020 г. китайское потребление угля приблизится к уровню 4,3 млрд т, а потом сколько-нибудь заметного снижения потребления угля не стоит ожидать в течение 2020-х гг., причем, как и роста.

Каковы истинные причины инициатив, нацеленных на ограничение использования угля в Китае: забота об окружающей среде или объективные ограничения добывающей отрасли и инфраструктуры, ставящие под угрозу само энергоснабжение китайской экономики в долгосрочном периоде? Иными словами, каковы причины возможного «пика угля» в Китае и будет ли это пик потребления или пик производства?

Радикальный вариант первой точки зрения отражен, к примеру, в докладе Citibank³¹⁸ — его авторы в конце 2013 г. предположили, что пик потребления угля будет достигнут уже до 2020 г. под влиянием преимущественно четырех факторов: политики снижения выбросов, структурных сдвигов ВВП, развития газовой, атомной и возобновляемой энергетики, а также повышения эффективности электростанций.

Базовый сценарий прогноза ИНЭИ РАН и АЦ от 2014 г. предусматривал приближение к прохождению пика потребления угля в Китае к завершению рассматриваемого периода. В пространстве энергетических прогнозов, в том числе в базовом сценарии New Energy Policies ежегодного прогноза МЭА от 2013 г., такой вариант также рассматривается, причем есть вероятность прохождения пика уже к 2030 г. (рис. 5.13).

³¹⁸Citibank. The Unimaginable: Peak Coal in China. Sept. 2013 // <https://ir.citi.com/z5yk080HEXZtoIax1EnHssv%2Bzm4Pc8GALpLbF2Ysb%2FI21vGjprPCVQ%3D%3D>

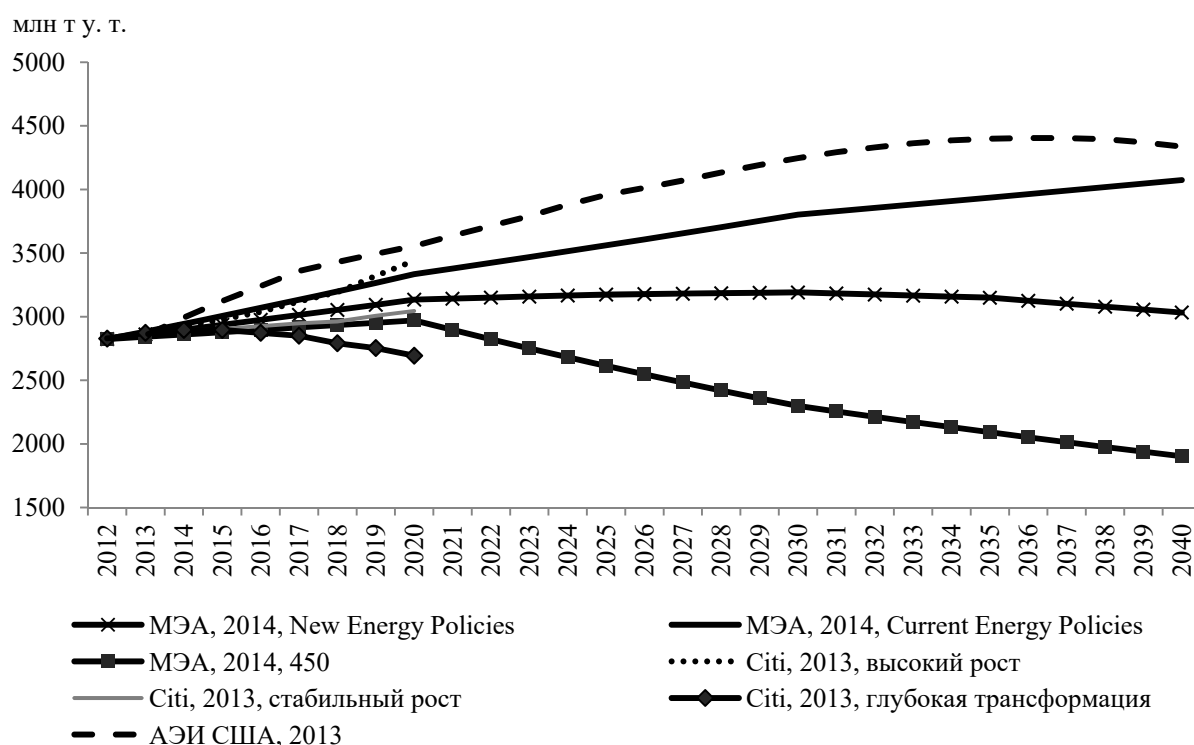


Рис. 5.13 — Прогнозы потребления угля в Китае на период 2012–2040 гг. по сценариям МЭА, Citibank и АЭИ США от 2013 и 2014 гг.

Источники: МЭА (IEA World Energy Outlook 2014), Citibank, АЭИ США (EIA International Energy Outlook 2013)

Но возможен и другой вариант развития событий: пик производства, обусловленный объективными ограничениями на добычу угля в стране — геологическими, техническими, инфраструктурными. При этом пик добычи и пик потребления не исключают друг друга: вероятно, что один из них влечет за собой второй, однако их последовательность и разрыв между величинами того и другого способны оказать большое влияние на масштаб импорта угля и тем самым на внешние рынки, а следовательно, и на всю мировую энергетику.

Важен не «точный момент» пика угля (в любом из двух вариантов — по производству или по потреблению) в Китае. Важно, во что верит китайский Госплан в отношении этого пика, как он готов снижать выбросы, каковы транспортные ограничения, как рост спроса и удорожание угля потянут вверх потребление газа. Быстрый выход на пик потребления решал бы для Китая сразу три проблемы: обеспечение предсказуемого и управляемого энергобаланса, сокращение выбросов парниковых газов для выполнения международных обязательств и снижение уровня экологического загрязнения в стране. Однако ускоренный отказ от угля может привести к удорожанию стоимости потребляемой конечной энергии. Исходя из разработанных разными группами

ученых прогнозов (табл. 5.3), китайский Госплан может рассчитывать на пик добычи в 2020–2025 гг., если исходить из производственных возможностей отрасли.

Одним из оснований идеи о пике добычи угля в Китае является вопрос о китайских запасах. Важнейшим источником данных о запасах угля в мире является Мировой энергетический совет (WEC, World Energy Council). К примеру, именно данные WEC ежегодно публикует BP в своем статистическом обзоре. Но Китай с 1992 г. не сообщал в WEC новых данных, и все это время цифры, используемые в ряде международных исследований, остаются на прежнем уровне: 114,5 млрд т доказанных запасов угля. Заметим, что при этом с 1992 г. Китай уже добыл свыше 40 млрд т каменного угля. Данные BGR, используемые, в частности, МЭА, существенно изменились за последние годы. В 2007 г. китайские доказанные запасы угля оценивались BGR в более чем 180 млрд т, в новом исследовании 2013 г. они составляют лишь около 120 млрд т.

В соответствии с работой Ванга и соавторов³¹⁹, перспективы китайской добычи угля зачастую оцениваются на базе ошибочных представлений об извлекаемых запасах угля в стране. Особенности китайской системы классификации запасов обуславливают вероятные искажения даже в традиционно используемых оценках WEC и немецкого института BGR. Вследствие этого оценки данных организаций существенно расходятся с оценками Государственной администрации (ранее — министерства) угольной промышленности Китая.

Авторы указанной работы провели собственное исследование динамики добычи на основе кривой Хуберта и пришли к выводу, что пик китайской угледобычи будет достигнут в 2024 г. на уровне 4,1 млрд т в год. Отметим, что несмотря на возможные разночтения оценка суммарного объема извлекаемых запасов в данной работе (223,6 млрд т) примерно соответствует оценке, использованной МЭА в ежегодном прогнозе от 2013 г. (около 230 млрд т).

Сопоставив свои результаты с результатами полутора десятков альтернативных сценариев, Ванг с соавторами рассчитали, что пик добычи в этих работах в среднем также планируется на 2024 г., при этом ожидаемый уровень пиковой добычи варьирует от 2,3 до 6,1 млрд т в год со средним значением 3,7 млрд т.

Таблица 5.3 содержит сравнительные результаты ряда исследований по оценке времени и объемов пиковой добычи угля в Китае, проведенных в последние годы. Результаты в значительной мере зависят от оценки суммарного объема извлекаемых запасов. Показателен пример Минки Ли, который резко повысил оценку объемов пиковой

³¹⁹ Wang J., Feng L., Davidsson S., Hook M. Chinese coal supply and future production outlooks // Energy. 2013. No. 60. P. 204–214.

добычи и отодвинул сроки «угольного пика», взяв коэффициент извлечения на уровне 100 % (фактически в Китае он составляет около 55 %) ³²⁰.

Таблица 5.3 Оценки времени пика добычи и объемов пиковой добычи угля в Китае

Источник	Год пика добычи	Объем добычи на пике, млрд т	Оценка суммарных извлекаемых запасов (URR), млрд т	Примечания
(Wang, Feng, Davidsson, Hook, 2013) ³²¹	2024	4,1	223,6	
(Hook, Zittel, Schindler, Aleklett, 2010) ³²²	2020–2025	3,1–3,3	161	базовый сценарий
(Tao, Li, 2007) ³²³	2027	3,3	223	различные внешние условия
	2029	3,8	223	
	2033	4,2	223	
(Lin, Liu, 2010) ³²⁴	2025	3,8	189	логистическая кривая добычи
	2027	3,7	189	гауссианская кривая добычи
(Patzek, Croft, 2010) ³²⁵	2011	3,2	147	
(Li, 2008) ³²⁶	2030	3,8	250	
(Li, 2012) ³²⁷	2039	6,1	380	
(Mohr, Evans, 2009) ³²⁸	2010	2,4	127,9	
	2017	2,4	156,7	
	2010	2,3	136,1	

Источник: Аналитический центр при Правительстве РФ

Явное завышение коэффициента извлечения угля представляется необоснованно «оптимистическим вариантом», но в то же время ряд недавних «пессимистических» прогнозов о достижении китайской добычей пика уже, очевидно, не сбылись. В связи с этим целесообразным представляется исходить из «консенсус-прогноза», выделенного

³²⁰ Li M. Peak Energy, Climate Change, and Limits to China's Economic Growth // The Chinese Economy. 2012. Vol. 45, No.1. P. 74–92; Li M. Peak Energy and the Limits to China's Economic Growth: Prospect of Energy Supply and Economic Growth from Now to 2050 / Political Economy Research Institute Working Paper No. 189. 2008.

³²¹ Wang J., Feng L., Davidsson S., Hook M. Chinese coal supply and future production outlooks // Energy. 2013. No. 60. P. 204–214.

³²² Hook M., Zittel W., Schindler J., Aleklett K. Global coal production outlooks based on a logistic model // Fuel. 2010. No. 89. P. 3546–3558.

³²³ Tao Z., Li M. What is the limit of Chinese coal supplies—A STELLA model of Hubbert Peak // Energy Policy. 2007. No. 35. P. 3145–3154.

³²⁴ Lin B., Liu J. Estimating coal production peak and trends of coal imports in China // Energy Policy. 2010. No. 38. P. 512–519.

³²⁵ Patzek T., Croft G. A global coal production forecast with multi-Hubbert cycle analysis // Energy. 2010. No. 35. P. 3109–3122.

³²⁶ Li M. Peak Energy and the Limits to China's Economic Growth: Prospect of Energy Supply and Economic Growth from Now to 2050 / Political Economy Research Institute Working Paper No. 189. 2008.

³²⁷ Li M. Peak Energy, Climate Change, and Limits to China's Economic Growth // The Chinese Economy. 2012. Vol. 45, No.1. P. 74–92.

³²⁸ Mohr S., Evans G. Forecasting coal production until 2100 // Fuel. 2009. No. 88. P. 2059–2067.

в работе Ванга и соавторов³²⁹, результатов самого этого исследования, одного из наиболее актуальных на данный момент, и оценок МЭА. Все они достаточно близки: пик добычи угля ожидается около 2025 г., объем пиковой добычи — от 3,7 до 4,1 млрд т угля³³⁰.

При этом следует учитывать и другие факторы, ограничивающие возможности угольной отрасли Китая, в частности транспортный фактор. Длина железных дорог Китая составляет 6 % от мировой, а трафик — 25 % от мирового, то есть загрузка железных дорог превышает среднемировой уровень в 4 раза³³¹. При этом около половины китайского угля транспортируется по железным дорогам.

