**НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ
имени Е.М. Примакова
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

Трансформация мирового рынка нефти

**Ответственный редактор
д.э.н. С.В. Жуков**

**Москва
ИМЭМО РАН
2016**

УДК 339.166.2

ББК 65.422.5

Тран 654

Серия «Библиотека Института мировой экономики и международных отношений
имени Е.М. Примакова»

Рецензенты:

доктор экономических наук В.Г. Варнавский,
кандидат географических наук А.И. Громов

Авторский коллектив: С.В. Жуков, С.А. Золина, И.А. Копытин,
А.О. Масленников, О.Б. Резникова, В.В. Сеницын, М.В. Сеницын
Макетирование и техническое редактирование: М.В. Сеницын

Тран 654

Трансформация мирового рынка нефти / Отв. ред. С.В. Жуков. –
М.: ИМЭМО РАН, 2016. – 300 с.

ISBN 978-5-9535-0474-4

DOI:10.20542/978-5-9535-0474-4

В монографии анализируются новейшие тенденции трансформации мирового рынка нефти. Особое внимание уделено развитию сектора трудноизвлекаемой нефти в США, перспективам глобализации американской «сланцевой революции», новым возможностям сектора нефтепереработки, продвижению конкурирующих видов топлив в электроэнергетике и на транспорте. В широком историческом и политико-экономическом контексте представлен комплексный анализ институциональной трансформации в нефтяном секторе России и стратегий развития российских нефтяных компаний. Определена новая структура вызовов, заставившая ОПЕК изменить стратегию поведения на рынке нефти. Оценены последствия ужесточения регулирования финансового и банковского сектора в США на механизм ценообразования на сырую нефть.

Transformation of World Oil Market / Zhukov S.V., ed. – Moscow, IMEMO RAN, 2016. – 300 p.

ISBN 978-5-9535-0474-4

The monograph presents an analysis of the recent tendencies in the transformation of world oil market. Special attention is paid to development of US unconventional oil sector, perspectives of the American «shale revolution» globalization, new potential of oil refining, advancement of competitive fuels in electricity and transportation. Complex research of institutional evolution in Russian oil sector and development strategies of Russian oil companies is provided in a wide historical and political economic context. New structure of challenges that forces OPEC to change the strategical behaviour on the world oil market is determined. The impact of tightening regulation over financial and banking sector in the USA on the mechanism of crude oil price setting is assessed.

Публикации ИМЭМО РАН размещаются на сайте <http://www.imemo.ru>

ISBN 978-5-9535-0474-4

© ИМЭМО РАН, 2016

© Жуков С.В., ответственное редактирование

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
<i>С.В. Жуков, С.А. Золина</i>	
Глава 1 Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США	7
<i>С.А. Золина, О.Б. Резникова</i>	
Глава 2 Глобализация американской «революции сланцевой нефти»: возможности и ограничения	34
<i>М.В. Сеницын</i>	
Глава 3 «Сланцевая революция»: влияние на динамику нефтепереработки и нефтегазохимии в США	65
<i>И.А. Копытин</i>	
Глава 4 Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений	82
<i>С.В. Жуков, И.А. Копытин</i>	
Глава 5 Российский нефтегазовый сектор под давлением западных санкций	145
<i>С.В. Жуков, О.Б. Резникова</i>	
Глава 6 Трансформация ОПЕК: нарастание внутренних противоречий и внешние вызовы.....	166
<i>М.В. Сеницын</i>	
Глава 7 Перспективы продвижения биотоплив в транспортном секторе	203
<i>В.В. Сеницын, М.В. Сеницын</i>	
Глава 8 Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте	229
<i>А.О. Масленников</i>	
Глава 9 Крупнейшие инвестиционные банки на рынках «бумажной» и физической нефти.....	262
Литература и источники.....	284

Введение

В фокусе анализа предлагаемой вниманию читателя монографии находятся новейшие тенденции развития мирового рынка нефти. При том что с середины 2014 г. этот рынок проходит через очередной понижающий ценовой цикл, авторы настоящего исследования показывают, что продолжающаяся глубокая перестройка нефтяного рынка обусловлена факторами не циклического, но структурного порядка. Цикл неблагоприятной ценовой конъюнктуры лишь дополнительно ускорил долгосрочные тенденции трансформации всех фундаментальных оснований мирового рынка нефти – спроса, предложения и ценового механизма.

Главное внимание в монографии уделено рассмотрению сдвигов в предложении нефти. Массовый выход на мировой рынок российской нефти с начала 1990-х годов стал первым звонком для ведущих производителей в ОПЕК. Развернувшаяся в полную мощь во второй половине 2000-х годов так называемая «сланцевая революция» в США окончательно взломала сложившийся мировой нефтяной порядок, при котором ОПЕК время от времени стабилизировала мировой нефтяной рынок, выступая в роли свингера, хотя и не всегда эффективно. Резистентность американской и в еще большей степени российской нефтедобычи к низким ценам на нефть обесмыслила прежние стратегии ведущих членов ОПЕК.

К тому же открытие нефтяного сектора Ирака для иностранных компаний во второй половине 2000-х годов и последовавший вслед за этим быстрый рост нефтедобычи в этой стране, которая по объемам нефтедобычи теоретически может приблизиться к Саудовской Аравии, окончательно похоронили изначально ошибочную идеологию «пика добычи нефти», которая была популяризирована в 2000-е годы. Геологический детерминизм сменился экономическим реализмом. Обнаружилось, что не только Ирак, но и Иран, Ливия, Нигерия могут в короткие сроки существенно нарастить добычу нефти и ее поставки на мировой рынок. Вне ОПЕК такими возможностями, помимо уже упомянутых России и США, обладают Казахстан, Бразилия, Канада, страны Восточной Африки.

Помимо прямого влияния на предложение углеводородов «сланцевая революция» оказывает также сильное опосредованное влияние на мировой рынок нефти через сектор нефтепереработки. Получив доступ к стабильным поставкам дешевого и качественного сырья, высокотехнологичная нефтепереработка США быстро усиливает свои глобальные конкурентные позиции, расширяя присутствие в торговле нефтепродуктами в Латинской Америке, АТР и Европе.

Иные тенденции получили развитие на стороне спроса на нефть. При том что главный драйвер глобального спроса на нефть в последние три десятилетия – Китай – завершил или близок к завершению фазы экстенсивного экономического роста, динамика мирового спроса на нефть демонстрирует тенденцию к замедлению. Более того, с высокой вероятностью в ближайшие пятнадцать–двадцать лет будет пройден пик глобального спроса на нефть. В случае же активного продвижения низкоуглеродной парадигмы в жизнь, о чем мировое сообщество договорилось в рамках Парижского соглашения по климату, пик мирового спроса на нефть может быть пройден и ранее 2030 г. Анализ вытеснения нефти из сферы потребления конкурирующими видами топлив, субститутами и альтернативными источниками энергии в настоящем исследовании уделено специальное внимание.

Противоположные тенденции развития предложения нефти и спроса на нее способствовали затовариванию рынка физической нефти, что, в свою очередь, спровоцировало ценовой обвал. Сочетание с одной стороны растущих возможностей по наращиванию добычи нефти и вялого спроса на нее с другой стороны в условиях «новой нормали» экономического роста создали объективные предпосылки для стабилизации мировой цены нефти на пониженных уровнях. Не исключено, что данная тенденция, формирующаяся в основном на рынке физической нефти, получит поддержку со стороны рынка так называемой «бумажной нефти». В работе специально проанализированы усилия экономических и финансовых регуляторов США по выдавливанию крупнейших банков с рынка физической нефти и ужесточению контроля над обращением энергетических деривативов.

Глава 1

Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США

В 2000-е гг. в США произошла так называемая «сланцевая революция». В предельно сжатые сроки добыча природного газа и нефти выросла в несколько раз. В сентябре 2016 г. добыча трудноизвлекаемой нефти на семи крупнейших американских сланцевых формациях составила 4,5 млн. баррелей в день по сравнению со всего 1,2 млн. баррелей в день в начале 2007 г. (рисунок 1).

Рисунок 1. Добыча сырой нефти и газоконденсатов (млн. баррелей в день) и природного газа (млрд. куб. футов в день) на семи основных сланцевых формациях США в январе 2007–сентябре 2016 гг.

Источник: U.S. Energy Information Administration.

Обвал нефтяных котировок с лета 2014 г. способствовал некоторому снижению добычи неконвенциональной нефти. В сентябре 2016 г. ее производство снизилось по сравнению с пиковым уровнем марта 2015 г. на 17,3%. Однако неизбежный рост нефтяных котировок приведет к восстановлению нефтедобычи.

Детализированный анализ показывает, что при реальной цене барреля в 60 долл. добыча сланцевой нефти в США остается достаточно стабильной (рисунок 2).

Рисунок 2. США: чувствительность добычи трудноизвлекаемой нефти к цене барреля (в долл. 2013 г.)

Источник: PIRA Energy Group.

О том, что нефтегазовые компании в США оценивают текущие нефтяные котировки на уровне около 50 долл. за баррель как достаточные для хеджирования будущей нефтедобычи и генерирования положительного денежного потока в будущем свидетельствует также наращивание коротких позиций¹ по фьючерсам на WTI. Согласно данным Комиссии по фьючерсной биржевой торговле, в октябре 2016 г. короткие позиции производителей и торговцев по фьючерсам на WTI достигли рекордного уровня с середины 2007 г. (рисунок 3). По данным на 11 октября короткие позиции производителей и торговцев по фьючерсам на WTI составили более 540 тыс. контрактов.

¹ Открытие короткой позиции по фьючерсам позволяет в будущем продать актив по зафиксированной на текущий момент цене.

Рисунок 3. Короткие позиции производителей и торговцев по фьючерсам на WTI, 13 июня 2006–25 октября 2016 гг., тыс. контрактов

Источник: по данным Комиссии по торговле сырьевыми фьючерсами.

«Сланцевая революция» — комплексное явление, которое было подготовлено многими факторами. Решающую роль в ее развитии сыграли технологические и финансовые драйверы.

Технологические драйверы «сланцевой революции»

Технологической основой американской «сланцевой революции» стала комбинация таких макроизобретений, как: наклонно-направленное и горизонтальное бурение вместо вертикального; многостадийный гидроразрыв пласта (ГРП) вместо одностадийного; бурение не одной, а нескольких скважин из одного ствола на базе трехмерной сейсмики 3D. Однако от момента появления этих макроизобретений — первая горизонтальная скважина была пробурена в 1929 г., а первый гидроразрыв пласта для извлечения природного газа из известняка был проведен в 1947 г. — до достижения их коммерческого использования на сланцевых формациях прошло около 50 лет. Эти макротехнологии были доведены до коммерческой рентабельности за счет микроноваций.

Ключевую роль в совершенствовании изобретений на микроуровне сыграла компания Mitchell Energy, которая первой добилась рентабельной добычи природного газа на сланцевой формации Barnett в 1997 г. Важнейшим микроизобретением компании стало применение раствора с низким содержанием проппанта для проведения гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине. Для подбора подходящего раствора компании понадобилось более 10 лет. Первоначально использовался дорогостоящий раствор, состоящий из большого количества воды с гелем, песка и азота. С 1994 г. Mitchell Energy пыталась сократить издержки ГРП без снижения продуктивности скважин. Сначала из раствора был исключен азот, что, однако, не повлияло на дебиты скважин. Затем дорогой качественный песок был заменен на более дешевый, а содержание геля в растворе незначительно снижено. Наконец, в 1997 г. Mitchell Energy применила раствор, разработанный компанией Union Pacific Resources и используемый для разработки низкопроницаемых песчаников, который состоял из воды с небольшим содержанием специально разработанного проппанта. Это позволило сократить издержки на проведение ГРП в расчете на одну скважину с 375000 долларов до 85000 долларов², позволяя при этом добывать то же количество природного газа. Именно это микроизобретение принято считать ключевым в процессе коммерциализации добычи природного газа из сланцевых формаций.

Стоит подчеркнуть, что микроизобретения, разработанные Mitchell Energy, в значительной мере поддерживались государством, которое взяло на себя значительную часть издержек по бурению первой горизонтальной скважины на Barnett в 1991 г. Издержки Mitchell Energy по бурению вертикальной части скважины составили 800 тыс. долларов, а Министерство энергетики профинансировало бурение горизонтальной части в объеме 700 тыс. долларов³. Наряду с этим в 1980–1990-х гг. Министерство энергетики субсидировало работы компании по изучению геологии низкопроницаемых пластов, трещиноватости породы и оценке

² The Breakthrough Institute. Interview with Dan Steward, Former Mitchell Energy Vice President. Available at:

http://thebreakthrough.org/archive/interview_with_dan_steward_for

³ Ibid.

Глава 1. Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США

запасов природного газа. В 1999 г. частично финансируемый FERC Институт газовых технологий США совместно с Mitchell Energy провел исследование вторичного гидроразрыва пласта для разработки сланцевых формаций.

