

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Открытый семинар
«Экономические проблемы отраслей
топливно-энергетического комплекса»
(семинар А.С. Некрасова)

Сто шестьдесят седьмое заседание
от 29 марта 2016 года

В.В. Семикашев, А.Ю. Колпаков

**ПОСТРОЕНИЕ СОГЛАСОВАННЫХ СЦЕНАРИЕВ МИРОВЫХ
ПРОИЗВОДСТВА, ПОТРЕБЛЕНИЯ И ЦЕНЫ НЕФТИ**

Семинар проводится при поддержке
Российского гуманитарного научного фонда
(проект № 16-02-14024г)

Издательство ИНП РАН
Москва – 2016

Руководитель семинара
академик **В.В. ИВАНТЕР**

Председатель заседания – д.э.н. **Ю.В. СИНЯК**

СОДЕРЖАНИЕ

B.B. Семикашев, А.Ю. Колпаков

ПОСТРОЕНИЕ СОГЛАСОВАННЫХ СЦЕНАРИЕВ МИРОВЫХ ПРОИЗВОДСТВА, ПОТРЕБЛЕНИЯ И ЦЕНЫ НЕФТИ.....	4
Введение.....	4
1. Виды прогнозов цен на нефть и методы их построения	5
2. Эволюция принципов ценообразования на мировом рынке нефти	9
3. Комплексный подход ИНП РАН к построению согласованных сценариев мировых производства, потребления и цены нефти	25
3.1. Концепция модели ценообразования на мировом рынке нефти на современном этапе	25
3.2. Блок моделирования спроса на энергоресурсы	33
3.3. Блок моделирования мирового производства нефти	40
4. Описание согласованных сценариев мировых производства, потребления и цены нефти	51
Список литературы	69
ДИСКУССИЯ.....	71
ВОПРОСЫ	71
ВЫСТУПЛЕНИЯ	81
Синяк Ю.В.	81
Чернавский С.Я.	81
Башмаков И.А.	83
Рогинко С.А.	84
Нигматулин Б.И.	85
Конопляник А.А.	85
Невелев В.А.	86
Рассадин А.А.	86

ПОСТРОЕНИЕ СОГЛАСОВАННЫХ СЦЕНАРИЕВ МИРОВЫХ ПРОИЗВОДСТВА, ПОТРЕБЛЕНИЯ И ЦЕНЫ НЕФТИ

Введение

Целью данной работы является не сам прогноз мировой цены на нефть и/или уровней и структуры ее производства и потребления (хотя такие оценки приводятся в работе в 4 разделе), а описание и обоснование разработанного на основе анализа механизмов ценообразования на рынке нефти на современном этапе методического подхода к взаимоувязанному моделированию этих процессов и создание модельных конструкций с элементами обратной связи, когда взаимное влияние цен, производства и потребления формализовано.

Представленные результаты – это начальная часть исследования, поэтому основное внимание уделено теоретическим и методическим положениям, а не практическим результатам прогнозирования цены на нефть. Кроме того, ряд теоретически сформулированных положений пока еще не получил практической реализации. Тем не менее, представляется, что уже полученные на основе предлагаемого подхода прогнозные оценки позволяют качественно представлять картину будущего и снизить неопределенность при анализе мирового рынка нефти и цены на нефть, а также исследовать взаимосвязи и изменения показателей на прогнозном периоде для различных наборов сценарных условий.

В предлагаемом методическом подходе наиболее важны три составляющие:

- сочетание и одновременное использование нескольких актуальных и перспективных концепций объяснения поведения цены на нефть. Это позволяет моделировать динамику цены на нефть в широком диапазоне под воздействием ряда взаимовлияющих факторов и избежать зависимости от одной концепции, которая может перестать работать на прогнозном горизонте;
- взаимоувязанное динамическое пошаговое моделирование производства нефти в разрезе стран, совокупного потребления нефти в мире и уровня цен на нее. Наличие прямых и обратных связей между производством и ценами;
- новый методический подход к структурированию исходных данных, позволяющий за счет экспертной работы структурировать большие

¹ Авторы – Семикашев Валерий Валерьевич, к.э.н., заведующий лабораторией ИНП РАН; Колпаков Андрей Юрьевич, к.э.н., научный сотрудник ИНП РАН.

массивы неоднородной информации и «сжимать» большие базы данных для использования в блоках разработанной модельной конструкции. Часть таких оценок будет приведена в 3 и 4 разделах.

1. Виды прогнозов цен на нефть и методы их построения

В практических исследованиях и научной литературе представлено много различных как самих прогнозов цен на нефть, так и подходов и методов моделирования и прогнозирования этого показателя. Подавляющее большинство научных и экспертных публикаций можно разделить на три группы, каждая из которых имеет свою специфику.

1. Объяснения происходящего на рынке нефти постфактум. В таких суждениях поведение цен объясняется текущим состоянием одного или нескольких факторов. Отметим важное для представляемого модельного подхода обстоятельство – набор объясняющих факторов или концепция в целом меняется раз в несколько лет. Как только предыдущая концепция не может объяснить поведение цен, она отбрасывается, вместо нее предлагается новая. Сначала она распространяется среди аналитиков и исследователей, а затем среди менеджеров компаний и других лиц, принимающих решения. Через этот механизм предложенная новая концепция начинает оказывать влияние уже на сам физический, «реальный» рынок. Поэтому такие концепции и их восприятие важно учитывать при моделировании цен.

2. Сценарные гипотезы и прогнозы мировой цены на нефть с аргументацией разной степени сложности и обоснованности. Отчасти такие прогнозы являются продолжением рассуждений предыдущего пункта, но с пролонгацией в будущее. Важно отметить, что большинство комплексных прогнозов развития мировой энергетики используют как раз сценарные гипотезы о цене на нефть. Прогнозы по этому параметру можно разделить на два типа. В прогнозах первого типа рассматривается основной сценарий, где цена является скорее рамочным условием, а не фактором, влияющим на развитие энергетики в прогнозном периоде. Хорошой иллюстрацией является прогноз компании BP, где цена на нефть вообще явно не рассматривается, а предполагается, что уровень цен будет «нормальным» (то есть в достаточно широком диапазоне, но не слишком низким, и не сверхвысоким).

В прогнозах второго типа рассматривается несколько сценариев, которые могут иметь различные траектории динамики цен на нефть в прогнозном периоде. Соответственно, моделирование потребления и добычи нефти осуществляется в зависимости или с учетом цены. Это не обязательно могут быть прямые функциональные зависимости. Часто используется согласование производства и цен на нефть на уровне логики и описания взаимного влияния, без формализации взаимосвязей. Приведем примеры:

- в International Energy Outlook (выпускается Минэнерго США – U.S. EIA) разным сценариям цены соответствует разный спрос и структура производства. Это хорошо видно по таким показателям как доля ОПЕК или сланцевой нефти в мировом производстве или по динамике отдельных стран, особенно чувствительных к уровню цен;
- в прогнозе ИНЭИ РАН и АЦ при Правительстве РФ сценарии цены формируются на основе отдельного блока исследования экономики крупнейших проектов в нефтегазовой сфере, что позволяет сформировать оценку равновесной цены на нефть на прогнозном периоде;
- в прогнозе компании Shell сценарии содержат элементы обратных связей – на поведение экономических агентов оказывают влияние периоды высоких и низких цен. Однако подробности не раскрыты;
- в прогнозе компании Лукойл от 2013 г. формируется согласованный сценарий состояния мировой экономики, цены на нефть и ситуации на рынках нефти и газа.

Нефтегазовые компании при принятии инвестиционных решений или формировании бюджетов также используют сценарные подходы. Принимается некоторая прогнозная цена. Далее все инвестиционные проекты с затратами ниже этой цены осуществляются в рамках имеющегося бюджета на инвестиции, начиная с более рентабельных, заканчивая менее рентабельными. На практике в период относительно высоких цен в 2005-2014 гг. такими прогнозными ценами были цены ниже на 15-30% от текущего уровня. В последние два года, когда цены постоянно находятся ниже ожидаемого «справедливого» уровня, прогнозная цена для бюджетов находится примерно на уровне текущей цены (возможно, несколько выше или ниже в зависимости от оценок менеджмента и специфики конкретной компании).

3. Модельные прогнозы цены на нефть. Несмотря на популярность и развитость сценарных подходов цены на нефть моделируют различными способами. Перечислим несколько наиболее известные подходы:

- балансовые модели спроса и предложения;
- концепция пика нефти и модели на основе зависимости добычи от запасов и ресурсов;
- исследование влияния исчерпаемости запасов и научно-технического прогресса на долгосрочную границу стоимости;
- модели межтопливной конкуренции и оценки предельных границ цен на нефть;
- анализ финансовых моделей нефтегазовых компаний и рентабельности проектов;
- модели относительных цен (от ВВП, других активов, золота и т.д.);

- регрессионные или факторные модели зависимости от буровой активности, коммерческих запасов, погоды, нарушений в нефтедобыче и снабжении;
- модели с военными или политическими рисками,
- моделирование цены на нефтяной фьючерс как биржевого товара или с учетом взаимосвязей с другими сырьевыми и финансовыми рынками и т.д.

Интересно, что такие работы не являются мейнстримом для наиболее авторитетных квалифицированных исследовательских организаций и нефтяных компаний. Последние стараются избегать прямого использования таких моделей и прогнозов на их основе. При этом стало общим местом среди статусных экономистов и экспертов говорить о невозможности прогнозирования цен на нефть.

Авторам представляется, что такая задача, кроме того, что актуальна и значима, особенно для российской экономики, может решаться модельными средствами на достаточно приемлемом уровне. Для этого предлагаются одновременно использовать несколько различных подходов и концепций при среднес- и долгосрочном моделировании цен на нефть и уровней ее производства и потребления и определенную схему учета взаимовлияния производства, потребления и цен друг на друга, что будет показано ниже.

Почему необходимо одновременно использовать сразу несколько подходов и концепций к моделированию?

Во-первых, каждые 15-25 лет меняется институциональное устройство мирового рынка нефти (и нефтепродуктов), что принципиальным образом отражается на ценах. Два последних изменения уместились в период 30 лет – это переход к биржевой торговле на нефтяной фьючерс в 80-х гг. XX века и возникновение в середине 2000-х гг. тесной связи нефтяного рынка с финансовыми рынками в период бурного роста мировой экономики, что, как будет показано дальше, привело к переходу функционирования рынка нефти в новый режим. Таким образом, на протяжении прогнозного периода может случиться очередной переход нефтяного рынка в новое состояние, что снижает полезность модельных прогнозов на основе только одной концепции или подхода. Подробнее исторические этапы рассмотрены в следующем разделе.

Отметим, что в перспективе до 2030-2040 гг. возможны следующие возможные институциональные изменения на рынке нефти:

- потеря влияния ОПЕК и переход к более конкурентному рынку (отчасти это реализуется с развитием сланцевой добычи);
- регионализация мирового рынка нефти. Частично этот процесс проявился в появлении дифференциала между ценами на нефть на европейском и североамериканском рынках в 2011-2015 гг. Также на этот

процесс могут повлиять новые международные интеграционные объединения в рамках которых могут быть сформированы новые рынки с другими правилами доступа и новые принципы их функционирования;

- межтопливная конкуренция через рынки топлива для электроэнергетики и автомобилей. С развитием электромобилей и ВИЭ нефть будет встречать большую конкуренцию со стороны других топлив, что будет приводить к более однородным уровням цен на разные виды топлива и их большему взаимному влиянию;
- изменения направления финансовых потоков между развитыми и развивающимися странами на новом этапе развития мировой экономики. Отсутствие в этом сценарии достаточных финансовых ресурсов для роста развивающихся стран, которые не насыщены с т.з. потребления нефти, будет приводить к снижению спроса на нефть в мире в целом и, соответственно, более низким ценам;
- принципиальный отказ ряда стран от использования нефтепродуктов или переход на новые технологии в транспорте.

Во-вторых, еще чаще изменяются объясняющие концепции функционирования рынка – примерно раз в 3-5 лет. Как было сказано выше, эти концепции важны при анализе и моделировании цен на нефть в силу их большого влияния на принятие решений участниками нефтяного рынка. А уже настроение участников оказывает влияние на реальный физический рынок нефти и нефтегазовый бизнес. При этом настроения финансовых инвесторов на так называемом рынке бумажной нефти через ситуацию с торговлей нефтяными фьючерсами также могут оказывать значительное влияние на реальный сектор.

Кратко рассмотрим, как менялись концепции в последние 15 лет при неизменном институциональном состоянии рынка (состав и структура участников, механизмы взаимодействия, принципы ценообразования).

Так, на конец 1990-х гг. доминировало мнение, что цены всегда будут низкими, так как ресурсов избыточно много.

Далее в период неожиданного для большинства роста цен в 2000-е гг. это связывали по очереди с ослаблением доллара, войной в Ираке в 2003 г., а затем бурным экономическим ростом в Китае и мировым сырьевым суперциклом. Напомним, что в это время встречались высказывания, что цены на нефть низкими больше не будут и прогнозы про 200-250 долл./барр. Кроме того, в ряде исследований показывалось, что мировой баланс нефти не может быть сформирован без дорогой нетрадиционной нефти, добыча которой характеризовалась высокими издержками. То есть замыкающими затратами на рынке нефти была нефть по 80-100 долл./барр., что также свидетельствовало об эпохе «дорогой» нефти.

В этот же период активно проводились исследования о взаимосвязи цен на нефть с финансовыми рынками и ценами на другие сырьевые активы. Часть роста цен объяснялась влиянием биржевых спекулянтов или разрешением пенсионным и хеджфондам инвестировать в сырьевые, в том числе нефтяные фьючерсы. После мирового финансового кризиса 2008-2009 гг. большое влияние на уровень цен могла оказать политика количественного смягчения, проводимая центральными банками западных стран. Избыток дешевых денег в условиях нестабильности финансовых рынков значительно влиял на рынки сырья, как достаточно надежного товара. Быстрое восстановление цен на уровень 100 долл./барр. в 2011 г. и часть падения в 2014-2015 гг. напрямую связывались с началом и окончанием наибольшего раунда количественного смягчения ФРС США. Отметим, что на быстрое восстановление цен после падения 2008-2009 гг. повлияли и события в Северной Африке (политические события в Египте и Ливии) и авария на АЭС Фукусима. А первоначальный импульс для разворота динамики цен с падающей на растущую оказала Саудовская Аравия, заявив, что собирается убрать с рынка 4,5 млн. барр. в день.

В период 2011-2014 гг. сформировалась концепция коридора цен в диапазоне 80-120 долл./барр. как разумного компромисса между потребителями и производителями, который балансирует все интересы, а границы коридора имели достаточно качественное обоснование.

В настоящее время объяснения динамики цены на нефть строятся вокруг «балансовой» идеи профицита предложения, в том числе вследствие динамичного развития сланцевого сегмента в США.

Две последние концепции будут подробнее рассмотрены в следующих разделах.

2. Эволюция принципов ценообразования на мировом рынке нефти

В истории развития мирового рынка нефти и систем ценообразования на нем принято выделять несколько ключевых этапов².

1) *Период доминирования «Семи сестер» (1928-1972 гг.).* Термин «Семь сестер» появился после заключения неформального соглашения в 1928 г., нацеленного на ослабление конкуренции между крупнейшими на тот момент англо-американскими нефтяными компаниями и разделение мирового рынка между ними. Оно предусматривало синхронизацию добывчи нефти в соответствии с тенденциями спроса на нее и сохранение

² Описано на основе (*Energy Charter Secretariat 2007. p. 52-57, 76-78; Жуков, Коныгин, Масленников 2012. с. 7, 9-10, 16-17*).

существующей пропорции в поставках. В картель вошли семь компаний³, фактически сохранявших контроль над нефтяным рынком до 1970-х гг.

«Семь сестер» получали значительную часть нефти в рамках долгосрочных договоров концессии с богатыми нефтью развивающимися странами, уплачивая тем специальный налог роялти, зависящий от разности между ценой продажи нефти и уровнем затрат на ее добычу. С целью минимизации рентных платежей «Семь сестер» продавали нефть своим аффилированным лицам, находящимся в странах своего базирования, по специальному заниженным «трансфертным» ценам, что позволяло компаниям формировать центр прибыли вне зоны взаимодействия с собственниками ресурсов.

В отношениях с потребителями «Семь сестер» приняли единый принцип ценообразования, на основе которого указанные выше аффилированные с ними компании перепродавали нефть по всему миру. Согласно принятому принципу нефть реализовывалась по цене CIF, которая рассчитывалась по системе «Мексиканский Залив плюс фрахт», т.е. как сумма стоимости нефти в Мексиканском заливе США (где затраты были значительно выше фактических издержек по добыче нефти, которую получали «Семь сестер» в рамках концессионных соглашений) и стоимости фрахта из Мексиканского залива потребителю. В рамках такой модели дешевая нефть, добываемая в Персидском заливе, могла поставляться в близлежащие страны напрямую, но потребитель все равно платил цену добычи относительно дорогой нефти в Мексиканском заливе США и стоимость фиктивного фрахта оттуда.

В ходе Второй мировой войны военно-морские силы США и Великобритании, осуществляя заправку своих судов топливом в Персидском заливе, должны были платить высокую цену, включающую фиктивный фрахт из Мексиканского залива. По завершении войны были запущены административные расследования в США и Великобритании, в результате которых «Семь сестёр» были вынуждены модифицировать свою систему ценообразования, добавив в качестве базы отправки помимо Мексиканского залива еще и Персидский залив. В рамках такой модели в цену нефти включалась стоимость фрахта из того залива, который находился ближе к покупателю.

2) *Период доминирования ОПЕК (1972-1986 гг.).* В 1970-е годы ряд стран, обладающих крупнейшими запасами нефти, которые разрабатывались ранее «Семью сестрами» в рамках договоров концессии, национализировали промысловые активы, образовав на их основе национальные

³ Англо-персидская нефтяная компания (в настоящее время BP), Gulf Oil (в н.в. разделена между Chevron и BP), Royal Dutch Shell, Standard Oil of California (в н.в. Chevron), Standard Oil of New Jersey и Standard Oil Co. of New York (в н.в. объединены в ExxonMobil), Texaco (приобретена Chevron).

нефтяные компании, и создали ОПЕК. ОПЕК стала ключевым игроком на рынке нефти – к моменту создания на долю стран-участников приходилась половина мировой добычи нефти, и контроль над ценообразованием также перешел к ОПЕК. Почти вся нефть, поставлявшаяся на мировой рынок в этот период, продавалась по официальным ценам реализации, устанавливаемым государствами-членами ОПЕК, которые начали играть роль мировых цен. Формирование цен CIF на нефть стало осуществляться по формуле «Персидский залив плюс фрахт» с включением в цену достаточно высокой маржи.

При этом рассматриваемый период характеризуется появлением новых договорных форм торговли нефтью. Основные объемы по-прежнему торговались в рамках долгосрочных контрактов, однако начал развиваться сегмент спотовых сделок, который стал обеспечивать баланс спроса и предложения и впоследствии использоваться в качестве ориентира для уровней цен как экспортёрами, так и импортёрами.

Спотовые сделки приобрели свою актуальность во времена нефтяных кризисов 1980-х гг. Эмбарго на поставки нефти, введённое ОАПЕК⁴ в отношении стран, поддержавших Израиль в ходе Октябрьской войны в 1973 г. (прежде всего США и Западную Европу), а также иранская революция 1979 г. создавали огромные риски возникновения дефицита предложения нефти на рынке, вследствие чего потребители были готовы переплачивать за факт ее поставки. Таким образом цены разовых сделок превысили официальные цены реализации ОПЕК, и объёмы предложения нефти в рамках долгосрочных контрактов переместились на спотовые рынки. Данные события послужили также стимулом для роста добычи нефти вне стран ОПЕК, при этом практически вся новая нефть торговалась именно на рынке спотовых сделок. Как результат обозначенных факторов в 1971-1986 гг. доля торговли на спотовом рынке значительно увеличилась с 5% до не менее чем 40-50%, а страны ОПЕК стали корректировать свои официальные цены на динамику спотовых цен.

3) *Торговля нефти на товарных биржах (1987–2000 гг.).* Резкие колебания спотовых цен на нефть способствовали внедрению методов управления рисками в нефтяные операции. На рынок нефти были привнесены методы финансовых рынков и специальные производные инструменты – нефтяные фьючерсы, опционы и пр., с помощью которых игроки хеджировали свои риски.

В 1979 г. сырая нефть стала продаваться на основе фьючерсных контрактов на Нью-Йоркской товарной бирже NYMEX, а затем в 1981 г. – на Международной нефтяной бирже IPE в Лондоне. Торговля нефтью WTI на основе фьючерсных контрактов началась на бирже NYMEX в 1983 г., нефти Brent – в 1988 г. на Международной нефтяной бирже IPE.

⁴ Организация арабских стран-экспортеров нефти.

На данном этапе мировые цены на нефть устанавливаются на нефтяной бирже исходя из баланса спроса и предложения на нефтяные деривативы по маржинальному принципу. При этом доминирующая часть реальных физических поставок нефти осуществляется в рамках долгосрочных контрактов, цены в которых привязываются к котировкам нефтяных фьючерсных рынков и индексируются на их динамику.

На рис. 1 представлена динамика мировой цены на нефть и механизмы ценообразования на протяжении трех описанных этапов эволюции рынка.

4) *Превращение нефти в финансовый актив (2000-2014 гг.).* Теоретически маржинальная цена на рынке, формируемая из баланса спроса и предложения нефти, должна отражать затраты замыкающего производителя. Статистики, позволяющей точно определить соотношение между ценой и затратами на добычу нефти, замыкающей мировой баланс, не существует. Однако примерное соотношение оценить все же можно.

На рис. 2 представлена сравнительная динамика средней себестоимости добычи нефти в мире и цены нефти Brent. Видно, что на предыдущем этапе эволюции мировых рынков нефти эти показатели в целом развиваются достаточно пропорционально, однако примерно с 2003 года цена «отрывается» от динамики среднеотраслевых затрат и значительно пре-восходит их уровень вплоть до 2014 года.

Рассмотрим, в какой степени такой разрыв может быть объяснен наличием предложения дорогой нефти, смещающей вверх маржинальную цену нефти на бирже.

В табл. 1 приведена себестоимость добычи углеводородов у международных нефтегазовых компаний.

В период 2003-2008 гг. отношение цены Brent к самой высокой себестоимости среди крупнейших нефтегазовых компаний варьировалось в диапазоне 2,5-3,2, далее в результате падения цен на нефть на фоне мирового финансового кризиса оно на один год снизилось до 1,2, а в 2010-2011 гг. держалось на отметке 1,8. Причем следует отметить, что наиболее дорогими производителями за рассмотренный период из приведенного перечня компаний были американский Hess, китайский Sinopres и канадский Suncor. Собственно, снижение соотношения между Brent и наиболее высокими затратами среди перечня компаний с пикового значения 3,2 в 2006 г. до 1,8 к 2010 г. связано с динамичным развитием добычи нетрадиционных видов нефти, активная стадия которой выпадает на данный период. Как раз Suncor, занимающийся добычей канадских битуминозных песков, является отличным примером. Логично предположить, что именно дорогая нетрадиционная нефть замыкает современный нефтяной баланс в мире, а значит с затратами на ее добычу следует разобраться подробнее.