Еще одной существенной проблемой является нехватка воды: из 96 крупнейших государственных шахт 71 % страдает от недостатка воды, в том числе для 40 % эта нехватка является серьезным ограничением. Значительная часть угледобычи располагается на засушливом севере страны³³². Ванг и соавторы отмечают, что нехватка воды может стать причиной невозможности устойчивого превышения отметки годовой добычи в 3,8 млрд т.

Таким образом, в течение примерно еще десятилетия от китайской угольной отрасли можно ожидать наращивания добычи угля при обострении проблем защиты окружающей среды и загруженности транспорта. Однако уже в середине 2010-х гг. китайская угледобыча подошла близко к прогнозируемому пику: может быть, сейчас еще рано говорить о существенном и устойчивом снижении добычи в ближайшие годы, но ее замедление довольно вероятно. Влияние вызванных этим затруднений на национальную экономику тесно связано с ожидаемым пиком потребления: их «совмещение» представляется приемлемым вариантом для экономики Китая, в противном случае возникает угроза давления на энергоемкие отрасли и обостряется проблема импорта энергоносителей.

Мировой бизнес, прогнозисты международных организаций и консалтинговые компании рассматривают аналогичные варианты. По мере замедления потребления и производства угля в Китае будет необходимо уже в ближайшие годы сопоставить темпы замедления этих двух показателей. Поворот в инвестиционной активности будет сопровождаться решениями по 13-му и 14-му пятилетним планам. В случае большего замедления приростов добычи можно будет более точно оценить новую ситуацию на мировых рынках топлива.

Проблема обеспеченности углем может не менее остро встать и перед Индией. Эта страна пока существенно менее значима, чем Китай, в глобальной угольной отрасли,

³²⁹ Wang J., Feng L., Davidsson S., Hook M. Chinese coal supply and future production outlooks // Energy. 2013. No. 60. P. 204–214.

³³⁰ Без пересчета в т у. э. с учетом калорийности.

³³¹ The Economist. Rushing on by road, rail and air. February 14, 2008.

³³² Wang J., Feng L., Davidson S., Hook M. Chinese coal supply and future production outlooks // Energy. 2013. No. 60. P. 204–214.

однако ее роль на мировых рынках может значительно укрепиться с учетом ожидаемых высоких темпов экономического роста, ориентированной на уголь энергетики и относительно более высокого уровня бедности, что не предполагает активной политики по достижению дорогостоящих экологических, технологических и иных задач до решения ключевой проблемы бедности, в том числе энергетической бедности. В стране около четверти населения все еще не имеют доступа к электроэнергии, две трети вынуждены прибегать к традиционному использованию биомассы (сжиганию дров и т. п.) для приготовления пищи³³³, так что цели развития предполагают существенное внимание к энергетике.

Уголь обеспечивает почти 45 % индийского потребления первичной энергии и около 70 % выработки электричества³³⁴, и, по мере вытеснения все еще распространенного традиционного биотоплива, его роль может еще более увеличиться. Еще в начале 2000-х гг. доля угля в структуре потребления первичной энергии составляла в Индии лишь 35 %. Внутренняя добыча активно увеличивается, но не успевает за спросом, так что если в начале 2000-х гг. импорт угля обеспечивал лишь 5 % внутреннего спроса на уголь, то в 2013 г. — уже около 22 % (рис. 5.14). Импортный уголь поставляют в основном Австралия, Индонезия и ЮАР.

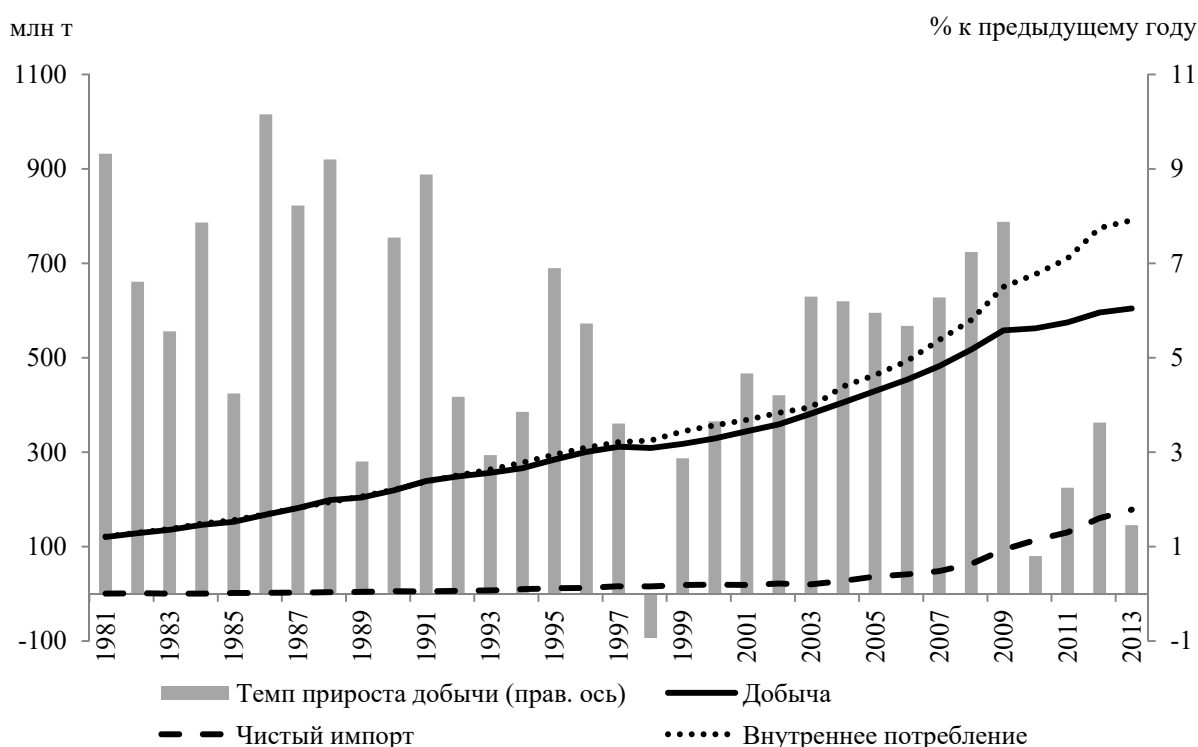


Рис. 5.14 — Основные показатели угольной отрасли Индии, 1981–2013 гг.

Источник: МЭА

³³³ IEA World Energy Outlook 2012. – OECD/IEA, 2012.

³³⁴ IEA. Medium-Term Coal Market Report 2014. — OECD/IEA, 2014.

Темпы роста добычи угля в Индии в 2010-х гг. сильно снизились. Индийская угольная отрасль нуждается в модернизации и, следовательно, в привлечении инвестиций, однако инвесторы не слишком стремятся в отрасль по причине ряда технических и правовых проблем, в том числе прав собственности на угольное производство. Индикатором болезненного состояния отрасли стал разразившийся в начале 2010-х гг. на самом высоком уровне скандал Coalgate, касающийся неправомерного распределения прав на угольные месторождения до 2010 г. Эта ситуация обусловила быстрый подъем импорта угля.

11-й пятилетний план Индии первоначально ставил задачей повысить собственную добычу угля до 680 млн т в год к 2011–2012 гг., потом эта цель была снижена до 630 млн т в год, но в конечном счете и этот план был сорван, а добыча в 2012 г. составила лишь 595 млн т (а когда-то планы перевыполнялись: задачи 10-го пятилетнего плана — 430 млн т были, наоборот, существенно перевыполнены, в 2007 г. добыча превысила 480 млн т), в 2013 г. — около 605 млн т. Впрочем, по предварительным оценкам за 2014 г., добыча угля в Индии возросла более чем на 5 %, и удалось преодолеть порог в 640 млн т.

Индийская Плановая комиссия прогнозировала, что к 2031–2032 гг. стране потребуется около 2,5 млрд т угля в год³³⁵, что более чем втрое превосходит сегодняшнее потребление, приближающееся к 800 млн т. Однако МЭА в ежегодном обзоре World Energy Outlook от 2014 г. прогнозирует индийское годовое потребление угля на уровне около 1,3 млрд т в 2030 г. и до 1,7 млрд т в 2040 г. Даже при реализации этого довольно умеренного прогноза импорт угля в Индию в 2030-х гг. может превысить 500 млн т в год, так что Индия станет крупнейшим импортером угля в мире (если не вмешается изменение ситуации в Китае). Если же реализуются прогнозы Плановой комиссии в отношении потребления, а добыча не достигнет 0,9–1 млрд т, на что опирается МЭА, следует ждать намного большего роста импорта.

В работе Патцека и Крофта³³⁶ предполагалось, что пик добычи угля в Индии будет достигнут в 2011 г. и составит 700 млн т. Как уже было указано, даже этот рубеж не был достигнут по крайней мере до 2014 г. Работа Мора и Эванса³³⁷ была настроена к Индии более оптимистично: пик может быть достигнут как минимум в 2032 г. при добыче в 0,8 млрд т, либо в 2037 г. с добычей 0,9 млрд т, либо в 2038 г. с добычей 1 млрд т. в год. В соответствии с работой Хука и соавторов³³⁸, в базовом сценарии индийская добыча не

³³⁵ <http://planningcommission.nic.in/sectors/index.php?sectors=energy>

³³⁶ Patzek T., Croft G. A global coal production forecast with multi-Hubbert cycle analysis // Energy. 2010. No. 35. P. 3109–3122.

³³⁷ Mohr S., Evans G. Forecasting coal production until 2100 // Fuel. 2009. No. 88. P. 2059–2067.

³³⁸ Hook M., Zittel W., Schindler J., Aleklett K. Global coal production outlooks based on a logistic model // Fuel. 2010. No. 89. P. 3546–3558.

превысит 1 млрд т в год даже на уровне полки добычи в 2020–2040 гг., хотя в оптимистическом сценарии она может увеличиться до 1,5 млрд т к 2040 г. и даже несколько больше — в дальнейшем.

Индийская долгосрочная энергетическая стратегия Integrated Energy Policy Report, опубликованная в 2006 г., но сохраняющая свое значение как программный документ, предполагает различные сценарии роста потребления угля. В соответствии с максимальным сценарием потребление угля в стране возрастает к 2031–2032 гг. до 2,2–2,3 млрд т в год, минимальный сценарий предполагает рост спроса только до 1,4 млрд т в год. В обоих случаях предполагается рост внутренней добычи до уровня 1,2–1,3 млрд т, а остаточный спрос обеспечивается импортом. При таком развитии событий импорт угля может составить от 100 млн т до 1 млрд т в 2031–2032 гг. (безусловно, фактический масштаб импорта будет зависеть от калорийности поставляемого угля).

Впрочем, с учетом имеющейся динамики добычи и обобщения прогнозов ожидаемый в стратегии уровень добычи представляется завышенным на 200–300 млн т, да и в отношении потребления более оправданным кажется минимальное значение прогноза.

Оценки экспертов указывают, что Индия имеет значительный потенциал роста добычи угля (примерно на 200 млн т), но это предполагает строительство транспортной инфраструктуры. Скорость ее строительства будет зависеть от властей страны. Но в общем можно ожидать использования этих резервов к 2020 г. Так или иначе, Индии предстоит стать ведущим импортером угля, возможно, крупнейшим в мире. Отметим также более высокую калорийность импортного угля и сложные процессы оптимизации по использованию собственного и импортного топлива электростанциями внутри страны и по побережью.

Если развитие внутренней добычи пойдет по планам, а потребление энергии в стране будет умеренно сдерживаться, то дополнительные поставки могут быть обеспечены традиционными продавцами — Индонезией и Австралией. Но существуют и риски дефицита угля при нехватке внутреннего производства, поскольку планы Индии существенно нарастить добычу — до уровня выше 1 млрд т в год все же представляются весьма амбициозными. Заметим, что, судя по траектории добычи, прогнозируемой МЭА, Агентство ожидает пика добычи в Индии далеко за пределами 2035 г. с большей относительной ролью импорта, чем в Китае.

В случае Индии можно говорить, скорее, не о пике добычи и потребления угля, а о сложном росте добычи, который отстает от потребления и вызывает опережающий рост импорта. Национальные оценки потребления и добычи в их максимальном варианте выглядят завышенными даже на 2030-е годы. Скорее, они отражают нормативные

(желательные) подходы к обеспечению населения энергией по национальным планам развития.

В целом рассмотрение двух ведущих стран Азии и крупнейших потребителей угля: Китая и Индии — свидетельствует о возможности значительных изменений в отношении их влияния на мировые рынки угля. В условиях очень высоких масштабов производства и потребления угля относительно других стран мира и перехода от закрытой системы энергообеспечения на базе собственного угля к абсорбции угольных ресурсов из сопредельных регионов несоответствие темпов и направления изменений спроса и предложения в этих странах может привести к шокам на мировых рынках.