В целом государственные механизмы продвижения технологического прогресса в секторе трудноизвлекаемых углеводородов в США можно подразделить на: во-первых, долгосрочные целевые инвестиции фундаментальных научных исследований; во-вторых, снятие внешних ограничений деятельности компаний в новом секторе добычи. Целевые инвестиции осуществлялись через ряд государственных программ, ключевой из которых стал Восточный газовый сланцевый проект (Eastern Gas Shales Project). За время действия программы с 1978 по 1992 гг. добыча природного газа на восточных сланцевых формациях США была увеличена почти в три раза с 70 млрд. куб. футов до 200 млрд куб. футов. В рамках программы была проведена серия демонстрационных проектов на основе государственно-частного партнерства. При этом государство взяло на себя около 80% издержек по финансированию этого проекта⁴. Кроме того, с 1980 г. по 2002 г. действовала такая государственная мера стимулирования технологического прогресса в секторе сланцевого газа, как налоговый кредит. Особо стоит отметить, что государство создало площадки обмена опытом и накопленными знаниями по разработке сланцевых формаций между компаниями.

Важнейшим фактором, подстегнувшим активность компаний в новом секторе добычи, стал вывод операций по ГРП из-под действия ряда важнейших федеральных законов США в области экологического законодательства. Закон об энергетической политике США 2005 г. вывел из-под действия Закона о безопасности питьевой воды 1974 г. «нагнетание под землю растворов или расклинивающих агентов (помимо дизельного топлива), направленных на проведение операций по гидроразрыву пласта в процессе разработки нефтяных, газовых или геотермальных ресурсов»⁵, и ГРП получил особый экологический

⁴ Energy Research at DOE: Was it Worth it? Energy Efficiency and Fossil Energy Research 1978 to 2000 / National Research Council. 2001.

⁵ Energy Policy Act of 2005. Sec. 322. Available at: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf>

статус. Освобождение от требований Закона о чистой воде (1972 г.); Закона о национальной политике в области защиты окружающей среды (1969 г.); Закона о сохранении и восстановлении ресурсов (1976 г.); Закона о чистом воздухе (1970 г.); Закона о планировании и праве на информацию в чрезвычайных ситуациях (1986 г.)⁶ позволяет компаниям снизить производственные издержки.

На уровне компаний главными механизмами продвижения технологического прогресса в секторе трудноизвлекаемых углеводородов в США стали: слияния и поглощения; создание площадок по обмену опытом; наличие лидера-инноватора в виде компании Mitchell Energy, которая интегрировала все макро- и микроизобретения в корпоративной стратегии.

Наиболее ярким примером продвижения технологического прогресса путем слияния и поглощения стала покупка Mitchell Energy существенно более крупной компанией Devon Energy. До поглощения компанией Devon Energy Mitchell Energy пробурела 800 вертикальных скважин и всего 4 горизонтальные. Слияние компаний в 2002 г. позволило значительно увеличить интенсивность бурения: число продуктивных скважин на формации Barnett в 2012 г. выросло в 8,7 раз по сравнению с 2002 г. и достигло 18000⁷, но главное – резко нарастить горизонтальное бурение: в 2003 г. было пробурено 75 новых горизонтальных скважин, а уже в 2005 г. доля горизонтальных скважин среди новых пробуренных скважин превысила долю вертикальных (рисунок 4).

Mitchell Energy активно аккумулировала и использовала в своей деятельности изобретения, сделанные другими компаниями, в том числе напрямую не касающиеся разработки сланцевых ресурсов. В качестве примера можно привести алмазные буровые долота, созданные в результате сотрудничества между General Electric и Управлением энергетических исследований и разработок США для разработки геотермальных источников⁸.

⁶ С.В. Жуков, О.Б. Резникова. «Революция сланцевого газа»: масштабы, перспективы и влияние на газовый рынок. Год планеты: ежегодник. Вып. 2012: экономика, политика, безопасность. Гл. ред. – чл.-корр. РАН В.Г. Барановский. М., Идея-Пресс. 2012.

⁷ Zhongmin Wang, Alan Krupnick. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States. What led to the boom? / Resources for the Future. April 2013.

⁸ The Breakthrough Institute. Where the Shale Gas Revolution Came From. Government's Role in the Development of Hydraulic Fracturing in Shale. May 2012.

Рисунок 4. Число новых пробуренных скважин на формации Barnett в разбивке по типам в 1982–2009 гг.

Источник: Zhongmin Wang, Alan Krupnick. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States. What led to the boom? / Resources for the Future. April 2013.

Наряду с этим компания интегрировала и разработки научно-исследовательских институтов, в частности, запатентованную Моргантаунским центром энергетических исследований технологию наклонно-направленного и горизонтального бурения⁹ и созданные Национальной лабораторией Сандия новые методы телеметрии – трехмерное моделирование¹⁰.

Таким образом, конкурентная бизнес-среда с низкими барьерами входа и выхода; государственная поддержка; активное сотрудничество между компаниями, государством и научными институтами обеспечили формирование сектора трудноизвлекаемых углеводородов в США. Участие в этом секторе большого числа компаний способствует узкой специализации и сокращению издержек.

⁹ The Breakthrough Institute. Where the Shale Gas Revolution Came From. Government's Role in the Development of Hydraulic Fracturing in Shale. May 2012.

¹⁰ Ibid.

Роль финансовых рынков

Наряду с технологическим прогрессом, благоприятной ценовой конъюнктурой, облегченным экологическим законодательством одним из ключевых факторов, способствовавших «сланцевой революции» в США, стало наличие там высокоразвитого финансового рынка, в том числе рынка нефтяных деривативов. При этом финансовые рынки эффективно поддерживают сектор неконвенциональных углеводородов в периоды как высокой, так и низкой ценовой конъюнктуры.

Финансовый рычаг «сланцевой революции»

Низкие инвестиционные барьеры входа и намного более быстрые по сравнению с конвенциональными месторождениями сроки начала поступления денежных потоков привлекли в сектор неконвенциональных углеводородов много небольших независимых нефтегазовых компаний, не располагающих значительными финансовыми ресурсами. Кроме того, сами особенности разработки низкопроницаемых пластов – быстрое падение добычи уже в первый год, а потому необходимость постоянного бурения новых скважин для поддержания уровня добычи – требуют привлечения все новых и новых инвестиций¹¹. Эти факторы обусловили критическую зависимость сектора от заемного финансирования.

Развитый финансовый сектор, в том числе рынок деривативов, а также тесное взаимодействие банков и других финансово-кредитных институтов с производителями позволили нефтегазовым компаниям в США получить доступ к значительным финансовым ресурсам, что в свою очередь ускорило «сланцевую революцию». Тому же способствовали дешевизна кредита в условиях проводимой ФРС политики поддержания низкой базовой процентной ставки, а также привлекательность операций по кредитованию нефтегазового бизнеса в период высоких цен на нефть.

За 2009–2014 гг. инвесторы вложили в нефтегазовый сектор США около 1,4 трлн. долл., из них 286 млрд. долл. путем создания

¹¹ Подробнее о развитии «сланцевой революции» см.: Жуков С.В., Резникова О.Б. «Революция сланцевого газа»: масштабы, перспективы и влияние на газовый рынок. Год планеты: ежегодник. Вып. 2012: экономика, политика, безопасность. Гл. ред. – чл.-корр. РАН В.Г. Барановский. М., Идея-Пресс. 2012. 480 с.

совместных предприятий, 353 млрд. долл. через покупку акций в ходе первичного их размещения и дальнейшей их продажи, 786 млрд. долл. через покупку облигаций и предоставление банковских кредитов¹². Все эти каналы финансирования связаны между собой и при определенных условиях «разогревают» друг друга, что и произошло в ходе «сланцевой революции». Но для того, чтобы механизмы финансовых рынков начали работать в таком режиме, в их орбите должны оказаться привлекательные экономические активы. Публичные нефтегазовые компании традиционно высоко оцениваются финансовым рынком, в частности рынком акций¹³. Особенно это справедливо в отношении американских публичных нефтегазовых компаний. Широкое присутствие их акций в листинге фондовой биржи свидетельствует о привлекательности таких бизнесов как финансового актива.

Компании, акции которых торгуются на бирже, информационно открыты для инвесторов, регулярно публикуют финансово-экономические отчеты о своей деятельности, обязаны соблюдать установленные корпоративные требования и процедуры. Детальный анализ корпоративных финансово-экономических отчетов дает рейтинговым агентствам объективные основания для присвоения компаниям и эмитируемым ими финансовым инструментам кредитных рейтингов. Рейтинги, в свою очередь, являются необходимым условием для привлечения заемного капитала на фондовом рынке.

Объем ресурсов, который нефтегазовая компания в конечном счете может мобилизовать на рынке, зависит от ее текущей добычи и запасов на балансе. Особенно выпукло эта связь прослеживается в банковском кредитовании. При расчете его базы – максимальной суммы, которую банк готов предоставить заемщику – оценивается приведенная стоимость доказанных запасов углеводородов компании. Она характеризуется показателем PV-10 – суммой будущих чистых денежных потоков компании, дисконтированных по ставке 10%. При этом для расчета выручки от продажи

¹² Loder A., Dexheimer E. Cheap Oil Burns \$390 Billion Hole in Investors' Pockets. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-01-30/oil-plunge-puts-390-billion-hole-in-investors-pockets>

¹³ Копытин И.А. Влияние мировой цены нефти на рынки акций стран-нефтеэкспортеров / под ред. Жукова С.В. Москва, Магистр, 2015. – 176 с.

углеводородов банки используют свои прогнозы движения цен, а также, правда не всегда в полном объеме, неподтвержденные бурением оценки доказанных неразрабатываемых запасов углеводородов. Банки обычно готовы предоставить кредит в размере примерно 60% рассчитанной ими базы кредитования¹⁴. Помимо оценок стоимости запасов на принятие решения о кредитовании оказывают влияние такие факторы, как стратегия хеджирования компании, особенно объем фактически захеджированной добычи.

Во второй половине 2000-х годов американские регуляторы ввели ряд новаций, позволивших компаниям существенно расширить оценки своей ресурсной базы. В 2008 г. Комиссия по ценным бумагам и биржам США (*Securities and Exchange Commission, SEC*) упростила процедуру постановки на баланс нефтегазовых компаний запасов месторождений углеводородов с еще не пробуренных скважин, расширив категорию доказанных неразрабатываемых запасов (*proved undeveloped reserves*). Согласно требованиям SEC, в эту категорию попадают запасы пластов, прилегающих к продуктивным участкам, имеющим хотя бы одну эксплуатационную скважину; запасы, разработка которых, согласно утвержденному плану разработки, начнется в течение пяти или более лет, если этому препятствуют обоснованные объективные причины; запасы, которые могут быть добыты с учетом методов повышения отдачи пласта, уже доказавших свою эффективность на том же или аналогичном резервуаре¹⁵. Расширение списка доказанных неразрабатываемых запасов позволило компаниям поставить на баланс значительно бóльшие объемы углеводородных ресурсов, учитываемых банками в качестве обеспечения по выдаваемым кредитам.

Доказанные запасы нефти и конденсатов 44 компаний, входящих в индекс Bloomberg по североамериканским компаниям в секторе разведки и добычи¹⁶, поставленные на баланс с 2008 г. по 2014 г., оцениваются в 9,7 млрд. барр. Из них 5,5 млрд. барр.

¹⁴ Dai S. Borrowing Base Redetermination 101. Available at: <http://blogs.wsj.com/privateequity/2015/09/29/borrowing-base-redetermination-101/>

¹⁵ SEC. Modernization of Oil and Gas Reporting. Available at: <http://www.sec.gov/rules/final/2008/33-8995.pdf>

¹⁶ Bloomberg Intelligence North America Explorers & Producers Index.

Глава 1. Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США

составляли неразрабатываемые запасы из еще не пробуренных скважин (рисунок 5). Более высокие оценки доказанных запасов позволили этим компаниям с конца 2008 г. привлечь финансирование в виде банковских кредитов, выпуска облигаций и продажи акций в размере 230 млрд. долл.¹⁷

Рисунок 5. Доказанные запасы нефти и конденсатов по 44 американским компаниям, входящим в Индекс Bloomberg по североамериканским компаниям в секторе разведки и добычи, млрд. баррелей

Источник: Loder A. Millions of Barrels of Oil Are About to Vanish. Available at:

<http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-05-21/oil-s-whodunit-moment-coming-with-millions-of-barrels-to-vanish>

Увеличение запасов углеводородов, поставленных на баланс, позволило нефтегазовым компаниям в период высокой ценовой конъюнктуры нарастить свою рыночную капитализацию и увеличить эмиссию облигаций. По данным на конец апреля 2015 г. общая стоимость акционерного капитала американских компаний в секторе геологоразведки и добычи, включая сланцевых производителей, составляла 650 млрд. долл. В свою очередь

¹⁷ Loder A. Millions of Barrels of Oil Are About to Vanish. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-05-21/oil-s-whodunit-moment-coming-with-millions-of-barrels-to-vanish>

повышение капитализации расширяет возможности по эмиссии облигаций. Общий долг по высокодоходным и высокорисковым, так называемым мусорным, облигациям американских компаний в секторе разведки и добычи составил на ту же дату 127 млрд. долл.¹⁸

Хеджирование ценового риска

Высокоразвитый рынок деривативов и широкая практика хеджирования ценовых рисков обеспечили значительную устойчивость сектора трудноизвлекаемой нефти к снижению цен на нефть. Стандартной стратегией защиты от ценовых колебаний для американских нефтегазовых компаний является хеджирование примерно половины добычи следующего года. Примечательно, что компании в секторе неконвенциональных углеводородов захеджировали 62% добычи на 2015 г. по средней цене 77,3 долл./барр. (таблица 1).