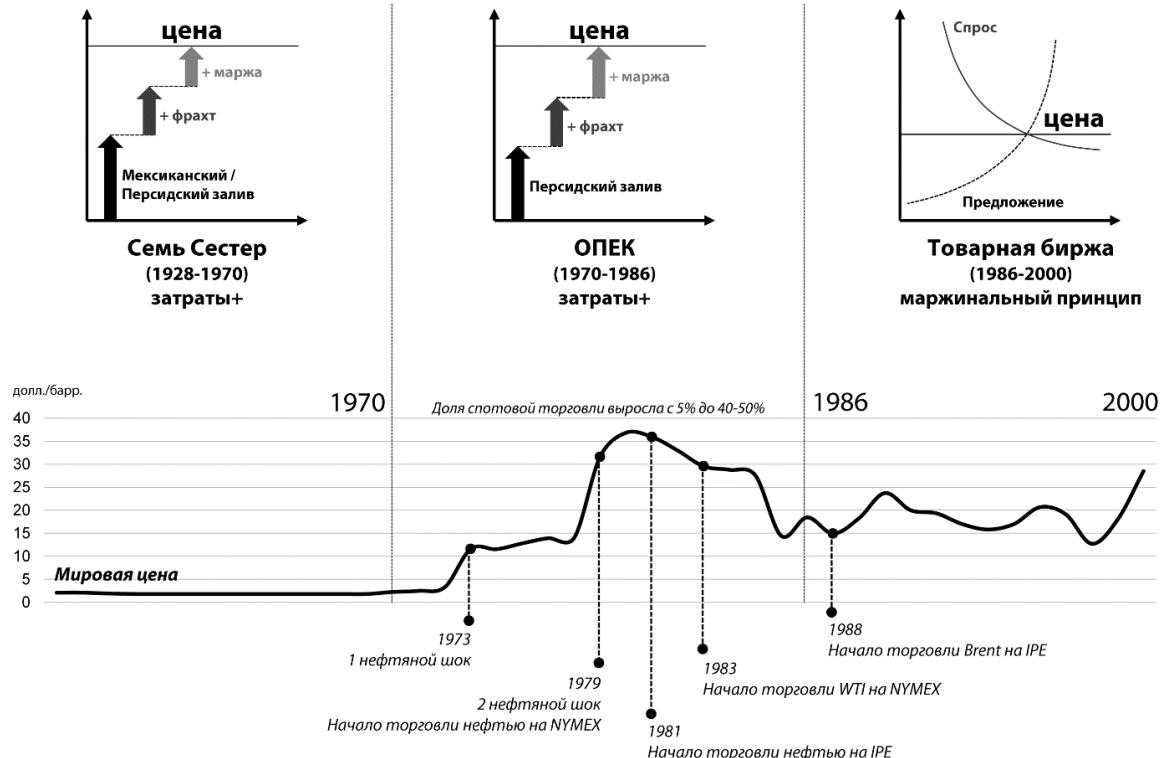


Рис. 1. Механизмы ценообразования на нефть в периоды доминирования «Семи сестер», ОПЕК и становления товарной биржи

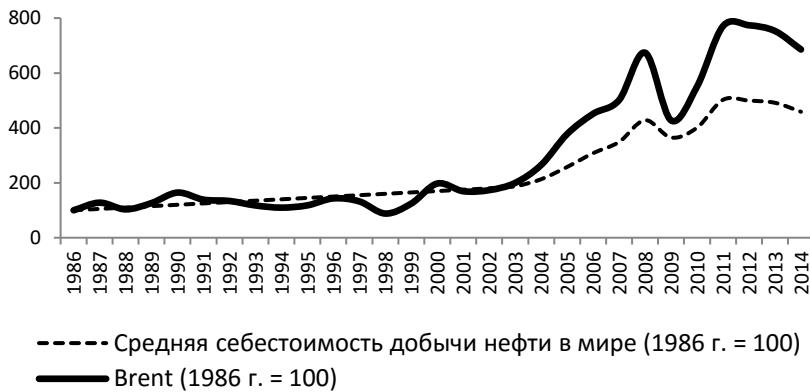


Рис. 2. Оценка сравнительная динамика средней себестоимости добычи нефти в мире и цены нефти Brent (1986 г. = 100)
источники: (BP 2015, Deutsche Bank 2012, ИНЭИ РАН и АЦ при Правительстве РФ 2013)

Таблица 1
Себестоимость добычи углеводородов у мировых нефтегазовых компаний в сравнении с ценами на нефть, долл./барр.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BG	6,7	6,9	7,9	8,0	8,4	9,9	11,8	11,9	14,4	16,4
BP	9,6	9,3	10,5	13,1	15,9	19,1	22,6	17,5	19,5	29,4
Chevron	8,3	9,1	9,9	12,0	13,6	16,1	20,1	20,7	22,6	26,7
COP	8,5	8,9	10,0	13,1	18,0	22,6	29,0	22,4	26,2	28,5
Eni	9,3	9,5	10,9	12,6	13,3	14,9	19,9	19,9	19,9	21,8
ExxonMobil	10,1	9,9	11,2	13,1	16,2	18,1	22,6	19,5	21,6	26,3
Hess	11,4	11,6	13,6	15,8	18,0	22,0	30,0	26,1	30,0	36,4
Marathon	10,1	10,1	10,6	11,7	12,7	14,7	18,1	23,7	25,7	32,7
Occidental	10,0	11,0	12,6	15,6	19,6	22,7	25,3	23,7	21,1	26,5
OMV	8,5	7,8	12,1	17,0	18,9	21,9	25,8	23,5	27,7	29,9
Petrobras	10,2	11,2	12,7	16,9	19,4	22,6	27,9	24,3	32,3	40,3
Petrochina	7,2	7,5	8,2	9,1	14,8	18,6	28,2	20,9	27,5	39,1
Repsol	6,7	7,9	9,1	10,9	14,9	15,7	19,3	18,0	21,3	23,5
RDS	8,5	10,5	12,8	16,1	18,3	21,0	22,6	23,4	24,9	26,2
Sinopec	9,8	10,3	11,7	13,4	18,5	23,7	38,9	28,1	34,8	47,0
Statoil	7,2	7,7	8,3	8,5	10,2	15,9	17,5	17,2	19,7	22,4
Suncor	3,3	4,0	13,8	18,1	20,4	25,6	31,8	52,2	44,7	60,4
Total S.A.	7,7	8,8	9,7	11,7	13,4	15,1	18,3	17,2	18,5	20,3
Цена Brent	25,0	28,8	38,3	54,5	65,1	72,4	97,3	61,7	79,5	111,3
Отношение Brent к наибольшей себестоимости среди перечня компаний	2,2	2,5	2,8	3,0	3,2	2,8	2,5	1,2	1,8	1,8

Источники: (Deutsche Bank 2012, BP 2015)

На рис. 3 представлена цена безубыточности добычи канадских битуминозных песков. За 2010–2014 гг. она увеличивается в среднегодовом выражении примерно с 45 до 60-65 долл./барр. При этом разрыв с ценой нефти оказывается значительным на всем периоде и составляет порядка 70-80%.

Помимо канадских битуминозных песков в мире добываются и другие виды нетрадиционной нефти, в том числе сланцевая нефть⁵ в США. При этом она разрабатывается в основном небольшими компаниями, тогда как для «мэйджоров» это не является приоритетным направлением – в силу своих масштабов они достаточно инертны и поэтому сосредоточены в первую очередь на традиционных запасах. Поэтому в табл. 1 данный сегмент не отражен вообще, и для того, чтобы улучшить понимание, как выглядит наиболее дорогая часть «хвоста» кривой предложения нефти, необходимо изучить дополнительные оценки.

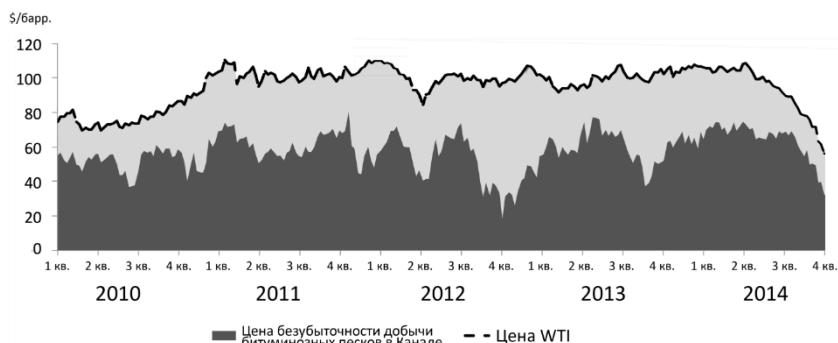


Рис. 3. Цена безубыточности добычи битуминозных песков в Канаде,
источник: (Leach 2015)

На рис. 4 приведены цены безубыточности проектов добычи сланцевой нефти в США по состоянию на 2014 год. Она характеризуются медианным значением 70 долл./барр., а для 95% всех запасов не превышает отметки 90 долл./барр. Последнее значение, вероятно, является верхней границей (с потенциалом понижения) оценки полных затрат для наиболее дорогой реально добываемой сланцевой нефти (ведь не все запасы вовлечены в разработку – компании сначала сосредоточены на разработке наиболее эффективных с точки зрения максимизации прибыли, а значит минимизации затрат, запасов).

Непротиворечивые этим данные даются и в других работах. На рис. 5 приведены укрупненные оценки средних затрат на добычу разных видов нефти в мире, которые подтверждают тезис о том, что наиболее дорогая

⁵ Здесь и далее под сланцевой нефтью понимается «tight oil».

часть кривой предложения нефти на сегодняшний момент состоит из битуминозных песков и сланцевой нефти, а замыкающие затраты находятся на уровне 70-80 долл./барр.

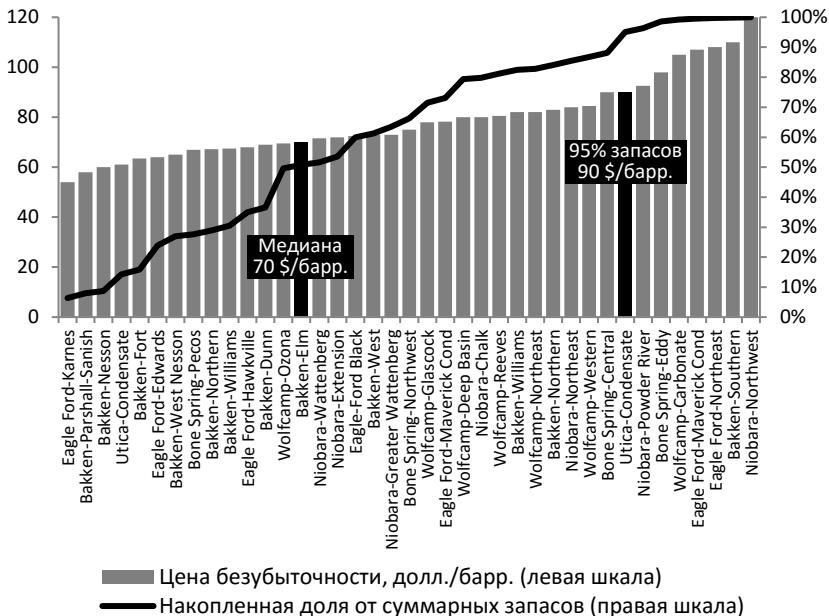


Рис. 4. Цены безубыточности проектов добычи сланцевой нефти в США,
источник: (Wood Mckenzie, Business Insider, U.S. Global Investors 2014)

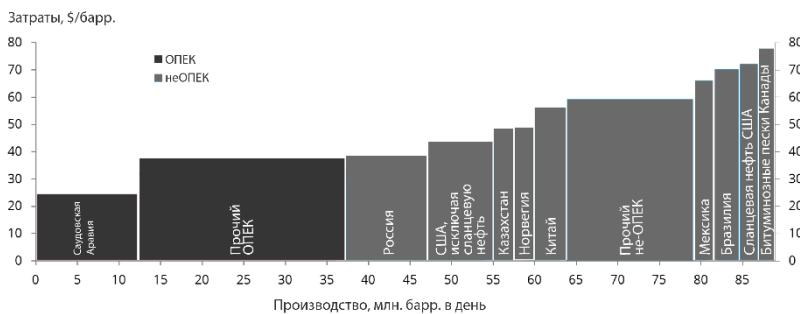


Рис. 5. Средние затраты на добычу нефти в мире,
источник: (Energy Aspects 2015)

Таким образом, можно сделать вывод, что на протяжении всего периода поле 2000 года мировая цена на нефть была значительно выше уровня предельных затрат на ее добычу – до 2008 года разрыв составлял более чем два раза, но после 2009 года он стал сокращаться под влиянием процессов вовлечения в разработку значительных объемов дорогой нетрадиционной нефти и составлял в 2013–первой половине 2014 года порядка 20–30 долл./барр.

Другими словами, такой фундаментальный фактор, как производственные затраты, играющий определяющую роль в ценообразовании на нефть на предшествующих этапах, не может объяснить динамику цены нефти в последние 10–15 лет.

Дело в том, что «биржевая» модель предыдущего этапа эволюции нефтяного рынка существенно трансформировалась. До начала 2000 гг. ключевыми игроками на рынке нефтяных деривативов были внутриотраслевые агенты – нефтедобывающие или нефтеперерабатывающие компании, хеджирующие через деривативы свои ценовые риски (которые принимали на себя спекулянты – игроки финансового рынка). Однако в 1999 г. в США был отменен закон Гласса-Стигалла, который не позволял коммерческим банкам выходить на спекулятивные рынки деньгами вкладчиков, а затем был принят закон о модернизации сырьевых фьючерсов, который снизил до минимума регуляторный надзор за рискованными операциями компаний (*Конопляник 2013, с. 2*).

Данные институциональные преобразования привели к массовому приходу на этот рынок в качестве спекулянтов финансовых инвесторов, инвестиционных банков, пенсионных и хедж-фондов (т.е. агентов, не специализированных в нефтяном секторе), для которых деривативы на нефть стали обычным портфельным активом, способным приносить прибыль в отрыве от физических поставок нефти. Таким образом произошло «срашивание»⁶ товарного нефтяного и мирового финансового рынков (*Бушуев, Исаин 2012, с. 19-23*). Одновременно выросло число производных финансовых инструментов, обеспечивающих легкость входа на этот рынок вне зависимости от квалифицированности игрока в области нефтяного сектора.

Превращение нефти из товарного в финансовый актив стало возможным благодаря некоторым механизмам (*Жуков, Копытин, Масленников, 2012, с. 9-10*).

⁶ При этом собственно товарный рынок нефти становится малой частью нового образования. По оценкам (*Жуков, Копытин, Масленников 2012, с. 6-7*), в 2010 г. рынок нефтяных деривативов по номинальному объему составлял 28 трлн. долл., в то время как рынок физических поставок оценивался лишь 2,4 трлн. долл. При этом отношение объемов торговли производных финансовых инструментов на сорта нефти WTI и Brent в 500 раз превышают объем их фактических товарных поставок.

Во-первых, это котирование нефти в долларах США – основной валюты современной мировой финансовой системы.

Второй механизм – это рециклирование нефтедолларов. Данный процесс объективно обусловлен тем, что большинство нефтеэкспортирующих стран являются малыми, открытыми экономиками с ограниченными возможностями по производительному использованию притока нефтедолларов от экспорта. В результате нефтедоллары возвращаются в глобальный финансовый сектор, размещаясь в акциях, облигациях, на банковских депозитах, предстаивляются в качестве кредитов. По оценкам, на конец 2011 г. нефтеэкспортирующие страны разместили в мировой финансовой системе около 6 трлн. долл. и превратились в важнейших игроков, наряду с пенсионными фондами, страховыми компаниями и прочими финансовыми институтами.

Третий механизм – фьючерсный контракт на сырую нефть, который, по сути, представляет собой прямой инструмент сращивания товарного и бумажного рынков нефти, поскольку одновременно является инструментом котировки цены на нефть и принадлежит к разряду финансовых деривативов, которые входят в портфель финансовых инвесторов.

Таким образом, рынок нефти приобретает черты финансовых рынков и становится рынком, основанным на ожиданиях инвесторов – на рис. 6 приводится упрощенная интерпретация динамики мировой цены на нефть на современном этапе через политические и экономические факторы, сформировавшие определенные ожидания на рынке нефти.

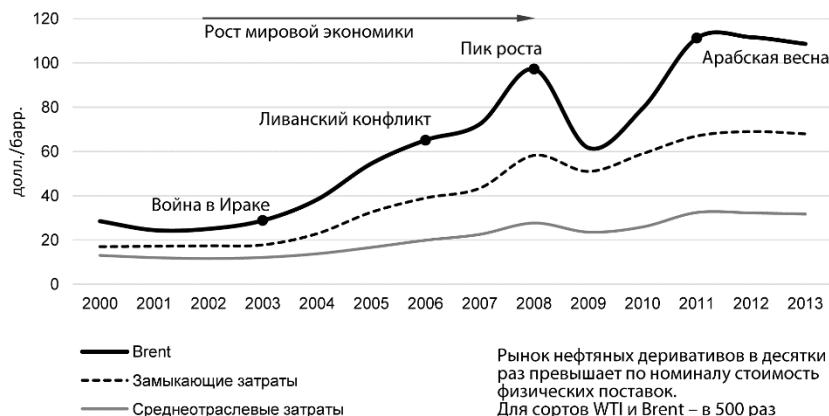


Рис. 6. Интерпретация динамики мировых цен на нефть в 2000-2013 гг.,
источники: оценки ИНП РАН, EIA

Начиная с 2003 г. рынок характеризовался перманентными ожиданиями дальнейшего роста мировой экономики (в том числе на фоне бурного

развития азиатских стран), повышения потребления нефти и, соответственно, ее цены, что создавало спрос на нефтяные фьючерсы и, в свою очередь, повышало биржевые цены на нефть, поддерживая веру в их дальнейший рост – такой замкнутый круг смог оборваться только в результате мирового финансового кризиса, когда мировые цены на нефть обрушились в 4 раза во второй половине 2008 г.

Ключевую роль в росте цен в 2009 году сыграло заявление Саудовской Аравии и ОПЕК о сокращении добычи нефти на 4,5 млн. барр./день (или 225 млн. т нефти в год, что составляло около 5% мировой добычи), что восстановило цены на уровень 60–70 долл./барр. При этом реально сокращать добычу не пришлось – рынок отреагировал на факт принятия решения о сокращении предложения. Дальнейшее восстановление происходило на фоне оптимистичных настроений о преодолении мировой экономикой кризисного периода и ожиданий ее восстановления. На обозначенную динамику накладывается ряд geopolитических факторов.

Начало войны в Ираке в 2003 г. и эскалация конфликтов на Ближнем Востоке в 2006 г. создавали риски сокращения поставок нефти на мировой рынок, что выражалось дополнительным повышением цен в тот период. На начавшиеся в 2010 г. волнения в нефтедобывающих странах Африки и Ближнего Востока рынок также отреагировал скачком цен по аналогичным соображениям.

Значимым вкладом оказалась и политика количественного смягчения, проводимая ФРС США с 2009 г. Большие объемы дешевых денег, поступившие на финансовые и фондовые рынки, попали в том числе и на рынок нефтяных фьючерсов, что не могло не сказаться на росте цен на нефть.

5) *Разбалансировка физического рынка нефти (2014⁷-н.в.).* Летом 2014 года началось падение мировых цен на нефть. То, что это тренд, а не флуктуация вокруг комфорtnого для всех сторон уровня в 90–100 долл./барр., стало понятно после «пробивания вниз» уровня в 80 долл./барр., который считался нижней границей коридора цен на нефть. Эта граница одновременно была уровнем цен при котором могли добываться сланцевая нефть, нефтяные пески в Канаде и разрабатываться другие наиболее сложные и дорогие проекты, и уровнем цен на которых, ориентировались бюджеты нефтеэкспортирующих стран. Кроме того, более низкие цены могли бы замедлить процессы повышения энергоэффективности и развития ВИЭ в мире.

Падение цен объясняется сочетанием нескольких факторов. Во-первых, участники рынка реагируют на замедление мировой и китайской

⁷ Год начала данного периода выбран условно и совпадает с моментом, когда рынок осознал наличие серьезного физического дисбаланса нефти, вследствие чего упала ее цена.

экономик, что ведет к более низкому спросу на нефть. Так в 2014 г. прирост спроса на нефть в мире составил только 0,8% против среднего уровня в 1,1% в предыдущее десятилетие. Во-вторых, за период 2010-2014 гг. произошло гораздо большее расширение добычи в Северной Америке и на Ближнем Востоке, чем ожидалось ранее. Так, в эти годы в США и Канаде добыча увеличилась на 236 млн. т, а в Саудовской Аравии, Ираке, Кувейте и Катаре за тот же период – на 150 млн. т. Совокупно эти приросты составляют около 8% от всей нефти, добываемой в настоящее время. Этому противостояло исключение всего 100 млн. т нефти, добываемой в Иране, Ливии и Сирии.

Кроме того, по-видимому, завершение операций количественного смягчения и ожидающийся переход к более высоким процентным ставкам делает менее интересным инвестирование в финансовые активы, привязанные к сырьевым рынкам, что должно приводить к оттоку с рынка нефтяных фьючерсов части финансовых инвесторов.

Важную психологическую роль сыграли успехи в добыче сланцевой нефти в США, что позволило им заметно снизить свою зависимость от импорта, в частности из нестабильных стран Ближнего Востока и Латинской Америки. Динамичное развитие и совершенствование технологий добычи, снижение капиталоемкости проектов и себестоимости извлечения сланцевой нефти, а также доступность финансового ресурса привели к тому, что в условиях высоких цен за 2010-2014 гг. США нарастили ее производство в 3 раза с 98 до почти 240 млн. т.

Специфика сланцевой промышленности заключается в высокой скорости падения производительности эксплуатируемых скважин (рис. 7), а также введения новых скважин (несколько месяцев, тогда как для традиционных проектов период между принятием инвестиционного решения и началом промышленной добычи составляет несколько лет). Из-за этих особенностей сланцевая добыча быстро реагирует на изменение цены нефти – когда цена высокая происходят масштабные инвестиции и оперативно вводятся новые скважины; когда цена падает, бурение замедляется, новые скважины не вводятся и по характерным естественным траекториям добыча также оперативно снижается.

Если смотреть на реальные показатели отрасли (рис. 8), то можно видеть, что пока цена WTI держалась на высоких значениях, число буровых установок в регионах сланцевой добычи в США росло – в начале 2011 г. оно составляло около 600 шт., весной 2012 г. перевалило за 1000 шт. и достигло пика в августе 2014 г. на уровне около 1140 шт. После начала падения цены число буровых с лагом примерно 4 месяца также резко пошло вниз и в марте 2016 г. составляло только 254 шт.

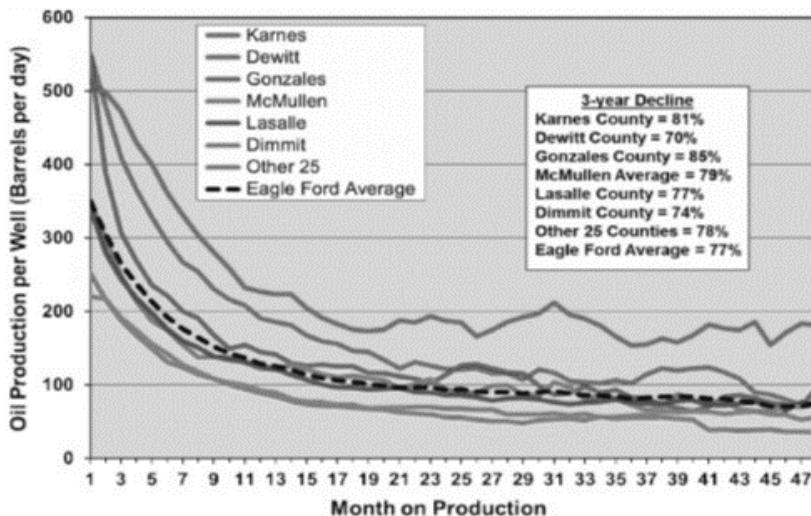


Рис. 7. Типовые кривые добычи на скважинах Eagle Ford,
источник: postcarbon.org

Пиковое значение добычи было достигнуто в марте 2015 г. на уровне 5,49 млн. барр. в день, после чего она начала снижаться и весной 2016 г. упало на 10% примерно до 5 млн. барр. в день. Между тем, падение добычи происходит значительно меньшими темпами, чем это ожидалось. В числе ключевых факторов, которые обеспечивают более высокую (по сравнению с изначальными оценками) устойчивость сланцевой промышленности в условиях низких цен, можно отметить следующие.

- Повышение эффективности сланцевой добычи. Так, начиная с 2013 г. в профильных публикациях ежегодное снижение затрат на разработку сланцевых запасов оценивается в 15-20%. Это происходит за счет накапливания опыта разработок специфических сланцевых формаций, совершенствования организации процесса добычи, увеличения длины горизонтальных добывающих скважин и сосредоточении бурения на участках с наибольшим дебитом. Так, по данным EIA Drilling Productivity Report за 2011-2016 гг. в провинциях сланцевой добычи дебит на одну скважину увеличился в 4-5 раз (рис. 9).
- Сосредоточение добывающих компаний на разработке наиболее производительных участков с наибольшим дебитом и относительно низкими издержками.
- Пересмотр сервисных контрактов на гидроразрыв пласта в сторону снижения их стоимости.

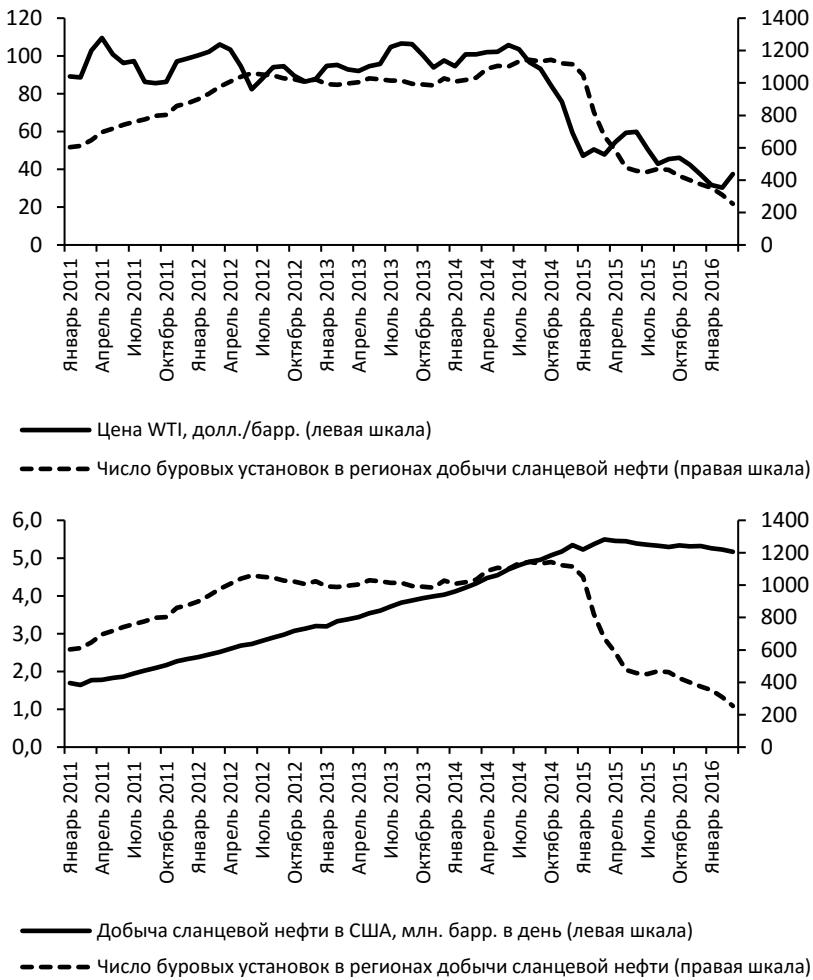


Рис. 8. Ключевые показатели сланцевой промышленности США,
источник: EIA, Baker Hughes

Фактически происходит выбытие наиболее дорогих активов, тогда как разработка относительно дешевых участков продолжается. В результате перечисленных выше аспектов минимальная цена безубыточности сланцевых проектов, которая в 2014 г. по оценкам Wood Mackenzie составляла порядка 55 долл./барр. (рис. 4), к концу 2015 г. снизилась до 40, а в ряде случаев даже 30-35 долл./барр.