Для оценки возможностей обеспечения дополнительных поставок в Китай и Индию была проанализирована ситуация в основных странах — производителях угля в мире.

В целом по миру ресурсная база угля достаточно обширна. Однако ввод новых добывающих мощностей ограничен высокой капиталоемкостью ряда угольных проектов, а также проводимой в отдельных странах энергополитикой. Тем не менее при росте спроса и цен на рынке целый ряд стран в состоянии нарастить свой экспорт. В их число входит Австралия, Индонезия, ЮАР, Россия, США.

США располагают крупнейшими запасами угля в мире и в принципе могли бы полностью покрыть возникающий в этом сценарии дефицит. Однако добыча в последнее время снижается, прежде всего на фоне сокращения собственного спроса на уголь. При этом на всем рассматриваемом горизонте до 2040 г. у США есть хорошие возможности по наращиванию экспорта угля. Но здесь ключевую роль будут играть два фактора: первый — это стоимость добычи и транспортировки, а второй — это целесообразность расширения добычи угля с точки зрения энергетической политики. На сегодняшний день торговля энергоресурсами между США, Индией и Китаем практически отсутствует, а обеспечивать растущие энергетические нужды Китая, увеличивая при этом экологические риски в США, особенно при расширении портов на Западном побережье, Соединенные Штаты вряд ли станут.

Индонезия в последние годы переживает бум добычи и экспорта угля. С 2009 г. внутреннее потребление угля стабилизировалось на уровне 60 млн т в год. А добыча к 2012 г. возросла примерно в полтора раза (с 290 до 440 млн т в год), что позволило увеличить экспорт с 230 млн т в 2009 г. до 380 млн т в 2012 г. Однако в перспективе в Индонезии ожидается замедление темпов прироста добычи, а на фоне ожидаемого бурного роста внутреннего спроса появятся дополнительные ограничения по наращиванию экспорта. Рост потребления соответствует и планам правительства, которое собирается повысить долю угля во внутреннем потреблении первичной энергии с 24 %

в 2011 г. до 30 % к 2025 г.³³⁹ (по оценкам местного профильного министерства — до 33 %)³⁴⁰.

Другой крупный поставщик угля на мировой рынок — Австралия, которая наращивает добычу более плавно, чем Индонезия: с 2000 по 2012 г. добыча выросла примерно с 300 до 420 млн т в год, что на фоне стабильного внутреннего потребления позволило увеличить экспорт угля с 190 до 300 млн т в год. Анализ различных оценок по перспективам добычи угля в Австралии показывает, что на горизонте до 2040 г. пика производства ожидать не стоит, но замедление темпов прироста добычи практически неизбежно (табл. 5.4). При этом при необходимости Австралия в состоянии нарастить поставки на мировой рынок, хотя и будет при этом испытывать определенные затруднения с портовыми и железнодорожными мощностями.

Таблица 5.4 Оценки времени пика добычи и объемов пиковой добычи угля в Австралии

Источник	Год пика добычи	Объем добычи на пике, млрд т
Patzek, Croft, 2010	2042	1
Mohr, Evans, 2009	2052	0,8
	2065	0,9
	2066	1
Hook et al., 2010	2040–2050	1,1
	2065–2070	2
МЭА WEO 2013	2035	0,6

Источник: Аналитический центр при Правительстве РФ

Добыча угля в ЮАР в последние годы стабилизировалась на уровне около 250 млн т. По различным оценкам, в среднем ожидается прирост добычи угля в ЮАР до уровня 300 млн т. Возможности для существенного увеличения экспорта выше этих объемов отсутствуют.

В перспективе до 2040 г. удвоить добычу и экспорт угля может Колумбия — в последнее время ее недорогой уголь востребован на европейском рынке, но в мировых масштабах эти объемы не способны принципиально повлиять на ситуацию. По нашим оценкам, возможности поставок угля на международные рынки из этой страны могут возрасти с 80 до 150 млн т в год.

Увеличить добычу может также Монголия. Причем за счет близкого расположения к Китаю и идущих в страну китайских инвестиций это одно из наиболее удобных для Китая направлений импорта угля. По оценкам, Монголия в состоянии нарастить добычу в 2–3 раза от показателей 2012 г. на уровне 35 млн т.

³³⁹ <http://www.indonesia-investments.com/doing-business/commodities/coal/item236>

³⁴⁰ <http://coal.nic.in/Indonesia.pdf>

Одни из самых больших возможностей по наращиванию добычи и экспорта угля есть у России. Главным ограничением являются затраты на транспортировку до основных потребителей. Но при наличии соответствующих потребностей и поддержании высокого уровня цен на уголь страна в состоянии нарастить свой экспорт в несколько раз³⁴¹.

Для оценки ответа мировой энергетической отрасли на сокращение производства угля в Китае и Индии ниже показателей базового сценария был проведен специальный расчет на модельном комплексе. В основе расчета сценария «Другая Азия» заложены следующие предпосылки:

- добыча угля в Индии стабилизируется в 2025–2028 гг. и, достигнув 330 млн т н. э., начинает немного снижаться (см. рис. 5.15);
- добыча в Китае растет более медленными темпами до уровня 2090 млн т н. э. в 2025 г., после чего также снижается (см. рис. 5.16).

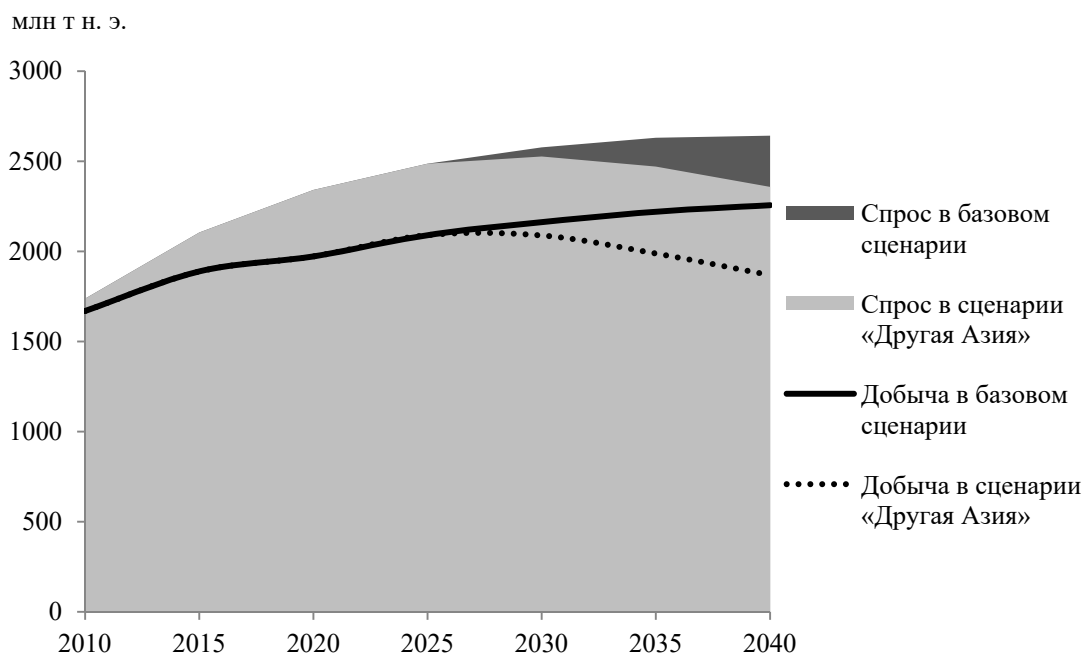


Рис. 5.15 — Добыча и потребление угля в Китае, базовый сценарий и сценарий «Другая Азия».

Источник: ИНЭИ РАН

³⁴¹ В соответствии с «Долгосрочной программой развития угольной промышленности России на период до 2030 г.» ресурсный потенциал позволяет России увеличить экспорт до 200 млн т в год к 2030 г. и вплоть до 500 млн т — в перспективе до 2040 г.

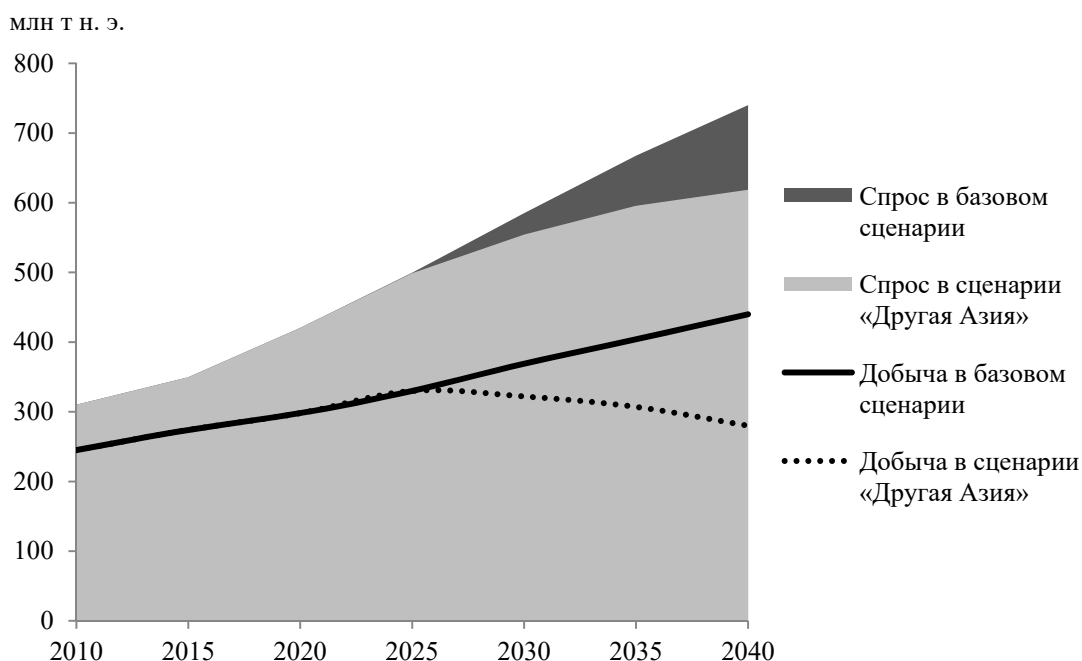


Рис. 5.16 — Добыча и потребление угля в Индии, базовый сценарий и сценарий «Другая Азия».

Источник: ИНЭИ РАН

Сокращение возможностей собственного производства угля и рост потребностей в замещении более дорогими аналогами ухудшает условия конкурентоспособности экономик Китая и Индии на мировом рынке. К этому добавляется быстрый рост стоимости рабочей силы, наблюдаемый в Китае в последнее время. В итоге снижается привлекательность для бизнеса этих двух стран Развивающейся Азии как «мировых мануфактур», обеспеченных дешевыми трудовыми и энергетическими ресурсами. Бизнес начинает перемещаться в другие регионы, которые могут предложить более приемлемые условия в плане рабочей силы или энергообеспечения. В итоге в сценарии «Другая Азия» изменяется структура мировой экономики. ВВП Китая и Индии растет меньшими темпами, чем в базовом сценарии, но опережающими базовый сценарий темпами растет ВВП США, Африки, Юго-Восточной Азии и России (рис. 5.17). Рост ВВП происходит в одних странах за счет перевода части предприятий из Китая и Индии, а в других — за счет наращивания экспорта энергетических ресурсов. Для Юго-Восточной Азии и Африки работают сразу оба фактора. Экономика Китая в результате сокращается к 2040 г. по сравнению с базовым сценарием на 11 %, а Индии — на 9 %, в США вырастет на 9 %, в Африке и Юго-Восточной Азии — на 20 %, а в России — на 21 %.