Учитывая, что при хеджировании продавцы и покупатели риска ориентируются на цены фьючерсных контрактов, а также тот факт, что в условиях затоваренности рынка физической нефти эти риски возрастают, на 2016 г. компаниям в секторе неконвенциональных углеводородов удалось захеджировать только треть ожидаемой добычи по цене около 73 долл./барр. При этом, по оценкам IHS Energy, небольшие независимые нефтегазовые компании захеджировали на 2016 г. 27% ожидаемой добычи при средней цене в 77 долл./барр., средние компании – 26% добычи по цене в 69 долл./барр., крупные производители – лишь 4% добычи по цене 63 долл./барр.¹⁹

Таблица 1.

Компании в секторе разведки и добычи в США: оценки объема захеджированной добычи углеводородов в 2015 и 2016 гг., %

	2015	2016
Anadarko Petroleum	0	25
Apache	0	-
Pioneer Natural Resources	-	83

¹⁸ CarbonTracker. U.S. Shale Oil and Gas. Going over the Hedge? Available at: <http://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2015/05/CTI-Shale-Gas-Report-Designed-Web-v4.pdf>

¹⁹ Energy Intelligence Finance. Is Debt Bomb About to Blow Up US Shale? November 25, 2015.

Глава 1. Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США

	2015	2016
Memorial Resources Development	70	26
Approach Resources	81	16
Goodrich Petroleum	95	0
Midstates Petroleum	88	0
Компании с мусорным кредитным рейтингом	46	29
В среднем по 32 компаниям в секторе неконвенциональных углеводородов	62 (средняя цена 77,34 долл./барр.)	32 (средняя цена 72,58 долл./барр.)

Источник: по данным отраслевой периодики.

Наиболее уязвимые компании с мусорным кредитным рейтингом сократили хеджирование на 2016 г. до 29% общей добычи нефти и природного газа по сравнению с прошлогодним показателем 46%. По данным международного рейтингового агентства Standard & Poor's, высокорискованные компании в секторе апстрим захеджировали в среднем 28% ожидаемой нефтедобычи и 36% добычи природного газа, для сравнения в прошлом году эти показатели составили 51% и 52% соответственно²⁰.

Операции по хеджированию дают нефтегазовым компаниям возможность продавать добычу по цене выше текущих котировок. Гарантированный сбыт нефти по сравнительно высокой цене повысил их устойчивость и одновременно сохранил их в качестве привлекательных партнеров для игроков финансового рынка, включая банки. Неудивительно поэтому, что связка «добывающая компания – финансовый рынок» выступила в роли демпфера, замедлившего скорость снижения нефтедобычи в ситуации затянувшейся неблагоприятной ценовой конъюнктуры. Так, к сентябрю 2016 г. цена нефтяного бенчмарка WTI снизилась по сравнению с июнем 2014 г. почти на 60%, при этом добыча нефти и конденсатов на семи основных низкопроницаемых формациях США не сокращалась вплоть до января 2015 г., а в сентябре 2016 г.

²⁰ Energy Intelligence Finance. Weak Hedging Compounds US E&P Balance Sheet Pain. January 6, 2016,

сократилась по сравнению с рекордным уровнем марта 2015 г. на 17% (рисунок 6). Если бы добывающие компании не были плотно встроены в финансовый рынок, снижение нефтедобычи в высококонкурентном секторе трудноизвлекаемой нефти оказалось бы быстрым и обвальным.

Рисунок 6. Добыча нефти и конденсатов на семи основных американских формациях трудноизвлекаемой нефти (млн. баррелей в день) в период понижительного ценового цикла (июнь 2014 г. – сентябрь 2016 г.)

Источник: U.S. Energy Information Administration. Drilling Productivity Report. October 17, 2016.

Необходимо учитывать, что связка финансовых рынков и компаний в секторе неконвенциональных углеводородов сформировалась и упрочилась в период так называемой “неконвенциональной монетарной политики”. Спасая американскую экономику от банкротства, в 2008–2014 гг. Федеральная резервная система США накачивала хозяйственную систему ликвидностью по близкой к нулю процентной ставке.

Некоторые аналитики доказывают, что сектор неконвенциональных углеводородов представляет собой пузырь, надутый Wall Street²¹. По их мнению, по мере повышения базовой

²¹ Hughes J.D. Drilling Deeper. A Reality Check on U.S. Government Forecasts for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom. Post Carbon Institute, October 2014. 308 p.

Глава 1. Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США

процентной ставки и удорожания денег пузырь лопнет, чему также будут способствовать низкие цены на нефть. Согласиться с такой позицией можно только частично. Аналогичные общие условия развития существовали во всех без исключения секторах и отраслях экономики. Однако производственный бум наблюдался лишь в ограниченном числе отраслей, включая нефте- и газодобычу.

При этом нефтегазовые компании не просто паразитировали на легко доступных финансовых ресурсах, но использовали благоприятную ситуацию для резкого повышения своей конкурентоспособности. Как показывают оценки консалтинговой компании Rystad Energy, «цена безубыточности» добычи трудноизвлекаемой нефти в США в 2016 г. снизилась по сравнению с 2013 г. в среднем на 22%. По данным норвежской компании, в 2016 г. для добычи трудноизвлекаемой нефти на формациях Bakken, Eagle Ford, Niobrara, Permian Delaware и Permian Midland критической стала цена 30–40 долл. за баррель, в 2015 г. она находилась на уровне 40–50 долл. за баррель (рисунок 7).

Рисунок 7. Rystad Energy: оценки «цены безубыточности» нефтедобычи на основных сланцевых формациях США, долл./барр/ н.э.

Источник: Rystad Energy.

Hughes J.D. Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance? Post Carbon Institute, February 2013. 166 p. Shale and Wall Street: Was the Decline in Natural Gas Prices Orchestrated? Energy Policy Forum, February 2013.

Компании в высококонкурентном секторе неконвенциональных углеводородов в США продолжают сокращать производственные издержки. Добыча нефти и конденсатов из новых скважин на семи основных сланцевых формациях США в расчете на одну буровую установку в сентябре 2016 г. составила 615 баррелей в день (рисунок 8).

Рисунок 8. Добыча нефти и конденсатов из новых скважин в расчете на одну буровую установку, январь 2007 - сентябрь 2016 гг., баррелей в день

Источники: ЦЭИ ИМЭМО по данным U.S. Energy Information Administration.

Стоит особо подчеркнуть, что нефтедобывающие компании и их партнеры в финансовом секторе чутко реагируют на динамику цены нефти. В марте 2016 г., когда спотовая цена WTI выросла по сравнению с январем более чем на 50%, а цена фьючерсного контракта на западотехасскую нефть с поставкой в декабре 2017 г. достигла уровня 45 долл./барр., нефтедобывающие компании и банки активизировали политику хеджирования ценовых рисков, что, по оценкам экспертов, позволит сланцевым производителям дольше держаться на плаву в период затянувшейся стабилизации цены

нефти на пониженных уровнях²². Об этом косвенно свидетельствует рост открытых позиций по фьючерсам на WTI на NYMEX с поставкой в декабре 2017 г. (стратегия хеджирования компаний рассчитана, главным образом, на временной интервал 6–18 месяцев вперед²³) с начала года более чем на 50% (рисунок 9).

Рисунок 9. Объем открытых позиций по фьючерсам на WTI на NYMEX с поставкой в декабре 2017 г. и динамика цены WTI, 2 января 2015 – 11 апреля 2016 гг.

Источник: по данным Bloomberg.

Адаптация к циклу низких нефтяных котировок

Несмотря на большую, чем это предполагалось ранее, устойчивость сектора неконвенциональной нефти к снижению нефтяных котировок и гибкие возможности финансовых рынков, финансово-экономическое положение компаний в последние полтора–два года заметно ухудшилось: снижается капитализация, растет задолженность и число банкротств, сокращаются выплаты дивидендов, ужесточаются условия привлекаемых кредитов.

Судя по динамике такого финансового показателя, как отношение общего долга к акционерному капиталу, американские

²² Kumar D.K. As 2017 Oil Rebounds to \$45, U.S. Drillers Begin to Hedge Anew. Available at: <http://www.reuters.com/article/us-usa-oil-hedging-idUSKCN0VS01J>

²³ Energy Intelligence Finance. Editorial: Hedging for Survival. March 23, 2016.

сланцевые производители, как и крупные вертикально интегрированные нефтегазовые корпорации, с 2008 г. нарастили объем заемного финансирования (таблица 2). Однако в среднем компании в секторе неконвенциональных углеводородов в намного большей степени зависимы от заемного финансирования: для некоторых сланцевых производителей общий долг в 1,8–2 раза превышает размер собственного капитала.

Таблица 2.

Отношение общего долга к акционерному капиталу компании, %

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Независимые нефтепроизводители*								
EQT Corp	77	91	65	76	65	51	46	39
EOG Resources Inc	21	28	51	40	48	38	33	52
Noble Energy Inc	36	33	33	56	45	53	60	78
Marathon Oil Corp	34	39	33	28	38	34	30	39
Newfield Exploration Co	68	74	69	77	110	125	74	179
Range Resources Corp	73	72	88	83	122	130	88	96
Questar Corp	68	30	128	126	139	130	131	130
Murphy Oil Corp	16	18	11	7	25	34	35	58
Southwestern Energy Co	29	43	37	34	55	54	149	207
WPX Energy Inc	—	22	50	26	28	45	51	90
Среднее невзвешенное	47	45	57	55	68	69	70	97
Крупнейшие вертикально интегрированные нефтегазовые корпорации								
Exxon Mobil Corp	8	8	10	11	7	13	16	22
Chevron Corp	10	11	11	8	9	14	18	25

Глава 1. Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Royal Dutch Shell PLC	18	25	30	22	21	25	26	36
Eni SpA	43	50	50	49	39	42	42	52
TOTAL SA	48	49	49	46	46	44	59	57
BP PLC	36	34	47	39	41	37	47	54
Среднее невзвешенное	27	30	33	29	27	29	35	41

* Топ-10 компаний в секторе неконвенциональных углеводородов.

Источник: по данным Bloomberg.

Наглядным индикатором ухудшения финансовой ситуации в секторе добычи углеводородов в США стало сокращение компаниями выплат дивидендов акционерам, что частично позволяет сохранить денежный поток, но не решает проблемы. Anadarko Petroleum сократила дивиденды на 81%, Kinder Energy и Devon Energy – на 75%²⁴. По оценкам, в 2016 г. дивидендные выплаты держателям акций нефтегазовых компаний снизятся на 7,4 млрд. долл. Стоит отметить, что цены акций небольших компаний в секторе разведки и добычи в США менее чувствительны к величине выплачиваемых дивидендов по сравнению с крупнейшими нефтегазовыми компаниями, поскольку для инвесторов основным является расчет на возможный рост цены акций в будущем.

Вслед за растущей задолженностью дополнительным негативным фактором для сланцевых компаний стало снижение их кредитных рейтингов. По данным агентства Moody's, на 1 февраля 2016 г. число американских компаний с низкими кредитными рейтингами (В3 и ниже) выросло за год на 44% до 264, что приближается к пиковым показателям, зафиксированным в разгар глобального финансового кризиса в апреле 2009 г. (291 компания). При этом большая часть компаний, пополнивших список,

²⁴ Nussbaum A., Roschnotti M. Oil Investors See \$7.4 Billion Vanish as Dividends Targeted. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-17/oil-investors-see-7-4-billion-vanish-as-dividends-are-targeted>

представляют нефтегазовый сектор, металлургию, горнодобывающую, химическую и угольную промышленность²⁵.

Обмеление финансовых ресурсов уже вызвало серию банкротств в нефтегазовом секторе. По оценкам юридической компании Haynes and Boone, в 2015 г. в США обанкротились 36 нефтегазовых компаний, их общая задолженность составила почти 17 млрд. долл. За первые девять месяцев 2016 г. дефолт объявила еще 51 компания с общим долгом в 49 млрд. долл.²⁶ (рисунок 10).

Рисунок 10. Динамика числа объявивших о банкротстве американских нефтегазовых компаний и их совокупной задолженности в январе 2015 г.–сентябре 2016 г. (накопленным итогом)

Источник: Haynes and Boone, LLP. Oil Patch Bankruptcy Monitor. October 19, 2016.

²⁵ Klein J.X. U.S. Companies at Risk of Default Near Crisis Peak, Says Moody's. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-02-03/u-s-companies-at-risk-of-default-near-crisis-peak-says-moody-s>

²⁶ Haynes and Boone, LLP. Oil Patch Bankruptcy Monitor. October 19, 2016. P. 6.

Глава 1. Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США

Низкие цены на нефть не только серьезно ухудшили оперативные финансово-экономические характеристики компаний, но и ведут к списанию части доказанных неразрабатываемых запасов на их балансах. Снижается не только текущая, но и долгосрочная цена актива, что, в свою очередь, заставляет банки снижать объемы кредита, на который в принципе может претендовать нефтегазовая компания.