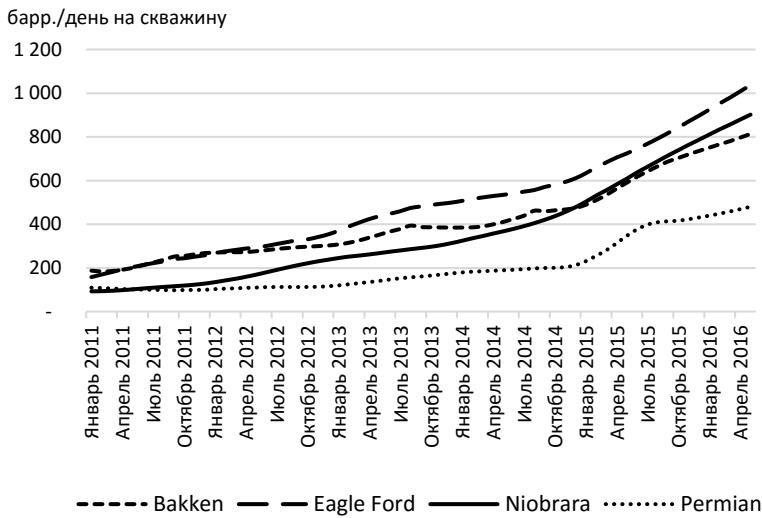


Рис. 9. Динамики производительности скважин на основных сланцевых формациях в США,
источник: EIA

Между тем, в сланцевой отрасли к настоящему моменту накоплен огромный негатив, в том числе сокращение инвестиций, нарастание задолженности, банкротство компаний и ухудшение условий банковского кредитования. Немаловажным аспектом здесь является перспектива переоценки сланцевых запасов, которые компании закладывают в качестве обеспечения кредитов. Эти факторы обуславливают значительные риски дальнейшего сокращения добычи сланцевой нефти в США.

С точки зрения разговора о механизмах ценообразования на мировом рынке нефти, феномен сланцевой нефти играет одну из определяющих ролей на современном этапе, поскольку она становится заметным по масштабам элементом гибкости мирового предложения нефти, которого не было в прежних условиях сверхвысоких цен. Формально в качестве подобного элемента гибкости мирового предложения нефти в течение десятилетий рассматривалась Саудовская Аравия, однако в действительности ее действия зачастую носили характер словесных интервенций. Более того, ОПЕК до сих пор не снизил квоты по добыче нефти, хотя цена на мировом рынке уже почти 2 года держится на очень низких уровнях. Это аргументируется тем, что сокращение добычи не в интересах ОПЕК, так как в противном случае цены пойдут вверх, а освободившуюся нишу на рынке займут производители российской, бразильской и американской нефти. По-видимому, пока сланцевая промышленность США является заметным игроком на физическом рынке нефти и способна наращивать

или поддерживать добычу на высоких уровнях, не стоит ожидать изменения выживательной стратегии стран ОПЕК.

Осознание повышения важности физической сбалансированности (или скорее разбалансированности) мирового рынка нефти заставляет нас внимательнее исследовать эти аспекты. На рис. 10 показана динамика мировой цены нефти и оценка накопленного дефицита (-) или профицита (+) фактического производства нефти по сравнению с потреблением с 2006 г.

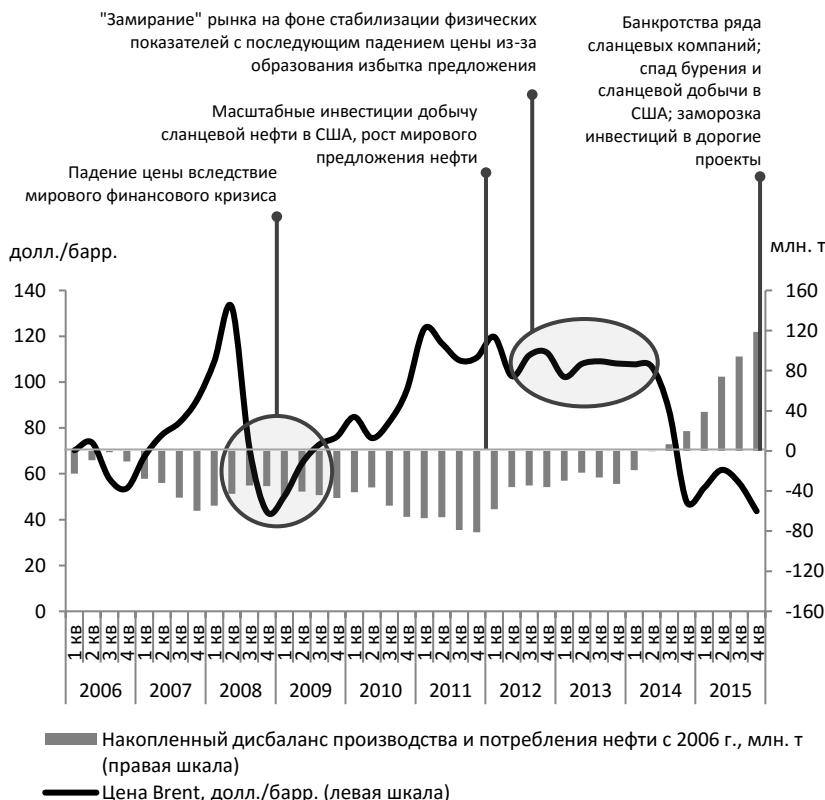


Рис. 10. Накопленный дисбаланс предложения нефти с 2006 г. и цена Brent,
источники: OPEC, EIA, оценки ИНП РАН

Можно видеть, что определенная корреляция этих показателей наблюдалась и в начале рассматриваемого временного интервала, хотя

резкие рост и падение цены нефти в 2008 г. в первую очередь стали следствием мирового финансового кризиса. С 2010 г. период увеличения накапленного дефицита (2010-2011 гг.) совпадает с периодом роста цены, а период сокращения накапленного дефицита (2012-2013 гг.) и образования накапленного профицита – с периодом падения цены.

Текущее предложение нефти стало превышать спрос с 2012 года, когда вслед за масштабными инвестициями стартовало динамичное наращивание добычи сланцевой нефти в США. Период 2012-2013 гг. характеризовался относительно высокими ценами на нефть на фоне стабилизации физических показателей. Однако в 2014 г., когда рост добычи сланцевой нефти перестал компенсироваться наращиванием потребления и выбытием производства в ряде ближневосточных и африканских стран, начал образовываться существенный избыток предложения, за чем последовало резкое падение мировых цен.

Согласно последним статистическим данным на конец 2015 г. общий накапленный профицит предложения (по сравнению с началом 2006 г.) можно оценить примерно в 120 млн. т. Если посмотреть на ближайшую перспективу, то спад бурения и добычи в США, банкротства ряда сланцевых компаний, отказ от инвестиций в дорогие проекты в Канаде, Мексиканском Заливе, шельфе Западной Африки должны вести к сокращению профицита и возможно уходу в ситуацию дефицита предложения в ближайшие несколько лет, если спрос на нефть останется высоким. Это должно толкать цену в сторону ее роста.

3. Комплексный подход ИНП РАН к построению согласованных сценариев мировых производств, потребления и цены нефти

3.1. Концепция модели ценообразования на мировом рынке нефти на современном этапе

Как было показано выше, основной причиной сложившегося предыдущего десятилетия относительно высоких цен на нефть принято считать приобретение рынком нефти свойств финансового рынка, основанного на ожиданиях инвесторов. Очевидно, напрямую задача прогнозирования ожиданий решена быть не может, однако она может быть преобразована в анализ возможной динамики «роста/падения» цены на основе некоторых показателей, являющихся индикативными для инвесторов, а также оценку границы влияния ожиданий финансовых инвесторов на цену.

Несколько лет назад (в районе 2010 г.) описанное выше понимание мирового рынка нефти сложилось в достаточнонятную и логичную концепцию допустимого коридора цен (рис. 11), которая говорит, что цена устанавливается из текущего биржевого баланса спроса и предложения на нефтяные деривативы, но при этом существуют долгосрочные фундаментальные факторы, ограничивающие колебания цены сверху и снизу

(см., например, Конопляник 2011а, Конопляник 2011б). Конечно, под воздействием некоторых геополитических и макроэкономических факторов цена может пробивать указанные границы в краткосрочной перспективе, однако система в итоге вернется в допустимый коридор вследствие фундаментальных особенностей.

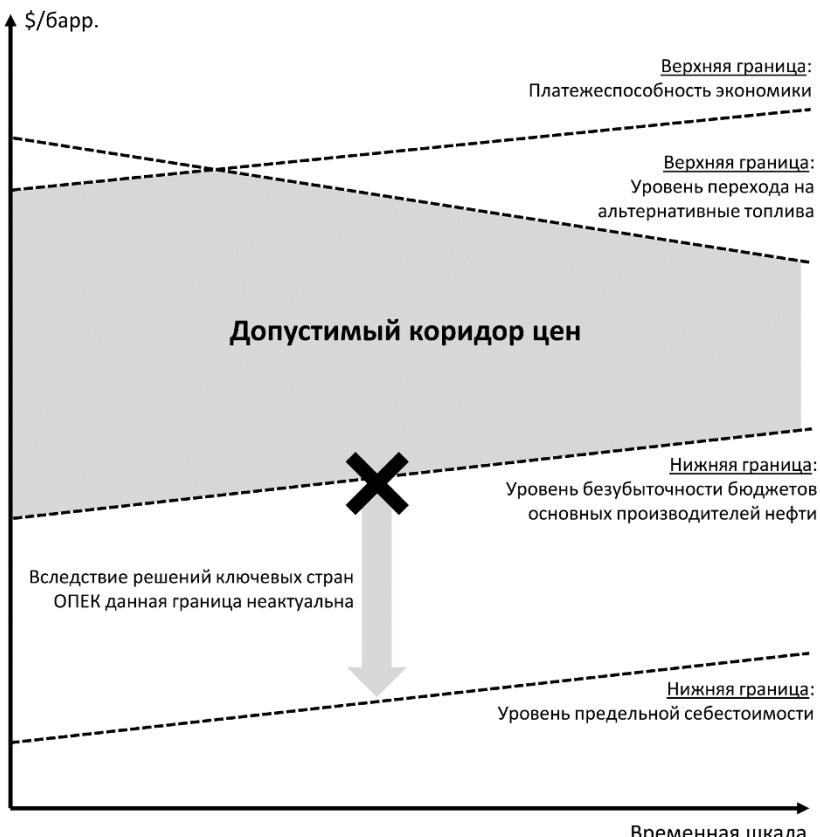


Рис. 11. Концепция допустимого коридора цен

В качестве ограничений сверху можно выделить следующие факторы.

- **Предел платежеспособности спроса.** Доля затрат на потребление нефти в мировом ВВП является важным индикатором состояния мировой экономики. Исходя из (Башмаков 2006, Цибульский 2013) следует, что когда данный показатель превышает уровень 4-5%, дальнейшее устойчивое развитие мировой экономики в рамках действующей модели прекращается (рис. 12). Важно понимать, что речь идет не о

функциональной связи цены на нефть и показателе мирового ВВП, а скорее индикативной.

Так, в ходе первого нефтяного кризиса 1973-1974 гг. цены на нефть выросли в 4 раза с 3 до 12 долл./барр. Вследствие этого доля затрат на потребление нефти в мировом ВВП выросла с 1% до более чем 4%, с чем совпал глобальный экономический кризис 1975-1976 гг. Второй нефтяной кризис 1979-1980 гг. привёл к пятикратному росту нефтяных цен, которые достигли 41 долл./барр. в 1981 г. Доля затрат на потребление нефти в мировом ВВП пришла к своему историческому максимуму, превысив 7%. Именно в этот период были запущены программы энергоэффективности, замещения жидкого топлива альтернативными энергоресурсами и административного сдерживания масштабов потребления, которые способствовали в дальнейшем стабилизации доли затрат на потребление нефти в мировом ВВП на уровне ниже 4%. На современном этапе указанная пропорция была нарушена в 2008 г., когда мировая цена на нефть достигла 147 долл./барр. В результате доля расходов на нефть в мировом ВВП несколько превысила 5%, после чего последовал мировой финансовый кризис с падением цен до 35 долл./барр.



Рис. 12. Доля затрат на нефть в мировом ВВП,
источники: оценки на основе статистики World Bank, BP

Таким образом, можно сделать вывод, что существует предел платежеспособности мирового спроса на нефть, при превышении которого экономика начинает перестраиваться.

- Цена эффективного перехода на альтернативные к нефти энергоносители. Данный аспект относится главным образом к транспортному сектору, т.к. именно здесь потребляется большая часть нефтепродуктов в виде моторных топлив. В настоящее время существуют промышленные образцы автомобилей, основанных на использовании газообразного топлива, электроаккумуляторов (электромобиль) и топливных элементов на водороде (водородный автомобиль), причем они

применяются, хотя и в очень ограниченном масштабе. Основной проблемой является их сравнительная дороговизна по сравнению с традиционным двигателем внутреннего сгорания и необходимость развития инфраструктуры. Однако важно отметить, что интенсификация научно-технических разработок в области применения электроаккумуляторов и топливных элементов на транспорте происходила именно в периоды высоких цен на нефть. Поэтому по мере роста цен на мировом рынке нефти совершенствование данных направлений будет ускоряться, и они будут конкурировать с традиционными нефтепродуктами. Понимая это, производители нефти сами будут стараться не допустить излишнего удорожания нефти, поскольку это будет стимулировать рынок к постепенному отказу от данного товара.

В качестве ограничений снизу можно выделить следующие факторы.

- *Предельная себестоимость добычи нефти.* Теоретически цены должны обеспечивать экономическую эффективность разработки нефти и приносить прибыль добывающей компании. Таким образом, нефтяные цены не должны опускаться ниже предельных издержек на ее добычу. В условиях глобализации мировой рынок нефти представлен в виде единого связанных объекта, в результате чего предельные издержки на добычу нефти должны рассматриваться не в конкретной стране, а в мире в целом.
- *Цена бездефицитного бюджета нефтедобывающих стран.* Экспорт нефти обеспечивает значительную долю доходной части бюджетов большинства стран-производителей нефти. В связи с этим при падении нефтяных цен ниже уровня, устраивающего нефтеэкспортирующие страны, последние будут стремиться сломить этот тренд, например, создавая дефицит поставок на рынке нефти.

Особенно принято выделять Саудовскую Аравию, поскольку на ее долю приходится большая часть резервных мощностей ОПЕК, что обеспечивает этой стране возможность выступать в роли «маневренного» поставщика, способного в короткие сроки нарастить или уменьшить объемы добычи нефти с целью регулирования предложения на рынке и манипулирования ценой нефти. Это означает, что именно от Саудовской Аравии во многом зависит возможность удержания требуемой ей цены бездефицитного бюджета.

Между тем, после падения мировой цены нефти до уровня ниже бездефицитности бюджета Саудовской Аравии (рис. 13), как и ряда других стран-участниц ОПЕК, до сих пор не последовало никаких действий по сдерживанию мирового предложения нефти. Напротив, многие страны ОПЕК в 2015 г. увеличили свою добычу, увеличивая общий профицит предложения на рынке. Это означает, что в настоящее

время рассматриваемый фактор нижней границы мировой цены нефти утратил свою актуальность.

\$/барр.

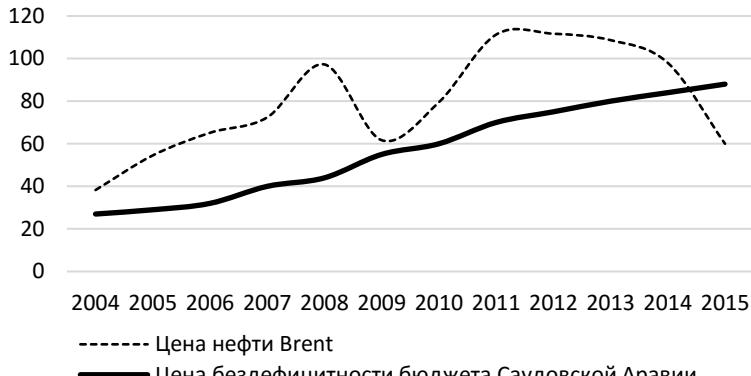


Рис. 13. Цена бездефицитности бюджета Саудовской Аравии,
источники: (Григорьев 2015), BP

Комбинированный подход ИНП РАН заключается в попытке совмещения идей граничного и балансового подходов, а именно описанной выше концепции допустимого коридора цены (с исключением неактуального фактора бездефицитности бюджетов стран-экспортеров) с выявленной на рис. 10 зависимостью мировой цены на нефть от показателя накопленного физического профицита/дефицита ее предложения, которая прослеживается в последние годы. Таким образом, для оценки перспективных значений мировой цены нефти используется ключевая особенность рынка нефти – его перманентная несбалансированность.

В границах допустимого коридора цена берется как функция F от накопленного дисбаланса спроса и предложения нефти (рис. 14), который сам является очень многофакторным, поскольку включает в себя самые разные аспекты добычи и потребления нефти.

Логика используемой функции F заключается в том, что в зависимости от того, в какой ситуации находится рынок (растущий дефицит, сокращающийся дефицит, растущий профицит, сокращающийся профицит или точка перехода между этими состояниями) функция определяет направление изменения цены, а в зависимости от того, насколько велик дисбаланс и насколько близко цена приблизилась к фундаментальным границам, она определяет шаг изменения цены.

Функцию F в каждый год t можно представить как композицию нескольких подфункций следующим образом:

$$F[t] = oil_price[t - 1] + direction[t] * step[t] * curve[t] * booster[t],$$

где

$F[t]$ – величина итогового «импульса» цены в год t ;

$oil_price[t - 1]$ – цена нефти в год $t-1$;

$direction[t]$ – скалярная логическая функция направления изменения цены в год t ;

$step[t]$ – скалярная логическая функция шага цены в год t ;

$curve[t]$ – скалярная логическая функция «кругизны импульса» цены в год t ;

$booster[t]$ – скалярная логическая функция-«ускоритель импульса» цены в год t .

Функция $direction[t]$ показывает направление изменения цены – «+1» означает «вверх», «-1» означает «вниз». Если на рынке есть, например, накопленный дефицит предложения нефти, и в то же время текущий дефицит, то цена должна расти ($direction[t] = 1$). Если же на рынке накопленный дефицит и текущий профицит, то цене не нужно больше расти ($direction[t] = -1$), поскольку тренд «накапливания дефицита» переломлен и уже при текущей цене был запущен инвестиционный процесс, в рамках которого предложение будет «догонять» спрос. И наоборот.

Функция $step[t]$ является дифференцированной в зависимости от того, насколько цена близко находится к фундаментальным границам цены, и каково направление ее изменения (какова функция $direction[t]$). Например, если цена близка к верхней границе цены, и $direction[t] = 1$, то шаг $step[t]$ должен быть относительно невелик, иначе фундаментальная граница будет быстро преодолена. Если цена близка к верхней границе цены, и $direction[t] = -1$, то шаг $step[t]$ может быть существенно выше, чтобы цена как можно скорее ушла от предельных уровней, которые не являются комфортными для всех участников рынка. И наоборот.

Функция $curve[t]$ является дополнительным множителем, который определяется в зависимости от динамики накопленного небаланса спроса и предложения нефти на рынке. Например, если на рынке существует накопленный дефицит, и он растет, то рост цены должен быть ему пропорциональным. Если же накопленный дефицит начал сокращаться, цена также должна снижаться, но более медленными темпами, чтобы «закрепить» начавшийся инвестиционный процесс.

Функция $booster[t]$ обеспечивает ускорение движения цены в точках, где профицит предложения слишком резко сменяется дефицитом и наоборот.

Следует иметь в виду, что в модели существует технический лаг, поскольку текущий накопленный небаланс спроса и предложения создает «импульс», который формирует цену следующего года.

На рис. 14 показано также приближение функцией F мировой цены нефти. Функция настраивалась на периоде 2010-2015 гг., поскольку в эти годы наблюдались самые разнообразные движения цены, но при этом исключалась кризисная ситуация 2008-2009 гг. Нельзя сказать, что зависимость получилась идеальной – в отдельные годы относительная погрешность составляет 20%, но в среднем она составляет около 10%, что выглядит вполне допустимым.

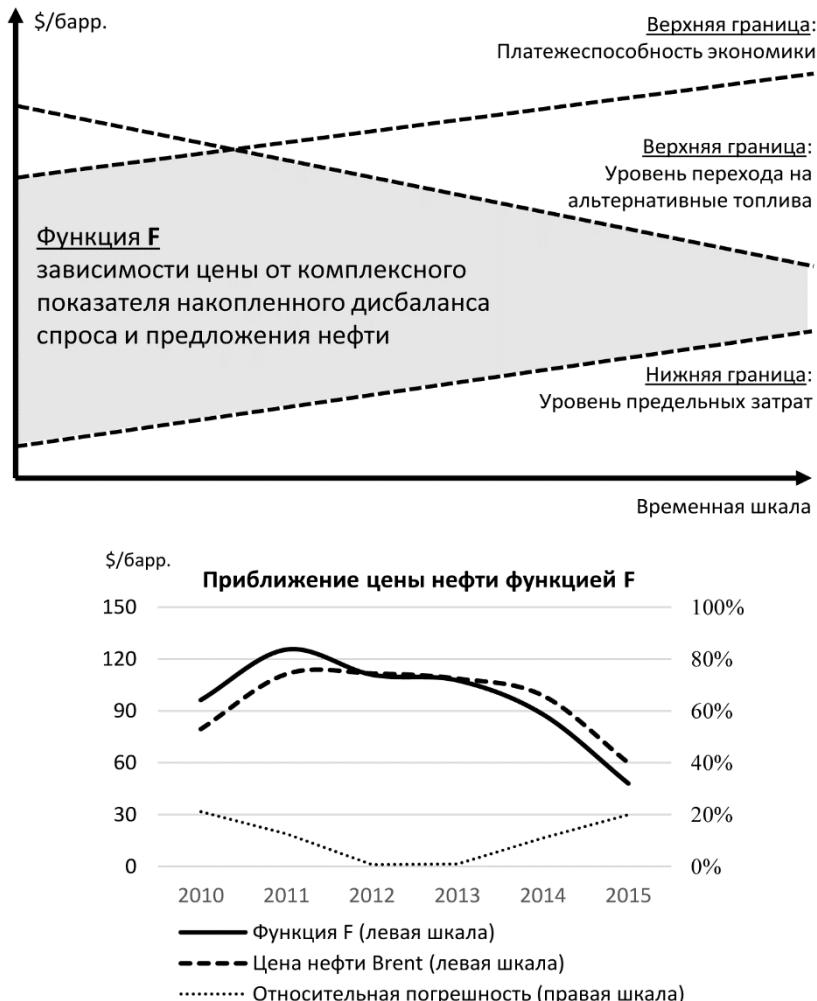
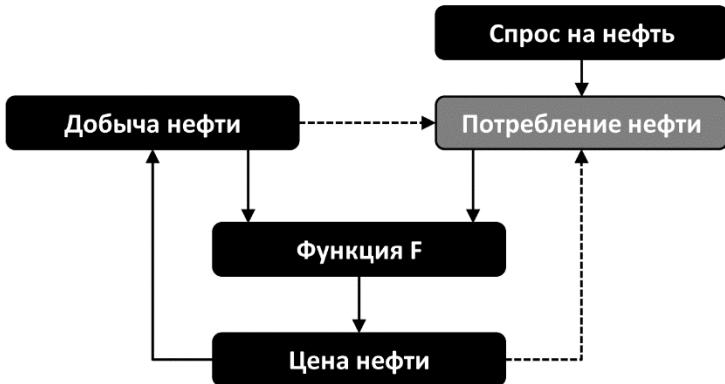


Рис. 14. Комбинированный подход динамики мировой цены нефти

Общая схема взаимодействия отдельных элементов системы показана на рис. 15.



Воспроизводится ситуация, когда существует и стимул (в виде низкой цены), и возможность (в виде избытка предложения) для наращивания потребления нефти. И наоборот

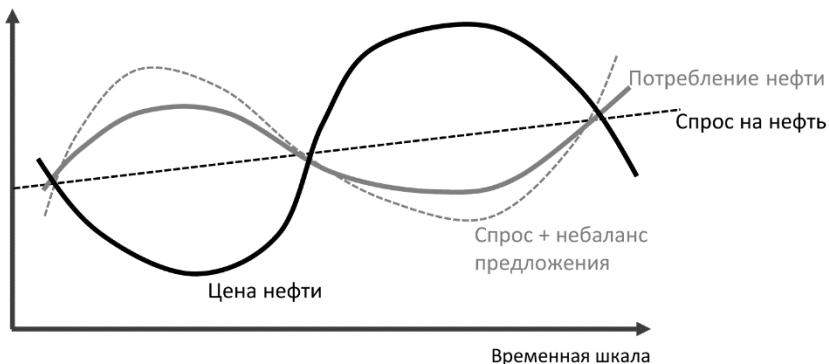


Рис. 15. Схема зависимости мировых производств, потребления и цены нефти

Для моделирования добычи и цены нефти используется обратная связь – добыча через функцию F влияет на цену, а цена через объем инвестиций влияет на добычу (это будет показано подробнее ниже). Что касается спроса, то здесь ситуация сложнее. Функциональное влияние цены на спрос нефти пока, к сожалению, не реализовано. Поэтому используется вспомогательный параметр «потребление нефти». Он также показан на рис. 15. Сначала моделируется долгосрочный тренд динамики спроса на нефть. Далее оценивается, сколько система может потребить нефти в реальности с учетом имеющегося дисбаланса предложения – к спросу

прибавляется часть этого небаланса. Поскольку период относительно низких цен совпадает с периодом профицита предложения, то воспроизводится ситуация, когда существует и стимул (в виде низкой цены), и возможность (в виде избытка нефти на рынке) для наращивания потребления нефти сверх базовой траектории спроса (за счет роста автопарка на базе ДВС, увеличения числа поездок, формирования стратегических запасов, снижения эффективности использования, дополнительного использование нефти и нефтепродуктов в виде печного топлива и т.д.). В обратной ситуации реальное потребление, напротив, будет ниже базовой траектории спроса, т.к., во-первых, производители не обеспечат его необходимым объемом предложения, а во-вторых, будет происходить повышение эффективности использования нефти и нефтепродуктов. Таким образом, спрос через потребление нефти и затем функцию F влияет на цену, а цена влияет на величину потребления нефти. Пока это искусственная конструкция, и в этом направлении еще нужно работать.