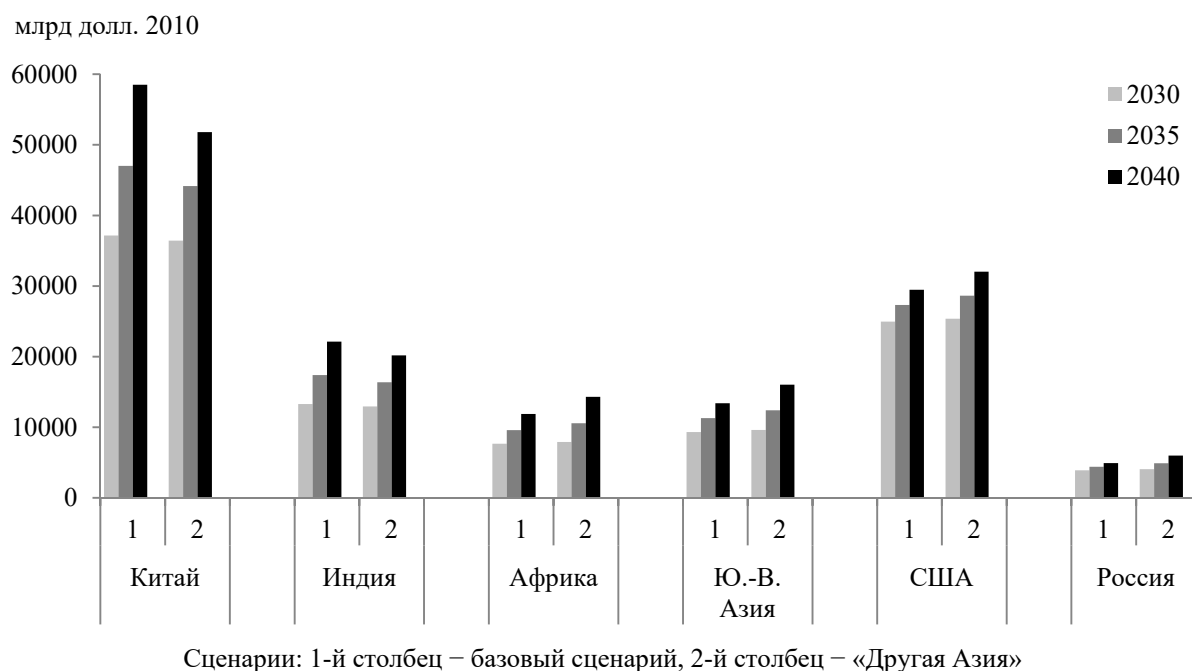


Рис. 5.17 — Изменение ВВП отдельных стран и регионов.

Источник: ИНЭИ РАН

Снижение добычи угля по сравнению с базовым сценарием отчасти компенсируется снижением энергопотребления Китая и Индии в результате замедления ВВП. Оставшаяся разница в потреблении может быть покрыта за счет увеличения использования атомной энергии и ВИЭ и наращивания импорта угля и газа из других регионов. Энергопотребление Китая в сценарии «Другая Азия» снизится на 148 млн т н. э. (около 3 %), а Индии — на 66 млн т н. э. (около 4 %). В других регионах мира энергопотребление увеличится на 112 млн т н. э.

В сценарии «Другая Азия» потребление газа в Китае и Индии к 2040 г. увеличивается почти на 200 млрд куб. м (60 и 140 млрд куб. м соответственно), что на 19 % превышает потребление в базовом сценарии. Потребность в импорте угля в эти страны повысится на 275 млн т (210 и 65 млн т соответственно).

Существенное влияние реализация сценария окажет на торговые потоки в мире. Северная Америка увеличит экспорт газа в сравнении с базовым сценарием на 20 млрд куб. м, Ближний Восток — на 20 млрд куб. м, Южная и Латинская Америка — на 30 млрд куб. м, Россия — почти на 80 млрд куб. м, Австралия — на 50 млрд куб. м, а Африка, напротив, снизит суммарный экспорт на 5 млрд куб. м из-за роста внутреннего спроса (при этом ее экспорт в Развивающуюся Азию увеличится на 10 млрд куб. м). Значительное перенаправление поставок произойдет внутри Азиатского региона.

На угольном рынке Китай и Индия возьмут дополнительные объемы из Индонезии, Австралии, России, Африки, Южной и Центральной Америки. При этом Европа, Япония и Южная Корея замещают часть ушедших с их рынков поставок углем из США и России.

Реализация сценария «Другая Азия» ведет к росту цен на газ и уголь по регионам мира. Цена газа возрастет примерно на 10–15 долл. 2010 / тыс. куб. м в Атлантическом бассейне и на 25–30 долл. 2010 / тыс. куб. м в Тихоокеанском бассейне. Цены угля увеличатся на 10 % в Атлантическом бассейне и на 24 % в Тихоокеанском бассейне.

Это сценарий, в котором мир сталкивается к концу периода с жесткими ресурсными ограничениями. При этом создаются очень благоприятные возможности для стран — производителей энергоресурсов, дополнительные возможности появляются и у России.

Часть 6. Сценарный анализ реакции рынков на изменение поведения его основных участников

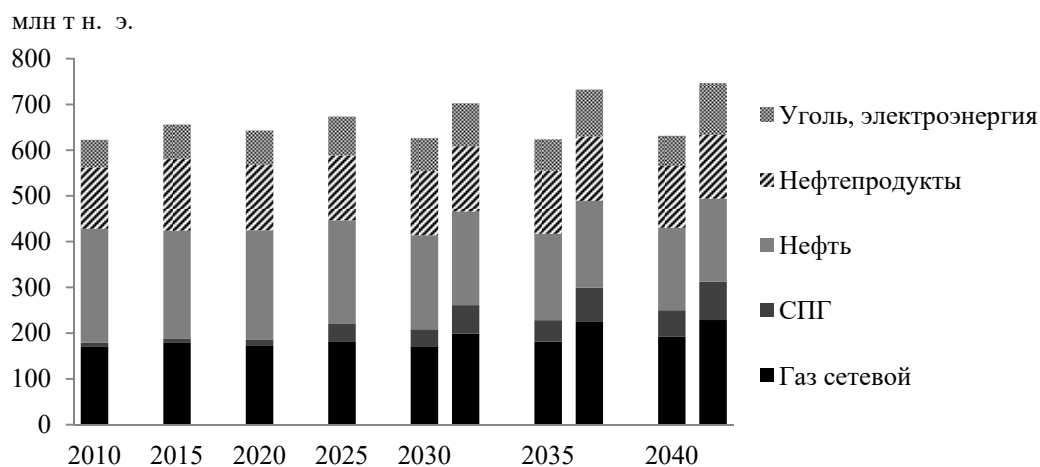
Анализ и прогноз эволюции мировых энергетических рынков показал высокую вероятность существенных изменений не только их конъюнктуры, но и долгосрочных трендов развития, что имеет серьезные последствия для энергетики и даже всей экономики Российской Федерации, одного из лидеров мировой энергетики. Россия — третий крупнейший производитель и потребитель энергоресурсов в мире после Китая и США, обеспечивающий 10 % мирового производства и 5 % мирового потребления энергоресурсов. Россия стабильно занимает 1-е место в мире по экспорту газа, 2-е место после Саудовской Аравии по экспорту нефти и 3-е место после Австралии и Индонезии по экспорту угля. При объеме производства порядка 1300 млн т н. э. Россия экспортирует 600 млн т н. э., что составляет 12 % мировой торговли энергией и делает Россию абсолютным лидером по экспорту энергоресурсов (20 % мирового экспорта первичной энергии). Таким образом, и зависимость экономики страны от экспорта энергоресурсов велика, и потенциально велики возможности влияния на сами мировые рынки.

6.1 Потенциальные объемы российского экспорта энергоресурсов

Базовый сценарий развития мировой энергетики для России оборачивается риском снижения энергетического экспорта, которое начнется уже после 2015 г., и, согласно выполненным расчетам, только в 2030–2040 гг. суммарный экспорт вернется к уровню 2010 г. (рис. 6.1). После 2015–2020 гг. прекратится наблюдавшийся в последние годы рост доли нефти и нефтепродуктов в энергетическом экспорте страны за счет наращивания доли газа и увеличения объемов экспорта угля и электроэнергии.

Сценарий «Другая Азия» более оптимистичен для Российской Федерации: увеличение емкости внешних рынков и расширение потребности в российских энергоресурсах на азиатском направлении дают заметный импульс развитию всех отраслей ТЭК. В этом сценарии прогнозируется увеличение российского энергетического экспорта на 20 % к 2040 г. относительно уровня 2010 г.

Экспорт сырой нефти почти не различается по сценариям: и в базовом сценарии, и в «Другой Азии» он снижается на протяжении всего рассматриваемого периода, и к 2040 г. сокращение достигает почти 30 %. Экспорт нефтепродуктов достигнет пика к 2015 г. и далее также будет постепенно снижаться, пока не достигнет уровня 2010 г. — уже к 2040 г. в основном за счет уменьшения вывоза мазута и нетоварных нефтепродуктов.



Сценарии: 1-й столбец - базовый сценарий, 2-й столбец - «Другая Азия»

Рис. 6.1 — Нетто-экспорт Российской Федерации по видам энергоресурсов, базовый сценарий и сценарий «Другая Азия».

Источник: ИНЭИ РАН

В отличие от этого, экспорт природного газа даже в менее благоприятном базовом сценарии увеличится к 2040 г. почти на 40 %. Однако это не компенсирует потери выручки от уменьшения продаж нефтяных топлив. В сценарии «Другая Азия» с его повышенным спросом на газ экспорт «голубого топлива» вырастет к 2040 г. почти на 75 %. В обоих сценариях доля газа в суммарном энергетическом экспорте возрастет с 29 до 40 % в период с 2010 по 2040 г.

В базовом сценарии вывоз угля продолжит рост до 2025 г. (на 17 % к уровню 2010 г.), затем стабилизируется на период до 2030 г., а потом снизится на 10 % к 2040 г. из-за ухудшения конъюнктуры мировых рынков и продолжения роста затрат на добычу и транспорт российских углей. В отличие от этого, сценарий «Другая Азия» предполагает радикально отличающуюся ситуацию на внешних рынках угля, в которой будут востребованы куда большие объемы российского твердого топлива и в которой экспорт угля к 2040 г. может увеличиться на беспрецедентные 87 %.

Заметно различается по сценариям и география поставок российских энергоресурсов. В обоих сценариях главным направлением диверсификации экспорта станет освоение новых энергетических рынков, прежде всего в Азиатско-Тихоокеанском регионе, однако интенсивность этого процесса будет разной: в базовом сценарии на Восток к концу периода будет поступать до 38 % российского экспорта, а в сценарии «Другая Азия» — 46 % (рис. 6.2). Тем не менее основными для России в предстоящий период по-прежнему останутся рынки Европы, хотя роль России здесь будет постепенно снижаться по всем энергоносителям. Однако динамика этого снижения будет различаться по видам топлива.

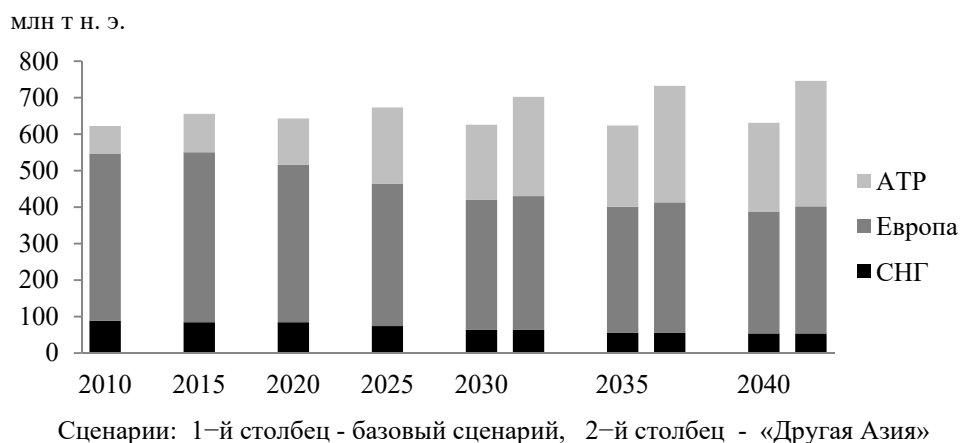


Рис. 6.2 — Нетто-экспорт российских энергоресурсов по направлениям, базовый сценарий и сценарий «Другая Азия».

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Несмотря на снижение объемов российских поставок сырой нефти в Европу до 2020 г., отечественные поставщики сохраняют за собой на этот период до 40 % европейского рынка сырья (табл. 6.1), однако такая «стабильность» будет связана не с валовым увеличением объемов российских поставок по этому направлению, а со снижением общего объема импортной потребности европейского рынка под влиянием трех ключевых факторов, таких как:

- значительное снижение до 2020 г. объемов европейской низкомаржинальной нефтепереработки;
- увеличение европейской добычи за счет ввода новых норвежских месторождений;
- снижение европейского спроса на нефтепродукты.