Банки и компания обычно согласуют условия кредитования в процессе так называемой редетерминации каждые полгода – весной и осенью. Весной 2015 г. спотовые нефтяные котировки и, как следствие, цены фьючерсных контрактов на сырую нефть достигли годового максимума, что позволило нефтегазовым компаниям добиться благоприятных для них условий.

Весной 2016 г. согласование условий проходило труднее. По данным на начало апреля 2016 г., охватывающим 17 компаний, кредитная база в сравнении с аналогичным периодом 2015 г. снизилась на 3,5 млрд. долл.²⁷ По оценкам, в ходе дальнейшей переоценки кредитных линий банков кредиты нефтегазовым компаниям могут быть снижены еще на 10 млрд. долл., а до конца 2016 г. обанкротиться могут до 55 американских нефтегазовых компаний. Исследование компании Haynes and Boone, посвященное ожиданиям участников рынка по поводу весенней редетерминации 2016 г.²⁸, показало, что под сокращение базы кредитования могут попасть 79% заемщиков. Что касается объемов кредитования, участники рынка ожидают сокращения базы кредитования в среднем на 38% по сравнению с уровнем осени 2015 г.²⁹

На ужесточение кредитной политики банков влияет не только рыночная конъюнктура, но и давление регуляторов, которые потребовали от банков более строго оценивать риски энергетического сектора. В марте 2016 г. надзирающее за банками Управление валютного контролера минфина США опубликовало

²⁷ Gopinath S., Henry D. U.S. Shale Oil Firms Feel Credit Squeeze as Banks Grow Cautious. Available at: http://www.reuters.com/article/us-oil-energy-banking-idUSKCN0X80D2?feedType=RSS&feedName=topNews&utm_source=twitter

²⁸ В опросе приняли участие 213 представителей нефтегазового сектора, в том числе кредиторы; производители, выступающие заемщиками; нефтесервисные компании.

²⁹ Haynes and Boone, LLP. Borrowing Base Redeterminations Survey: Spring 2016. Summary of Results. January 19, 2016.

специальные рекомендации по кредитованию нефте- и газодобывающих компаний, обратив особое внимание на необходимость учета совокупного долга последних³⁰.

Американские банки уже понесли убытки от невозврата долгов нефтегазовыми компаниями: в четвертом квартале 2015 г. потери Wells Fargo в нефтегазовом секторе составили 118 млн. долл., Citigroup – 75 млн. долл.³¹

Для хеджирования риска банкротства заемщика банки вынуждены наращивать отчисления в резервы под займы, предоставляемые нефтегазовым компаниям (таблица 3). В 2015 г. JP Morgan Chase нарастил резервы на 550 млн. долл. с возможным их увеличением еще на 750 млн. долл. в случае, если цена на нефть продержится на уровне около 30 долл./барр. на протяжении последующих 18 месяцев³²; Citigroup – на 530 млн. долл. с возможным пополнением еще на 600 млн. долл. в первой половине 2016 г. при стабилизации цены на пониженном уровне.

Таблица 3.

Ведущие американские банки: участие в кредитовании нефтегазового сектора (по данным на март 2016 г.)

Банк	Кредиты нефтегазовому сектору, млрд. долл.	Доля во всем кредитном портфеле банка, %	Объем резервов под задолженность по предоставленным кредитам, млрд. долл.	Доля резервов под задолженность от объема выданных кредитов в нефтегазовом секторе, %
Bank of America	21,3	2,4	0,5	2,3
Citigroup	20,5	3,3	0,6	3,0
Wells Fargo	17,4	1,9	1,2	7,1
JPMorgan Chase	13,8	1,6	0,6	4,0
Morgan	4,8	5,0	0,1	3,0

³⁰ Office of the Comptroller of the Currency. Handbook of Oil and Gas Exploration and Production Lending. Washington. March 2016.

³¹ Loder A. Banks Brace for Bigger Losses After Oil Drops Below \$30. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-01-15/banks-brace-for-bigger-losses-as-oil-drops-below-30-a-barrel>

³² Ibid.

Глава 1. Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США

Stanley				
US Bancorp	3,1	1,2	0,2	5,4
PNC Bank	2,6	1,3	0,1	3,0

Источник: Energy Intelligence Finance. Don't Dismiss Contagion Fears From Bad Oil Debt. March 16, 2016.

Насколько критичны для банков проблемы финансирования оказавшихся в сложной ситуации нефтегазовых компаний? По данным Moody's, доля кредитов нефтегазовому сектору у ведущих американских банков – Wells Fargo, Bank of America, Citigroup, Goldman Sachs, JPMorgan Chase и Morgan Stanley – в среднем составляет 2,3% от общего кредитного портфеля³³. Разброс этого показателя в разрезе отдельных банков составляет 1,2–5% (таблица 3).

Если проводить аналогии, то, по оценкам кредитных аналитиков Goldman Sachs, острота текущей ситуации несопоставима с периодом дефолтов по ипотечному кредитованию в 2007 г. Во-первых, значительно ниже объем накопленной заемщиками задолженности: в 2006–2014 гг. совокупная задолженность нефтегазового сектора выросла на 1,5 трлн. долл., в 2002–2007 гг. в секторе недвижимости рост данного показателя составлял 5 трлн. долл. Во-вторых, степень вовлеченности банков в финансирование высокорискованных активов сейчас значительно ниже: доля кредитов нефтегазовому сектору в общем кредитном портфеле банков составляет 2,3–2,5%, в то время как в 2007 г. доля кредитов ипотечному сектору достигала 33% всего кредитного портфеля банков³⁴.

Не все однозначно плохо обстоит и на стороне заемщиков. В ходе апрельской редетерминации 2016 г. компании Range Resources, Gulfport Energy, Rex Energy, Gastar Exploration, Synergy Resources и Eclipse Resources, сумели сохранить прошлогодний объем кредитной базы (рисунок 11).

³³ Energy Intelligence Finance. Don't Dismiss Contagion Fears From Bad Oil Debt. March 16, 2016. 3 p.

³⁴ Verhage J. Goldman Sachs: The Energy Collapse Isn't Even Close to the Subprime Crisis. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-02-25/goldman-sachs-the-energy-collapse-isn-t-even-close-to-the-subprime-crisis>

Рисунок 11. Весенняя переоценка кредитных линий в 2016 г. для 17 нефтегазовых компаний, млрд. долл.

Источник: Gopinath S., Henry D. U.S. Shale Oil Firms Feel Credit Squeeze as Banks Grow Cautious. Available at: http://www.reuters.com/article/us-oil-energy-banking-idUSKCN0X80D2?feedType=RSS&feedName=topNews&utm_source=twitter

Даже в периоды трудностей компании привлекают финансовые ресурсы через продажи своих акций. Во втором квартале 2016 г. за счет чистой эмиссии новых акций 68 компаний подняли на рынке 19,4 млрд. долл., что является рекордным объемом за последние три года и составило 43% от всех привлеченных компаниями внешних источников наличности. В третьем квартале 2014 г. на переломе ценовой тенденции на рынке нефти выпуск новых акций составил только 16% от привлекаемых внешних средств. Усиление тенденции к финансированию инвестиций и текущих расходов за счет эмиссии акций наблюдается с начала 2015 г. и объясняется обмелением других источников финансирования, в том числе долгового финансирования и доходов от продажи бизнеса (рисунок 12).

Рисунок 12. Чистые внешние источники финансирования американских нефтегазовых компаний, исключая доходы от бизнес операций (выборка из 68 компаний), млрд. долл.

Источник: Evaluate Energy. Analysis: Cash Flow in U.S. Oil & Gas. October 2016.

Особенно интересен пример адаптации к кризису одного из пионеров сланцевой отрасли США – компании Chesapeake Energy. Она оказалась на грани банкротства – к марту 2016 г. общий долг достиг 9,5 млрд. долл. (в 3,2 раза больше ее рыночной капитализации). Чистый убыток за 2015 г. превысил 14,8 млрд. долл., а скорректированный путем вычета переоцененных активов – 329 млн. долл.

В ходе пересмотра условий кредитования в апреле 2016 г. в обмен на новые кредитные линии MUFG Union Bank N.A. и Wells Fargo Bank Securities в размере 4 млрд. долл. компания передала им в качестве обеспечения 90% принадлежащих ей доказанных запасов нефти и газа, а также большую часть своих активов в недвижимости, производных финансовых инструментах, вкладах и

ценных бумагах. Банки согласились отложить переоценку запасов компании, определяющих размер кредитной линии, до июня 2017 г., а условия револьверного кредита были в третий раз смягчены. Chesapeake Energy обязалась поддерживать минимальную ликвидность на уровне 500 млн. долл. Кредиторы также согласились предоставить облегчение по ковенантам на объем задолженности³⁵. Фактически компания выиграла примерно год времени. Если цены на нефть за этот период повысятся, Chesapeake Energy удастся привлечь новые финансовые ресурсы, если нет – компания, скорее всего, обанкротится. При этом ее нынешняя задолженность реструктурирована таким образом, что кредиторы получили полный контроль над ее активами. Фондовый рынок положительно оценил достигнутое соглашение, и цена акций Chesapeake Energy поднялась до максимального с начала года уровня (рисунок 13).

Рисунок 13. Динамика цены акции Chesapeake Energy с 04.01.2016 по 14.04.2016 гг., долл.

Источник: по данным Bloomberg.

Стоит отметить, что и кредиторы, и заемщики в секторе неконвенциональных углеводородов отличаются высоким аппетитом к риску, что подтверждается ростом объемов

³⁵ Carroll J. Chesapeake Pledges Almost Everything It Owns to Secure Debt. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-04-11/chesapeake-energy-amends-4-billion-credit-agreement-due-in-2019>

Глава 1. Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США

привлеченных нефтегазовым сектором высокорискованных кредитов. Согласно данным ФРС, на конец 2015 г. американские нефтегазовые компании привлекли банковские кредиты общим объемом 276,5 млрд. долл. Из них 34,2 млрд. долл. составили долги, классифицируемые SEC как «неудовлетворительные» (substandard), «сомнительные» (doubtful) и «с высокой вероятностью невыплаты» (loss). Для сравнения в 2014 г. займы, попадающие в такие категории составляли 6,9 млрд. долл.³⁶ В целом, под финансовым риском находятся, по некоторым оценкам, компании с совокупной добычей 1 млн. барр. нефти в день, что составляет менее 10% совокупной американской нефтедобычи³⁷.

В 2015 г. энергетический сектор США стал лидером по корпоративным банкротствам (около 33% всех дефолтов, для сравнения: розничная торговля – 12%, программное обеспечение и сервисное обслуживание – 10%³⁸). В условиях затянувшейся стабилизации цен на нефть на пониженных уровнях финансовая ситуация для американских нефтегазовых компаний продолжает ухудшаться. Тем не менее, анализ показывает, что мы являемся свидетелями банкротств отдельных компаний, но не отрасли в целом. В период понижительного ценового цикла многие производители, в том числе сланцевые, остаются под угрозой дефолта, однако даже в случае массового банкротства их активы перейдут к более сильным конкурентам. В дальнейшем в результате неизбежного роста мировой цены нефти в сектор трудноизвлекаемой нефти вновь начнут массированно поступать финансовые ресурсы, а ее добыча в США будет восстанавливаться.

³⁶ Board of Governors of the Federal Reserve System. Shared National Credits Review Notes High Credit Risk and Weakness Related to Leveraged Lending and Oil and Gas. Available at: <https://www.federalreserve.gov/newsevents/press/bcreg/20151105a.htm>

³⁷ Gopinath S., Schneyer J. As U.S. Shale Drillers Suffer, Even the Bankrupt Keep Pumping Oil. Available at: <http://www.reuters.com/article/us-usa-bankruptcies-idUSKCN0WY3JU>

³⁸ Gellert J.H. Predicting Energy Defaults. Available at: <http://www.ogfj.com/articles/print/volume-13/issue-2/features/predicting-energy-defaults.html>

Глава 2

Глобализация американской «революции сланцевой нефти»: возможности и ограничения

Добыча нефти в США началась в 1859 г. и росла вплоть до 1970 г. (рисунок 1). Однако затем производство нефти начало снижаться, причем в середине 1980-х годов падение нефтедобычи ускорилось. В 2008 г. добыча снизилась до 5 млн. баррелей в день, или 52% от пикового уровня 1970 г. В 2009–2015 гг. добыча сырой нефти в США росла со среднегодовым темпом 9,5%. В 2015 г. она достигла 9,4 млн. баррелей в день, что соответствует уровню 1972 г. (рисунок 1). Второй нефтяной рывок США после спада добычи в 1971–2006 гг. обеспечила так называемая «сланцевая революция», в основе которой лежит комплекс инновационных технологий добычи углеводородов.

Рисунок 1. Динамика добычи сырой нефти в США, млн. баррелей в день.

Источник: U.S. Energy Information Administration.

«Сланцевая революция» в США оказала огромное влияние на американский и мировой рынок нефти. Еще несколько лет тому

назад в фазе высоких цен на нефть и быстрого роста мирового нефтепотребления, обеспечиваемого главным образом Китаем, многие страны мира в Европе, Латинской Америке и Азии с крупными геологическими сланцевыми залежами активизировали политику по разведке и оценке ресурсов неконвенциональных углеводородов. Строились расчеты на быстрое воспроизведение американского опыта. Увеличение добычи сланцевой нефти и природного газа должно было снизить расходы на импорт углеводородов. Надежды на быстрый прорыв подпитывались и тем, что США образовали с рядом стран специальные партнерства по развитию сектора трудноизвлекаемых углеводородов.