3.2. Блок моделирования спроса на энергоресурсы

Блок оценки перспективного спроса на энергоресурсы (в том числе на нефть) построен в логике его поэтапного формирования от конечного потребления по секторам экономики до определения потребности в первичных энергоресурсах с учетом секторов преобразования.

Мир представлен 12 странами (их объединениями), в том числе США, ЕС, Китай, Индия, Япония, Канада, Южная Корея, Россия, Бразилия, Иран (на них приходится три четверти мирового энергопотребления), а также прочие развитые и прочие развивающиеся страны.

В каждой из стран (групп стран) выделяются два блока секторов экономики, являющихся крупными потребителями энергоресурсов:

- блок конечного потребления:
 - промышленность;
 - нефте- и газохимическая промышленность (далее – химия);
 - транспорт;
 - население;
 - прочие виды экономической деятельности;
- блок преобразования:
 - электроэнергетика и теплоснабжение;
 - нефтепереработка;
 - собственные нужды топливных отраслей.

Спрос определяется на следующие виды энергоресурсов:

- первичные энергоресурсы:
 - нефть;
 - природный газ;

- уголь и торф;
- безуглеродные ресурсы, включающие атомную и гидроэнергию, а также ВИЭ, за исключением жидкого биотоплива (биомасса и отходы, солнечная, ветровая, геотермальная энергетика и проч.).
- преобразованные/переработанные энергоресурсы:
 - тепло- и электроэнергия;
 - нефтепродукты и жидкие биотоплива.

Предлагается имитационный расчетный блок формирования мирового спроса на энергоресурсы типа «bottom-up». (рис. 16) со следующим алгоритмом.

1. Сначала определяется потребность в энергоресурсах в секторах конечного потребления для всех выделенных стран и их групп.
2. На втором этапе рассчитывается, сколько нужно первичных энергоресурсов для производства необходимого объема преобразованных и переработанных энергоресурсов (нефтепродукты, тепло- и электроэнергия), который был оценен на первом этапе.
3. На третьем этапе суммируются потребности в первичных энергоресурсах, полученные на первых двух этапах для каждой страны (группы стран) и определяется *мировой спрос на энергоресурсы*.

Основными сценарными параметрами являются темпы роста ВВП выбранных стран (групп стран) и его структура, численность населения, объем и структура автопарка, КПД и структура генерации, эффективность нефтепереработки.

На первом этапе для секторов конечного потребления (кроме транспорта) выбираются индикаторы их состояния: численность населения, валовая добавленная стоимость (ВДС) в промышленности, химии и прочих секторах экономики. На ретроспективном периоде (1990-2013 гг.) для каждого энергоресурса определяется частное удельное энергопотребление как соотношение величины его потребления и индикатора состояния сектора экономики:

$$SDF_i^{jm}[t] = \frac{DF_i^{jm}[t]}{X^{jm}[t]} \text{ при } t = 1990 - 2013,$$

где

$SDF_i^{jm}[t]$ – частное удельное потребление энергоресурса i в секторе конечного потребления j страны m в год t ;

$DF_i^j[t]$ – спрос на энергоресурс i в секторе конечного потребления j страны m в год t . В качестве исходных данных используются энергобалансы МЭА;

$X^{jm}[t]$ – индикатор сектора конечного потребления j страны m в год t . В качестве исходных данных используется статистика ООН и World Bank.

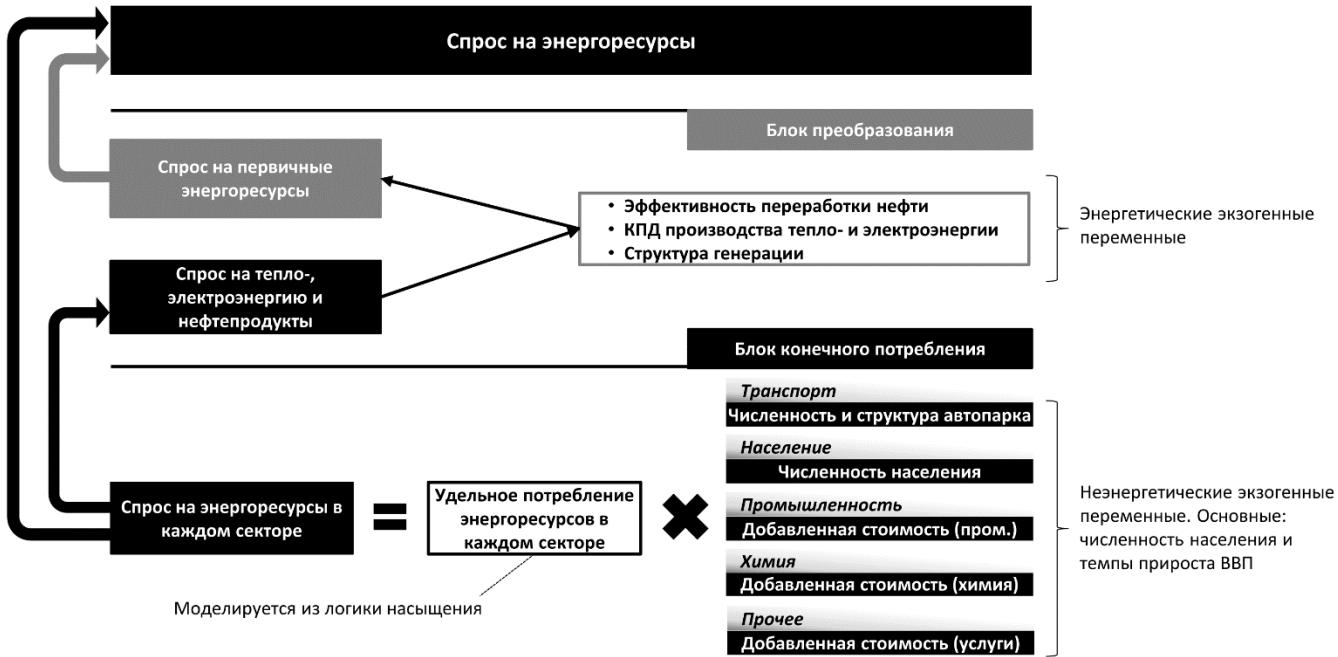


Рис. 16. Схема моделирования спроса на энергоресурсы

На перспективном периоде спрос на каждый энергоресурс в каждом секторе конечного потребления (за исключением транспорта) определяется как произведение индикатора состояния сектора на его частное удельное потребление:

$$DF_i^{jm}[t] = X^{jm}[t] * SDF_i^{jm}[t] \text{ при } t = 2014 - 2030.$$

Перспективные показатели индикаторов $X^j[t]$ берутся из внешних прогнозов. Например, численность населения задается в соответствии с прогнозом ООН, а динамика ВВП выбранных стран и мира в целом задается в соответствии с собственными прогнозами ИНП РАН, выполненными в других лабораториях.

Показатель $SDF_i^j[t]$ на перспективном периоде моделируется регрессионно, исходя из ряда положений.

Общий вектор развития энергопотребления – переход к более прогрессивным энергоносителям: дрова вытесняются углем, уголь заменяют нефтепродукты и газ, а затем увеличивается доля электроэнергии, в наиболее передовых странах, озабоченных экологией, растет использование ВИЭ, где преобладает не природная биомасса (древа), а отходы, которые в развитых странах уже в настоящее время становятся значимым энергоресурсом. При моделировании направления и характера динамики удельного потребления на прогнозном периоде эта закономерность считается определяющей. Например, для многих экономик предполагается рост удельного электропотребления, т.к. это наиболее прогрессивный энергоноситель, потребление которого еще не насыщено. В развитых экономиках предполагается существенное снижение удельного потребления менее прогрессивных нефтепродуктов (в виде котельно-печного топлива) и угля во всех секторах, кроме промышленности (где уголь значимое топливо), что определяет достаточно быстрое сокращение их доли в энергопотреблении населения, прочих видов деятельности. В развивающихся экономиках удельное потребление биомассы (это вынужденный энергоресурс, например, для приготовления пищи в отсутствие других топлив) сокращается – их вытесняют уголь, нефтепродукты, природный газ и электроэнергия. В развитых странах происходит медленное наращивание потребления биомассы и отходов, которые заменяют уголь, нефтепродукты и, частично, газ, поскольку для развитых стран биомасса и отходы – это прогрессивный местный безуглеродный ресурс, который замещает импортируемое топливо, а также повышает эффективность экономики за счет более полной переработки промышленных, сельскохозяйственных и прочих отходов. Да и формы использования биомассы заключается в применении высококалорийных экологически чистых пеллет или биогаза для генерации «зеленой» электроэнергии.

При моделировании процессов удельного энергопотребления на прогнозном периоде используются регрессионные зависимости преимущественно логарифмического типа, которые характеризуются затухающей

динамикой и хорошо подходят для описания перечисленных процессов (рис. 17). Так растущая логарифмическая кривая продуцирует ситуацию увеличения потребления энергоресурса на фоне усиления его роли в секторе экономики (например, газ и электроэнергия в промышленности ряда развивающихся стран и у населения многих стран, безуглеродные ресурсы в развитых странах). Снижающаяся логарифмическая кривая продуцирует ситуации снижения удельного потребления энергоресурса на фоне повышения эффективности его использования или ухода потребителей от него (например, углеродные ресурсы практически во всех секторах развитых стран и в промышленности развивающихся стран).

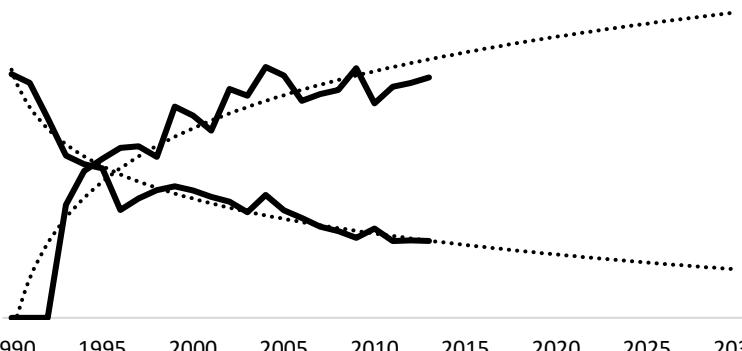


Рис. 17. Типовые случаи моделирования частного удельного потребления энергоресурсов

Оценка энергопотребления в транспортном секторе ($j = tr$) строится на основе объема и структуры автопарка – ключевого потребителя в данном сегменте. Энергопотребление другими типами транспорта оценивается по остаточному принципу регрессионно.

$$DF_i^{tr,m}[t] = A_i^m[t] * FL_i[t] * L^m + \Delta_i^m[t],$$

где

$DF_i^{tr,m}[t]$ – спрос на энергоресурс i в транспортном секторе страны m в год t ;

$A_i^m[t]$ – объем автопарка, использующего энергоресурс i в качестве топлива в стране m в год t . На ретроспективном периоде оценивается на основе статистики World Bank, OECD, национальной статистики стран. Ключевой альтернативой для традиционных автомобилей на ДВС на прогнозном периоде является электромобиль. Объем парка электромобилей в перспективе задается сценарно на основе внешних прогнозов (например, IEA 2016) и национальных программ развития по стимулированию внедрения электромобилей;

$FL_i^m[t]$ – средний расход энергоресурса i на км пути в год t . Задается на основе (МЭА 2006, IEA 2012 – см. табл. 2), а также доступной информации по технормам в ряде стран. Так, например, в Китае введены жесткие стандарты по расходу топлива новыми автомобилями – не более 6,9 л на 100 км пути; к 2020 г. планируется снизить норматив до 5 л на 100 км;
 L^m – средний пробег автомобиля в стране m . Оценивался на основе национальной статистики стран, экспертных исследований и автомобильных форумов;

$\Delta_i^m[t]$ – потребление энергоресурса i в стране m в год t другими типами транспорта, отличными от автомобильного. На ретроспективном периоде оценивался по разности, на перспективном – регрессионно.

Таблица 2
Расход топлива на некоторых видах автотранспорта

	2005-2015	2015-2030
Автомобиль с ДВС, л/100 км		
бензин	5,4-9,7 (7,6)	4,5-9,1 (6,8)
ДТ	4,2-7,5 (5,9)	4,1-7,3 (5,7)
Гибрид, л/100 км		
бензин	4,1-8,8 (6,5)	3,9-8,3 (6,1)
ДТ	3,2-6,7 (4,9)	3,1-6,5 (4,7)
Электромобиль, кВтч/100 км	18,1-21,2 (19,8)	17,5-20,6 (19,1)

Примечание: в скобках приведено среднее значение по миру

В итоге определяется суммарное значение потребления энергоресурсов в блоке конечного потребления:

$$DF_i^m[t] = \sum_j DF_i^{jm}[t] \text{ при } t = 2014 - 2030.$$

На втором этапе моделирования в блоке преобразования полученные значения конечного спроса на тепло- и электроэнергию, а также нефтепродукты используются для оценки необходимого объема первичных энергоресурсов при их производстве. Причем сначала оценивается спрос в электроэнергетике и теплоснабжении, т.к. он включает потребление нефтепродуктов (хотя и относительно в небольших объемах).

$$DE_i^m[t] = \frac{G_i^m[t]}{EFF_i^m[t]} \text{ при } t = 2014 - 2030,$$

где

$DE_i^m[t]$ – спрос на энергоресурс i в электроэнергетике и теплоснабжении страны m в год t ;

$G_i^m[t]$ – объем генерации тепло- и электроэнергии на основе энергоресурса i в стране m в год t . На ретроспективном периоде исходными данными являются энергобалансы МЭА. На прогнозном периоде задается сценарно;

$EFF_i^m[t]$ – КПД генерирующего оборудования на основе энергоресурса i в стране m в год t (см. табл. 3)

Таблица 3

КПД различных видов электростанций по наиболее передовому промышленному серийному образцу

	1990	2000	2010	2020	2030
Газовые электростанции	38%	42%	45%	48-50%	
КГТЦ		58%		более 60%	
ИКЦГТ		60%		более 60%	
ГТУ	36%	39%	43%	57%	
ПГУ	55%	58%	64%	66%	
ТЭЦ ГТУ	45%	50%	52-55%		
ТЭЦ ПГУ	47%	52%	52-80%		
Угольные электростанции	35%	35-45%	49%	50-55%	
ПЖТ		38-40%		41%	
Суперкритический цикл	37%	42%		44-49%	
ультра супер критический цикл		45%		50-55%	
ИКЦГТ		44%		50%	
ВИЭ					
Гидроэнергия			95-98%		
Солнечная энергия		10-17%		15-28%	
Энергия ветра	20%	30%		40-50%	
Геотермальная энергия	12%	18%	70%		75%
Биотопливные технологии					
для производства тепла		60%		70%	
для производства электроэнергии		10%		15-30%	

Источники: (МЭА 2006, IEA 2012, Окороков, Окороков 2009)

Затем оценивается спрос на нефть ($i = oil$) в секторе нефтепереработки.

$$DP_{oil}^m[t] = \frac{DF_{oil}^m[t] + DE_{oil}^m[t]}{REFF^m} \text{ при } t = 2014 - 2030,$$

где

$DP_{oil}^m[t]$ – спрос на нефть в секторе нефтепереработки страны m в год t ;

$REFF^m$ – эффективность преобразования нефти в нефтепродукты в стране m в год t . На ретроспективном периоде оценивался по разности, на перспективном – регрессионно.

Кроме того, выполняется поправка-досчет потерь и расходов на собственные нужды как доля от суммарного потребления энергоресурсов в блоке преобразования. Эта доля оценивается на ретроспективном периоде.

На третьем этапе определяется суммарный спрос на энергоресурсы в каждой стране и мире в целом.

$$D_i^m[t] = DF_i^m[t] + DE_i^m[t] + DP_{oil}^m[t], \\ D_i^{world}[t] = \sum_m D_i^m[t],$$

где

$D_i^m[t]$ – спрос на энергоресурс i в стране m в год t ;

$D_i^{world}[t]$ – мировой спрос на энергоресурс i в год t .

3.3. Блок моделирования мирового производства нефти

Моделирование производства нефти носит итерационный характер и увязано с динамикой мировой цены на нефть (см. рис. 18). Данный блок рассчитан на:

- 20 добывающих субъектов: Саудовская Аравия, Россия, США, Китай, Канада, Иран, ОАЭ, Кувейт, Ирак, Мексика, Венесуэла, Нигерия, Бразилия, Ангола, Катар, Алжир, Ливия, Азербайджан, Казахстан, Колумбия, Прочие страны;
- 5 типов нефти: традиционная оншорная нефть, традиционная оффшорная нефть (включая глубоководную), сланцевая нефть, сверхтяжелая нефть, нефтяные пески. При этом запасы традиционной нефти делятся на крупные (свыше 70 млн. т) и малые (менее 70 млн. т);
- до 6 категорий «затратности» каждого типа нефти (в зависимости от полной стоимости ее извлечения).

Всего рассматривается более 170 объектов добычи нефти, каждый из которых характеризуется себестоимостью, капиталоемкостью, объемом запасов и кривой разработки.

Для каждой страны в год t с учетом текущей мировой цены на нефть строится упрощенный финансовый баланс нефтедобывающего сектора, в котором выручка делится на себестоимость, налоги (включая роялти, экспортные пошлины, налог на прибыль и корпоративный налог), а также чистую прибыль.

$$revenue_i[t] = totalProdCost_i[t] + taxes_i[t] + netProfit_i[t],$$

где

$revenue_i[t]$ – выручка нефтедобывающего сектора страны i в год t :

$$revenue_i[t] = TotalOilProd_i[t] * oilPrice[t],$$

где

$TotalOilProd_i[t]$ – производство нефти в стране i в год t ;

$oilPrice[t]$ – мировая цена нефти в год t ;

$totalProdCost_i[t]$ – совокупная себестоимость добычи нефти в стране i в год t :

$$totalProdCost_i[t] = \sum_j prodCost_i^j[t] * oilProd_i^j[t],$$

где

$oilProd_i^j[t]$ – добыча нефти типа j в стране i в год t ;

$prodCost_i^j[t]$ – удельная себестоимость добычи нефти типа j в стране i в год t .

$taxes_i(t)$ – суммарные налоговые сборы с нефтедобывающего сектора страны i в год t ;

$netProfit_i(t)$ – чистая прибыль нефтедобывающего сектора страны i в год t .

Определенная доля чистой прибыли формирует инвестиционный ресурс.

$$Inv_i[t] = \gamma_i^1[t] * netProfit_i[t],$$

где

$Inv_i[t]$ – инвестиции в добычу нефти в стране i в год t ;

$\gamma_i^1[t]$ – доля чистой прибыли нефтедобывающего сектора страны i , которая идет на инвестиции в год t . Задается сценарно;

Инвестиционный ресурс распределяется по разным типам нефти:

$$Inv_i^j[t] = \gamma_i^{2j}[t] * Inv_i[t],$$

$$\sum_j \gamma_i^{2j}[t] = 1.$$

где

$Inv_i^j[t]$ – объем инвестиций в добычу нефти типа j в стране i в год t ;

$\gamma_i^{2j}[t]$ – доля инвестиций в добычу нефти типа j в стране i в год t . За основу берется оценка соотношения этих долей в 2013 г., при этом если при текущей цене нефти полная стоимость извлечения определенного типа нефти будет выше, инвестиции не совершаются и перераспределяются в более эффективные типы.

Инвестиции в разные типы нефти с учетом их капиталоемкостей преобразуются во вводы запасов в разработку.



Рис. 18. Логика моделирования мирового производства нефти во взаимосвязи с мировой ценой нефти

$$oilInput_i^j[t] = \frac{Inv_i^j[t]}{capex_i^j[t]},$$

где

$oilInput_i^j[t]$ – объем запасов нефти типа j , введенных в разработку в стране i в год t ;

$capex_i^j[t]$ – удельные капитальные затраты нефти типа j в стране i в год t .

Полученные объемы вводов обеспечивают прирост добычи нефти в последующие годы. Совокупная добыча нефти в стране формируется как сумма объемов добычи нефти разных типов:

$$TotalOilProd_i[t] = \sum_j oilProd_i^j[t].$$

Добыча нефти каждого типа складывается из объемов добычи нефти на уже разрабатываемом фонде (существующем к 2014 году) и добычи на новых запасах, введенных в эксплуатацию в 2014 и последующих годах:

$$\begin{aligned} oilProd_i^j[t] &= oilProdOld_i^j * OilCurveOld_i^j[t - t_o] \\ &+ \sum_{y=1}^{t-t_o} oilInput_i^j[t-y] * OilCurve_i^j[y], \end{aligned}$$

где

$oilProdOld_i^j$ – объем добычи нефти типа j на старых запасах в стране i в базовом году;

$oilInput_i^j[t]$ – объем вводов новых запасов нефти типа j в стране i в год t ;

$OilCurveOld_i^j$ – кривая добычи, описывающая погодовую динамику добычи на разрабатываемых запасах нефти типа j в стране i ;

$OilCurve_i^j$ – кривая добычи, описывающая погодовую динамику добычи нефти типа j в стране i на введенных запасах.

Множество используемых в работе типовых кривых разработки представлен на рис. 19.

На рис. 20 показана логика формирования добычи каждого типа нефти с учетом уже разрабатываемых запасов и будущих вводов.

Суммарная добыча нефти в мире:

$$WorldOilProd[t] = \sum_i TotalOilProd_i[t],$$

где

$WorldOilProd[t]$ – добыча нефти в мире в год t .

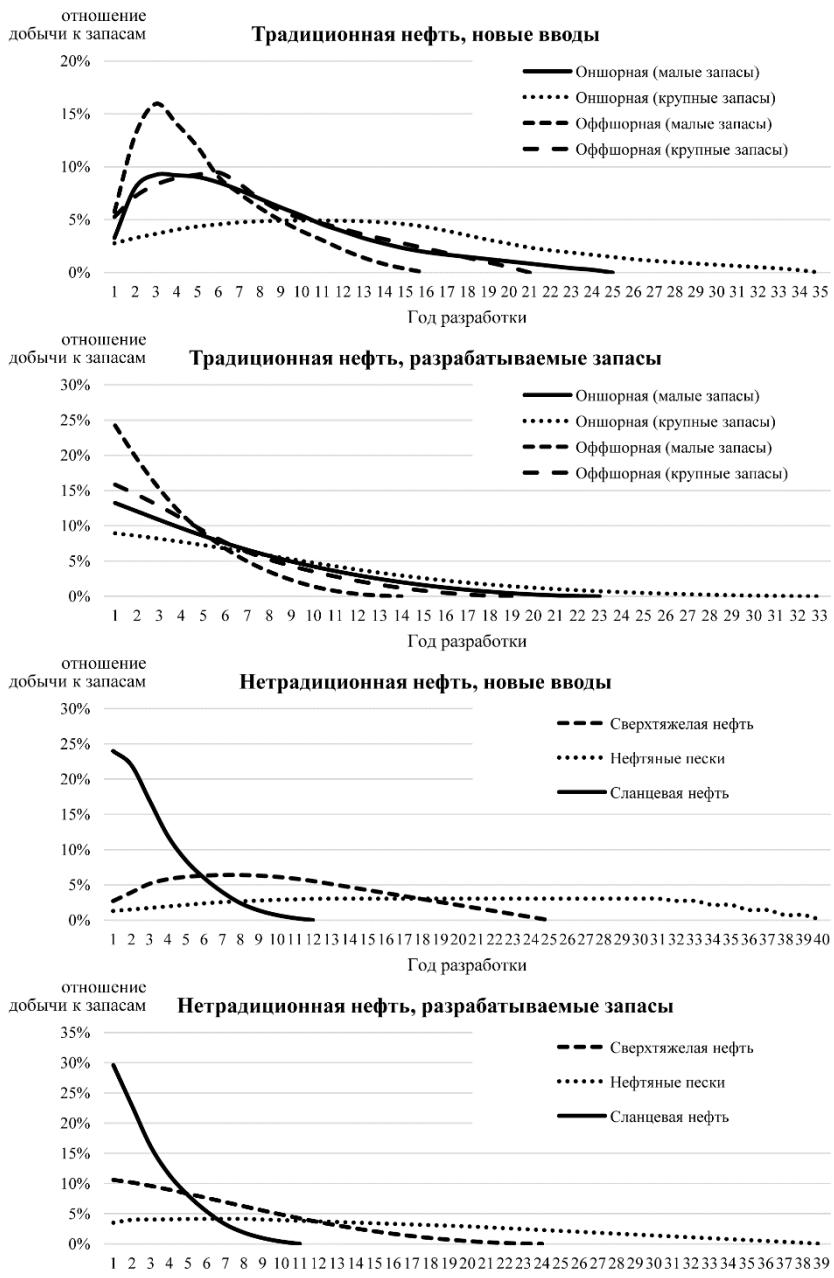


Рис. 19. Типовые кривые разработки нефтяных запасов

**Добыча нефти каждого типа определяется с учетом
новых вводов в будущие периоды, которые
разрабатываются по соответствующим кривым**

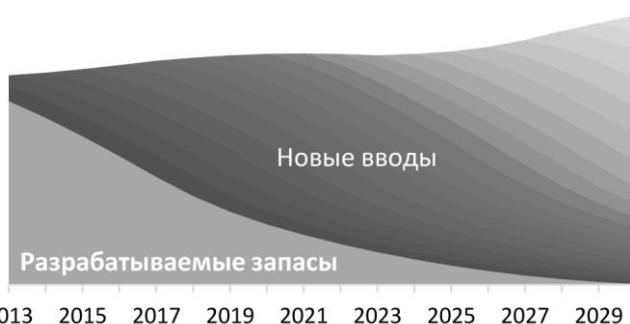


Рис. 20 Логика формирования добычи каждого типа нефти

После этого определяется объем физического дисбаланса спроса и предложения нефти на мировом рынке в год t , а затем с его учетом и накопленный дисбаланс предложения нефти. Динамика и уровень накопленного дисбаланса с использованием функции F преобразуется в цену нефти, которая будет использоваться на следующей расчетной итерации в году $t+1$.