Таблица 6.1 Доля российских поставок на европейском рынке, базовый сценарий

	2010, %	2015, %	2020, %	2025, %	2030, %	2035, %	2040, %
Сырая нефть							
Доля российских поставок от общего потребления сырой нефти (переработки Европы)	29	29	29	22	18	15	14
Природный газ							
Доля российских поставок от общего потребления газа Европы	22	29	26	22	25	28	30
Уголь							
Доля российских поставок от общего потребления угля Европы	13	15	15	13	11	10	8
Электроэнергия							
Доля российских поставок от общего потребления электроэнергии Европы	0,41	0,40	0,38	0,36	0,35	0,33	0,32

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

После 2020 г. российские поставки нефти начнут уступать рыночную нишу ближневосточным поставщикам с более дешевым ресурсом по мере восстановления европейской переработки и увеличения потребности в импорте сырой нефти на фоне спада собственной добычи в регионе.

На европейском рынке природного газа Россия в краткосрочной перспективе даже немного усиливает свои позиции: в 2015 г. в силу дефицита газа российские поставки обеспечивают максимальную долю импорта и потребления в Европе, однако затем начнется длительное снижение этой доли, и только после 2035 г., с приходом следующей волны дефицита поставок, Россия начнет восстанавливать свои позиции. Обратная ситуация складывается во взаимоотношениях с китайскими потребителями: хотя объемы поставок неуклонно растут, однако рыночная сила России даже не приблизится к тем значениям, которые уже достигнуты на рынках Европы (табл. 6.2).

Таблица 6.2 Доли российских поставок на китайском рынке, базовый сценарий

	2010, %	2015, %	2020, %	2025, %	2030, %	2035, %	2040, %
Сырая нефть							
Доля российских поставок от общего потребления сырой нефти (переработки Китая)	5	9	10	12	11	11	10
Природный газ							
Доля российских поставок от общего потребления газа Китая	0	0	2	6	5	7	7
Уголь							
Доля российских поставок от общего потребления угля Китая	1	1	1	1	1	1	1
Электроэнергия							
Доля российских поставок от общего потребления электроэнергии Китая	0,04	0,02	0,05	0,09	0,12	0,14	0,14

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Так, на рынке нефти за счет роста мощностей ключевой транспортной артерии — ВСТО российская нефть уже к 2025 г. будет обеспечивать до 18 % всей импортной потребности Китая. При этом важно отметить, что, несмотря на рост абсолютных объемов поставок в Китай российской нефти, доля на китайском рынке после 2025 г. начнет уменьшаться за счет крайне значительного роста потребностей Китая в сырье для собственной нефтепереработки, вызванного наибольшим в мире ростом потребления нефтепродуктов.

6.2 Изменение роли ТЭК в экономике России под влиянием внешних факторов

В постреформенной России ТЭК быстро занял ключевую роль в экономике, формируя ныне более четверти ВВП и почти 30 % консолидированного бюджета страны, две трети валютных поступлений от экспорта и четверть общего объема инвестиций в национальную экономику. Более 45 % производимых в России первичных энергоресурсов экспортируется, обеспечивая 70 % всей экспортной выручки и оказывая существенное воздействие на российский платежный баланс и государственный бюджет. К 2012 г. таможенные пошлины и НДС на нефть и природный газ достигли половины доходов федерального бюджета, хотя еще десять лет назад они составляли около 15 %.

Но в предстоящий период роль энергетики в экономике принципиально изменится, в первую очередь — под влиянием всех описанных выше глобальных трендов. При решении одной из важных задач экономической политики России — снижении чрезмерной зависимости экономики и бюджета страны от нефтегазовых доходов ТЭК неизбежно должен утратить сегодняшнюю роль локомотива экономики и поменять ее на функции «стимулирующей инфраструктуры», поддерживающей развитие остальных отраслей. При этом приведенные индикаторы роли энергетики в экономике предполагают, что снижение зависимости российской экономики от энергетического сектора произойдет не за счет уменьшения его абсолютного вклада, а за счет опережающего развития других секторов экономики.

Новая роль ТЭК в экономике, согласно проведенным расчетам, выразится в уменьшении основных показателей к 2040 г. относительно 2010 г. (первые значения — для базового сценария, вторые — для «Другой Азии»):

- вклада в произведенный ВВП в 1,9–2,3 раза;
- доли энергетических ресурсов в выручке от экспорта товаров в 4 и в 3 раза соответственно;
- доли экспорта энергетических ресурсов в ВВП — в 3,7–2,7 раза;
- доли капиталовложений в ТЭК в ВВП — на 16 и 12 % соответственно, а их доли в общем объеме капиталовложений — в 1,7–1,8 раза;
- удельной энергоемкости ВВП в 1,8–2,1 раза и электроемкости — в 1,5–1,7 раза.

Снижение зависимости экономики от энергетического сектора будет сопровождаться изменением роли ТЭК как заказчика продукции и услуг для многих смежных отраслей экономики — машиностроения, металлургии, химической промышленности, строительства, транспорта и др. Но взамен энергетический сектор будет

способствовать росту конкурентоспособности всех, но особенно энергоемких секторов экономики снижением энергетической составляющей их затрат на 5–10 % к 2040 г.

При явно поступательном движении и значительных сдвигах, заложенных в рассмотренных сценариях развития энергетического сектора России (особенно в сценарии «Другая Азия»), к сожалению, нельзя считать, что в них успешно и должными темпами решаются очень актуальные и вместе с тем сложные задачи повышения энергетической эффективности национального хозяйства, диверсификации структуры и экономической доступности энергоснабжения потребителей, уменьшения затратности топливно-энергетических отраслей и проектов, а особенно — рационального природопользования и защиты окружающей среды. Необходима еще большая работа по формированию и тем более реализации действительно эффективной энергетической политики России как части новой социально-экономической стратегии страны.

Заключение

Происходящие трансформации мировой энергетики — и особенно рынков углеводородов — оборачиваются большими рисками для энергетики и экономики России. Исследования показали, что среди всех основных игроков энергетических рынков Россия оказалась наиболее чувствительна к колебаниям рыночной конъюнктуры: к снижению спроса, росту предложения и особенно — к уменьшению цен топлива. Высокие затраты на добычу и трансконтинентальную транспортировку, а также действующая налоговая система и несовершенные институты, ограничения на привлечение капитала и технологий снижают конкурентоспособность российских энергоресурсов на внешних рынках.

Проведенные в ходе разработки данного прогноза расчеты продемонстрировали сокращение (по сравнению с более ранними прогнозами) объемов поставок российских углеводородов, которые в перспективе могут быть приняты внешними рынками. А прогнозируемые колебания цен на углеводороды заметно ограничат доходы страны и отрасли, а также компаний ТЭК.

Таким образом, исследование выявило большие угрозы российской экономике и энергетике в результате ожидаемых трансформаций мировых рынков углеводородов:

- В прогнозном варианте в предстоящие 10–15 лет Россия на 20 % и более снизит и затем стабилизирует объемы экспорта нефти и газа, хотя и останется крупнейшим мировым поставщиком топлива на мировые рынки.
- В мировом прогнозе российский газ оценен по отрывочным корпоративным публикациям о стоимости основных инвестиционных проектов и тоже с учетом действующего налогообложения. По результатам моделирования Россия также оказалась в числе замыкающих поставщиков на европейском и азиатском рынках. По итогам расчетов, в течение всего периода не будут востребованы потенциальные возможности добычи и экспорта российского газа.
- При умеренном сокращении внутреннего спроса в прогнозном варианте по сравнению с исходным суммарное производство энергоресурсов уменьшится немногим больше снижения экспорта, но Россия сохранит сегодняшнее место третьего крупнейшего их производителя в мире.
- Существенно изменятся топливно-энергетические балансы страны и регионов, что отодвинет во времени или сделает неэффективными ряд крупных энергетических проектов в нефтяной и особенно в газовой отрасли.
- Снижение выручки от экспорта газа и особенно нефти существенно уменьшит их вклад в ВВП страны. Свойственные этим отраслям сильные мультипликативные

эффекты, а также уменьшение притока в них иностранных капиталов существенно усилят воздействие спада экспортной выручки и замедлят развитие экономики страны.

- Потребуется огромные усилия для снижения технологической зависимости ТЭК от поставок извне.
- В рамках развития страны необходимым (а не только желательным) становится радикальное повышение эффективности хозяйствования и накопления в ТЭВ в обозримом будущем.

академик А. А. Макаров,
профессор Л. М. Григорьев,
к. э. н. Т. А. Митрова

Список литературы

1. Адамович Б. А., Дербичев Г. Б. Экологические проблемы сланцевого газа // Экология и жизнь. – 2013.
2. Аналитический центр при Правительстве РФ. Энергетическая бедность и энергетическая обеспеченность // Энергетический бюллетень Аналитического центра при Правительстве РФ. – 2014. – № 10. – 32 с.
3. Аналитическое агентство «Автостат». Автомобильная статистика. Ключевые цифры — 2013.
4. Архипов Н. А., Галкина А. А., Грушевенко Д. А., Грушевенко Е. В. Нефть и газ сланцевых плеев: прорыв или провал? // Экомониторинг. – 2013. – № 5. – С. 56-63
5. Ахметов С. А., Сериков Т. П., Кузеев И. Р., Баязитов М. И. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие / Под. ред. Ахметова С.А. – СПб.: Недра, 2006. – 868 с.
6. Бобров Н. Н., Воропай П. И. Применение топлив и смазочных материалов: учеб. пособие для вузов / под общ. ред. Н.Н. Боброва. – 2-е изд. – М.: Недра, 1968 – 488 с.
7. Бобылев Ю. Н., Приходько С. В., Дробышевский С. М., Тагор С. В. Факторы формирования цен на нефть. – М.: Институт экономики переходного периода. – 2006. – 116 с.
8. Брагинский О. Б. Прогнозирование российского рынка автомобильных видов топлива // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 24 апреля 2012 года. – М., 2012. – 65 с.
9. Брагинский О. Б. Цены на нефть: история, прогноз, влияние на экономику // Рос. хим. ж. (Ж. рос. хим. об-ва им. Д. И. Менделеева) . – 2008. – Т. LII. – № 6. – С. 25-36.
10. Бушуев В. В., Конопляник А. А., Миркин и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. – М.: Энергия, 2013. – 244 с.
11. Бушуев В., Молачиев А. Перспектива нефтяных цен // ТЭК России. – 2011. – № 6. – С. 8-11.
12. Вильсон А. Дж. Энтропийные методы моделирования сложных систем. – М.: Наука, 1978. – 248 с.
13. Галкина А. А., Грушевенко Д. А. Альтернативная моторка? // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 23–24.

14. Глаголева О.Ф., Капустин В.Ф. (ред.) Технология переработки нефти: Учебник для ВУЗов. – Часть 1. – М.: Химия, 2006. – 401 с.
15. Горячева А. О., Грушевенко Е. В., Грушевенко Д. А. Оценка влияния потенциальных шоков на мировой нефтяной рынок с использованием модели прогнозирования мирового рынка нефти // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 5. – С. 37–42.
16. Григорьев Л. , Иващенко А. Теория цикла под ударом кризиса (гл. 6), Мировые дисбалансы сбережений и инвестиций (гл. 12) // Мировая экономика в начале XXI века / Под рук. Л. М. Григорьева. – М.: Директ-Медиа, 2013. – С. 140-162, С.278-294.
17. Григорьев Л., Курдин А. ОПЕК: развитие и регулирующая роль на мировом нефтяном рынке // Мировая экономика в начале XXI века / Под ред. Л. М. Григорьева. – М.: Директ-Медиа, 2013. – С. 810–835.
18. Григорьев Л. М., Курдин А. А. (ред.) Энергетические субсидии в современном мире. Страны «Группы двадцати» / Под ред. Л. М. Григорьева, А. А. Курдина. – М.: Асмин Принт, 2014. – 400 с.
19. Григорьев Л., Чаплыгина А. Саудовская Аравия — нефть и развитие // Мировая энергетическая политика. – 2002. – № 7. – С. 38–42.
20. Грушевенко Е., Грушевенко Д. Нетрадиционная нефть: потенциал и перспективы // ТЭК. Стратегии развития. – 2012. – № 1. – С. 56-61.
21. Грушевенко Д. А., Грушевенко Е. В. Нефть сланцевых плеев — новый вызов энергетическому рынку: Информационно-аналитический обзор / Под ред. Макарова А. А., Митровой Т. А. и Кулагина В. А. – М.: ИНЭИ РАН, 2012. – 50 с.
22. Грушевенко Е., Грушевенко Д. Нужен ли России собственный маркер? // Нефть России. – 2012. – № 11. – С. 94-98.
23. Грушевенко Д., Грушевенко Е. Противостояние вызовам // ТЭК. Стратегии развития. – 2011. – № 3. – С. 58-63.
24. Грушевенко Е., Грушевенко Д. Сланцевая нефть: технологии, экономика, экология // Экологический вестник России. – 2013. – № 5. – С. 28-33.
25. Грушевенко Д. А., Грушевенко Е. В., Горячева А. О. Прогнозирование развития мирового рынка нефти и нефтепродуктов // Сборник научных трудов VII Мелентьевских чтений: «Прогнозирование развития мировой и российской энергетики: подходы, проблемы, решения». – М., 2013. – с. 107–115.
26. Гуревич И. Л. Технология переработки нефти и газа. – Ч. 1. – М.: Химия, 1972. – 352 с.

27. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. — 3-е изд. — М.: Диалектика, 2007. — 912 с. — ISBN 0-471-17082-8.
28. Ергин Д. Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Пер. с англ. — М.: Альпина Паблишер, 2011. — 944 с.
29. Ермилов О. М., Миловидов К. Н., Чугунов Л. С., Ремизов В. В. Стратегии развития нефтегазовых компаний. — М.: Наука, 1998. — 623 с.
30. ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. — М.: ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ, 2013. — 110 с.
31. ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. — М.: ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ, 2014. — 173 с.
32. ИНЭИ РАН, РЭА. Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года. — М.: ИНЭИ РАН-РЭА, 2012. — 195 с.
33. Канторович Г. Г. Анализ временных рядов // Экономический журнал ВШЭ. — 2002. — № 1. — С. 85–116.
34. Капустин В. Ф., Гуреев А. А. (ред.) Технология переработки нефти: Учебник для ВУЗов. — Часть 2. — М.: КолосС, 2007 — 337 с.
35. Конопляник А. А. Анатомия цен на нефть // Курс лекций в Международной школе бизнеса Финансового университета, программа DBA (доктор бизнес-администрирования), Москва, 23 ноября 2013.
36. Конопляник А. А. Россия на формирующемся евроазиатском пространстве: проблемы конкурентоспособности. — М.: Нестор Академик Паблишерз, 2003. — 592 с.
37. Конопляник А.А. (ред.). Цена энергии / Под ред. А. А. Конопляника. — Брюссель: Секретариат Энергетической хартии, 2007. — 278 с.
38. Коротких А. А.. Мировой рынок биотоплива: состояние и перспективы // Россия и Америка в XXI веке. — 2008. — № 2. URL: <http://www.rusus.ru/?act=read&id=88> (дата обращения 07.12.2015)
39. Костюк В.В., Макаров А.А. (ред.) Энергетика и геополитика / Под ред. Костюка В. В. и Макарова А. А. — М.: Наука, 2011. — 397 с.
40. Кулагин В.А., Митрова Т.А. (ред.) Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды / Под ред. В.А. Кулагина, Т.А. Митровой. — М.:НИУ ВШЭ-ИНЭИ РАН, 2015. — 86 с. — ISBN 978-5-91438-017-2.

41. Кулаков М. П., Хавинсон М. Ю., Фрисман Е. Я. Моделирование динамики добычи минеральных ресурсов в регионе: эконофизический подход // Моделирование систем. – 2012. – № 4 (34). – С. 3–13.
42. Лукьянов А. С., Елисеева О. А., Тарасов А. Э., Филиппова М. А. Совершенствование методических подходов к прогнозированию развития отраслей нефтегазового комплекса // Труды XII Всероссийского совещания по проблемам управления. – М., 2014. – С. 8402–8413.
43. Макаров А. А. Мировая энергетика и Евразийское энергетическое пространство. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 279 с.
44. Макаров А. А. Модельно-информационная система для исследования перспектив энергетического комплекса России (SCANER). Управление развитием крупномасштабных систем. – М.: Физматлит, 2012.
45. Макаров А. А., Веселов Ф. В., Елисеева О. А., Кулагин В. А., Малахов В. А., Митрова Т. А., Филиппов С. П. SCANER — модельно-информационный комплекс. – М.: ИНЭИ РАН, 2011. – 72 с.
46. Макаров А. А., Вигдорчик А. Г. Топливо-энергетический комплекс. – М.: Наука, 1979. – 279 с.
47. Макаров А., Галкина А., Грушевенко Е., Грушевенко Д., Кулагин В., Митрова Т., Сорокин С. Перспективы мировой энергетики до 2040 года // Мировая экономика и международные отношения. – 2014. – № 1. – С. 3-20.
48. Макаров А. А., Мелентьев Л. А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. — Новосибирск: Наука, 1973. – 274 с.
49. Макаров А. А., Митрова Т. А., Кулагин В. А. Долгосрочный прогноз развития энергетики мира и России // Экономический журнал Высшей школы экономики, 2012. – Том 16. – № 2. – С. 172–204.
50. Мелентьев Л. А. Очерки истории отечественной энергетики. – М.: Наука, 1987. – 280 с.
51. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. – М.: Наука, 1983. – 415 с.
52. Мельникова С. И., Сорокин С., Горячева А., Галкина А. А. Первые 5 лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка: Информационно-аналитический обзор. / Под ред. Макарова А. А., Митровой Т. А. и Кулагина В. А. – М.: ИНЭИ РАН, 2012. – 46 с.

53. Мещерин И. В. (отв. ред.) Глобализация рынков природного газа: Монография / Отв. ред. И. В. Мещерин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 348 с.
54. Миловидов К. Н., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазообеспечение глобальной экономики: Учебное пособие. – М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2006. – 400 с.
55. Митрова Т. Межтопливная конкуренция // Мировая экономика в начале XXI века / Под ред. Л. М. Григорьева. – М.: Директ-Медиа, 2013. – С. 488–510.
56. Митрова Т. А. Фактор энергетической безопасности в экономическом развитии регионов мира // Научные труды Международного союза экономистов и Вольного экономического общества России, 2008.
57. Митрова Т. А., Галкина А. А. Межтопливная конкуренция // Экономический журнал ВШЭ. – 2013. – т. 17. – № 3. – С. 372–389.
58. Молачиев А. Мировые цены на нефть: без стабильности // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 15–16. – С. 90–94.
59. МЭА. База данных в области политики энергоэффективности. URL: <http://www.iea.org/policiesandmeasures/energyefficiency/> (дата обращения 07.12.2015)
60. МЭР РФ. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г. – М.: МЭР РФ, в редакции от сентября 2013 г.
61. Пилигаев А. В., Сорокина К. Н., Брянская А. В., Демидов Е. А., Кукушкин Р. Г., Колчанов Н. А., Пармон В. Н., Пельтек С. Е. Исследование биоразнообразия микроводорослей Западной Сибири для применения в процессах получения биотоплива третьего поколения // Вавиловский журнал генетики и селекции. – 2010. – том 17. – № 2. – С. 359–367.
62. Погребняк О. Ю. Перспективы России на мировом рынке биотоплива второго поколения // Аудит и финансовый анализ. – 2011. – № 5. – 10.18. – С. 0-7.
63. Прайм Марк. Аналитический департамент. Нефтегазовая отрасль. Влияние персидского фактора. – М., 2012. – 30 с.
64. Пусенкова Н. Н. Новые звезды мировой нефтянки: история успехов и провалов национальных нефтяных компаний. – М.: Идея-Пресс, 2012. – 332 с.
65. Пучков Н. Г. (ред.) Товарные нефтепродукты, их свойства и применение: Справочник / под ред. Н. Г. Пучкова. – М., 1971.
66. Ревенко Л. Продовольственная безопасность: решение возможно // Материалы саммита АТЭС. – 2012. – С. 145–156.

67. Рикардо Д. Начала политической экономии и налогового обложения. Сочинения. Т. 1 / Пер. с англ. под ред. М.Н. Смит. М.: Госполитиздат, 1955. С. 67.
68. Рожков И. В., Лосиков Б.В. (ред.) Зарубежные топлива, масла и присадки / Под ред. И. В. Рожкова и Б. В. Лосикова. – М.: Химия, 1971. – 327 с.
69. Рудин М. Г., Сомов В. Е., Фомин А. С. Карманный справочник нефтепереработчика / Под редакцией М. Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с.
70. Сливко В. М. Энергетические аспекты развития древних цивилизаций / Под ред. Медведевой Е. А. – М.: Газойл пресс, 1999. – 112 с.
71. Смидович Е. В. Технология переработки нефти и газа. – Ч. 2. – М.: Химия, 1980. – 328 с.
72. Стрижакова Ю. А., Усова Т. В., Третьяков В. Ф. Горючие сланцы — потенциальный источник сырья для топливно-энергетической и химической промышленности // Вестник МИТХТ. – 2006. – Т. 1. – Вып. 4. – С. 76–85.
73. Ступин В. В. Нефтеперерабатывающая промышленность мира на современном этапе. – Консалтинговая компания «Влант», 2009, – 11 с.
74. Тырсин А. Н., Соколова И. С. Исследование социально-экономических систем на основе энтропийно-вероятностной модели // Вестник Челябинского государственного университета. – 2012. – № 24 (278) . – Экономика. – Вып. 39. – С. 43–47.
75. Узяков М. Н. Ключевые детерминанты долгосрочного прогноза развития российской экономики // Всероссийский общеэкономический журнал «ЭКО». – 2012. – № 6.
76. Умов Н. Я.. Собрание сочинений. – Том 3. – М.: МОИП, 1916.
77. Хаджиев С. Н., Вытнова Л. А.. Первые промышленные процессы Фишера — Тропша в Германии // Нефтехимия. – 2008. – т. 48, № 2. – С. 133–148.
78. Черножуков Н. И. Технология переработки нефти и газа. – Ч. 3. – М.: Химия, 1978. – 424 с.
79. Шарипов У. Иран на мировом рынке углеводородов // Обозреватель. – 2013. – № 7. – С. 64–72.
80. Шмойлова Р.А. (ред.) Общая теория статистики: Учебник / Под ред. Р.А. Шмойловой.— 3-е издание, переработанное. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 560 с. – ISBN 5-279-01951-8
81. Энгдаль Уильям Ф. Столетие войны. Англо-американская нефтяная политика и новый мировой порядок. – СПб, 2010.

82. Янтовский Е. И.. Потоки энергии и эксергии. – М.: Наука, 1988.
83. Aissaoui A. Modeling OPEC Fiscal Break-even Oil Prices: New Findings and Policy Insights. APICORP Research, 2013, Vol. 8, No. 9–10.
84. Aleklett Kjell. Peeking at Peak Oil. Springer Science, 2012. ISBN 978-1461434238.
85. Anyon Peter. LPG: The Clean Transport Alternative: Presenting the Environmental Case. Australian Liquefied Petroleum Gas Association, 2003, 25 p.
86. Association of Corporate Counsel. URL: <http://www.lexology.com/> (дата обращения 07.12.2015)
87. Bazhanov A., Vyscrebentsev A. The adequacy of Hubbert's curves for the forecasting of the rates of oil extraction. Far Eastern National University, 2005, 12 p.
88. Bienstock A. Murray C. et al. Energy Future: Think Efficiency. APS, 2008.
89. Bishop, C. M. Theoretical Foundations of Neural Networks. Invited paper for Physics Computing, 1996.
90. Bloomberg. China to Restrict Coal Demand, Output to 3.9 Billion Tons. URL: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2012-03-22/china-to-restrict-coal-demand-output-to-3-9-billion-tons> (дата обращения 07.12.2015)
91. Bloomberg. Iraq Asks Oil Companies to Cut Spending After Drop in Prices. URL: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-09-15/iraq-asks-oil-companies-to-submit-lower-2016-budgets-by-sept-30> (дата обращения 07.12.2015)
92. Bloomberg New Energy Finance. World Survey of Energy Technologies, 2012.
93. BP. Energy Outlook 2030— Focus on North America. BP, 2013, 86 p.
94. BP. Statistical Review of World Energy. London: BP, 2013, 48 p.
95. BP. Statistical Review of World Energy. London: BP, 2014, 48 p.
96. Bullis Kevin. How Improved Batteries Will Make Electric Vehicles Competitive. MIT Technology Review, 2012. URL: <http://www.technologyreview.com/news/506881/how-improved-batteries-will-make-electric-vehicles-competitive/> (дата обращения 07.12.2015)
97. California energy commission. Transportation fuel price and demand forecast: Inputs and Methods for the 2009 Integrated Energy Policy Report, 2009.
98. Capros P., Karadeloglou P., Mentzas G., Samouilidis J. E. Short and medium-term modelling and problems of models linkage. Energy, 1990, 15, pp. 301–24.
99. Carollo S. Oil Price Benchmarks in International trade. OXFORD ENERGY FORUM, 2012, issue 87, pp. 26–28.