Учитывая высокую скорость трансфера технологий в современном мире, встает вопрос: насколько быстро и в каких масштабах произойдет глобализация американской «сланцевой революции»?

Вопрос о том, сумеют ли другие страны запустить «сланцевую революцию» по американскому образцу, остается открытым. По мере накопления все новой и новой геологической и экономической информации становится очевидным, что процесс глобализации американской «сланцевой революции» будет развиваться постепенно, без скачков. В настоящей главе рассматриваются перспективы добычи трудноизвлекаемой нефти в Канаде, Аргентине, Китае, России и других странах с потенциально крупными ресурсами неконвенциональной нефти. Проанализированы ключевые факторы, благоприятствующие и препятствующие глобализации американской «сланцевой революции».

Мировые ресурсы сланцевой нефти

По очень приблизительным оценкам, которые не подтверждены разведочным бурением, технически извлекаемые ресурсы трудноизвлекаемой нефти в мире составляют 345 млрд. баррелей, или одну десятую от совокупных мировых технически извлекаемых ресурсов сырой нефти. Ресурсами в объеме не менее 100 млн. тонн предположительно обладают 25 стран мира. Следует особо подчеркнуть, что речь идет именно о ресурсах. Экономические, экологические, социальные, юридические и другие аспекты проблемы нефтедобычи для большинства стран практически не изучены.

Наиболее крупные по объему ресурсы, помимо США, сосредоточены в России, Китае, Аргентине, Ливии, Австралии, Венесуэле, Мексике, Пакистане и Канаде (рисунок 2).

Рисунок 2. Доля стран в совокупных мировых ресурсах трудноизвлекаемой нефти, %.

Источник: U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. June 10, 2013.

Коммерческая добыча сланцевой нефти вне США

В 2014 г. коммерческая добыча сырой нефти из низкопроницаемых сланцевых формаций осуществлялась только в трех странах: США, Канаде и Аргентине (рисунок 3). При этом на США приходился 91% ее глобального производства. Добыча в Канаде составила всего 0,4 млн. баррелей в день (примерно 20 млн. тонн), а в Аргентине – 0,02 млн. баррелей в день (1 млн. тонн). В тестовом режиме в некоммерческих объемах сланцевая нефть в 2014–2015 гг. добывалась также в России, Китае, Мексике, Австралии, Польше, Алжире и Колумбии³⁹.

Судя по накопленной на настоящий момент информации, а также информированным прогнозам авторитетных энергетических агентств, наиболее высокие шансы с точки зрения наращивания

³⁹ EIA. Argentina and China lead shale development outside North America in first-half 2015. June 26, 2015. Available at: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=21832>.

производства сланцевой нефти в среднесрочной и долгосрочной перспективе имеют Канада, Аргентина, Россия и Китай.

Рисунок 3. Добыча трудноизвлекаемой нефти в мире в 2014 г., млн. баррелей в день.

Источник: U.S. Energy Information Administration. Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries. February 13, 2015. Available at: <http://www.eia.gov/TODAYINENERGY/detail.cfm?id=19991>.

Канада

Как уже отмечалось выше, вторым после США крупнейшим мировым производителем трудноизвлекаемой нефти является Канада.

Высокие цены на углеводороды, значительный объем геологической информации, накопленный более чем за 50 лет разработки западно-канадского осадочного бассейна вертикальными скважинами, а также успешный опыт применения на американской части сланцевой формации Bakken ключевых для добычи трудноизвлекаемых ресурсов технологий – горизонтального бурения в сочетании с гидроразрывом пласта – привели к тому, что с 2005 г. на канадской части формации Bakken в провинциях Саскачеван и Манитоба начала применяться технология горизонтального бурения, которая затем достигла широкого применения и на других формациях (рисунок 4).

*- на конец октября 2011 г.

Рисунок 4. Число выданных лицензий на бурение нефтяных скважин на территории западно-канадского осадочного бассейна (исключая битуминозные песчаники) в разбивке по типу скважин

Источник: NEB. Energy Briefing Note. Tight Oil Developments in the Western Canada Sedimentary Basin. December 2011.

Разбуривание низкопроницаемых формаций горизонтальными скважинами, а также проведение на них гидроразрыва пласта, позволило с 2011 г. значительно нарастить добычу трудноизвлекаемой нефти в Канаде (рисунок 5).

Рисунок 5. Добыча легкой нефти на территории западно-канадского осадочного бассейна в 1998–2014 гг. (по данным на декабрь), млн. баррелей в день

Источник: NEB. Market Snapshot: Canadian Tight Oil Production Update. October 22, 2014. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2014/10-01tghtl-eng.html>

При этом темп роста добычи канадской трудноизвлекаемой нефти с 2012 г. замедлился в связи с высокой конкуренцией между трудноизвлекаемой нефтью и битуминозными песчаниками за инвестиции.

Аргентина

В Аргентине нефть добывают с 1865 г. С середины 1980-х годов страна была достаточно крупным по региональным меркам экспортером нефти, однако с 2013 г. Аргентина как и в 1960-е–1970-е годы вновь превратилась в чистого импортера нефти (рисунок 6). К тому же с 2008 г. Аргентина вновь стала чистым импортером природного газа (рисунок 7).

Рисунок 6. Аргентина: добыча, потребление и чистый импорт нефти, тыс. баррелей в день

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2016.

Рисунок 7. Аргентина: добыча, потребление и чистый импорт природного газа, млрд. куб. м

С точки зрения обеспеченности ресурсами трудноизвлекаемой нефти Аргентина входит в десятку мировых лидеров. По оценкам Администрации энергетической информации (АЭИ), Аргентина занимает четвертое место в мире по объему технически извлекаемых ресурсов трудноизвлекаемой нефти после России, США и Китая (рисунок 2). Технически извлекаемые ресурсы нефти сланцевых формаций в Аргентине составляют 27 млрд. баррелей, или 8% мировых ресурсов⁴⁰. Стоит особо подчеркнуть, что до того момента, пока в каждой стране, богатой сланцевыми залежами, не пробурено несколько сот разведочных скважин, не созданы алгоритмы вероятностной оценки запасов, эти и другие подобные оценки носят сугубо предварительный характер.

Комплекс разнородных факторов позволяет ожидать, что Аргентина, в принципе, способна нарастить добычу трудноизвлекаемой нефти в сравнительно короткие сроки. Во-первых, из-за отставания собственно добычи от роста потребления нефти и газа стране приходится в возрастающих объемах импортировать углеводороды, что ложится тяжелым грузом на внешнеторговый и платежный балансы и подрывает всю конструкцию экономического роста. В 2013–2014 гг. отрицательный баланс внешней торговли энергоносителями достигал 6–7 млрд. долларов в год. Увеличение собственной нефтедобычи улучшит внешнеторговый и платежный баланс и ослабит давление на обменный курс национальной валюты.

Во-вторых, будучи одной из самых «старых» нефтедобывающих стран – добыча нефти началась здесь в 1865 г. – Аргентина обладает достаточно развитой нефтегазовой промышленностью, определенными технологиями и национальными «ноу-хау» для разработки неконвенциональных углеводородов.

В-третьих, по таким характеристикам, как концентрация общего органического углерода, толщина продуктивного пласта, пластовое давление аргентинская сланцевая формация Vaca Muerta схожа с активно разрабатываемыми американскими плеями (таблица 1). Особо следует выделить то, что значительно бóльшая по сравнению с крупнейшими американскими сланцевыми

⁴⁰ EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. June 2013.

формациями толщина продуктивного пласта позволяет эффективно применять, по крайней мере на начальном этапе, хорошо изученную и менее капиталоемкую по сравнению с горизонтальными скважинами технологию вертикального бурения.

Таблица 1.

Сравнение геологических характеристик аргентинской сланцевой формации Vaca Muerta с американскими сланцевыми формациями

	Vaca Muerta	Haynesville	Marcellus	Eagle Ford	Wolfcamp
Концентрация общего органического углерода (%)	3–10	0,5–4	2–12	3–5	3
Толщина продуктивного пласта (м)	30–450	60–90	10–60	30–100	200–300
Пластовое давление (psi)	4500–9500	7000–12000	2000–5500	4500–8500	4600
Площадь (кв. км)	30000	23000	250000	5000	5200

Источник: Morgan Stanley. Global Insight: Is the US shale revolution replicable? October 14, 2014.

В-четвертых, такие критически важные характеристики формации Vaca Muerta, как достаточность водных ресурсов, плотность населения, характер рельефа местности, расположение вблизи центров нефтепотребления и степень развитости инфраструктуры делают привлекательным развитие сектора неконвенциональных углеводородов. Так, плотность населения в провинции Neuquen составляет всего 5,9 человек на квадратный км⁴¹. Здесь уже создана развитая транспортная инфраструктура, например, система газопроводов протяженностью 18 тыс. миль, соединяющая нефтегазоносный бассейн Neuquen с развитыми экономическими центрами и транспортными хабами Буэнос-Айрес и самым глубоководным портом в стране Баия-Бланка, позволяющим экспортировать углеводороды в соседние страны

⁴¹ República Argentina por provincia. Densidad de población. Año 2010. Available at: <http://www.sig.indec.gov.ar/censo2010/>

Латинской Америки. Немаловажно и то, что за более чем 90-летнюю историю добычи конвенциональных углеводородов в Аргентине территория Neuquen достаточно хорошо изучена в геологическом отношении.

Правительство Аргентины проводит активную политику по разработке сланцевых формаций. Центральным элементом этой политики является привлечение в сектор иностранных компаний создание максимально благоприятных условий для их деятельности. Согласно данным на 2015 г., лицензиями на разработку 42% площади формации Vaca Muerta владела аргентинская национальная компания YPF, однако наряду с ней еще 12 компаний, в том числе иностранные, имели концессию на разработку формации (рисунок 8).

Рисунок 8. Формация Vaca Muerta: распределение площади разработки формации в разрезе компаний-владельцев концессий, %

Источник: Ieda Gomes, Roberto Brandt. Unconventional Gas in Argentina: Will it become a Game Changer? October 2016 / The Oxford Institute for Energy Studies.

Основным типом контракта с иностранными компаниями по разработке неконвенциональных нефти и природного газа является концессия, оператором которой, как правило, выступает

Глава 2. Глобализация американской «революции сланцевой нефти»: возможности и ограничения

национальная государственная компания Аргентины YPF. На таких условиях в стране уже работают американские Chevron и Exxon Mobil, европейские Total и Wintershall (таблица 2). Проекты находятся на ранних этапах реализации, но в случае нахождения крупных запасов углеводородов предусматривают достаточно крупные инвестиции. По данным консалтинговой компании Rystad Energy, все эти концессионные участки находятся в наиболее продуктивных частях формации Vaca Muerta, что повышает шансы проектов на успех.

Таблица 2.

Аргентина: контракты с иностранными компаниями на разработку сланцевых формаций

Компания	Блок/участок	Доля участия, %	Потенциальные инвестиции, млрд. долл.
Chevron (США)	Loma Campana, Loma la Lata	85	15
	Narambuena (три участка)	18,8–100	
Dow Chemical (США)	El Orejano	50	0,12
Total (Франция)	Aguada Pichana, San Roque, Rincón la Ceniza, La Escalonada	85	
	Aguada de Castro, Pampa de las Yeguas II	42,5	
	Cerro las Minas	40	
	Cerro Partido, Rincón de Aranda, Veta Escondida	45	
ExxonMobil (США)	Los Toldos	45	0,076
	Bajo del Choique X-2	85	
Wintershall (Германия)	San Roque, Aguada Pichana, Bandurria, Aguada Federal	50	1,4
Pan American Energy (Великобритания, Китай, Аргентина)	Lindero Atravesado		0,2

Источник: по данным U.S. Energy Information Administration и отраслевой периодики.

Соглашения о намерениях или меморандумы о сотрудничестве в сфере добычи неконвенциональных углеводородов с YPF подписали либо готовятся подписать малайзийская Petronas, итальянская Eni, российский Газпром, китайская Sinopec и мексиканская Pemex, что свидетельствует о растущем интересе к разработке нефти низкопроницаемых пластов в Аргентине.

Привлечение иностранных компаний, обладающих передовыми технологиями, приносит свои плоды в виде снижения производственных издержек. Например, в 2014 г. издержки по бурению одной вертикальной скважины на формации Vaca Muerta снизились по сравнению с уровнем 2011 г. на 31% до 7,6 млн. долларов, а число дней, требуемых для бурения вертикальной скважины, сократилось на 43% до менее 25 дней⁴² (рисунок 9).

Важное направление государственной политики – создание в секторе неконвенциональных углеводородов благоприятного бизнес-климата.

В октябре 2014 г. в федеральный Закон об углеводородах 1967 г. были внесены поправки, разграничившие на законодательном уровне понятия «конвенциональные» и «неконвенциональные углеводороды». Для последних максимальные сроки действия концессионных соглашений увеличены с 10 до 35 лет с возможной пролонгацией еще на 10 лет при условии исполнения компаниями всех обязательств и наличии долгосрочного инвестиционного плана. Максимальный срок действия лицензий на геологоразведку на низкопроницаемых пластах установлен в 13 лет.