Здесь важно отметить, что в реальности далеко не вся чистая прибыль идет на инвестиции и для каждой страны данный показатель свой – мы его оцениваем на ретроспективном периоде. Оставшаяся часть чистой прибыли обеспечивает доходность нефтяного бизнеса. То есть доля чистой прибыли, которая идет на инвестиции в добычу, является важнейшим сценарным параметром, описывающим в том числе особенности поведения нефтяного бизнеса – насколько он готов жертвовать своими текущими средствами ради будущего производства. Для примера, в целом по миру этот показатель в 2013 г. оценивается нами в 26%, в арабских странах ОПЕК – это 10–20%, в России – 45%. Наиболее высокие значения в Бразилии, Нигерии и сланцевой промышленности США, где он превышает 80%. Однако следует иметь в виду, что определенные искажения в оценки вносит то, что в модельных построениях на данном этапе не учитывается кредитный процесс, поскольку такие данные на уровне стран отсутствуют.

Еще одним важным параметром, который оказывает важнейшее влияние на экономические характеристики процессов добычи нефти является курс национальных валют стран производителей.

Если изменение цен на нефть носит V-образный краткосрочный характер, то производители не успевают приспособиться и перенастроить

свою производственную и финансово-экономическую систему. Так падение цен на нефть в 2008-2009 гг. можно отнести как раз к V-образному. Тогда нефтяные компании сократили часть инвестиций в более дорогие проекты, а в нефтедобывающих и экспортующих странах девальвация национальных валют была относительно небольшой.

Если падение цен ожидается более продолжительным, то компаниям приходится сильнее сокращать инвестиции, пересматривать закупочные цены на оборудование и комплектующие, на услуги нефтесервисных компаний и других контрагентов. В странах, чей бюджет зависит от нефтяных поступлений приходится смяглять национальную валюту. Это происходит по двум основным причинам:

- из-за падения поступлений от нефти изменяется торговый баланс;
- национальной нефтедобыче необходимо сохранять конкурентоспособность, иначе страна потеряет свою долю на мировом рынке нефти и падение поступлений валюты в страну будет не только за счет цены, но и объемов.

Анализ ситуации 2014-2015 гг. показывает высокую зависимость курсов национальных валют стран-производителей нефти от мировой цены нефти (см. рис. 21). Поэтому в работе предлагается учесть такую взаимосвязь через рассчитанные уравнения (см. табл. 4).

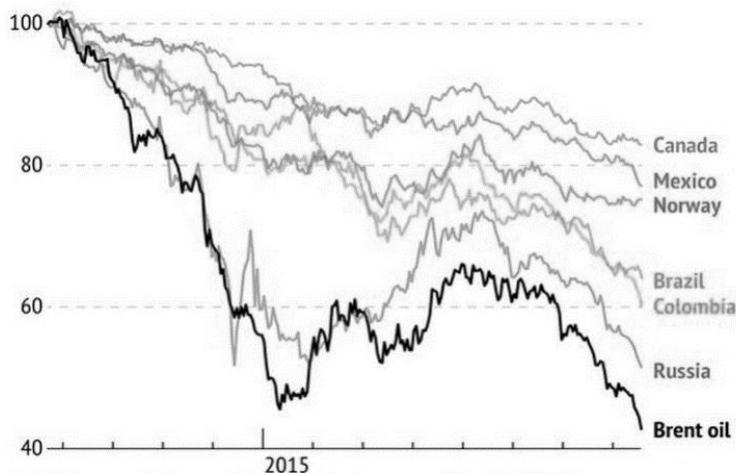


Рис. 21. Девальвация национальных валют стран-производителей нефти на фоне падения мировой цены нефти

Таблица 4

Оценка зависимости курсов национальных валют стран-производителей нефти от мировой цены нефти в 2013-2015 гг.

	Курс национальной валюты к доллару США			Относительный курс национальной валюты к доллару США (2013=100)			Уравнение относительного курса национальной валюты к доллару США (2013=100)
	2013	2014	2015	2013	2014	2015	
КСА	0,266	0,266	0,266	100,0	100,0	100,0	100+0*brent
Россия	0,031447	0,02439	0,019157	100,0	77,6	60,9	17,4+0,696*brent
Китай	0,1626	0,1623	0,1571	100,0	99,8	96,6	92,3+0,073*brent
Канада	0,979	0,916	0,802	100,0	93,6	81,9	60,5+0,351*brent
Иран	0,000081	0,000039	0,000034	100,0	48,1	42,0	-16,7+0,898*brent
ОАЭ	0,2722	0,2722	0,2722	100,0	100,0	100,0	100+0*brent
Кувейт	3,54	3,53	3,3	100,0	99,7	93,2	84,5+0,147*brent
Ирак	0,000086	0,000086	0,0000853	100,0	100,0	99,2	98,1+0,018*brent
Мексика	0,078	0,076	0,062	100,0	97,4	79,5	53,7+0,433*brent
Венесуэла	0,23	0,16	0,158	100,0	69,6	68,7	37,8+0,466*brent
Нигерия	0,0625	0,062	0,05	100,0	99,2	80,0	54,3+0,434*brent
Бразилия	0,469	0,442	0,298	100,0	94,2	63,5	18,1+0,76*brent
Ангола	0,0104	0,0102	0,008	100,0	98,1	76,9	47,6+0,494*brent
Катар	0,274	0,274	0,274	100,0	100,0	100,0	100+0*brent
Алжир	0,0126	0,0125	0,01	100,0	99,2	79,4	52,9+0,448*brent
Ливия	0,797	0,81	0,732	100,0	101,6	91,8	80,8+0,191*brent
Азербайджан	1,27	1,27	0,95	100,0	100,0	74,8	42,1+0,554*brent
Казахстан	0,006	0,0055	0,0038	100,0	91,7	63,3	18,5+0,746*brent
Колумбия	0,00054	0,00052	0,00033	100,0	96,3	61,1	11,9+0,829*brent
Brent, \$/барр.	108,7	98,9	60				

Источники: *xe.com, BP (2015)*

Операционные затраты на нефтедобычу осуществляются в основном в национальных валютах, а капитальные в разных странах устроены по-разному. Если в стране имеются собственные достаточно развитые нефтесервисные компании и производители оборудования для нефтегазового комплекса, то часть инвестиционных затрат привязана к национальной валюте, а часть к доллару. Если нет, то подавляющая часть инвестиций привязана к доллару.

В табл. 5 приведены гипотезы доли долларовых затрат в себестоимости добычи и инвестициях для основных стран-производителей нефти.

Параметры, приведенные в табл. 4-5 используются для оценки перспективных значений себестоимости и капиталоемкости добычи нефти в основных странах-производителях в зависимости от мировой цены нефти.

Таблица 5

Гипотезы доли долларовых затрат в себестоимости добычи и инвестициях для основных стран-производителей нефти

	Доля долларовых затрат в себестоимости	Доля долларовых затрат в инвестициях
Саудовская Аравия	0%	80%
Россия	40%	60%
Китай	0%	20%
Канада	20%	50%
Иран	0%	80%
ОАЭ	0%	80%
Кувейт	0%	80%
Ирак	40%	100%
Мексика	0%	80%
Венесуэла	20%	80%
Нигерия	0%	80%
Бразилия	40%	80%
Ангола	25%	50%
Катар	40%	80%
Алжир	20%	50%
Ливия	20%	70%
Азербайджан	20%	60%
Казахстан	40%	60%
Колумбия	20%	60%

$$\begin{aligned} prodCost_i^j[t] &= prodCost_i^j[t - 1] \\ &\quad * \left(prodCostShareImport[t] \right. \\ &\quad \left. + (1 - prodCostShareImport[t]) \right. \\ &\quad \left. * \frac{NatCurrency_i[t]}{NatCurrency_i[t - 1]} \right), \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} capex_i^j[t] &= capex_i^j[t - 1] \\ &\quad * \left(capexShareImport[t] \right. \\ &\quad \left. + (1 - capexShareImport[t]) * \frac{NatCurrency_i[t]}{NatCurrency_i[t - 1]} \right), \end{aligned}$$

где

$prodCostShareImport[t]$ – доля импорта в себестоимости добычи нефти в стране i в год t ;

$capexShareImport[t]$ – доля импорта в себестоимости добычи нефти в стране i в год t .

$NatCurrency_i[t]$ – курс национальной валюты страны i в год t ;

Ключевыми сценарными параметрами в блоке моделирования добычи нефти для стран-производителей являются:

- параметры налогообложения национальных секторов нефтедобычи;
- себестоимость добычи разных типов нефти;
- запасы и капиталоемкость разных типов нефти;
- доля инвестиций в чистой прибыли нефтедобывающих секторов;
- структура инвестиций в разные типы нефти;
- доля импорта в себестоимости и капиталоемкости нефти.

В табл. 6 приведены оценки запасов, себестоимости и капиталоемкости добычи традиционной нефти в основных странах-производителях по состоянию на 2013 г. При моделировании предполагается, что добыча нефти на разрабатываемых запасах характеризуется только себестоимостью; вовлечение в добычу неразрабатываемых запасов требует капитальных вложений; чтобы начать разработку ресурсов необходимо понести дополнительно затраты на разведку, вследствие чего их капиталоемкость оказывается выше.

Основными производителями нетрадиционной нефти на сегодняшний момент являются Канада (нефтяные пески), Венесуэла (сверхтяжелая нефть) и США (сланцевая нефть). Оценка структуры ресурсов нетрадиционной нефти по цене безубыточности по состоянию на 2015 г. приведена на рис. 22.

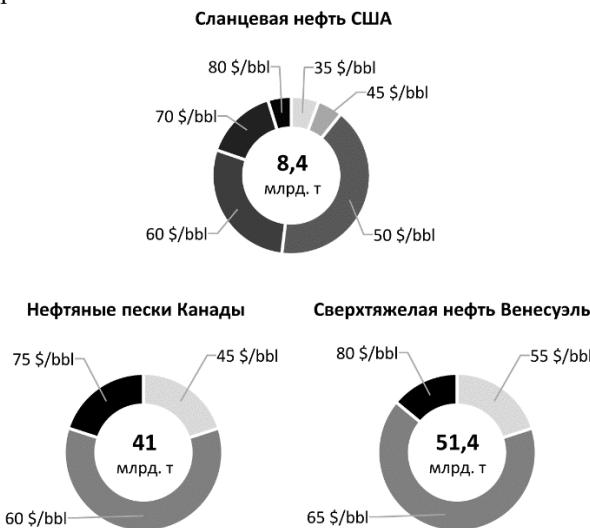


Рис. 22. Оценки структуры ресурсов нетрадиционной нефти по цене безубыточности в 2015 г.,
источники: *Wood Mackenzie*, оценки ИНП РАН

Таблица 6

Оценки запасов, себестоимости и капиталоемкости добычи традиционной нефти в основных странах-производителях в 2013 г.

	Объем запасов и ресурсов						Затратные характеристики					
	Суша		Шельф		Суша		Шельф					
	Разрабатываемые запасы, млн. т	Неразрабатываемые запасы, млн. т	Ресурсы, млн. т	Разрабатываемые запасы, млн. т	Неразрабатываемые запасы, млн. т	Ресурсы, млн. т	Себестоимость добычи, долл./барр.	Капиталоемкость запасов, долл./барр.	Капиталоемкость ресурсов, долл./барр.	Себестоимость добычи, долл./барр.	Капиталоемкость запасов, долл./барр.	Капиталоемкость ресурсов, долл./барр.
Саудовская Аравия	21652	2944	6419	8953	2621	3021	7,9-8,3	2	3,5	15,1-15,9	5,5	9,1
Россия	7197	4315	9000	223	133	1000	12,8-16,5	7,5	9,6-10,9	22-24,2	8,2	10,9
США	2151	1328	8914	403	300	1486	13,7-16,1	11-12,3	13,2-14,5	29,7-33	13,7-15,1	17,8-20,6
Китай	1704	419	7290	189	47	810	16,9-18,8	11-11,6	13,5-14,1	33,7-37,5	18,6	22,7
Канада	270	116	881	112	48	378	14,5-16,1	11-12,3	13,1-14,4	29,7	13,6	16,8
Иран	3650	11545	4090	1491	4716	1670	7,8-9,4	1,6	3	14,1-16,9	5,7-6,2	8,9-9,5
ОАЭ	6018	901	458	5555	832	422	9,5	3,2	4,7	14,8-17,7	13,1-14,3	15,9-17,2
Кувейт	4353	8974	540	158	325	20	8,7-10,4	5-5,5	6,5-7	21,1-23	12,5-13,7	16,5-17,7
Ирак	13056	6032	4880				10,6	14,2	16,2			
Мексика	279	92	561	884	291	1775	9,6-11,7	7,2-8,8	8,1-9,9	15,1-16	22,5	24,6
Венесуэла	1000	4000	1500	200	324		10-12,2	2,5-3,1	4,5-5,1	19,7	14	18
Нигерия	841	945	884	2229	1038	1616	11,3-13,9	7,4-9	10-11,6	21,1-25,7	23,9-29,2	27,9-33,2
Бразилия	97	32	200	1419	461	3700	12,7	10,8	13,5	19,2-23,5	24,7-26	30,7-32
Ангола				1312	411	1500				13,8-16,8	19,8-24,2	25,4-30,2
Катар	70	102	28	1325	1938	532	7,3	0,8	1,9	13-14,2	5,7-6,2	7,9-8,4
Алжир	1265	395	1426				10,6-13	9,9-10,9	11,9-13,1			
Ливия	3857	1788	616	649	301	104	8,2-9	3,2-3,5	4,8-5,2	15,8-17,4	10,3-11,4	13,9-15
Азербайджан					720	239	623			16,8-18,4	17,9	21,7
Казахстан	1549	417	1000		1966	1000	12,8-16,5	7,5	10,9	23,5	17,5	21,5
Колумбия	258	85	895				25,7-28,3	14,5-15,9	16,5-18,1			
Прочие	8400	20844	7774	4000	6598	6339	19,9-20,5	7,5-9,6	9,7-11,8	24,7-27,4	8,2-11	12,2-15

Источники: Wood Mackenzie, BGR, Deutsche Bank, BP, EIA, IEA, Росстат, оценки ИНП РАН

4. Описание согласованных сценариев мировых производств, потребления и цены нефти

В данном разделе приведено несколько вариантов согласованных сценариев мировых производства, потребления и цены нефти, которые были получены ИНП РАН с использованием инструментария, описанного в главе 3.

Сценарий 1 основан на базовых представлениях о перспективах развития мировой экономики, предполагающих ориентацию на углубление глобальной экономической интеграции – проявившиеся в последние несколько лет ограничения на расширение международной торговли и кооперации, долговые проблемы развитых стран, замедление потребительского спроса будут быстро преодолены. Основным драйвером экономического роста, как и прежде, будут развивающиеся страны (как Китай и Индия, так и другие развивающиеся азиатские страны), привлекающие долговое финансирование и технологии развитых стран. Темпы роста мировой экономики и ВВП отдельных стран приведены в табл. 7.

Таблица 7

Темпы прироста ВВП отдельных стран и мира в целом в сценарии 1, %

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Мир	3,7	3,6	3,4	3,4	3,1	2,9
США	2,5	0,8	2,2	2,4	2,3	2,2
ЕС	2,0	1,0	1,0	1,9	1,9	1,9
Китай	9,8	11,3	7,9	5,6	4,6	3,9
Индия	6,7	8,3	6,1	6,1	5,1	4,0

Источник: оценки ИНП РАН

В сценарии 1 сохраняются высокие темпы технического прогресса, что ведет к снижению энергоемкости ВВП – примерно на 25% в развитых и на 30% в развивающихся странах (см. рис. 23).

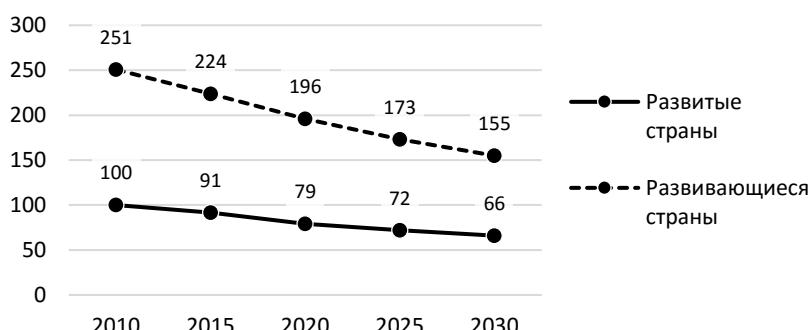


Рис. 23. Энергоемкость ВВП развитых и развивающихся стран в сценарии 1 (уровень развитых стран в 2010 г. принят за 100)

На рис. 24 приведены оценки объема и структуры спроса на энергоресурсы в сценарии 1.

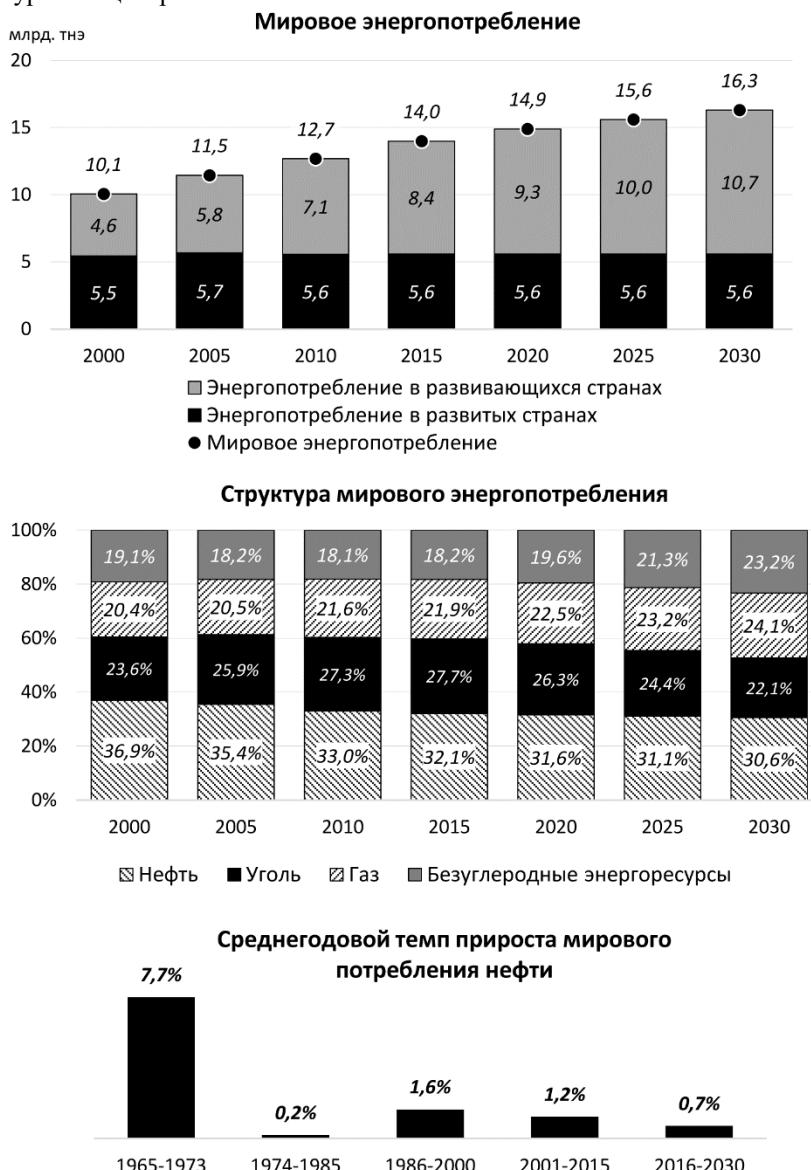


Рис. 24. Оценки объема и структуры спроса на энергоресурсы в сценарии 1

В рассматриваемом сценарии следует ожидать роста спроса на энергию в мире в 2015-2030 гг. с 14,0 до 16,3 млн. тнэ со среднегодовым темпом 1,0%. При этом энергопотребление развитых стран на всем периоде 2015-2030 гг. практически не меняется, в то время как практически весь прирост мирового энергопотребления будет обеспечен развивающимися странами – в них спрос на энергию вырастет примерно на 30% с 8,4 до 10,7 млрд. тнэ. В результате доля развивающихся стран в структуре мирового энергопотребления вырастет с 60% в 2015 г. до 63% в 2020 г. и 66% в 2030 г.

В структуре мирового потребления энергии продолжит снижаться доля нефти с 32,1% в 2015 г. до 30,6% в 2030 г. Среднегодовой темп роста потребления нефти в 2015-2030 гг. составит 0,7% (по сравнению с 1,6% в 1985-2000 гг. и 1,2% в последние 15 лет).

Доля угля снизится за 2015-2030 гг. с 27,7% до 22,1% на фоне интенсификации усилий (в первую очередь со стороны Китая) по диверсификации энергетического сектора в пользу более «чистых» энергоресурсов и снижению его углеродоемкости.

Продолжающаяся глобализация мирового газового рынка будет способствовать проникновению газа в регионы, в которых ранее его предложение было ограничено. В результате за 2015-2030 гг. газ нарастит свою долю в структуре мирового потребления первичной энергии с 21,9% до 24,1%.

Доля безуглеродных ресурсов вырастет к 2030 г. на 5 п.п. до 23,2% – атомная и гидроэнергетика столкнутся с серьезными ресурсными и политическими ограничениями, тогда как практически весь прирост обеспечивается повсеместным внедрением ВИЭ в электроэнергетике.

В развитых странах, в значительной степени насытивших внутренний спрос на автомобильный транспорт, рост численности автопарка в 2014-2030 гг. будет относительно небольшим – примерно на 15 млн. в США и на 65 млн. в целом по ЕС (рис. 25). При этом ужесточение технических норм в части эффективности потребления моторных топлив, а также наращивание доли автомобилей, использующих в качестве движущей силы электроэнергию будет нивелировать эффект роста автопарка. Для развивающихся стран основным драйвером роста спроса на нефть является автомобилизация населения на фоне улучшения благосостояния.

В последнее десятилетие произошел значительный технологический прогресс в сфере электромобильного транспорта. За 2008-2015 гг. удельная стоимость батарей снизилась в 4 раза с 1000 до 250 долл./кВтч, их емкость выросла и позволяет проехать на одной зарядке несколько сотен километров. В «среднем ценовом сегменте» электромобили и подключаемые гибриды в 2015 г. обходились в 30-40 тыс. долл. – и, с учетом господдержки в ряде стран, это позволяло успешно конкурировать в «верх-

ней части» массового и премиальном сегментах авторынка. Парк электромобилей и подключаемых гибридов динамично рос в последние 5 лет – если в 2010 г. он насчитывал всего 12,5 тыс., то к 2014 г. вырос до 707 тыс. (из которых 290 тыс. в США, 140 тыс. – в ЕС, 105 тыс. – в Китае, 102 тыс. – в Японии), а в 2015 г. составил 1,2 млн. шт. (в том числе 404 тыс. в США, 312 тыс. в Китае, 290 тыс. в ЕС, 126 тыс. в Японии). Тем не менее, пока доля парка электромобилей и подключаемых гибридов составляет не более 0,1% мирового автопарка.

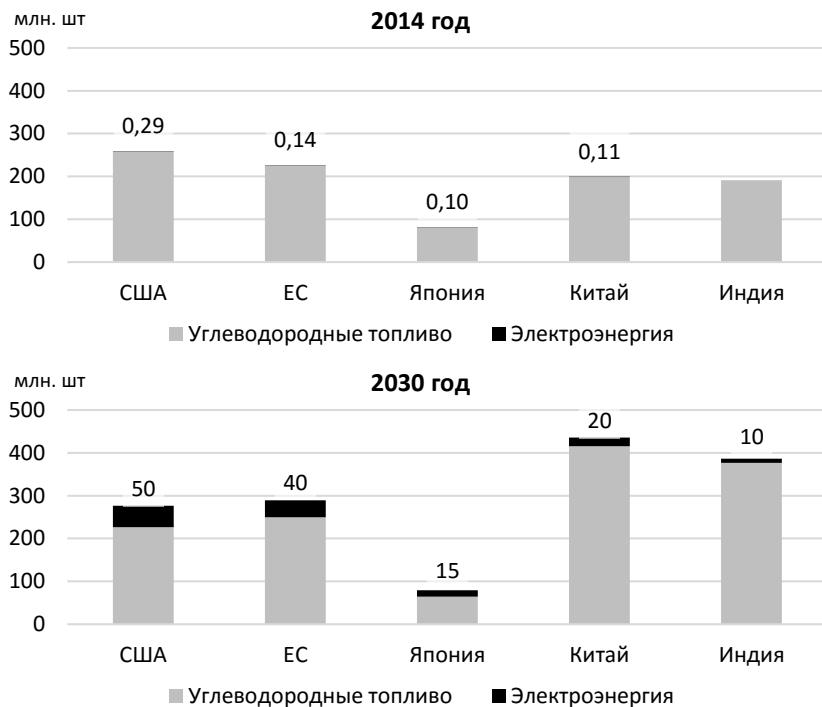


Рис. 25. Гипотезы структуры автотранспортного парка по виду топлива в крупнейших странах в сценарии 1 (к автомобилям, потребляющим в качестве топлива электроэнергию, относятся электромобили и подключаемые гибриды)

Многие страны ставят амбициозные цели по наращиванию автопарка электромобилей и подключаемых гибридов – так, инициатива МЭА IEA EVI предполагает рост парка до 20 млн. электромобилей и подключаемых гибридов в странах-участницах к 2020 г., в том числе 6 млн. шт. в США, 7 млн. шт. в ЕС, 4 млн. шт. в Китае, 2 млн. шт. в Японии. По итогам

Парижской конференции 2015 г. странами-участницами были обозначены цели по наращиванию парка до 100 млн. шт. Эти цели могут быть пересмотрены в сторону повышения: оптимистичный сценарий МЭА, согласованный с целями недопущения роста средней мировой температуры более чем на 2 °С, предполагает, что парк электромобилей и подключаемых гибридов в 2030 г. может достичь 140 млн. шт. (10% от парка легковых автомобилей).