100. Chambriard Magda. Brazil's Regulatory Framework. Challenges of a rapidly expanding petroleum industry. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis — ANP, 2012.
101. Citibank. The Unimaginable: Peak Coal in China. URL: <https://ir.citi.com/z5yk080HEXZtoIax1EnHssv%2Bzm4Pc8GALpLbF2Ysb%2F121vGjprPCVQ%3D%3D> (дата обращения 07.12.2015)
102. Clover Global Solutions. Bakken Shale play — a key driver in the North Dakota Economy, 2012. URL: <https://c1wsolutions.wordpress.com/2012/07/25/bakken-shale-play-a-key-driver-in-the-north-dakota-economy/> (дата обращения 07.12.2015)
103. Duffield John S. OIL AND THE IRAQ WAR: HOW THE UNITED STATES COULD HAVE EXPECTED TO BENEFIT, AND MIGHT STILL. Middle East Review of International Affairs, 2005, Vol. 9, No. 2, pp. 109-141
104. EIA. Annual Energy Outlook 2010. Washington: U. S. Energy Information Administration, 2010, 231 p.
105. EIA. Annual Energy Outlook 2013. Washington: U. S. Energy Information Administration, 2013, 244 p.
106. EIA. Gas-to-liquids plants face challenges in the U.S. market. Annual Energy Outlook 2014, 2014.
107. EIA. Grid Energy Storage. Washington: U. S. Energy Information Administration, 2013.
108. EIA. International Energy Outlook 2013. Washington: U. S. Energy Information Administration, 2013, 312 p.
109. EIA. International Energy Outlook 2014. Washington: U.S. Energy Information Administration, 2014, 62 p.
110. EIA. PETROLEUM CHRONOLOGY OF EVENTS 1970–2000, 2001.
111. EIA. Short-Term Energy Outlook June 2014. U.S. Energy Information Administration, 2014, 47 p.
112. EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington: EIA, 2013, 76 p.
113. EIA. World Energy Projection System (WEPS-PS). URL: <http://www.eia.gov/bookshelf/models2002/weps.html> (дата обращения 07.12.2015)
114. EIA. World Oil Chokepoints, 2012.

115. Eichengreen Barry, Park Donghyun, Shin Kwanho. Growth Slowdowns Redux: New Evidence on the Middle-Income Trap. National Bureau of Economic Research, Working Paper No. 18673, 2013.
116. Eichengreen Barry, Park Donghyun, Shin Kwanho. When Fast-Growing Economies Slow Down: International Evidence and Implications for China. Asian Economic Papers, MIT Press, 2012, vol. 11(1), pp. 42–87.
117. Elliot S. E EUROPEAN OIL MAJORS CUT CAPEX, EYE OUTPUT GROWTH. Platts, 2015. URL: <http://www.platts.com/news-feature/2015/oil/europe-oil-majors/index> (дата обращения 07.12.2015)
118. Enerdata. Global energy balance 2013. BRICS and the USA draw the world energy consumption. Paris, 2014.
119. EPA. Regulatory Announcement 2013: EPA and NHTSA Set Standards to Reduce Greenhouse Gases and Improve Fuel Economy for Model Years 2017-2025 Cars and Light Trucks. URL: <http://www.epa.gov/otaq/climate/documents/420f12051.pdf> (дата обращения 07.12.2015)
120. Euromonitor International. Euromonitor International Database. URL: <http://www.euromonitor.com/> (дата обращения 07.12.2015)
121. European Environment Agency. Electricity production by fuel (ENER 027) - Assessment published, 2012.
122. European Investment Bank. Potential for Biofuel Production in FEMIP countries. Luxembourg, 2010, 22 p.
123. EY. Global oil and gas tax guide, 2014.
124. Fattouh B. An Anatomy of Crude Oil Pricing System. Oxford Institute for Energy Studies, 2011, 83 p.
125. Flyvbjerg Bent. From Nobel Prize to Project Management: Getting Risks Right. Project Management Journal, 2006, vol. 37, no. 3, pp. 5-15
126. Ford H. My Life and Work. Doubleday, Page & Co, 1922. Arno Press, 1973.
127. Forero Juan. Brazil's oil euphoria hits reality hard. Washington Post, 2014. URL: https://www.washingtonpost.com/world/brazils-oil-euphoria-hits-reality-hard/2014/01/05/0d213790-4d4b-11e3-bf60-c1ca136ae14a_story.html (дата обращения 07.12.2015)
128. Gallagher Michael. The Future of Natural Gas as a Transportation Fuel. A Presentation for the DOE EIA 2013 Energy Conference, Washington, DC, June 17, 2013.

129. Gilbert N. Biofuels need enforceable ethical standards. *Nature International Weekly journal of science*, 2013.
130. GLOBE. The 2015 Global Climate Legislation Study. Seacourt, 2015, 45 p.
131. Goldman Sachs. 330 projects to change the World, 2011.
132. Goldman Sachs. 360 projects to change the World, 2012.
133. Grushevenko E., Grushevenko D. Unconventional Oil Potential Tends to Change the World Oil Market. *CSCanada Energy Science and Technology*, 2012, Vol. 4, № 1, pp. 68–74.
134. Hai Pham Nam, Ohya Shinobu, Tanaka Masaaki, Barnes Stewart E. & Maekawa Sadamichi. Electromotive force and huge magnetoresistance in magnetic tunnel junctions. *Nature* 458, 489–492, 2009. doi:10.1038/nature07879.
135. Haijiang H.W. China's oil Industry and Market. New York: Elsevier, 1999.
136. Hausmann Ricardo, Hidalgo Cesar A. et al. The Atlas of Economic Complexity: Mapping Paths to Prosperity, 2011, 364 p.
137. Herold, D. M. Peak Oil. Hurstlung und Verlag, 2012. ISBN 978-3-8448-0097-5.
138. Hillebrand E. How Will Future Oil Prices Affect Geopolitics? Paper prepared for the 2008 International Studies Association Annual Conference, California, San Francisco, 24–31 March, 2008. This version: March 15, 2008
139. Hook M. Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production. Global Energy Systems, Department for Physics and Astronomy, Uppsala University, 2009, 112 p.
140. Hook M., Zittel W., Schindler J., Aleklett K. Global coal production outlooks based on a logistic model. *Fuel*, 2010, No. 89, pp. 3546–3558.
141. Hotelling H. The economics of exhaustible resources. *The Journal of Political Economy*, 1931, volume 39, № 2, April, pp. 137–139.
142. Huang F., Yang T., Yan W. Geologic Factors of Formation of Tight Oil and Its Resource Potential in China. *Search and Discovery Article #80306 (2013)*, 2013.
143. Huang Wei, Lai Kin Keung, Nakamori Yoshiteru, Wang Shouyang, Yu Lean. Neural Networks In Finance And Economics Forecasting. *International Journal of Information Technology & Decision Making*, 2007, 06:01, pp. 113–140.
144. Hubbert M. K. Energy resources. Washington: National Research Sciences, 1962, 150 p.
145. Hubbert M. King. Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Publication NO. 95. Shell Development Company, Houston, 1956, 40 p.

146. Hughes J. David. Drilling California: A reality check on the Monterey Shale. California: Post Carbon Institute, 2013, 58 p.
147. IATA. International Air Transportation Association Operational Fuel Efficiency. URL: <http://www.iata.org/whatwedo/ops-infra/Pages/fuel-efficiency.aspx> (дата обращения 07.12.2015)
148. IEA. Coal information database, 2014.
149. IEA. Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios & Strategies to 2050. Paris: OECD/IEA, 2010, 710 p.
150. IEA. Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System. Paris: OECD/IEA, 2012, 690 p.
151. IEA. ETSAP-TIAM (TIMES Integrated Assessment Model). URL: <http://www.iea-etsap.org/web/applicationGlobal.asp> (дата обращения 07.12.2015)
152. IEA. Global EV Outlook – Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020. Paris: OECD/IEA, 2013, 41 p.
153. IEA. Iraq Energy Outlook. Paris: OECD/IEA, 2012.
154. IEA. Medium-Term Coal Market Report 2014. Paris: OECD/IEA, 2014.
155. IEA. Medium-Term Oil Market Report 2013 — Market Trends and Projections to 2018. Paris: OECD/IEA, 2013, 158 p.
156. IEA. Renewable Information 2014. Paris: OECD/IEA, 2014, 508 p.
157. IEA. Resources to Reserves 2013. Paris: OECD/IEA, 2013, 272 p.
158. IEA. World Energy Outlook 2010. Paris: OECD/IEA, 2010, 738 p.
159. IEA. World Energy Outlook 2011. Paris: OECD/IEA, 2011, 666 p.
160. IEA. World Energy Outlook 2012. Paris: OECD/IEA, 2012, 690 p.
161. IEA. World Energy Outlook 2013. Paris: OECD/IEA, 2013, 708 p.
162. IEA. World Energy Outlook 2014. Paris: OECD/IEA, 2014, 748 p.
163. IEA. World Energy Outlook. WEO Model. URL: <http://www.iea.org/publications/worldenergyoutlook/weomodel/> (дата обращения 07.12.2015)
164. IEA. World Energy Statistics. URL: <https://www.iea.org/statistics/> (дата обращения 07.12.2015)
165. IGU. Wholesale Gas Price Formation. Oslo: International Gas Union, 2012, 52 p.
166. IGU. Wholesale Gas Price Survey. Fornebu: International Gas Union, 2015, 32 p.

167. IGU, UN ECE. IGU Working Committee 5 — Utilization of Gas Study Group 5.3 — NGV. IGU, UN ECE, 2012, 323 p.
168. IGU, UN ECE. NATURAL GAS FOR VEHICLES. IGU, UN ECE, 2012, 327 p.
169. IMF. Regional Economic Outlook: Middle East and Central Asia. Washington: IMF, 2014, 122 p.
170. IMF. World Economic Outlook Database: October 2014 Edition. URL: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/02/weodata/index.aspx> (дата обращения 07.12.2015)
171. INDONESIA-INVESTMENT. Coal. URL: <http://www.indonesia-investments.com/doing-business/commodities/coal/item236> (дата обращения 07.12.2015)
172. Inkenberry G. John. The Irony of State Strength: Comparative Responses to the Oil Shocks in the 1970s. International Organization, 1986, 40, pp. 105–137.
173. IRENA. Electricity Storage: Technology Brief. IEA-ETSAP and IRENA, 2012, 26 p.
174. IRENA. Wind Power. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Volume 1: Power Sector (Issue 5/5). IRENA, 2012, 64 p.
175. IRS. New Qualified Plug-in Electric Drive Motor Vehicle Credit. Internal Revenue Bulletin: 2009-48, 2009, Notice 2009-89.
176. Isis Innovation. YASA Motors. URL: <http://www.isis-innovation.com/spinout/OxfordYASAMotors.html> (дата обращения 07.12.2015)
177. JAPEX. The tight oil Initiative at the Onnagawa Formation in Akita Prefecture. URL: http://www.japex.co.jp/english/newsrelease/pdf/20130725_akitaonnagawa-e.pdf (дата обращения 07.12.2015)
178. Ji Liwen, Lin Zhan, Alcoutlabia Mataz and Zhang Xiangwu. Recent developments in nanostructured anode materials for rechargeable lithium-ion batteries. Energy Environ. Sci., 2011, 4, pp. 2682-2699. DOI: 10.1039/C0EE00699H.
179. Kahneman D., Tversky A. Judgment under Uncertainty: Heuristics and Biases. Cambridge University Press, 1982.
180. Kapadia A. Focusing on Brazil's E&P Potential. E&P Magazine, 2011.
181. Karekezi S., Kimani J., Onguru O. Energy poverty, renewable energies and the Economic Partnership Agreements. TRADE NEGOTIATIONS INSIGHTS, 2009. URL: <http://www.ictsd.org/bridges-news/trade-negotiations-insights/news/energy-poverty-renewable-energies-and-the-economic> (дата обращения 07.12.2015)

182. Kroese D. P., Taimre T., Botev Z.I. Handbook of Monte Carlo Methods. New York: John Wiley & Sons, 2011. ISBN 0-470-17793-4.
183. Laboratoire de Statistique Theorique et Appliquee, Universite Pierre et Marie Curie. Oil Production: A probabilistic model of the Hubbert curve. Laboratoire de Statistique Theorique et Appliquee, Universite Pierre et Marie Curie, 2010.
184. Li M. Peak Energy, Climate Change, and Limits to China's Economic Growth. The Chinese Economy, 2012, Vol. 45, No.1, pp. 74–92.
185. Li M. Peak Energy and the Limits to China's Economic Growth: Prospect of Energy Supply and Economic Growth from Now to 2050. Salt Lake City: Political Economy Research Institute, 2008, Working Paper, No. 189, 18 p.
186. Licht Stuart, Wu Huiming, Yu Xingwen and Wang Yufei. Renewable highest capacity VB2/air energy storage. Chem. Commun., 2008, Issue 28, pp. 3257-3259. DOI: 10.1039/b807929c.
187. Licklider Roy. The Power of Oil: The Arab Oil Weapon and the Netherlands, the United Kingdom, Canada, Japan, and the United States. International Studies Quarterly, 1988, 32, pp. 205–226.
188. Lin B., Liu J. Estimating coal production peak and trends of coal imports in China. Energy Policy, 2010, No. 38, pp. 512–519.
189. Luciani G. Geopolitical Threats to Oil and the Functioning of the International Oil Market. CEPS, 2010. URL: http://aei.pitt.edu/15199/1/Policy_Brief_221_Luciani_Secure_ed-1.pdf (дата обращения 07.12.2015)
190. Luciani G. The Fracking Revolution: Promise and Perils, 2014. URL: <http://oilprice.com/Energy/Energy-General/The-Fracking-Revolution-Promise-and-Perils.html> (дата обращения 07.12.2015)
191. LUKOIL. Global trends in oil & gas markets to 2025. LUKOIL, 2013, 64 p.
192. Makarov Alexander A. Quality of Energy: Way to the Global Problems. CEES, Princenton University, Proceedings of Summer School, 1990.
193. Makarov Alexei A., Makarov Alexander A. Laws of Power Industry Development: Elusory Essence. Thermal Engineering, 2010, Vol. 57, No 13, pp. 1085–1092.
194. Maugeri Leonardo. Geopolitics of Energy Project. Oil: The Next Revolution. THE UNPRECEDENTED UPSURGE OF OIL PRODUCTION CAPACITY AND WHAT IT MEANS FOR THE WORLD. Discussion Paper #2012-10. Cambridge: Belfer Center for

Science and International Affairs. John F. Kennedy School of Government Harvard University, 2012, 76 p.