Особенно значимыми для компаний в секторе неконвенциональных углеводородов являются следующие меры поддержки со стороны аргентинского правительства: снижение в июле 2013 г. импортных пошлин на нефтегазовое оборудование с 35% до нуля для специализированных нефтяных и газовых буровых установок и до 14% для прочего оборудования; снижение в октябре 2014 г. ставки экспортной пошлины на нефть до 13% при цене нефти в 80 долл. за баррель, 11,5% при цене нефти ниже 75 долл. за баррель, 10% при цене нефти ниже 70 долл. за баррель. Причем при

⁴² The Goldman Sachs Group. 420 projects to change the world. Shale and OPEC fight for market share; rest of industry fights for relevance.

осуществлении компанией инвестиций в размере 250 млн. долларов за трехлетний период 20% продаваемой на экспорт нефти полностью освобождается от экспортной пошлины⁴³.

Рисунок 9. Издержки и продолжительность бурения вертикальной скважины на сланцевой формации Vaca Muerta компанией YPF

Источник: The Goldman Sachs Group. 420 projects to change the world. Shale and OPEC fight for market share; rest of industry fights for relevance. Cefeidas Group. Argentina's Shale Oil and Gas: Challenges and Opportunities.

Специфической формой поддержки нефтедобывающих компаний в Аргентине является фиксация цены нефти, реализуемой на внутреннем рынке. В январе 2015 г. цена нефти сорта Medanito, являющейся бенчмарком для внутреннего рынка, была установлена на уровне 77 долл. за баррель. Возможны ситуации, когда внутренняя цена нефти в Аргентине превышает цену мировых бенчмарков.

Несмотря на все вышесказанное, относительно перспектив добычи трудноизвлекаемой нефти в Аргентине сохраняется высокая неопределенность. Главный фактор этой неопределенности – перспективность использования на аргентинских сланцевых формациях технологии горизонтального бурения. На настоящий момент на формации Vaca Muerta пробурено весьма ограниченное

⁴³ Cefeidas Group. Argentina's Shale Oil and Gas: Challenges and Opportunities.

число пробных горизонтальных скважин, предназначенных, главным образом, для тестирования технологии и буровых установок (рисунок 10). Также и в целом, аргентинская сланцевая формация Vaca Muerta в значительно меньшей степени изучена геологическим бурением по сравнению с крупными американскими плеями: для сравнения на Vaca Muerta всего пробурено около 550 скважин, в то время как на американской Eagle Ford – более 14000 скважин (накопленным итогом с 2008 г.)⁴⁴.

Рисунок 10. Формация Vaca Muerta: динамика числа пробуренных нефтяных и газовых скважин

Источник: Ieda Gomes, Roberto Brandt. Unconventional Gas in Argentina: Will it become a Game Changer? October 2016 / The Oxford Institute for Energy Studies.

Несмотря на значительное сокращение затрат, издержки бурения даже вертикальных скважин на аргентинских сланцевых формациях в разы превышают издержки бурения горизонтальных

⁴⁴ Expectations and Interest High for Argentina's Emerging Vaca Muerta Shale Play; Potential Lures Explorers but Sweet Spots Still Undefined, IHS Says. Available at: <http://press.ihs.com/press-release/argentina/expectations-and-interest-high-argentinass-emerging-vaca-muerta-shale-play-po>.

скважин на основных сланцевых формациях США. По оценкам YPF, издержки на бурение одной горизонтальной скважины на формации Vaca Muerta в среднем составляют 13–14 млн. долларов, на крупнейших американских формациях Bakken и Eagle Ford – 4–5 млн. долларов на скважину⁴⁵. Еще больший разрыв демонстрируют издержки по гидроразрыву пласта: в Аргентине они пока в 8 раз выше, чем в США⁴⁶. Вплоть до настоящего времени при гидроразрыве пласта в Аргентине используется дорогостоящий импортный проппант (песок) из США и Бразилии⁴⁷.

В отличие от США, в Аргентине отсутствует высококонкурентный сектор, представленный небольшими независимыми компаниями, нацеленными на постоянное снижение издержек. В ситуации снижения цен на нефть и их возможной стабилизации на пониженных уровнях на несколько лет аргентинская модель освоения сланцевых формаций через концессионное взаимодействие национальной государственной компании YPF и иностранных компаний может оказаться неэффективной. Уже есть примеры сбоев этой модели. Так, Dow Chemicals, закончив пилотную стадию разработки участка El Ogejano, в условиях низких цен на нефть отложила инвестиции в его разработку.

Нельзя сбрасывать со счетов и макроэкономические риски ведения бизнеса в Аргентине, включая инфляцию и ослабление национальной валюты. Это существенно затрудняет прогноз платежеспособного спроса на нефть и нефтепродукты. Иностранные компании, в принципе, защищены от инфляции и ослабления аргентинской валюты, но в таких условиях встает вопрос об экономической целесообразности разработки сланцевых залежей для самой Аргентины.

С учетом вышеизложенных факторов, уместно ожидать, что к 2020 г. добыча сланцевой нефти в Аргентине вряд ли превысит 0,1–0,15 млн. баррелей в день.

⁴⁵ C. Newberry. Struggles no cut cost delay oil production in Argentina: At the Wellhead. August 17, 2015. Available at: <http://blogs.platts.com/2015/08/17/cut-cost-delay-oil-play-argentina/>

⁴⁶ Cefeidas Group. Argentina's Shale Oil and Gas: Challenges and Opportunities.

⁴⁷ Ibid.

Китай

По ресурсам сланцевой нефти Китай занимает третье место в мире после России и США. Интерес к вводу в коммерческий оборот трудноизвлекаемой нефти обусловлен также тем, что добыча конвенциональной нефти в КНР, по-видимому, прошла или близка к прохождению пика. По добыче нефти Китай занимает пятое место в мире после России, Саудовской Аравии, США и Канады, причем последней КНР уступает совсем немного. Однако в последние годы темпы прироста нефтедобычи замедлились. Разрабатываемые гигантские и крупные нефтяные месторождения прошли пик добычи, поэтому уже в 2015 г. и в последующие годы международные энергетические организации ожидают снижения производства нефти в Китае.

В последние несколько лет КНР резко интенсифицировала усилия по разработке запасов неконвенционального природного газа. По оценкам Министерства земельных и природных ресурсов, к середине 2014 г. китайские компании инвестировали в разработку ресурсов сланцевого газа 3,2 млрд. долларов.⁴⁸ На нескольких сланцевых формациях в различных провинциях Китая было пробурено несколько сот разведочных скважин, что дало объективную информацию о потенциале неконвенциональных углеводородов. Опираясь на эту и сопутствующую информацию, было установлено, что развитие сектора в КНР осложнено рядом факторов.

Во-первых, геологические особенности сланцевых формаций в КНР заметно отличаются от характеристик североамериканских плеев. Большая глубина залегания и твердость породы, наличие глинистых отложений, которые под воздействием гидродинамического удара не трескаются, а только деформируются⁴⁹, делают традиционные методы добычи

⁴⁸ China Faces Challenges To Meet Shale Gas Goals (February 6, 2015). Available at: <http://emergingequity.org/2015/02/06/china-faces-choices-on-shale-gas-goals/>

⁴⁹ Ju Y., Wang G., Bu H. et al. China organic-rich shale geologic features and special shale gas production issues// Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 6 (2014); Bullis K. China Has Plenty of Shale Gas, But It Will Be Hard to Mine (December 11, 2012). Available at: <http://www.technologyreview.com/news/508146/china-has-plenty-of-shale-gas-but-it-will-be-hard-to-mine/>; Mandel J. Will U.S. shale technology make the leap across the Pacific? (July 17, 2012). Available at: <http://www.eenews.net/stories/1059967354>

Глава 2. Глобализация американской «революции сланцевой нефти»: возможности и ограничения

неэффективными, а также заметно повышают производственные издержки.

Во-вторых, как показывает специальное исследование Института мировых ресурсов (World Resource Institute), районы расположения сланцевых формаций КНР бедны водными ресурсами (таблица 3).

Таблица 3.

Риск нехватки водных ресурсов в районах залегания сланцевых формаций

Страна (ранжированы по оценочным ресурсам трудноизвлекаемой нефти)	Оценка риска
Россия	низкий
США	от среднего до высокого
Китай	высокий
Аргентина	от низкого до среднего
Ливия	аридная зона
Австралия	низкий
Венесуэла	низкий
Мексика	высокий
Пакистан	сверхвысокий
Канада	от низкого до среднего
Индонезия	низкий
Колумбия	низкий
Алжир	аридная зона
Бразилия	низкий
Турция	от среднего до высокого
Египет	аридная зона
Индия	высокий
Парагвай	от среднего до высокого
Монголия	сверхвысокий
Польша	низкий

Источник: Reig P., Luo T., Proctor J.N. Global Shale Gas Development. Water Availability and Business Risks. World Resource Institute, 2014.

В-третьих, гористый и холмистый характер местности в районах залегания сланцевых ресурсов осложняет транспортировку буровых платформ и другого тяжелого оборудования, используемого при бурении и строительстве скважин, а также прокладку трубопроводов. В свою очередь, это повышает издержки разведки, обустройства, добычи и транспортировки углеводородов.

В-четвертых, в отличие от США в КНР недостаточно буровых установок и специального оборудования, а также специализированных сервисных компаний для проведения массовых работ на сланцевых формациях на ограниченном временном интервале.

Серьезным барьером выступают и технологии. Развитых технологий разработки сланцевых формаций китайские компании не имеют, поэтому опираются не только на собственные изыскания, но и на сотрудничество с западными компаниями, включая Royal Dutch Shell. Компания SPT сформировала совместное предприятие с сервисным гигантом Halliburton.⁵⁰ Трансферт технологий китайские компании пытаются обеспечить и через участие в сланцевых проектах в США, в которые вложены до 8 млрд. долл.⁵¹

В 2013 г. PetroChina подписала с компанией Hess соглашение о разделе продукции по перспективному блоку сланцевой нефти.⁵² Блок площадью 880 квадратных километров расположен в Синьцзян–Уйгурском автономном районе. Практически соглашение предусматривало совместное изучение перспектив нефтеносного района. В том же году CNPC и Royal Dutch Shell открыли центр совместных исследований по сланцевой нефти в Пекине.⁵³ Предусмотрено, что в первые три года работы центра смешанные группы китайских и американских исследователей займутся

⁵⁰ Halliburton's new China JV targets Xinjiang tight oil, gas. July 10, 2014. Available at: <http://www.reuters.com/article/halliburton-china-jv-idUSL4N0PL1K220140710>

⁵¹ Thomas M. Momentum Builds In China's Emerging Shale Gas Sector. January 13, 2015. Available at: <http://www.epmag.com/momentum-builds-chinas-emerging-shale-gas-sector-778291>

⁵² Hess, PetroChina sign China's first shale oil deal. Available at: <http://www.reuters.com/article/2013/07/24/us-cnpc-hess-shale-idUSBRE96N0EL20130724>

⁵³ CNPC and Shell establish joint shale oil research centre in Beijing (November 13, 2013). Available at: <https://www.oilandgaseurasia.com/en/news/cnpc-shell-establish-shale-oil-research-center>

Глава 2. Глобализация американской «революции сланцевой нефти»: возможности и ограничения

изучением геологических структур, а затем перейдут к созданию технологий добычи.

Однако в 2015 г. крупнейшие западные компании начали сворачивать активность по изучению и разработке сланцевых формаций в КНР, в частности Royal Dutch Shell в проектах с PetroChina и China National Offshore Oil Corp (CNOOC)⁵⁴. Также вышли либо готовятся выйти из сланцевых проектов в Китае европейские и американские компании BP, Anadarko Petroleum Corp., Noble Energy Inc. и Hess Corp.⁵⁵

Выход западных компаний из сланцевых проектов в Китае, в принципе, вписывается в глобальную тенденцию. В 2013–2015 гг. американские и европейские супермейджеры заметно сократили инвестиции или полностью закрыли проекты в сфере неконвенциональных углеводородов в Польше, Венгрии, Турции, Аргентине, Великобритании, Франции, Германии, Швеции, Дании и на Украине. В каждом случае на то имелись конкретные основания – от ужесточения экологического законодательства и введения запрета на гидроразрыв пласта до обострения политической ситуации. Однако общей причиной является сложность коммерчески прибыльной добычи сланцевых углеводородов вне пределов США.

Взятые вместе эти и другие факторы отодвигают сланцевый прорыв в нефтедобыче Китая на неопределенное время.

Россия

Ресурсы легкой трудноизвлекаемой нефти в России оцениваются в 76 млрд. баррелей (10,3 млрд. тонн), по этому показателю она занимает первое место в мире⁵⁶. Вместе с тем разработка залежей неконвенциональной нефти в стране находится на самой начальной стадии.

Согласно оценкам Федерального агентства по недропользованию «балансовые запасы нефти категории ABC₁ в

⁵⁴ Hornby L. China's Cnooc shelves shale project (March 27, 2015). Available at: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/fa536e1c-d47b-11e4-8be8-00144feab7de.html#axzz3isVjQ8s3>

⁵⁵ Spegele B. Oil Producers Sound Retreat From China (March 26, 2015). Available at: <http://www.wsj.com/articles/oil-producers-sound-retreat-from-china-1427407192>

⁵⁶ EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. June 10, 2013.