Параметры последнего варианта легли в основу сценария 1 (предполагается, что парк электромобилей и подключаемых гибридов к 2030 г. составит 50 млн. в США, 40 млн. в ЕС, 15 млн. в Японии, 20 млн. в Китае и 10 млн. в Индии).

Согласно нашим оценкам, реализация сценария 1 в части увеличения парка электромобилей приведет к снижению спроса на нефть в 2030 г. на 4,5 млн. барр. в сутки относительно инерционного варианта, не предполагающего роста парка электромобилей и подключаемых гибридов. Дополнительный прирост парка электромобилей и подключаемых гибридов на каждые 10 млн. шт. будет вести к выбытию спроса на нефть примерно на 0,3 млн. барр. в день. При этом дополнительный спрос на электроэнергию для электромобилей составит порядка 2-3% от ожидающегося в инерционном варианте, что не влияет существенно на рынки топлива для электростанций.

На рис. 26 приведена динамика мировой цены нефти⁸ и добыча нефти в крупнейших странах-производителях.

Падение мировой цены нефти в 2015 г. ниже уровня полных предельных затрат (с учетом капиталоемкости добычи) приведет к сокращению инвестиций в проекты добычи нефти, особенно это будет касаться проектов разработки шельфовых и нетрадиционных запасов. Быстрее всего падение цены скажется на гибкой сланцевой промышленности в США – суммарная добыча нефти в стране сократится с текущих 590 млн. т (с учетом Lease Condensate и NGPL) до порядка 550 млн. т в течение ближайших 1-2 лет.

Что касается добычи других видов нетрадиционной нефти в Венесуэле и Канаде, то ситуация оказывается несколько иной. В силу инерционности процессов их разработки накопленный объем уже совершенных вводов обеспечит сохранение суммарной добычи нефти в этих странах в ближайшие 5 лет примерно на одном уровне (с учетом падающей добычи традиционной нефти), хотя падение производственных показателей на 5-7 млн. т будет иметь место. Девальвация национальных валют позволит поддерживать эффективность добычи на уже разрабатываемых участках, но о новых инвестициях в значительных объемах в этот период речи идти не будет.

⁸ В постоянных ценах 2014 года.

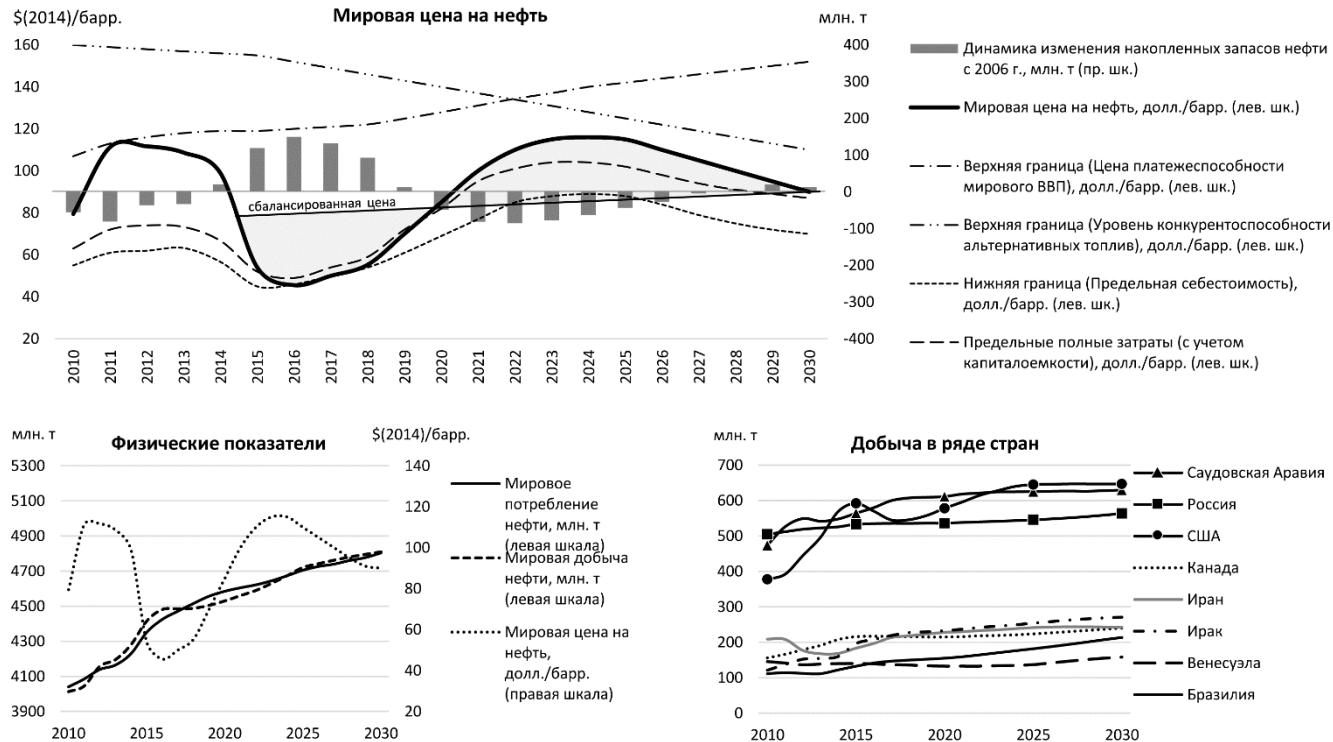


Рис. 26. Динамика мировой цены нефти и добыча нефти в крупнейших странах-производителях в сценарии 1

В результате уже к 2019-2020 гг. существующее накопленное превышение предложения над спросом (профицит) на мировом рынке может смениться накопленным превышением спроса над предложением (дефицитом). Следует ожидать, что мировая цена нефти примерно в районе 2020 г. вернется на относительно высокие значения, превысив уровень предельных полных затрат. Это запустит волну инвестиций, которые приведут к наращиванию мировой добычи нефти и постепенной балансировке спроса и предложения. При этом американская сланцевая промышленность проявит свою гибкость и в период роста мировой цены – с 2018-2019 гг. начнется масштабный ввод запасов в разработку, что позволит не только покрыть падение добычи на существующем фонде, но и динамично нарастить суммарный выпуск нефти в США до порядка 640 млн. т в 2025 г. и 650 млн. т в 2030 г.

Необходимо отметить, что скорость роста ее добычи в 2018-2025 гг. оказывается существенно ниже, чем в 2010-2015 гг. Это обусловлено следующими соображениями. Согласно данным (*Wood Mckenzie, Business Insider, U.S. Global Investors 2014*) по состоянию на конец 2014 г. объем оставшегося ресурсного потенциала сланцевой нефти в США оценивался в 8,6 млрд. т, из которых 12% имели цену безубыточности ниже 60 долл./барр., 40% – от 60 до 70 долл./барр., 28% – от 70 до 80 долл./барр., 20% – выше 80 долл./барр. С учетом повышения эффективности добычи, а также снижения налоговой составляющей и стоимости сервисных услуг вследствие падения мировых цен нефти можно переоценить указанные ценовые категории к условиям 2015-2016 гг. следующим образом: 12% – ниже 45 долл./барр., 40% – от 45 до 60 долл./барр., 28% – от 60 до 70 долл./барр., 20% – выше 70 долл./барр. Поскольку в настоящее время отрасль переориентировалась на извлечение наиболее экономически эффективных запасов сланцевой нефти с ценами безубыточности до 45 долл./барр., и именно за счет их разработки будет достигнуто относительно небольшое падение добычи в США за 2015-2018 гг., уже к 2020 г. их запасы будут исчерпаны, а производителям придется переходить на значительно более затратные участки, которые активно будут включаться в разработку при повышении цен на нефть. При показанной на рис. 26 динамике добычи нефти в США в сценарии 1 к 2025-2026 гг. будет исчерпан ресурсный потенциал и следующей категории (с ценами безубыточности от 45 до 60 долл./барр. в условиях 2015-2016 гг.). К этому периоду будет извлечено уже порядка 60% всего ресурсного потенциала сланцевой нефти в США, доступными для добычи останутся преимущественно высокозатратные участки, в результате чего добыча в США может выйти на свой исторический пик около 650 млн. т к 2030 г., после чего, вероятно, начнет постепенно снижаться.

Аналогичные процессы повышения добычи нефти на фоне благоприятной ценовой конъюнктуры после 2020 г. будут происходить и в других

странах с высокозатратной добычей, хотя и в более инерционном режиме – добыча нефти в Канаде вырастет за 2020-2030 гг. с 215 до 240 млн. т, в Бразилии – с 155 до 214 млн. т. Период падения производственных показателей нефтяного сектора Венесуэлы также сменится повышенным трендом после 2020 г. – объем добычи к 2030 г. вырастет с 133 до 158 млн. т.

Между тем, половина всего прироста мировой добычи нефти за 2015-2030 гг. придется на 3 ближневосточные страны – Саудовскую Аравию, Иран и Ирак. Доля ОПЕК в структуре мирового производства нефти вырастет за рассматриваемый период с 43% до 46%.

На рис. 26 также приведена «сбалансированная цена». Она соответствует такой мировой цене на нефть, при которой достигается минимальный физический дисбаланс спроса и предложения на всем перспективном периоде. Принципиальным отличием данной кривой от полных затрат является то, что такой уровень цены не только обеспечивает безубыточность текущей добычи нефти в мире, но и предполагает привлечение инвестиционного ресурса в будущее развитие отрасли. Сбалансированная цена увеличивается с текущих 75 до порядка 90 долл./барр. к 2030 г.

Таким образом, можно говорить, что наиболее вероятным диапазоном динамики мировой цены не нефть в перспективе является закрашенная область на рис. 26 между двумя кривыми – модельно полученной мировой ценой нефти и сбалансированной ценой. При этом чем ниже реальная цена нефти отклонится от сбалансированного в 2015-2020 гг., тем выше она подняться над ним в последующие годы. Таким образом, рынок нефти с учетом гибкой сланцевой добычи приобретает свойство высокой неустойчивости, что может выливаться в более интенсивное чередование периодов высоких и низких цен.

Сценарий 2 опирается на широко обсуждаемую сегодня концепцию ослабления глобальных экономических связей, возврата капитала в развитые страны и их реиндустриализацию. При этом акцент экономического развития несколько смешается в пользу развитых стран через повышение темпов роста их ВВП при одновременном снижении темпов роста ВВП развивающихся стран (см. табл. 8)

Таблица 8

Темпы прироста ВВП отдельных стран и мира в целом в сценарии 2, %

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Мир	3,7	3,6	3,4	3,2	2,8	2,6
США	2,5	0,8	2,2	2,6	2,6	2,5
ЕС	2,0	1,0	1,0	2,2	2,1	2,1
Китай	9,8	11,3	7,9	5,5	4,3	3,6
Индия	6,7	8,3	6,1	5,9	4,8	3,7

Источник: оценки ИНП РАН

При реиндустиризации развитых стран на общую энергоемкость их экономик влияют одновременно два фактора. С одной стороны, происходит ускоренное повышение эффективности использования энергии за счет технического и технологического совершенствования, а также расширения доли современного высокоеффективного оборудования в структуре производств, чему способствует более интенсивное обновление действующих фондов и создание новых предприятий с использованием самых передовых решений. С другой стороны, на фоне развития новых секторов (низкоуглеродные «зеленые» производственные технологии в промышленности и на транспорте, биохимия, умные сети, микроэлектроника, наноэлектроника, промышленные биотехнологии) в структуре экономики увеличивается доля промышленной составляющей, поэтому средняя величина ее энергоемкости на начальном этапе оказывается выше по сравнению с инерционным вариантом. Таким образом, совокупное воздействие обозначенных факторов приводит к тому, что в период 2015-2025 гг. энергоемкость развитых экономик окажется выше по сравнению со сценарием 1 (в 2020 г. она составит не 79%, а 84% от уровня 2010 г.), но после 2025 г. будет демонстрировать более динамичное снижение (до 56% от уровня 2010 г.). Что касается развивающихся стран, то из-за «смещения» баланса мирового экономического роста в пользу развитых стран, они столкнутся с ограниченным импортом новых технологий через иностранные инвестиции, поставку и внедрение зарубежного оборудования, что приведет к их отставанию от развитых стран по уровню эффективности использования энергии – энергоемкость развивающихся стран в сценарии 2 составляет к 2030 г. 167% (от уровня развитых стран 2010 г.). Таким образом разрыв между развитыми и развивающимися странами по энергоемкости их ВВП составит в 2030 г. порядка 110 п.п. (от уровня развитых стран 2010 г.), что на 20 п.п. выше, чем в сценарии 1 (рис. 27).

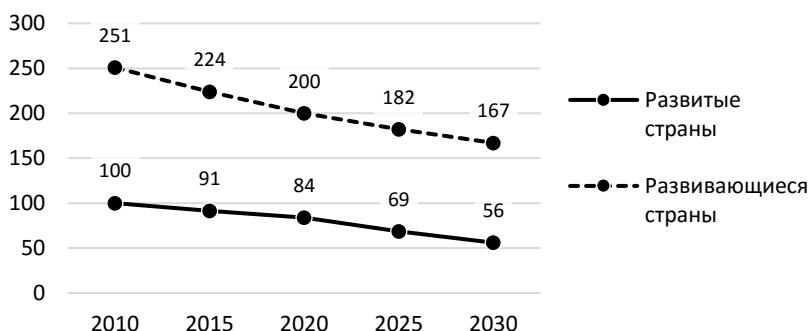


Рис. 27. Энергоемкость ВВП развитых и развивающихся стран в сценарии 2 (уровень развитых стран в 2010 г. принят за 100)

На рис. 28 приведены оценки объема и структуры спроса на энергоресурсы в сценарии 2.

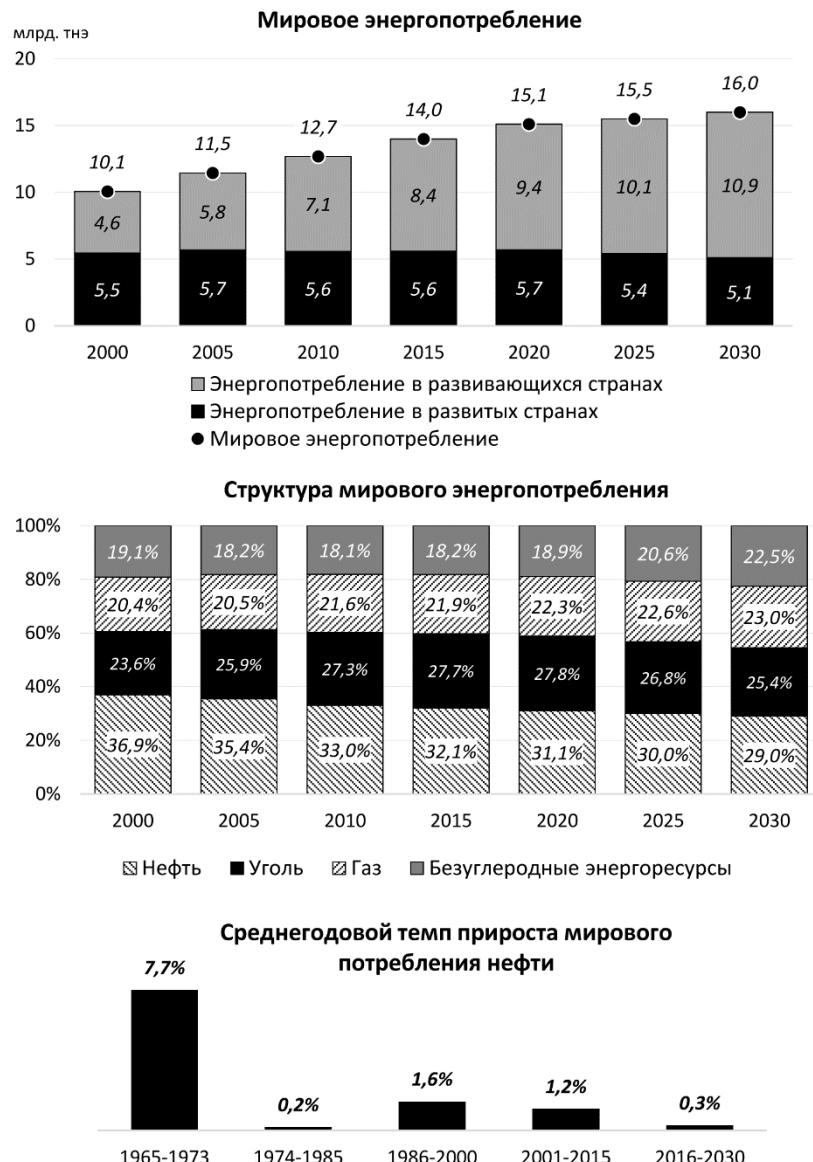


Рис. 28. Оценки объема и структуры спроса на энергоресурсы в сценарии 2

Среднегодовые темпы прироста мирового энергопотребления в 2015–2030 гг. в данном сценарии снижаются до 0,9%. Совокупный спрос на энергию в мире вырастет с 14,0 млрд. тнэ в 2015 г. до 15,1 млрд. тнэ в 2020 г. и 16,0 млрд. тнэ в 2030 г.⁹, причем энергопотребление развитых стран сокращается примерно на 10% по сравнению с текущим уровнем (до 5,1 млрд. тнэ). Таким образом, весь прирост также обеспечивается развивающимися странами.

В структуре мирового потребления энергии снизится доля нефти до 29,0% к 2030 г. (по сравнению с 30,6% в сценарии 1). В развитых странах ужесточение технических норм в части эффективности потребления моторных топлив, а также наращивание доли автомобилей, использующих в качестве движущей силы электроэнергию (в первую очередь электромобили и подключаемые гибриды – на их долю в данном сценарии придется 29% автопарка США и 26% автопарка ЕС в 2030 г. или 80 и 75 млн. шт. соответственно) будет нивелировать эффект роста автопарка (рис. 29). Интенсивная господдержка низкоуглеродной концепции развития в целом и масштабного внедрения экологически чистого (на стадии эксплуатации) транспорта в частности является свойством сценария 2 для развитых стран и хорошо согласуется с политикой повышения роли энергобезопасности в идеологическом плане и более высокими темпами экономического роста, т.е. увеличением бюджетных средств и благосостояния населения.

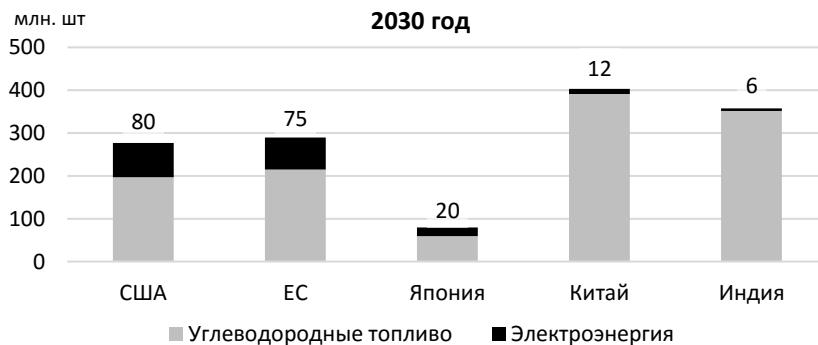


Рис. 29. Гипотезы структуры автотранспортного парка по виду топлива в крупнейших странах в 2030 г. в сценарии 2

⁹ Результаты мирового энергопотребления в сценариях 1 и 2 оказываются очень похожи. Это является следствием действующих одновременно факторов масштаба (экономического развития) и эффективности (использования энергии), которые в существенной степени нивелируют друг друга. Однако структура энергопотребления и вообще логика функционирования мировой экономики и энергетики в рассмотренных сценариях отличаются сильно.

Основным драйвером роста спроса на нефть в последние 10-15 лет была автомобилизация населения развивающихся стран. Очевидно, что данный процесс напрямую зависит от темпов их экономического развития, поэтому в сценарии 2 спрос на нефть со стороны развивающихся стран и мира в целом окажется существенно ниже – среднегодовой темп прироста в 2015-2030 гг. составит 0,3% по сравнению с 0,7% в сценарии 1.

Для сценария 2 характерно качественное снижение ценности нефти как энергоресурса на фоне структурных изменений в пользу низкоуглеродного сегмента в развитых странах и резкого замедления темпов спроса в развивающихся. В данных условиях мировая цена на нефть останется на достаточно низком уровне в диапазоне 50-70 долл./барр. на всем прогнозном периоде (см. рис. 30). Кроме того, это будет влиять на стратегии крупнейших производителей нефти, которые будут вынуждены переходить на менее доходный режим ведения бизнеса, направляя большую часть доступных финансовых ресурсов на капитальные вложения – отношение инвестиций к чистой прибыли компаний в данном сценарии выше в среднем на 10 п.п. по сравнению со сценарием 1 (см. рис. 31).

Сохранение низких цен на углеводороды (цены на уголь и газ на мировых и региональных рынках коррелированы с ценой нефти) в сценарии 2 приведет к отсутствию экономических стимулов для существенного переориентирования энергетики развивающихся стран на использование возобновляемых источников энергии (и, соответственно, увеличению необходимого размера их господдержки в развитых странах). Технологическое отставание и замедление темпов роста экономики создадут препятствия к значимому уходу от угля в электроэнергетике и теплоснабжении, а также повышению эффективности его использования в промышленности. Значимую роль он продолжит играть и в процессах энергоснабжения населения развивающихся стран. Сохранение высокой доли угольной генерации делает менее целесообразным госстимулирование продаж электромобилей – так, при современной структуре электроэнергетики в Китае и Индии с преобладающей угольной генерацией совокупная углеродоемкость (с учетом цикла производства и транспорта электроэнергии) пробега 100 км электромобиля оказывается сопоставимой с новым автомобилем на ДВС. Это означает, что даже массовое внедрение электромобилей пока не позволит им решить проблему снижения вредных выбросов. На долю электромобилей в рассматриваемом сценарии приходится 3% автопарка Китая (12 млн. шт.) и 2% автопарка Индии (6 млн. шт.).