195. MEED Insight. The Iraq Oil & Gas Projects Market 2013, 2013.
196. Miller K. D., Chevalier M.T., Leavens J. The role of WTI as a crude oil benchmark. Purvin&Gertz inc. for CME Group, 2010, 123 p.
197. Ministry of Coal, Government of India. [URL:http://coal.nic.in/Indonesia.pdf](http://coal.nic.in/Indonesia.pdf) (дата обращения 07.12.2015)
198. Mitrova T. Energy Security and Evolution of Gas Markets. Energy & Environment, 2008, Vol. 19, No. 8.
199. Mohr S., Evans G. Forecasting coal production until 2100. Fuel, 2009, No. 88, pp. 2059–2067.
200. Natarajan R. Some essential considerations in energy policy and planning for the future. Urja, 1990, 27/1, pp. 39–50.
201. Nelson Institute Center for Sustainability and the Global Environment. University of Wisconsin – Madison. URL: <http://www.sage.wisc.edu/energy/absolute-potential.pdf> (дата обращения 07.12.2015)
202. New York State government. All Fuels Demand and price forecast methodology. URL: <http://energyplan.ny.gov/Prior-State-Energy-Plans/-/media/nysenergyplan/2002stateenergyplan-documents/sepappendix.pdf> (дата обращения 07.12.2015)
203. Nexant. World Gas Model. URL: <http://thinking.nexant.com/program/world-gas-model> (дата обращения 07.12.2015)
204. OECD. OECD iLibrary Database. URL: www.oecd-ilibrary.org/ (дата обращения 07.12.2015)
205. OGJ. EIA: Tight oil production pushes US supply to more than 10 % of World's total. Oil & Gas Journal, 2006. URL: <http://www.ogj.com/articles/2014/03/eia-tight-oil-production-pushes-us-supply-to-more-than-10-of-world-s-total.html> (дата обращения 07.12.2015)
206. Oil & Gas 360. Petrobras Cuts 2020 Production Estimates by 30 % in Latest Business Plan. URL: <http://www.oilandgas360.com/petrobras-cuts-2020-production-estimates-by-30-in-latest-business-plan/> (дата обращения 07.12.2015)
207. OPEC. Brief History. URL: http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm (дата обращения 07.12.2015)
208. OPEC. Monthly Oil Market Report – May 2015. Vienna: OPEC, 2015, 102 p.

209. OPEC. World Oil Outlook 2013. Vienna: OPEC, 2013, 323 p.
210. O'Shea N. Unconventional Oil. Scraping the bottom of the barrel? World Wild Found, 2008, 52 p.
211. Patzek T., Croft G. A global coal production forecast with multi-Hubbert cycle analysis. Energy, 2010, No. 35, pp. 3109–3122.
212. Perlin J. From Space to Earth: The Story of Solar Electricity. Harvard University Press, 1999.
213. Planning Commission, Government of India. Power and Energy. URL: <http://planningcommission.nic.in/sectors/index.php?sectors=energy> (дата обращения 07.12.2015)
214. PRWEB. Oil Shale Initiative in Valley Where David Slew Goliath Could Turn Israel into an Oil Giant, 2011. URL: <http://www.prweb.com/releases/2011/11/prweb8925432.htm> (дата обращения 07.12.2015)
215. Psarras J., Capros P., Samouilidis J. E. Multiobjective programming. Energy, 1990, 15, pp. 583–605.
216. Rahman S. H. Aggregate energy demand projections for India: an econometric approach. Pacific Asian Energy, 1988, 2, pp. 32–46.
217. Rahmim I. I. Special report: GTL, CTL finding roles in global energy supply. Oil & Gas Journal, 2008, vol. 106, issue 12.
218. Randall Tom. Break-Even Points for U.S. Shale Oil. URL: <http://www.bloomberg.com/news/2014-10-17/oil-is-cheap-but-not-so-cheap-that-americans-won-t-profit-from-it.html> (дата обращения 07.12.2015)
219. Renders Johan. European Union Strategy for clean and energy-efficient vehicles. 5th Meeting of the Electric Vehicles and the Environment Informal Working Group, Tokyo, 11 & 12 April, 2013.
220. Reuters. Oil by 2020 to fall to \$80 in real terms — Reuters poll. URL: <http://uk.reuters.com/article/brent-poll-idUKL5N0IJ3ED20131030> (дата обращения 07.12.2015)
221. Rodgers B. NORTH AMERICAN RESOURCE VALUE – 1: Economics, fiscal competitiveness eyed for Canada, US tight oil plays. Oil & Gas Journal, 2013. URL: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-111/issue-4/exploration---development/economics-fiscal-competitiveness-eyed.html> (дата обращения 07.12.2015)

222. Salameh M. G. Brazil's Pre-Salt Oil Potential: The Hype and the Reality. World Bank, 2012.
223. Sieminski A. Outlook for shale gas and tight oil development in the U.S. For Deloitte Energy Conference. Washington DC, May 21, 2013.
224. Sivia D. S. Data Analysis: A Bayesian Tutorial. Oxford University Press, 1996. ISBN: 978-0198518891.
225. Smola Alex J., Scholkopf Bernhard. A tutorial on support vector regression. Statistics and Computing, 2004, 14, pp. 199–222.
226. Tao Z., Li M. What is the limit of Chinese coal supplies—A STELLA model of Hubbert Peak. Energy Policy, 2007, No. 35, pp. 3145–3154.
227. The Carbon Tracker Initiative. Carbon supply cost curves: Evaluating financial risk to oil capital expenditures. The Carbon Tracker Initiative 2014, 28 p.
228. The Central People's Government of the People's Republic of China. URL: http://www.gov.cn/ldhd/2012-04/18/content_2116641.htm (дата обращения 07.12.2015)
229. The Economist. Rushing on by road, rail and air. URL: <http://www.economist.com/node/10697210> (дата обращения 07.12.2015)
230. The Guardian. China's toxic air pollution resembles nuclear winter, say scientists. URL: <http://www.theguardian.com/world/2014/feb/25/china-toxic-air-pollution-nuclear-winter-scientists> (дата обращения 07.12.2015)
231. 'The Observatory of Economic Complexity by MIT. URL: <http://atlas.media.mit.edu/> (дата обращения 07.12.2015)
232. The White House. Fact Sheet: Energy Independence and Security Act of 2007. URL: <http://georgewbush-whitehouse.archives.gov/news/releases/2007/12/20071219-1.html> (дата обращения 07.12.2015)
233. The White House Office of the Press Secretary. State of Union Address to Congress and the nation, 2011.
234. Thomson Reuters. Datastream Database. URL: <http://www.datastream.com/> (дата обращения 07.12.2015)
235. Thomson Reuters Legal Solutions. Practical Law, 2014.
236. UN Population Division. World Population Prospects, the 2010 Revision.
237. US Department of Transportation. Annual Vehicle Distance Traveled In Miles And Related Data By Highway Category And Vehicle Type. Highway Statistics, 2012.

238. U. S. GOVERNMENT. The Role Of Market Speculation In Rising Oil And Gas Prices: A Need To Put The Cop Back On The Beat. Staff Report Prepared By The Permanent Subcommittee On Investigations Of The Committee On Homeland Security And Governmental Affairs United States Senate. Washington: U. S. GOVERNMENT PRINTING OFFICE, 2006, 53 p.
239. Wang J., Feng L., Davidsson S., Hook M. Chinese coal supply and future production outlooks. *Energy*, 2013, No. 60, pp. 204–214.
240. Wang J., Feng L., Zhao L., Snowden S., Wang X. A comparison of two typical multicyclic models used to forecast the world's conventional oil production. *Energy Policy*, 2011, No. 39, pp. 7616–7621.
241. Website of the project AMPED. URL: <http://arpa-e.energy.gov/?q=programs/amped> (дата обращения 07.12.2015)
242. Website of the project Lithium/Air Battery Project (Battery 500). URL: http://researcher.watson.ibm.com/researcher/view_project.php?id=3203 (дата обращения 07.12.2015)
243. Wessells Colin D., et al. Copper hexacyanoferrate battery electrodes with long cycle life and high power. *Nature Communications* 2, 2011, Article number: 550. DOI:10.1038/ncomms1563.
244. Wheatcroft Patience. The Next Crisis: Prepare for Peak Oil. *The Wall Street Journal*, 2010. URL: <http://www.wsj.com/articles/SB10001424052748704140104575057260398292350> (дата обращения 07.12.2015)
245. Williams James L. Oil Price History and Analysis. URL: <http://www.wtrg.com/prices.htm> (дата обращения 07.12.2015)
246. Wood Mackenzie. Analysis of 2,222 oil fields suggests if Brent falls to \$40 a barrel 1.6% of global oil supply could be cash negative. URL: <http://www.woodmac.com/media-centre/12525771> (дата обращения 07.12.2015)
247. Wood Mackenzie. Global Gas Service. Understand the future of global markets. URL: http://public.woodmac.com/content/portal/energy/highlights/wk3_Nov_13/Global%20Gas%20Service.pdf (дата обращения 07.12.2015)
248. World Economic Forum. The New Energy Security Paradigm. Geneva: World Economic Forum, 2006, 40 p.

249. World Energy Council, France. The POLES Model. URL: http://www.wec-france.org/DocumentsPDF/LABORATOIRES%20PARTENAIRES/EPE_LEPII_Poles_Model-English.pdf (дата обращения 07.12.2015)
250. Xu Wei, Wang Jue, Ma Jian. Forecasting Crude oil demand Using a Hybrid SVR Markov Approach. Global Knowledge, 2010.
251. Yanagisawa A. A different view to fiscal break-even oil prices. IEEJ, 2013, 7 p.

World energy markets evolution and its consequences for Russia / Chief eds. A.A. Makarov, L.M. Grigoryev, T.A. Mitrova. – M. ERI RAS-ACRF, 2015. – 400 p. – ISBN 978-5-91438-019-6.

The monograph presents a scientific foundation and a methodological basis for research and a forecast of world energy development and the evolution of energy markets coupled with a systemic evaluation of their impact on the economy and the energy and fuel balance of the Russian Federation.

Russia is one of the largest international energy traders and as such it is fairly strongly dependent on the profitability of energy exports. Therefore the current ambiguous processes in the world energy markets are extremely relevant to Russia. The monograph presents an analysis of global world energy development and market structure trends. It also outlines the domestic methodology for researching prospective world economy and energy sector development, giving a description of the system tools used for this research. Long term scenario forecasts for the development of world energy markets are made using this methodology. These include a baseline forecast, based primarily on the widely utilised energy technologies and the current state energy policies and alternative scenarios demonstrating the reaction of markets to technological breakthroughs and to potential changes in the behaviours of the major market players. The impact of the transformation of the world energy markets on Russia's economy has also been evaluated.

The book is addressed to scientists, businessmen and statesmen dealing with the issues of economy and energy development. It can be used for educational purposes.