России превышают 18 млрд. т; из них две трети относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ), доля которых постепенно увеличивается за счет преимущественной отработки легкоизвлекаемых запасов»⁵⁷.

По оценкам, около трех четвертей геологических ресурсов трудноизвлекаемой нефти в России сосредоточено в пластах Баженовской свиты. По некоторым геологическим характеристикам Бажен сопоставим с американской сланцевой формацией Eagle Ford (таблица 4).

Таблица 4.

Сравнение геологических характеристик Баженовской свиты и сланцевой формации Eagle Ford

	Баженовская свита	Eagle Ford
Средняя глубина залегания пласта, м	2700 – 3100	3000 – 3500
Толщина продуктивного пласта, м	20 – 30	30
Проницаемость, мД	<1	0,5
Пористость, %	2–6	7
Коэффициент извлечения нефти, %	?	<10

Источник: Sechin I. New Age of Petroleum. CERA Week 203, March 2013.

Перспективы добычи трудноизвлекаемой нефти в России остаются высоко неопределенными, что обусловлено недостаточностью накопленной геологической информации и пробного бурения. Существуют две радикальные точки зрения. Часть экспертов полагает, что геологические характеристики Баженовской свиты уникальны и к ней не применимы отработанные на американских формациях технологии гидродинамического удара и гидроразрыва пласта. Другая группа экспертов и представители нефтегазовых компаний считают, что дело не столько в неблагоприятных геологических характеристиках российских сланцевых формаций, сколько в неблагоприятном налоговом

⁵⁷ Роснедра. Проект (версия 12 сентября 2016 года) Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года. Москва, 2016.

режиме, который мешает вводу запасов неконвенциональных углеводородов в коммерческий оборот.

Сторонники первой позиции считают, что эффективно и коммерчески рентабельно использовать ресурсы Бажена не удастся. Нефть в свите находится под высоким давлением на большой глубине в разных по размеру скоплениях–линзах, которые не соединены между собой, а порода практически непроницаема. Переток нефти между «линзами» отсутствует, и стимулировать его не в состоянии даже гидроразрыв пласта. Получить из Баженовской свиты можно не более, чем 2–3% ресурсов.

Сторонники второй позиции считают, что изменение налогового режима для месторождений трудноизвлекаемой нефти сделает добычу рентабельной. Аналитики компании Лукойл полагают, что коэффициент извлечения нефти на Баженовской свите может быть доведен до 30–45% даже с использованием существующих технологий.⁵⁸

Более осторожная позиция заключается в том, что для российских формаций западные технологии необходимо адаптировать. Но американские и европейские санкции запретили западным компаниям работать в этом направлении с российскими нефтегазовыми компаниями, поэтому последним приходится рассчитывать на собственные технологические решения. Самостоятельные работы по разработке Баженовской свиты ведут компании Сургутнефтегаз, Роснефть и РИТЭК, которые пока не вышли на уровень промышленной добычи. Газпромнефть использует на свите опыт, наработанный вместе с Royal Dutch Shell.⁵⁹

Долгосрочные прогнозы добычи трудноизвлекаемой нефти вне США

Недостаточность и противоречивость геологической и экономической информации предельно затрудняет долгосрочный прогноз добычи сланцевой нефти. По оценкам авторитетных

⁵⁸ ЛУКОЙЛ. Основные тенденции развития глобальных рынков нефти и газа до 2025 года. 2013, с.50.

⁵⁹ Перспективы российской нефтегазовой отрасли в свете низких цен на нефть и снятия международных санкций с Ирана. Режим доступа: <http://www.energy-experts.ru/online17126.html>

международных энергетических организаций и консалтинговых компаний, добыча легкой трудноизвлекаемой нефти вне США может к 2040 г. достичь 1–3,3 млн. баррелей в день (рисунок 11).

Рисунок 11. Прогнозы добычи трудноизвлекаемой нефти вне США в 2040 г., млн. баррелей в день.

Источники: U.S. Energy Information Administration. World Energy Outlook 2015; ОПЕК. World Oil Outlook 2015; EIA. International Energy Outlook 2016.

В базовом сценарии прогноза ОПЕК предполагается, что трудноизвлекаемая нефть к 2040 г. будет добываться помимо США еще в трех странах – Канаде, России и Аргентине (рисунок 12). При этом базовый сценарий прогноза ОПЕК менее оптимистичен в отношении всех стран по сравнению с базовым сценарием прогноза Администрации энергетической информации. АЭИ в базовом сценарии прогноза предполагает, что в 2040 г. трудноизвлекаемая нефть помимо США будет добываться в России, Канаде, Аргентине, а также в меньших объемах в Мексике, Колумбии, Австралии и других странах.

Рисунок 12. Прогнозы добычи легкой трудноизвлекаемой нефти вне США в 2040 г. в разрезе стран, млн. баррелей в день.

Источники: ОПЕК. World Oil Outlook 2015; U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2016.

Международные энергетические агентства прогнозируют, что и через 25 лет на США будет приходиться от двух третей до 80% всего мирового производства сланцевой нефти (рисунок 13).

Рисунок 13. Доли стран в мировой добыче трудноизвлекаемой нефти в 2040 г., %.

Источники: U.S. Energy Information Administration. World Energy Outlook 2015; OPEC. World Oil Outlook 2015; EIA. International Energy Outlook 2016; U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2016.

Влияние понижительного ценового цикла на перспективы добычи сланцевой нефти в США

Международные прогнозы не учитывают или учитывают не в полной мере резкое снижение, а затем стабилизацию нефтяных котировок на пониженных уровнях с лета 2014 г. Цена барреля WTI снизилась с 105,8 долларов в июне 2014 г. до 30,3 долларов в феврале 2016 г. Несмотря на непрерывное снижение издержек добычи сланцевой нефти, очевидно, что в случае стабилизации цены барреля в коридоре 45–50 долл. давление рыночных факторов в пользу глобализации «американской сланцевой революции» заметно ослабнет.

Особое значение имеет то, насколько чувствительной к изменению цены нефти окажется добыча трудноизвлекаемой нефти в США. Будучи «молодым» энергетическим ресурсом, сектор неконвенциональной нефти впервые проходит через период существенного снижения нефтяных котировок. Реакция этого сектора на циклы ценовой конъюнктуры в существенной степени скажется на динамике мирового рынка нефти.

Несмотря на то, что динамика числа активных нефтяных буровых установок в США оказалась крайне чувствительной к снижению нефтяных котировок (рисунок 14), компании в секторе неконвенциональных углеводородов продемонстрировали бóльшую устойчивость к неблагоприятной ценовой конъюнктуре, чем это можно было предположить ранее. Снижение добычи сырой нефти и конденсатов на семи основных сланцевых формациях США было зафиксировано лишь через шесть месяцев после начала снижения котировок WTI (рисунок 15).

Рисунок 14. Динамика активных нефтяных буровых установок в США и спотовой цены WTI (долл. за баррель)

Рисунок 15. Динамика добычи сырой нефти и конденсатов на семи основных сланцевых формациях в США (млн. баррелей в день) и спотовой цены WTI (долл. за баррель)

Источник: по данным U.S. Energy Information Administration; Baker Hughes.

Отсрочить и замедлить падение добычи неконвенциональной нефти в США в период затянувшейся стабилизации цен на нефть на пониженных уровнях позволило постоянное сокращение издержек сланцевыми производителями; развитый финансовый рынок, в том числе рынок деривативов, позволивший нефтегазовым компаниям использовать стратегию хеджирования от ценовых рисков (подробнее см.: Глава 1 «Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США»).

Отдельно стоит выделить такой фактор, как значительный накопленный фонд уже пробуренных, но еще не разрабатываемых скважин. По оценкам Администрации энергетической информации

министерства энергетики США, на конец сентября 2016 г. фонд пробуренных, но не завершенных скважин на основных нефтяных сланцевых формациях США – Permian, Eagle Ford, Bakken и Niobrara – составил 4143 единицы (рисунок 16).

Однако, по оценкам норвежской консалтинговой компании Rystad Energy, при стабилизации нефтяных котировок на пониженном уровне ввод этих скважин не позволит избежать падения добычи сланцевой нефти в США в текущем году. Так, при цене на нефть в 30 долл. за баррель WTI ввод в действие пробуренных, но еще не разрабатываемых скважин, позволит добыть 475 тыс. баррелей трудноизвлекаемой нефти в день. Однако, учитывая сокращение добычи на уже действующих скважинах, при цене на нефть в 30 долл. за баррель WTI Rystad Energy ожидает сокращения добычи трудноизвлекаемой нефти в США в четвертом квартале 2016 г. на 700 тыс. баррелей в день по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

Рисунок 16. Число пробуренных, но не завершенных скважин на основных нефтяных сланцевых формациях США (накопленным итогом) в январе 2014 - сентябре 2016 гг.

Источник: U.S. Energy Information Administration.

Среднесрочная перспектива

В среднесрочном обзоре мирового рынка нефти до 2021 г. включительно, опубликованном в феврале 2016 г., Международное энергетическое агентство (МЭА) кардинально пересмотрело прогноз динамики добычи американской сланцевой нефти в сторону понижения (рисунок 17). В прогнозе 2016 г. МЭА ожидает, что добыча трудноизвлекаемой нефти будет снижаться в 2016 и 2017 гг.

Рисунок 17. Сравнение среднесрочных прогнозов МЭА 2015 и 2016 гг.: добыча трудноизвлекаемой нефти в США, млн. баррелей в день

Источники: U.S. Energy Information Administration. Medium-Term Oil Market Report 2015; U.S. Energy Information Administration. Medium-Term Oil Market Report 2016.

Начало восстановления добычи сланцевой нефти в США МЭА ожидает с 2018 г., однако подчеркивает, что при переходе нефтяных котировок в повышательный ценовой цикл возвращение американской трудноизвлекаемой нефти на рынок не будет быстрым, объем добычи восстановится до максимума 2015 г. только в 2020–2021 г. К 2021 г. добыча американской трудноизвлекаемой нефти достигнет 5 млн. баррелей в день, что на 4% превысит уровень предыдущего пика, зафиксированного в 2015 г.

Долговременные перспективы

Долгосрочный прогноз добычи трудноизвлекаемой нефти в США МЭА, опубликованный в ноябре 2015 г., подробно раскрыт в сценарии «новая политика», предполагающем, что правительства и компании проводят активную политику по продвижению энергоэффективности, включая нефтеэффективность. МЭА ожидает роста добычи трудноизвлекаемой нефти в США в 2020 г. до 5,1 млн. баррелей в день, а в 2040 г. – ее снижение до 3,3 млн. баррелей в день. Предыдущий прогноз, опубликованный в конце 2014 г., предполагал наращивание добычи трудноизвлекаемой нефти в США в 2025 г. до 4,4 млн. баррелей в день и дальнейшее ее сокращение до 2,9 млн. баррелей в день в 2040 г. (рисунок 18).

Сопоставление двух прогнозов показывает, что наблюдаемый спад добычи трудноизвлекаемой нефти несколько изменит временной профиль ее добычи и в будущем. Объемы добычи после 2020 г. будут больше, чем это полагалось ранее. Следовательно, влияние сектора неконвенциональной нефти США на мировой рынок нефти окажется более длительным и существенным.

Рисунок 18. МЭА: сравнение долгосрочных прогнозов добычи трудноизвлекаемой нефти в США, млн. баррелей в день

Источники: U.S. Energy Information Administration. World Energy Outlook 2014; U.S. Energy Information Administration. World Energy Outlook 2015.

При этом МЭА представляет анализ чувствительности добычи трудноизвлекаемой нефти в США к изменению ценовой конъюнктуры в перспективе до 2020 г. (рисунок 19).

Рисунок 19. Изменение добычи трудноизвлекаемой нефти в США в 2014 - 2020 гг. (накопленным итогом) в зависимости от цены нефти в 2020 г.

Источник: U.S. Energy Information Administration World Energy Outlook 2015.

Главным выводом этого анализа является то, что Международное энергетическое агентство считает уровень цен WTI в 60 долл. за баррель (в долларах 2014 г.) критическим уровнем. Фактически это та «точка безубыточности», снижение цены нефти ниже которой выбивает трудноизвлекаемую нефть с рынка.

ОПЕК в обзоре мирового рынка нефти, опубликованном в октябре 2015 г., скорректировала прогноз добычи сланцевой нефти в США в базовом сценарии в сторону повышения по сравнению с 2014 г. (рисунок 20). В 2040 г., по оценкам картеля, добыча трудноизвлекаемой нефти в США достигнет 4,2 млн. баррелей в день. При этом пик добычи американской неконвенциональной нефти сдвинут с 2018–2020 гг. на 2022–2024 гг. В целом это соответствует видению Международного энергетического агентства, которое рассмотрено выше.

Рисунок 20. ОПЕК: сравнение прогнозов добычи трудноизвлекаемой нефти в США в базовом сценарии, млн. баррелей в день

Источники: ОПЕК. World Oil Outlook 2014; ОПЕК. World Oil Outlook 2015.