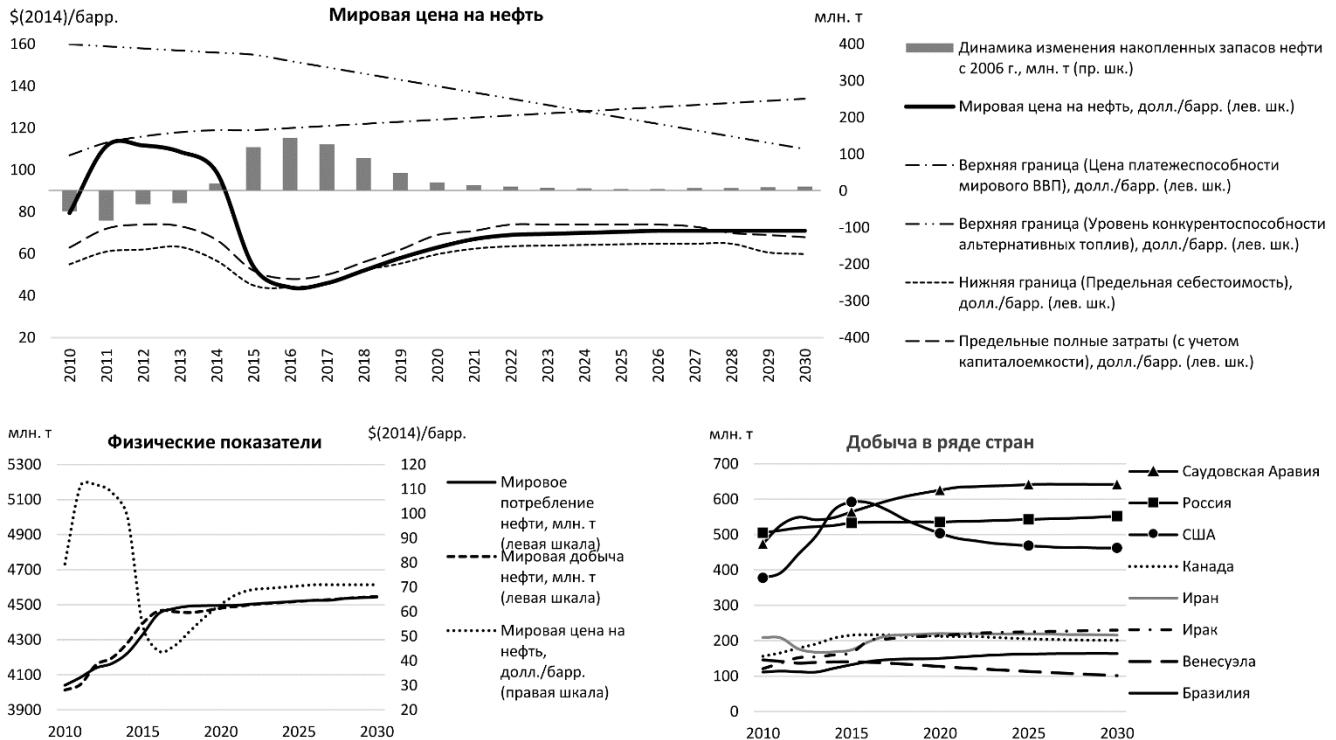


Рис. 30. Динамика мировой цены нефти и добыча нефти в крупнейших странах-производителях в сценарии 2

**Совокупные инвестиции в добычу нефти
в мире в 2015-2030 гг., трлн. долл.**



**Совокупная прибыль мировой
нефтедобычи в 2015-2030 гг., трлн. долл.**



**Изменение доли ОПЕК в структуре
мировой добычи нефти**



Динамика доли инвестиций в чистой прибыли мировой нефтедобычи

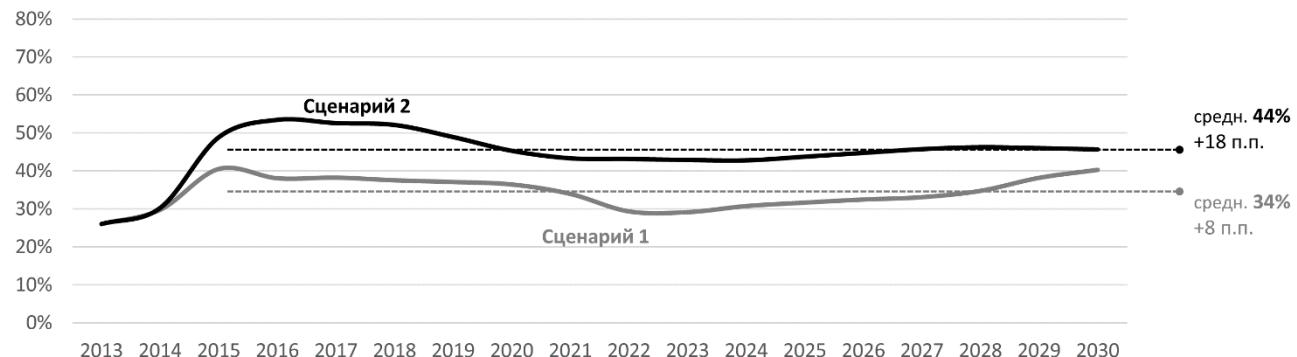


Рис. 31. Сопоставление некоторых показателей сценариев 1 и 2

Как результат в топливной структуре мировой энергетики в сценарии 2 доля угля оказывается выше (25,4% в 2030 г. по сравнению с 22,1% в сценарии 1), а доля безуглеродных источников ниже – для реального общемирового прогресса по снижению углеродоемкости мировой энергетики в долгосрочной перспективе необходимым условием является вовлечение в данные процессы развивающихся стран по причине их доминирующей роли в структуре мирового энергопотребления.

В сценарии 2 следует ожидать значительного увеличения доли ОПЕК в суммарной мировой добыче нефти – вследствие сохранения относительно низких цен на нефть затратная конкурентоспособность нефти картеля играет определяющую роль. Если в 2015 г. страны ОПЕК добывают 43% всей нефти в мире, то к 2030 г. они обеспечат 50% мировой добычи (по сравнению с 46% в сценарии 1 – см. рис. 31). Наиболее дорогие производители столкнутся со снижением добычи. Так, добыча нефти США снизится до 491 млн. т к 2020 г. и 454 млн. т к 2030 г. в Венесуэле – до 100 млн. т к 2030 г., в Канаде – до 196 млн. т.

Важно подчеркнуть, что сценарий 2 предполагает концептуально иные условия функционирования мирового нефтяного сектора. В нем совокупная прибыль мировой нефтедобычи за 2015-2030 гг. оказывается в полтора раза ниже, чем в сценарии 1 (10 трлн. долл. по сравнению с 15,6 трлн. долл.), объем совокупных инвестиций за этот же период составляет 4,4 трлн. долл. (по сравнению с 5,4 трлн. долл. в сценарии 1) и направлен в первую очередь в вовлечение наиболее дешевых запасов. При этом оценочная¹⁰ доля инвестиций в чистой прибыли мировой нефтедобычи вырастет с 26% в 2013 г. до 34% в среднем на периоде 2015-2030 гг. в сценарии 1 и 44% в сценарии 2 (см. рис. 31). Такое существенное снижение доходности нефтяного бизнеса является одним из необходимых условий реализации сценария 2, поскольку иначе инвестиций не хватит, чтобы удовлетворить даже пониженный спрос, и цена должна будет подняться значительно выше, чтобы привлечь дополнительный финансовый ресурс в отрасль.

На рис. 32 приведены кривые предложения нефти в 2025 г. для сценариев 1 и 2, которые иллюстрируют разный уровень издержек в отрасли при различном уровне цены. При этом в сценарии 2 замыкающей является оффшорная нефть Китая (с себестоимостью 40 долл./барр.), США (41-44 долл./барр.), нефтяные пески Канады и сверхтяжелая нефть Венесуэлы с затратами до 60 долл./барр. В сценарии 1 за счет более высокого спроса и ценовой конъюнктуры замыкающей также является нетрадиционная нефть Канады и Венесуэлы, но с себестоимостью 70-90 долл./барр.

¹⁰ Оценки выполнены с применением разработанного модельного инструментария на ретроспективном периоде. Они не носят точный числового характера, но позволяют сопоставить динамику изменения этого качественного показателя.

Сланцевая нефть не попадает в «хвост» кривой предложения по себестоимости, поскольку до 70% цены безубыточности сланцевых проектов обеспечиваются капитальными расходами.

Рассмотрим еще один иллюстративный *сценарий 3* (рис. 33), который представляет собой ответ на вопрос, какого масштаба интервенции по сокращению физического предложения необходимо совершить странам ОПЕК, чтобы поддержать цену на нефть на высоком уровне в долгосрочной перспективе за счет создания искусственного дефицита. Для упрощения примем, что добычу будет сокращать Саудовская Аравия.

На рис. 33 можно видеть, что Саудовской Аравии пришлось бы снизить добычу до 370 млн. т в 2020 г. и 170 млн. т в 2030 г. Ее совокупная выручка за 2015-2030 гг. в этом случае составила бы 4,3 трлн. долл. Для сравнения в сценарии 1 – 6,6 трлн. долл.; в сценарии 2 – также 4,3 трлн. долл. То есть в долгосрочном плане выигрыша от стратегии удержания высоких цен за счет снижения собственной добычи нет – освободившуюся нишу на рынке заняли бы другие поставщики нефти, реализующие высокозатратные проекты освоения шельфовых и нетрадиционных запасов. Поэтому действия ОПЕК выглядят достаточно обоснованными, по крайней мере до тех пор, пока в США существует потенциал динамичного наращивания добычи сланцевой нефти для замещения выбывающего предложения.

В заключение следует отметить один важный аспект. Согласно указанным выше оценкам (*Wood Mckenzie, Business Insider, U.S. Global Investors 2014*) в конце 2014 г. он составлял 8,6 млрд. т. Похожие числа (8,2 млрд. т) приводятся в последнем обзоре энергетических запасов и ресурсов (*BGR 2015*). В рамках рассмотренных сценариев будет извлечено более половины этого ресурсного потенциала, а доступными останутся высокозатратные участки с ценами безубыточности 60-70 долл./барр. и выше. Это может иметь серьезные последствия для мирового нефтяного сектора, а именно уменьшение гибкости мирового предложения, что, вероятно, может вызвать очередную трансформацию механизмов ценообразования на мировом рынке нефти после 2030 г.



Рис. 32. Кривые предложения нефти в 2025 г. для сценариев 1 и 2 (по себестоимости добычи)

Задача – поддержание искусственного дефицита на рынке

Снижение добычи нефти в Саудовской Аравии (до 370 млн. т в 2020 году и 170 млн. т в 2030 году)

В этом случае общая выручка Саудовской Аравии за 2015-2030 гг. составит 4,3 трлн. долл.

В сценарии 1 – 6,3 трлн. долл.

В сценарии 2 – 4,7 трлн. долл.

То есть в долгосрочном плане выигрыша от данной стратегии нет

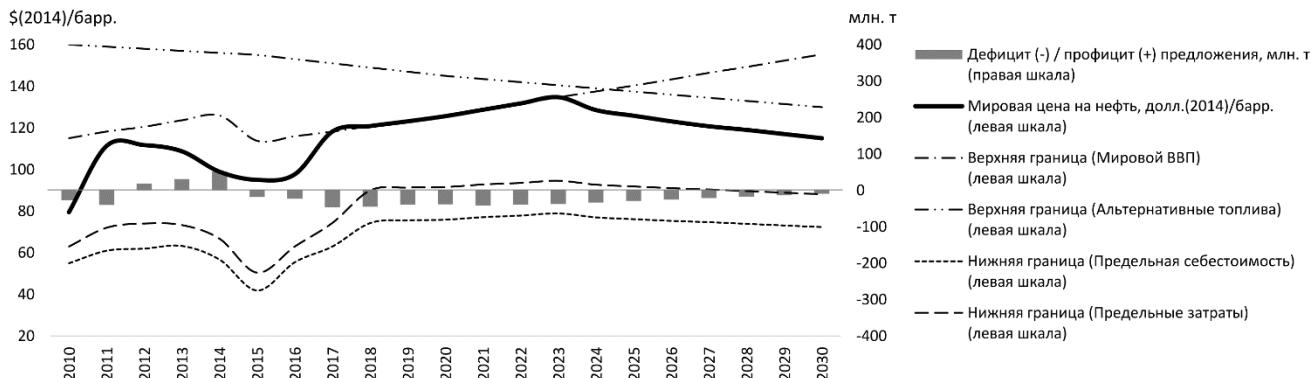
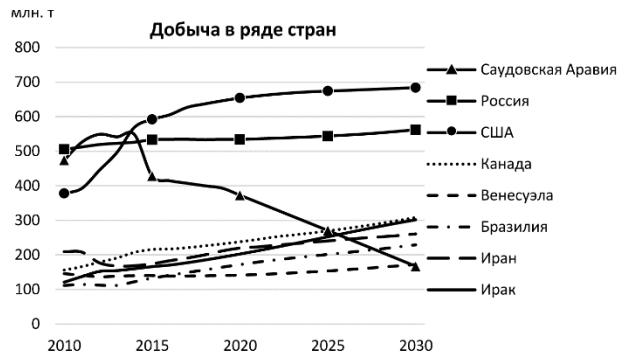


Рис. 33. Динамика мировой цены нефти и добыча нефти в крупнейших странах-производителях в сценарии 3

Список литературы

- BP (2015). Statistical Review of World Energy 2015.
- BGR (2015). Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2015.
- Deutsche Bank (2012). «Markets Research, Global Integrated Oil 2012».
- Energy Aspects (2015) – приведено в <http://www.bankofcanada.ca/wp-content/uploads/2014/07/mpr-2015-01-21.pdf>, р. 3.
- Energy Charter Secretariat (2007). «Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas».
- IEA (2012). Energy Technology Perspectives – https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ETP2012_free.pdf.
- IEA (2016). Global EV Outlook – https://www.iea.org/publications/free-publications/publication/Global_EV_Outlook_2016.pdf.
- Leach A. (2015). «The oil price crash and the oil sands» – <http://www.macleans.ca/economy/economicanalysis/the-oil-price-crash-and-the-oil-sands/>.
- Wood Mckenzie, Business Insider, U.S. Global Investors (2014). – <http://www.proactiveinvestors.com/columns/frank-talk/5212/everyone-loves-a-discountbut-where's-the-support-for-oil-prices-5212.html>.
- Башмаков И. (2006). «Цены на нефть: пределы роста и глубины падения» // Вопросы экономики, 2006. №3, с. 4-6.
- Бушуев В., Исаин Н. (2012). «Насколько закономерны цены на нефть?», Нефть России, № 12, 2012 г.
- Жуков С.В., Копытин И.А., Масленников А.О. (2012). «Интеграция нефтяного и финансового рынков и сдвиги в ценообразовании на нефть», Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С. Некрасова), Сто двадцать восьмое заседание от 27 марта 2012 года, Издательство: ИНП РАН, Москва, 2012.
- ИНЭИ РАН и АЦ при Правительстве РФ (2013). «Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года».
- Конопляник А.А. (2011а). «В поисках справедливости», Нефть России, № 10, 2011 г., с. 30-33.
- Конопляник А.А. (2011б). «В поисках справедливости», Нефть России, № 11, 2011 г., с. 11-16.
- Конопляник А.А. (2013). «Однополярный нефтяной мир – реальная перспектива», Экспертный канал «Экономическая политика», 5 сентября 2013 г.
- МЭА (2006). Перспективы энергетических технологий: Сценарии и стратегии до 2050 г. – https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/etp_russian.pdf.

Окороков В.Р., Окороков Р.В. (2009). Прогноз развития мировой энергетики до 2050 г.: цели и технические возможности их реализации. Девяносто шестое заседание открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса» ИНП РАН.

Цибульский В.Ф. (2013). «Энергетический индикатор состояния экономики», доклад на Открытом семинаре «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова)», ИНП РАН, 28 мая 2013 г.

ДИСКУССИЯ

ВОПРОСЫ

Синяк Ю.В., председатель

Какие будут вопросы к докладчикам?

Баимаков И.А. – ЦЭНЭФ

Кто является потребителем Вашего исследования?

Семикашев В.В. – ИНП РАН

Мы представляем эту модель как авторскую разработку. При условии добавления блоков краткосрочных прогнозов результаты исследования вполне могут быть использованы крупными нефтяными компаниями, инвестиционными компаниями, другими аналитическими институтами и организациями.

Баимаков И.А.

В Вашем исследовании колебания цен во многом определяются функцией добычи сланцевой нефти от цены, однако известно, что эта функция является весьма неопределенной. Проводили ли Вы анализ чувствительности ценовых решений?

Колпаков А.Ю. – ИНП РАН

Такой анализ проводился. Во-первых, мы экспериментировали с кривыми добычи сланцевых запасов, поскольку за последние годы менялась скорость и эффективность разработки сланцевых скважин, из-за чего менялась и годовая кривая разработки, которая используется при моделировании. Результат построения модельной кривой добычи сланцевой нефти в США сопоставлялся с фактическими данными на ретроспективном периоде, что позволило подобрать наиболее приближенные к реальности характеристики. Во-вторых, мы сосредоточились на оценке чувствительности модели к уровню издержек в сланцевой отрасли, оценки которых сегодня даются в достаточно широком диапазоне. Оказалось, что если понизить в модели уровень издержек сланцевой добычи на 5 долл./барр., то цена снизится на 3 долл./барр., если понизить на 10 долл./барр. – то на 5 долл./барр., а если на 15 долл./барр. – то уже на 6-7 долл./барр.

Баимаков И.А.

Вы строите функцию спроса, экстраполируя тренд 1990-2014 гг. Однако этот тренд содержит внутренние колебания. Не переносите ли Вы эти колебания на прогнозный период?

Семикашев В.В.

На самом деле все несколько сложнее. Мы используем сочетание имитационных и эконометрических методов. Важным в моделировании является выделение структуры энергопотребления и последующая привязка разных секторов к различным экономическим и не только показателям.

Вообще, динамика численности населения более предсказуема (и разброс прогнозов меньше), чем динамика энергопотребления, а энергопотребление более предсказуемо, чем динамика экономики. Разбивая все энергопотребление на 6-7 секторов и привязывая часть его к демографии, мы тем самым снижаем неопределенность процессов энергопотребления (по сравнению с подходом, где все привязывается к экономическим показателям) и, видимо, получаем меньшую методическую часть погрешности прогноза.

В своих построениях мы учитываем отраслевую структуру энергопотребления, а также рассматриваем процессы переходов к тому или иному энергоресурсу внутри секторов. Важным является анализ структуры потребления по видам энергоресурсов и изучение аналогов и предельных значений. При моделировании мы задаем тренды удельного потребления каждого энергоресурса в каждом секторе конечного потребления. Преимущественно используются логарифмические зависимости, которые продуцируют две принципиальные ситуации – либо снижение удельного энергопотребления ресурса на фоне повышения эффективности его использования или ухода потребителей от него (для старых энергоресурсов – уголь в развитых странах, дрова в развивающихся, нефтепродукты в сферах, где они использовались как топливо, а не сырье), либо рост потребления на фоне усиления роли энергоресурса в секторе экономики (рост доли электроэнергии, вытеснение нефтепродуктов и газа газом и т.д.).

Оценки суммарного энергопотребления на перспективном периоде очень сильно зависят от заложенных гипотез ожидаемой динамиками и структуры экономики, а также численности населения стран. В будущем мы хотим внедрить функциональное влияние ценового фактора, хотя нам кажется, что в вопросах энергопотребления он не является первичным.

Башмаков И.А.

Я так понимаю, что к 2030 г. в структуре мирового рынка нефти существенно вырастет роль ОПЕК, причем это объясняется преимущественно объективными факторами. А учитываете ли Вы в прогнозах возможное использование ОПЕК своей рыночной силы?

Семикашев В.В.

Действительно, доля ОПЕК оказывается тем выше, чем ниже будет мировая цена на нефть, поскольку в такой ситуации ближневосточные страны ОПЕК являются наиболее конкурентоспособными производителями и за счет низкой капиталоемкости и себестоимости добычи способны удовлетворить значительную часть спроса. Что касается сценариев применения рыночной силы странами ОПЕК, то мы показали демонстрационный сценарий удержания высокой цены на нефть за счет снижения добычи в Саудовской Аравии. Возможны и другие сценарии, и их надо смотреть отдельно.

Башмаков И.А.

Получается, что у Вас цены на нефть живут сами по себе, в отрыве от цен на другие энергоресурсы и экологических факторов. Так ли это? Кроме того, учитываете ли Вы при прогнозировании возможное удешевление или удорожание конкретных технологий?

Семикашев В.В.

Да, мы не учитываем ценовые соотношения с другими энергоресурсами или экологические факторы. А в плане удешевления технологий мы закладываем относительно небольшой технологический прогресс в сланцевой сфере на уровне 10-15%, который нам представляется достижимым с большой вероятностью.

Весь счет ведется в постоянных ценах, и цены влияют на счет достаточно условно – они являются индикатором для рынка нефти и влияют на уровни добычи нефти и газа в странах.

Как устроено влияние технологий. Оно считается не через затраты, а через прямые показатели. Прогресс в технологиях и инфляция (включая ухудшение горно-геологических условий) для добычи нефти, природного газа и угля компенсируют друг друга. У нас прогнозный счет до 2030 г. – это означает, что в разработке преимущественно будут уже открытые и понятные по затратам запасы и ресурсы.

Для других традиционных технологий (НПЗ, электростанции, собственное потребление энергетического сектора и потери) заложены некоторые дифференцированные по странам гипотезы о постепенной модернизации. Как с учетом прогнозов по технологиям (КПД и т.д.), так и с учетом динамики статистических показателей, отражающих состояние этих технологий за предыдущий период. Сделано это в терминах физических показателей, там нет стоимостных факторов. Грубо говоря, мы определяем КПД и долю угольной генерации, что дает нам потребность в угле в электроэнергетике. Или задаем изменение прогнозной структуры

выпуска нефтепродуктов без обоснования, есть ли на это деньги, окунется это или нет. Это делается на основе экспертных оценок и изучения ретроспектива и ситуации в других странах.

Для наиболее неопределённых технологий – ВИЭ и электротранспорт – мы изучили различные профильные прогнозы, планы компаний и госпрограммы в ключевых странах и задали их напрямую в рамках сценарных расчетов.

Так что принятые нами допущения в рамках используемой логики представляются адекватными. В перспективе мы увеличим число связей между разными частями системы.

Конопляник А.А. – РГУ им. Губкина, ООО «Газпром экспорт»

Вы объяснили, что рынок нефти состоит как минимум из двух сегментов, физической и бумажной. Соответственно, нефть рассматривается не только как товар, но и как финансовый актив. В результате изменения цены обусловлены поведением как одной компоненты рынка, так и другой, и Вы об этом сказали. Вместе с тем, у меня сложилось впечатление, что, прогнозируя цену, Вы отталкиваетесь от влияния рынка физической нефти, но никак не принимаете во внимание рынок бумажной нефти, хотя, на мой взгляд, цена на нефть главным образом зависит от ситуации на рынке нефтяных деривативов. Оставляете ли Вы учет рынка бумажной нефти на следующий этап исследования или этому есть другое объяснение?

Колпаков А.Ю.

Действительно, мы не рассматриваем финансовые аспекты подробно. Валерий Валерьевич говорил, что у нас каждые несколько лет меняется объяснение модели ценообразования на мировом рынке нефти. Нам видится, что сейчас акцент в этом плане сместился в сторону балансовых соотношений физического рынка – это происходит в том числе из-за появления сланцевой нефти. В нашем представлении этот же фактор во многом определяет сегодня поведение инвесторов и на рынке деривативов. Поэтому в настоящее время мы уделяем меньшее внимание чисто финансовым аспектам проблематики мировой цены нефти, полагая, что они учитываются при анализе баланса спроса и предложения.

Конопляник А.А.

Второй вопрос также касается поведения инвесторов. Понятно, что нефтяную сферу сейчас можно разделить на две составляющих: традиционную с длинным инвестиционным циклом и нетрадиционную, но с более коротким интенсивным инвестиционным циклом. Вы не занимаетесь моделированием кредитного процесса, однако Ваши допущения говорят о том, что Вы не разделяете традиционную и нетрадиционную нефть в

этом контексте. С моей точки зрения, это не совсем правильно. Вы намеренно отказались от моделирования кредитного процесса или же просто еще до этого не дошли?

Колпаков А.Ю.

Мы пока еще до этого не дошли, но очень хотим это сделать. Полноту согласны с Вашиими доводами о разнице в инвестиционном цикле и, соответственно, кредитном процессе для традиционной и нетрадиционной нефти. И нам видится, что отработка этих вопросов конкретно на примере сланцевой промышленности США может дать самый заметный качественный скачок в моделировании. Это сопряжено с большим объемом работы – анализом и структурированием финансовой отчетности большого числа сланцевых компаний, но мы думаем в этом направлении.

Конопляник А.А.

Мне понятно, как Вы считаете стоимостные показатели по доказанным запасам. Можно представить, как оцениваются стоимостные показатели по разведанным запасам. А как Вы оцениваете затраты по нефтяным ресурсам?

Колпаков А.Ю.

При моделировании добычи нефти мы выделяем разрабатываемые запасы, неразрабатываемые запасы и ресурсы. Что касается их стоимостных характеристик, то разрабатываемым запасам в соответствие ставим себестоимость, неразрабатываемым запасам – себестоимость плюс капитальные вложения, ресурсам – себестоимость, капиталовложения и разведку. Удельные величины себестоимости, капиталоемкости и затрат на разведку для всех стран мы оценивали на достаточно качественной и подробной статистике за 2013-2014 гг. из нескольких источников и аналитических работ. Было уделено особое внимание сопоставимости оценок и выстраиванию системы соотнесения затрат как между странами, так и между типами запасов и ресурсов.

Конопляник А.А.

Учитываете ли Вы так называемую Learning Curve, т.е. постепенное удешевление каждой конкретной технологии?

Колпаков А.Ю.

Нет, не учитываем. В наших построениях ключевую функциональную роль в изменении издержек играет курс национальных валют стран-производителей, который в свою очередь подвержен изменениям цены нефти.

Саенко В.В. – ИЭС

Какие инвестиционные лаги вы закладываете при моделировании добычи нефти?

Колпаков А.Ю.

Лаги между инвестициями и вводами для традиционной нефти мы заложили в размере двух лет, для сланцевой нефти лаги не предусмотрены. Мы понимаем, что в реальности лаг для традиционных проектов больше, но такое допущение объясняется тем, что число месторождений в мире на несколько порядков больше, чем 170 выделенных в модели точек добычи. Это обуславливает относительную инерционность модели по сравнению с реальной ситуацией. Если бы мы заложили больший лаг, скажем, в 5 лет, то инерционный фактор только бы усугубился. Кроме того, если мы посмотрим на кривые добычи, то увидим, что пиковые значения для традиционной нефти достигаются через 3-8 лет после начала освоения. В этом смысле для долгосрочного прогнозирования не очень важно, когда на рынок выйдут пиковые объемы с конкретного участка – через 8 или 10 лет. Многообразие объектов принятия решений сглаживают такую погрешность. Вопрос инвестиционных лагов наиболее существенен для динамичного гибкого сланцевого сегмента, а для него в модели добыча совпадает с годом капитальных вложений.

Семикашев В.В.

Также нужно помнить, что вводы, о которых мы говорим – это не вводы конкретного нового месторождения, но вводы группы запасов с учетом доработки существующих месторождений, что также влияет на лаг.

Нигматулин Б.И. – ИПЭ

В нефтяной сфере прослеживается определенная корреляция между коммерческими запасами нефти в США и ценой на нефть: запасы выросли – цена упала, и наоборот. Пробовали ли Вы рассмотреть упрощенную модель, акцентированную на США и рассматривающую остальной мир в качестве приданка? Возможно, если условно заморозить весь остальной мир, будет проще ответить на вопросы, которые Вы перед собой ставите.

Колпаков А.Ю.

Мы так не делали, поскольку остальной мир, который Вы предлагаете рассматривать в качестве довеска, играет слишком существенную роль. Добыча сланцевой нефти составляет сейчас около 240 млн. т в год при мировом объеме нефтедобычи порядка 4,5 млрд. т в год, т.е. на сланце-

вую нефть приходится всего 5% мировой нефтедобычи. Кроме того, добыча нефти в других странах существенно завязана на изменение мировых цен, пусть и с более значительной инерцией. Достаточно вспомнить высокозатратную шельфовую добычу, венесуэльскую сверхтяжелую нефть или канадские пески, которые могут стать нерентабельными при сильном падении цены. Напротив, страны ОПЕК при падении цены могут наращивать добычу. Таким образом, ситуация оказывается везде очень разной.

Невелев В.А. – ИМЭ

Изучали ли Вы место России при построении прогнозов мирового рынка нефти?

Колпаков А.Ю.

Россия моделируется, причем моделируется на порядок лучше и подробнее, чем другие страны, за счет наличия большого массива статистической информации, который позволяет детально оценивать объем и структуру себестоимости добычи и капитальных вложений, а также финансовое состояние российского нефтяного сектора.

Семикашев В.В.

Между тем стоит понимать, что для сценариев мирового рынка нефти фактор России является малозначимым. Производственные показатели нефтяного сектора России подстраиваются под конъюнктуру мирового рынка.

Невелев В.А.

Влияют ли мировые прогнозы на российскую нефтедобычу?

Колпаков А.Ю.

Конечно, объемы добычи нефти в России зависят от мировых цен.

Невелев В.А.

Сравнивали ли вы прогноз для России до 2030 г. с Энергетической Стратегией?

Колпаков А.Ю.

Мы сопоставляем все свои результаты с прогнозами других экспертных групп и организаций, особенно это было актуально на стадии разработки моделей. В том числе, мы сравниваем результаты с Энергостратегией. В определенных сценариях мы попадаем в цифры, заложенные в нее.

Кудрин Б.И. – МЭИ

В России есть значительный банк законсервированных скважин, находящихся в собственности государства. Как Вы относитесь к идее передавать их в частное владение для продолжения эксплуатации?

Семикашев В.В.

Это известная история, но она не относится к тематике сегодняшнего выступления. Как эксперт, я такую инициативу поддерживаю.

Конопляник А.А.

Мог ли внести искажения в Ваши результаты тот факт, что до недавнего времени США жили фактически по модели энергетического острова на физическом рынке нефти, но затем через отмену запрета на экспорт у них появились каналы встраивания в глобальную систему поставок?

Колпаков А.Ю.

Мы это обстоятельство не рассматривали, в дальнейшем примем во внимание. Но с ходу я не могу представить какой-то искажающий эффект конкретно по рынку нефти. На региональных газовых рынках, действительно, могут быть существенные искажения из-за появления американского СПГ. Но на глобальном нефтяном – не думаю. Тем более, что США, вероятно, будут продавать избытки своей легкой нефти, но при этом закупать более тяжелую нефть, под которую заточена их нефтепереработка.

Уткина Л.Д. – независимый эксперт

Где использовалась Ваша работа?

Семикашев В.В.

Мы сегодня представляем наши результаты и готовим их к публикации как раз для того, чтобы они начали использоваться.

Чернавский С.Я. – ЦЭМИ РАН

Насколько я понимаю, при построении прогнозов Вы отталкивались от представлений о рынке нефти, полученных на основании ретроспективного анализа. К каким выводам о нефтяном рынке Вы пришли на основании этого анализа: конкурентный он, картельный или олигопольный?

Семикашев В.В.

Мы не рассуждаем в категориях конкурентного, картельного или олигопольного рынков, о которых Вы говорите. Мы пытаемся донести ряд тезисов. Во-первых, есть периоды относительно низких и относительно

высоких цен, где низкие цены близки к издержкам, а высокие существенно отрываются от них. Во-вторых, объясняющие модели меняются раз в несколько лет и, например, для каждого периода высоких цен они различны. В-третьих, для современного состояния рынка мы пытаемся объединить несколько объясняющих моделей и выделить факторы, которые оказывают влияние и на физический рынок, и на умы финансовых инвесторов.

Чернавский С.Я.

Как Вы определяли цены отсечения для разных стран?

Колпаков А.Ю.

В модели нет цен отсечения. Мы оцениваем предельные затраты по миру в целом – кривая предложения режется величиной спроса. Спрос при этом вертикальный.

Чернавский С.Я.

Вы сейчас говорите о потреблении, а не о функции спроса.

Колпаков А.Ю.

Да, здесь есть терминологическая путаница. Мы примем это к сведению.

Семикашев В.В.

Действительно, у нас моделируется потребление, а не спрос. Спасибо за замечание.

Смирнова Л.С. – НИЦ «Курчатовский институт»

Анализировали ли Вы возможность замещения нефти и нефтепродуктов другими энергоносителями? Насколько существенно влияние этого фактора?

Колпаков А.Ю.

Основная сфера для замещения – транспорт. Транспорт мы смотрели довольно подробно, и там главный вопрос – это перспективная структура автопарка. Одной из основных гипотез при моделировании стала доля электромобилей. Например, в сценарии с меньшим потреблением нефти количество электромобилей и подключаемых гибридов в целом по миру в 2030 г. составляет порядка 250 млн. шт. Для сравнения в 2014 г. таких автомобилей было всего 1,2 млн. шт. Поэтому данный фактор оказывает существенное влияние на результат.

Синяк Ю.В.

Ваши прогнозы показывают, что структура мирового энергопотребления практически не меняется в разных сценариях. Это представляется странным и, возможно, связано с произведенной Вами экстраполяцией ретроспективного энергопотребления. Недостаточный учет влияния технологического фактора представляется серьезным упущением.

Колпаков А.Ю.

Если смотреть в динамике, то в структуре мирового энергопотребления наблюдаются сдвиги в несколько процентных пунктов. При этом один процент мирового энергопотребления – это потребление достаточно крупной страны.

Что касается разницы между сценариями, то следует иметь в виду, что в них действуют факторы, которые в определенной степени нивелируют влияние друг друга. Так, в сценарии с более высокими темпами экономического роста оказывается ниже энергоемкость ВВП. Это определяет некоторую инерционность мировой энергетики в части спроса на энергоресурсы.

Поэтому разница между сценариями может быть по каким-то показателям незначительна, а по другим – существенна. При этом по своим предпосылкам сценарии различаются очень сильно.

ВЫСТУПЛЕНИЯ

Синяк Ю.В., председатель

Есть еще вопросы к докладчикам? Нет.

Тогда перейдем к выступлениям.

Как председатель позволю себе начать. Я усматриваю в заслушанном докладе традиционный подход, хотя концепция нефтедобычи за последние несколько лет претерпела существенные изменения, и одним из важнейших факторов является Парижское климатическое соглашение. Раньше страны ОПЕК специально ограничивали свою добычу, чтобы рыночные цены формировались за счет предложения конкурентов с более высокими издержками. Такой подход позволял им накапливать большие прибыли. Теперь, когда введены климатические ограничения, оказывается, что углерода только в дешевых энергоресурсах содержится гораздо больше, чем планируется потребить к 2050 г. в рамках программы сокращения выбросов. Сейчас нефтедобытчики, в особенности страны ОПЕК, меняют свою модель поведения. Большая часть дешевых нефтяных ресурсов стоимостью менее 25 долл./барр. сосредоточена в России, Северной Америке и ближневосточных странах ОПЕК. На мой взгляд, обладатели дешевых ресурсов в ближайшие годы будут стремиться скорее реализовать имеющуюся нефть, пока на нее сохраняется спрос. Поэтому цена на нефть будет колебаться в очень низком диапазоне до 50 долл./барр., и многие нефтяные проекты окажутся за пределами рентабельности, например, связанные с освоением глубоководного шельфа, арктического шельфа, сверхтяжелых нефтей. Более того, в связи с переходом к другим технологиям, главным образом, основанным на использовании электроэнергии на транспорте, в будущем сократится и спрос на нефтепродукты. По оценкам Bloomberg к 2040 г. вследствие распространения электромобилей мировое потребление нефтепродуктов снизится на 13,5 млн. барр. в день, т.е. примерно на 15% от сегодняшнего уровня. Эти аспекты остались за пределами рассмотрения сегодняшнего доклада и обязательно должны быть учтены в дальнейшем.

Чернавский С.Я. – ЦЭМИ РАН

Проделанная работа представляется очень интересной и самобытной. В отношении сделанных прогнозов следует выделить две вещи: мировое энергопотребление и цена нефти.

Мировое энергопотребление достаточно устойчиво, поэтому большинство исследований основаны на математических моделях экстраполяционного характера, что вполне допустимо. Но с ценой нефти все иначе. Если мы посмотрим на ретроспективу цен на нефть, то обнаружится, что она весьма непредсказуема, а попытки ее прогнозирования –

это цепь скандалов. В 1973-1974 гг. цена взлетела из-за первого нефтяного шока, чего никто не ожидал. В 1979 г. случился еще один скачок цены из-за второго нефтяного шока, связанного с революцией в Иране, чего тоже никто не предсказывал. В 1986 г. никто не был готов к тому, что Саудовская Аравия откажется от участия в картельных соглашениях и отправится в свободное плавание, вследствие чего цены на нефть рухнули. Никто не мог предсказать обвал цен в связи со «сланцевой революцией», даже самые крупные компании. В результате у многих сложилось впечатление, что цена на нефть непредсказуема, и в расчетах ее приходится задавать сценарно.

Докладчики пошли по очень рискованному пути, взявшись решать задачу предсказания цены, что противоречит общепринятой практике. В аналогичной ситуации прогнозисты цен на нефть обычно используют два пути. Первый путь – это экстраполяция неких ключевых параметров, как правило, построенная вокруг некоторого среднего сценария. Второй, гораздо менее простой путь, по которому пошли докладчики – это разработка модели поведения того или иного объекта, позволяющей построить прогноз. Риск такого подхода заключается в необходимости составить математические зависимости, адекватные реальности. В противном случае получится та же экстраполяция или «рисование» результата, но замаскированное математическим моделированием. Такой опыт имеется: в 1976 г. NASA выполняла проект с целью предсказать развитие мировой экономики. Было разработано огромное количество сложных масштабных моделей и привлечено множество специалистов. Однако независимый американский специалист Киплинг опубликовал несколько статей, демонстрирующих, что результаты этих расчетов можно было получить с помощью простой экстраполяции, т.е. модели оказались слишком жесткими.

Есть и другие проблемы. Если строится модель ценообразования на мировом рынке нефти, необходимо понимать, какие поведенческие закономерности закладываются в расчеты: считается ли рынок конкурентным, картельным, олигопольным или каким-то другим. Разные поведенческие гипотезы дают существенно различающиеся модели. Ответ на вопрос касательно этого аспекта сегодня получен не был. На мой взгляд, это связано с тем, что в сегодняшних прогнозистских исследованиях делается излишне большой акцент на результаты, но не уделяется достаточно внимания методической составляющей. Из-за этого мы попадаем в ситуацию, когда отчет об исследовании походит на информационное сообщение, разобраться в котором без понимания примененных методов затруднительно. Представленное исследование на самом деле распадается на несколько отдельных крупных тем, каждой из которых можно посвятить по целому семинару. В такой ситуации заниматься критическим

анализом результатов затруднительно, приходится воспринимать доклад авторов на веру.

Кроме того, я считаю, что на некоторых этапах исследования были допущены ошибки. В частности, расчет предельной цены, на мой взгляд, осуществлен неверно и построен на субъективных идеях авторов.

Башмаков И.А. – ЦЭНЭФ

Многие считают, что прогнозирование цен на нефть – бесполезное, а то и безумное занятие. Однако наличие инструмента, позволяющего предсказать если не величину цены, то хотя бы направление ее изменения, было бы очень важным и полезным результатом. Поэтому заниматься подобными исследованиями нужно, но весь вопрос состоит в том, как ими заниматься. В аннотации к семинару говорилось об учете обратных связей, и я с интересом отнесся к возможности посмотреть на работу, где цена формируется в рамках модели. Многие авторитетные исследования, в том числе работы IEA и BP, задают цену экзогенно, что, на мой взгляд, неправильно: цена должна быть эндогенной переменной. В 1992 г. я написал книгу «Энергетика мира: уроки будущего», где так было и сделано: с 11 регионов мира в модель поступал спрос на нефть, далее балансировались спрос и предложение, и получалась цена. То есть в нашей стране такой подход уже был применен. Тем не менее не могу сказать, что сегодняшний доклад в полной мере соответствует своей аннотации.

Мне не понравилось игнорирование влияния цен на функции спроса. Однако цена оказывает на спрос существенное влияние. Если вы посмотрите на энергоемкость ВВП некоторой страны и динамику реальных цен на энергию, то вы с удивлением обнаружите, что средний коэффициент эластичности этих показателей за цикл 25-30 лет составит -1. То есть насколько повышается реальная цена на энергию, ровно настолько снижается энергоемкость ВВП, а это в свою очередь будет определять динамику спроса на энергию. Более того, на пике цикла, когда доля затрат на энергию в ВВП максимальна, эластичность спроса на энергию по цене тоже становится равной -1. Т.е. нужно понимать, что эластичности асимметричны.

Циклические колебания, о которых я говорю, имеют уже 500-летнюю историю. В прошлом году Е.Т. Гурвич опубликовал в «Вопросах экономики» статью, в рамках которой он попытался смоделировать один такой длинный цикл. Но с 1800 г. их насчитывается 8 штук, а с 1900 г. – как минимум 4. Причем это не циклы цен на нефть, а циклы цен на энергию: раньше нефти не было, но циклы были. Было бы интересно посмотреть на попытку смоделировать эти вещи. Цена является очень важным фактором, определяющим интенсивность роста энергоэффективности и процессы замещения одних энергоносителей другими в сфере потребления.

Цена является комплексным параметром, отражающим баланс спроса и предложения, факторы технического обучения, а также качество энергии через комбинацию энергоресурсов. Никто не стал бы покупать электроэнергию, которая в разы дороже, чем газ, если бы она не давала дополнительные преимущества с точки зрения многофакторной производительности. Баланс спроса и предложения при этом может зависеть от политических, экономических, спекулятивных и других факторов.

Мой опыт прогнозирования цен на нефть, составляющий более 30 лет, показывает, что иногда удается правильно спрогнозировать направление ее динамики. В 1988 г. в рамках статьи для журнала «Мировая экономика и международные отношения» я предсказал, что до 2000 г. цена на нефть не превысит уровень 1985 г., а затем обязательно будет расти. В 2006 г. я говорил о том, что цена на нефть не продержится выше уровня 100 долл./барр. в течение длительного срока. Оба прогноза подтвердились. Так что подобные реперные вещи оценивать можно.

Кроме того, считаю необходимым еще раз указать на необходимость осторожного применения экстраполяции. Экстраполируя энергопотребление за 1990-2014 гг., Вы предполагаете, что Китай, во многом определивший эволюцию мировой энергетики на ретроспективном периоде, продолжит наращивать свое энергопотребление теми же темпами и в том же углеродированном направлении. Однако ни в одном современном прогнозе Вы не найдете столь высокой доли угля к 2030 г. Напротив, доля угля в китайском энергопотреблении снижается, поскольку Китай задохнулся от угля. Я не призываю отказываться от экстраполяции в принципе, но ее нужно применять с умом.

Я бы посоветовал авторам ознакомиться с порталом Energy Modeling Forum, где представлено достаточно больше количества моделей с обратными взаимосвязями и на спрос, и на предложение. Это может помочь улучшить качество ваших работ в перспективе.

Не стоит расстраиваться из-за того, что на первых этапах есть просчеты и недочеты. Работа нужная, и эти замечания следует принять во внимание и учесть при дальнейшем развитии исследования. Для нашей страны вопрос определения динамики цен на нефть крайне важен по целому ряду причин, которые все присутствующие здесь осознают.

Рогинко С.А. – Институт Европы РАН

Действительно, тенденция к снижению потребления угля имеет место быть. В последних прогнозах ожидается, что к 2030 г. уголь будет уже третьим по объемам потребления энергоносителем, уступив первые места нефти и газу.

В отношении вопроса учета цены нефти при моделировании спроса на нее хочу заметить, что необходимо также учитывать цены на другие энергоносители. Проиллюстрирую это на примере европейского газового

рынка. За 2000-2010 гг. потребление газа в Европе выросло на 14%, а за следующие 3 года – упало на 20%. Главной причиной этого стало не только внедрение ВИЭ и стандартов энергоэффективности, а прежде всего замещение дорогого газа дешевым американским углем.

Также хочу прокомментировать высказывание председателя о том, что решение Парижского совещания о сдерживании изменения климата окажет серьезное давление на цену нефти и будет создавать реальные ограничения на использование углеводородных энергоносителей. Я, будучи членом российской делегации на том совещании, не ощутил этого давления. Закрепленная цифра в 2 градуса Цельсия абсолютно условна и, честно говоря, взята с потолка: впервые она была предложена в рамках саммита большой восьмерки в Хайльгендамме в 2007 г. Потсдамским институтом изучения климатических изменений. Совокупные же цели стран-участниц Парижского соглашения по сдерживанию углеродных выбросов существенно выходят за рамки «двухградусного» сценария.

Нигматулин Б.И. – ИПЭ

Я хочу защитить наших коллег. Большинство высказанных вопросов и замечаний обусловлено тем, что на слушателей было вывалено за раз слишком много информации. Докладчики попытались одновременно рассмотреть вопросы спроса, предложения и цены, хотя каждый аспект требует отдельного обсуждения. Хочу обратить внимание, что прогноз строится только лишь до 2030 г., т.е. на 15 лет вперед, поэтому влияние 30-летних циклов, описанных предыдущим выступающим, скорее всего, окажется незначительным. В докладе главным образом исследуется феномен сланцевой нефти и ее влияние на мировой рынок. Идея о том, что при низкой цене накопится дефицит, после чего произойдет резкий скачок цены вверх, выглядит очень разумной. Однако модельные построения и полученные результаты необходимо четко и подробно расписать, чтобы осталось как можно меньше вопросов.

Конопляник А.А. – РГУ им. Губкина, ООО «Газпром-экспорт»

Сегодня было высказано достаточно критических замечаний, которые, на мой взгляд, относятся к блокам, которых в модели еще нет, и их отсутствие существенно сказывается на качестве продукта. Я понимаю, что это отвратительно, когда люди обсуждают не то, что было сделано, а то, что нужно было сделать, но я не готов оценивать конечный результат расчетов, поскольку мне кажется, что для обеспечения их устойчивости все же необходимо добавить в модели целый ряд элементов, которые позволят исследованию набрать критическую массу. Судя по всему, авторы планируют это сделать.

В свою очередь я бы предложил построить дополнительный блок формирования цены на нефть как финансового актива, что может сделать общую модель лучше. Если это будет реализовано, Ваш продукт перейдет на другой качественный уровень. Кроме того, необходимо развивать блоки модели, связанные с финансовой составляющей и инвестиционными циклами. Это позволит создать как необходимый, так и достаточный набор условий, позволяющий модели двигаться дальше. Пока что имеется необходимый набор условий, но он не вполне достаточный для того, чтобы оставить ее вне критики.

Невелев В.А. – ИМЭ

Сегодня реалии российской экономики таковы, что курс рубля к доллару во многом зависит от цены на нефть. Поэтому вопросы, исследуемые докладчиками, исключительно важны. Актуальность работы не вызывает сомнений. Научная новизна заключается в том, что был предложен методический инструментарий комплексного прогнозирования производства, потребления и цены нефти. Вместе с тем сегодня работа была подвергнута критике по ряду направлений, поэтому авторам следует обратить внимание на эти аспекты. В целом работу следует одобрить.

Рассадин А.А. – Финансовая академия при Правительстве РФ

Основная тенденция развития сланцевой нефтедобычи в США сводится к резкому росту добычи в 2010-2014 гг. и определенному ее замедлению в 2015-2016 гг.

К факторам роста 2010-2014 гг. можно отнести низкий уровень стартовых затрат в бизнесе сланцевой нефти, высокий мировой уровень цен на нефть, а также доступность кредитных и иных финансовых ресурсов на финансовых рынках.

В отличие от традиционной нефтедобычи, требующей больших первоначальных инвестиций в освоение и обустройство месторождения, добыча сланцевой нефти является менее капиталоемким бизнесом. Бурение стандартной сланцевой нефтяной скважины в Северной Америке обойдется в среднем в 5,6 млн. долл., в то время как средняя цена по миру будет 8 млн. долл., колеблясь от 6,5 млн. долл. в Австралии до 13 млн. долл. на некоторых участках Аравийского полуострова. Многое зависит от глубины залегания пластов – в Северной Америке она, как правило, меньше, чем в других формациях по миру. Например, в Аргентине пластины залегают на глубине от 10 тыс. футов, в то время как пластины в США лежат на глубине 1,2-1,5 тыс. футов.

Таким образом, сланцевый бум не требует больших инвестиций, которые зачастую не являются средствами самого предпринимателя, а представляют из себя заемный капитал (взятый под залог предполагаемых запасов нефти на участке). Отсюда – высокая доля в производстве

сланцевой нефти мелких и средних предпринимателей, активность которых стала настоящим драйвером нового сегмента нефтедобычи.

Росту добычи способствовала и мировая конъюнктура, сочетавшая в себе на тот момент высокий уровень цен на нефть с высоким спросом на нее. Уровень цен на нефть в период роста сланцевого сегмента колебался в районе 100 долл./барр., формируя ожидания устойчивых высоких доходов на длительную перспективу. Это, в свою очередь, делало производителей сланцевой нефти желанными заемщиками на финансовых рынках. Компании-производители привлекали кредитные средства, проводили эмиссии акций, размещали бонды, использовали специализированные финансовые инструменты для хеджирования ценовых рисков.

В итоге ежедневное производство сланцевой нефти в США в 2010-2014 гг. выросло с 1 до 5 млн. барр. в день. К мелким и средним компаниям, сыгравшим свою пионерную роль, присоединились крупные игроки американского нефтяного бизнеса, открывшие свои отделения сланцевой нефтедобычи и приступившие к освоению новых месторождений.

К факторам последующего замедления добычи в 2015-2016 гг. можно отнести высокий уровень операционных затрат, падение цен на нефть и ухудшение доступа к ресурсам финансового рынка.

Добыча сланцевой нефти требует намного более высоких операционных затрат по сравнению с традиционной нефтедобычей. Связано это с на порядок более низкими сроками эксплуатации каждой скважины и соответствующими расходами на бурение и гидроразрыв пластов, необходимыми для поддержания стабильности добычи. Несмотря на новые технологические решения, снизившие в последние годы стоимость этих работ, существенный разрыв в уровне операционных расходов между сланцевой и традиционной нефтедобычей сохраняется. Это делает бизнес сланцевой нефти особенно уязвимым к колебаниям мировых цен на нефть.

При высоком уровне закредитованности нефтедобытчиков низкая цена на нефть означает в лучшем случае то, что доходы производителя полностью «сьедаются» обслуживанием кредита и операционными расходами. В худшем – работу в убыток, который будет сложно покрыть допэмиссией акций или бондов: разместить их на финансовом рынке вряд ли будет возможно (ни один из серьезных институтов не согласится в такой ситуации на роль андеррайтера). Перекредитоваться на лучших условиях тоже не получится: условия по понятным причинам будут однозначно хуже.

Разумеется, для нефтяных компаний, сочетающих сланцевые венчуры с мейнстримом традиционной нефтедобычи, удар не будет таким чувствительным; низкий уровень текущих издержек в традиционном сегменте послужит им своеобразной «подушкой безопасности». Поэтому для ведущих нефтяных корпораций США, вошедших в сланцевый бизнес, соответствующие ценовые риски намного ниже и ограничиваются в

основном рамками их сланцевых проектов, которые при наихудшем сценарии могут быть заморожены. Для специализированных же сланцевых нефтедобытчиков под ударом оказывается весь бизнес, с перспективой вплоть до банкротства.

Американские нефтегазовые компании в 2015 г. сократили инвестиции на развитие больше, чем за любой другой год в истории, так как из-за снижения цен на нефть бурение на значительной части активов по всей стране стало нерентабельным. Согласно данным консалтингового агентства IHS Herold Inc, 66 нефтегазовых компаний сократили инвестиции в размере 59,8 млрд. долл. Это превышает предыдущее рекордное значение – 48,5 млрд. долл. в 2008 г. При сегодняшних ценах, по мнению аналитиков и банкиров, очень мало американских сланцевых активов будут приносить прибыль.

Списание активов может привести к сокращению общего числа запасов нефти и газа, которые предоставлялись в качестве обеспечения по кредиту. Так как многие нефтегазовые компании тратили больше, чем получали в результате продажи сырья, кредиты крайне важны для них, так как позволяют им продолжать работу. Акции таких компаний, как правило, оцениваются на основе прогноза роста добычи, а не на основе текущей производительности. Американские надзорные органы требуют от нефтегазовых компаний, работающих как в области разведки, так и добычи, оценивать свои активы и запасы исходя из цен на сырье за последние 12 месяцев. Это означает, что формула, по которой они оценивали ценность активов в конце июня 2015 г., по-прежнему включала данные за вторую половину 2014 г., еще до того, как цены на нефть начали резко снижаться до текущего уровня. По аналогичным причинам размер списаний в 2016 г., несомненно, вырастет, даже если цены на нефть будут расти.

Некоторые из этих списаний могут быть связаны с нецелесообразным захватом земель под бурение, который происходил в течение последних десятилетий. В то время многие спекулянты выдавали лицензии на большие участки земли на волне бума, связанного с открывшимися перспективами сланцевой добычи.

Синяк Ю.В., председатель

Есть еще желающие выступить? Нет.

Давайте поблагодарим докладчиков!

Компьютерный набор и верстка
оригинал-макета выполнены в
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16
Объем 5,0 п.л.
Тираж 100 экз.