ВР оценивает долгосрочные перспективы трудноизвлекаемой нефти США заметно более оптимистично по сравнению с МЭА и ОПЕК. Представленные в обзорах мировой энергетики компании ВР прогнозные оценки добычи трудноизвлекаемой нефти в США третий год подряд скорректированы в сторону повышения (рисунок 21). Согласно наиболее актуальным оценкам, добыча нефти низкопроницаемых пластов в США выйдет на плато в районе 2030 г., когда достигнет примерно 8 млн. баррелей в день.

При этом ВР не ожидает спада добычи американской трудноизвлекаемой нефти в 2016 г., она снизится только в 2017 г. Очевидно, что этот прогноз уже дезавуирован реальной жизнью.

Рисунок 21. ВР: сравнение прогнозов добычи трудноизвлекаемой нефти в США, млн. баррелей в день
Источник: BP Energy Outlook 2016 edition.

В целом сопоставление международных прогнозов показывает, что прогнозы добычи трудноизвлекаемой нефти в США, особенно в период затянувшейся стабилизации нефтяных котировок на пониженном уровне, отличаются повышенной неопределенностью. Это объясняется тем, что трудноизвлекаемая нефть является сравнительно «молодым» ресурсом, который за время активного освоения впервые тестируется в условиях понижительного ценового цикла. Ведущие энергетические организации ожидают начало восстановления добычи трудноизвлекаемой нефти в США в перспективе 2017–2018 гг. (рисунок 22).

Таким образом, американская «сланцевая революция», запустившая кардинальную перестройку мирового рынка нефти и понижительный ценовой цикл, парадоксальным образом стала одним из главных препятствий на пути глобализации «сланцевой революции». Что неудивительно, так как в рыночной экономике революция является не технологическим, а экономическим феноменом. Затяжной период низких цен на нефть спровоцировал первый производственный спад в секторе американских неконвенциональных углеводородов. Однако, пройдя через банкротства, слияния и поглощения, компании выведут сектор из кризиса, как только цены на нефть вновь начнут расти. Кризис

также ускорит внедрение новых технологий добычи, обеспечивающих снижение производственных издержек. Не остановит кризис и глобализацию американской «сланцевой революции».

Рисунок 22. Разброс прогнозов добычи трудноизвлекаемой нефти в США, млн. баррелей в день

Источники: U.S. Energy Information Administration. World Energy Outlook 2015; BP Energy Outlook 2016 edition; IEA. Medium-Term Oil Market Report 2016; OPEC. World Oil Outlook 2015.

Помимо всего прочего следует учитывать, что не все страны – кандидаты на роль крупных продуцентов неконвенциональной нефти могут быть строго квалифицированы как рыночные экономики. Добыча углеводородов, в том числе неконвенциональных, может быть поддержана государством с целью поддержания притока в экономику твердой валюты за счет экспорта нефти и/или снижения расходов валюты на нефтяной импорт.

Глава 3

«Сланцевая революция»: влияние на динамику нефтепереработки и нефтегазохимии в США

В фокусе настоящей главы находится анализ влияния «революции трудноизвлекаемой нефти» на динамику американской нефтепереработки и нефтегазохимии, а также экспортную экспансию последних на рынки Канады, латиноамериканских стран и Европы.

Сектор нефтепереработки в США: наращивание мощностей

Благодаря «революции трудноизвлекаемой нефти» американская нефтепереработка получила два важнейших глобальных конкурентных преимущества: во-первых, стабильные и даже растущие поставки сырья высокого качества; во-вторых, низкие цены на сырье. Эти преимущества создали объективные предпосылки для глобализации американской нефтепереработки и нефтегазохимии. США сократили импорт сырой нефти и нефтепродуктов, что особенно болезненно сказалось на европейской нефтепереработке, ниши которой на американском рынке заметно сжались, а также увеличили экспорт нефтепродуктов.

Американскую нефтепереработку отличает высокий уровень глубины переработки сырья благодаря активному применению вторичных процессов, что в свою очередь обеспечивает высокое качество выпускаемых нефтепродуктов. По объему мощностей нефтепереработки США занимают первое место в мире (19% от совокупных мировых мощностей). Объем мощностей возрастал до 2011 г., однако рост цен на нефть, стабилизация внутреннего спроса на нефтепродукты и вывод устаревшего оборудования из эксплуатации привели в 2011 г. к снижению перерабатывающих мощностей (рисунок 1). В последние годы рост нефтедобычи в результате «сланцевой революции» обеспечил нефтеперерабатывающие заводы сравнительно дешевым местным сырьем. В результате в 2015 г. нефтеперерабатывающие мощности возросли на 0,5 млн. баррелей нефти в день или 3,1%, что является рекордно высоким показателем за последние 30 лет.

Рисунок 1. Мощности американских НПЗ на 1 января года

Источник: U.S. Energy Information Administration.

После этого скачка темпы ввода новых мощностей существенно замедлились. Согласно планам компаний, в 2016–2019 гг. в эксплуатацию будут введены нефтеперерабатывающие мощности объемом 163 тыс. баррелей в день (таблица 1). Тем не менее, если рост добычи нефти в США возобновится, американская нефтепереработка может продолжить расширяться и после 2020 г., несмотря на нарастающую конкуренцию со стороны индийских и южнокорейских экспортных НПЗ и в условиях ослабления и возможного снятия ограничений на экспорт нефтепродуктов китайскими компаниями.

Таблица 1.

Планы компаний по вводу новых нефтеперерабатывающих мощностей в США в 2016-2019 гг.

Компания	Год	Объем мощностей, тыс. баррелей в день
Marathon	2016	30
Husky	2017	40
HollyFrontier	2017	15
Chevron	2017	20

Глава 3. «Сланцевая революция»: влияние на динамику нефтепереработки и нефтегазохимии в США

Компания	Год	Объем мощностей, тыс. баррелей в день
NCRA	2018	30
AIDEA	2018	3
CHS	2019	25
Всего		163

Источник: U.S. Energy Information Administration.

Небольшие объемы ввода новых мощностей связаны с существенным снижением в конце 2015 г. маржи американской нефтепереработки. В 2012–2015 гг. доступ к сравнительно дешевому сырью обеспечивал нефтепереработчикам США более высокую в сравнении с европейской нефтепереработкой маржу (рисунок 2). Однако наращивание мощностей и рост загрузки привели к ее снижению. Сжатие спреда между WTI и Brent негативно сказывается на конкурентоспособности американских НПЗ.

Рисунок 2. Динамика маржи переработки сортов нефти WTI, Brent и Dubai, долл. за баррель

Источник: International Energy Agency.

Изменение структуры «входа» нефтепереработки

Сланцевая нефть вытеснила с американского рынка легкую импортную нефть, в первую очередь, африканскую (Нигерия, Алжир, Ангола). В то же время объемы импорта сортов средней нефти из стран Арабского залива остались стабильными, а импорт тяжелой нефти даже увеличился. Связано это с тем, что долгое время американская нефтепереработка технологически модернизировалась под использование тяжелой нефти из Латинской Америки и шельфа Мексиканского залива, но благодаря росту добычи легкой неконвенциональной нефти получила возможность смешивать ее с тяжелой канадской нефтью. Несмотря на уменьшение объемов импорта, доля и абсолютные объемы канадского импорта возрастают. Из-за «сланцевой революции» вытеснение с американского рынка легкой и средней нефти продолжится. В целом, в структуре входа американской нефтепереработки произошел сдвиг к собственной легкой и тяжелой канадской нефтям.

При сжатии ниш на американском рынке для экспортеров нефти последние быстро перенаправили свою нефть на рынки Европы и азиатских стран АТР. В первую очередь это африканские страны с легкой нефтью – Нигерия, Алжир и Ангола, которые существенно нарастили поставки в европейские страны, а также производители тяжелой нефти – Венесуэла и, в меньшей степени, Эквадор и Колумбия. Экспорт этих стран в Европу вплоть до конца 2015 г. увеличивается, несмотря на то, что общий европейский импорт сырой нефти снижался. Также африканские страны начали активно конкурировать на китайском рынке со странами Персидского залива. Долгосрочная мировая тенденция на «утяжеление» входящей нефти была переломлена появлением на рынке значительных объемов легкой нефти.

Увеличение выпуска нефтепродуктов

Сланцевая нефть является более легкой по сравнению с другими сортами нефти, в первую очередь, импортируемой конвенциональной нефтью, что позволяет получить в нефтепереработке больше легких и средних дистиллятов без задействования вторичных процессов (рисунок 3).

Рисунок 3. Американская нефтепереработка: структура выпуска, %.

Источник: McKinsey.

Выпуск нефтепродуктов в США за последние 10 лет увеличился на 2,1 млн. баррелей в день или 12% (таблица 2). Практически весь прирост выпуска обеспечили автобензин (рост производства на 18%) и дизельное топливо (рост на 26%). Производство мазута снизилось на 33%, остальных нефтепродуктов – на 1–7%. Снижение выпуска СУГ в нефтепереработке объясняется тем, что значительные объемы углеводородных газов получают на газоперерабатывающих заводах, использующих особенно дешевое сырье – «мокрый» сланцевый газ, богатый пропанами и бутанами.

Таблица 2.

США: производство нефтепродуктов, млн. баррелей в день

	2000	2005	2010	2015
Бензин	8,0	8,3	9,1	9,8
Авиатоплива/керосин	1,7	1,6	1,5	1,6
Дизель	3,6	4,0	4,2	5,0

	2000	2005	2010	2015
Мазут	0,7	0,6	0,6	0,4
СУГ	0,7	0,6	0,7	0,6
Прочие нефтепродукты	2,6	2,7	2,5	2,5
Всего	17,2	17,8	18,5	19,9

Источник: U.S. Energy Information Administration.

Динамика сектора нефтегазохимии

Дешевые сланцевый газ и газовый конденсат стали важнейшим конкурентным преимуществом американской нефтегазохимии. Даже после снижения цен на природный газ в Европе и АТР (вслед за снижением цены нефти) цена газа на американском рынке остается ниже, чем в Европе и в Японии.

«Сланцевая революция» привела к увеличению в США добычи не только нефти, но также так называемого «мокрого» газа и газоконденсата. Добыча газоконденсатов в 2000–2015 гг. выросла в раза до 3,3 млн. баррелей в день (таблица 3).

Таблица 3.

США: добыча газоконденсата и производство СУГ, млн. баррелей в день

	2000	2005	2010	2015
Добыча газоконденсата	1,9	1,7	2,1	3,3
Производство СУГ на газоперерабатывающих заводах	1,6	1,5	1,8	2,8
Производство СУГ на НПЗ	0,7	0,6	0,7	0,6
Экспорт СУГ	0,1	0,1	0,1	0,8

Источник: U.S. Energy Information Administration.

Нефтегазохимия США не справляется с быстро растущим объемом «мокрого» сланцевого газа, поэтому значительная часть его используется для производства СУГов, конкурирующих с нефтепродуктами, получаемыми на НПЗ. Если объемы производства СУГов на НПЗ в 2005–2015 гг. остались примерно на одном уровне, то их производство на газоперерабатывающих заводах почти удвоилось до 2,8 млн. баррелей в день.

Глава 3. «Сланцевая революция»: влияние на динамику нефтепереработки и нефтегазохимии в США

В 2015-2018 гг. в дополнение к имеющимся мощностям в 1100 тыс. баррелей в день в США планируется построить мощностей на 600 тыс. баррелей в день, использующих в качестве сырья этан, и 200 тыс. баррелей в день, использующих в качестве сырья пропан. Прогнозируется, что к 2020 г. выпуск этилена в США вырастет на 24 млн. т, в Канаде и Мексике – на 1,7 млн. т.

В гонку строительства нефтегазохимических мощностей в США включаются компании Южной Кореи, Японии, стран Ближнего Востока, а в самое последнее время и Китая. Эти компании намерены производить продукцию нефтегазохимии из дешевого американского сырья и экспортировать ее на рынки своих стран.

В то же время американские компании активно продвигают экспортные проекты, опирающиеся на дешевый сланцевый газ. Осенью 2015 г. ExxonMobil и Royal Dutch Shell заключили с британской компанией Ineos контракт на поставку газа с 2017 г. в Шотландию на завод по производству этилена.

Экспортная экспансия нефтепереработки и нефтегазохимии США на рынках Латинской Америки, Европы и стран АТР

Нефтепереработка нефтехимия США значительно укрепили свои глобальные позиции благодаря стабильным поставкам дешевого сырья.

США являются крупнейшим мировым экспортером нефтепродуктов, далеко опережая другие страны. В 2015 г. на них приходилось 15% мирового экспорта нефтепродуктов (таблица 4).

Таблица 4.

Крупнейшие мировые экспортеры нефтепродуктов в 2015 г.

Страна	млн. баррелей в день	% от мирового экспорта нефтепродуктов
США	4,3	15,0
Россия	2,3	7,9
Нидерланды	2,2	7,9
Сингапур	1,9	6,6
Южная Корея	1,3	4,5
Индия	1,2	4,4
Саудовская Аравия	1,2	4,0

Страна	млн. баррелей в день	% от мирового экспорта нефтепродуктов
ОАЭ	1,0	3,3
Китай	0,8	2,9
Кувейт	0,7	2,6
Алжир	0,6	2,1
Италия	0,6	2,0
Япония	0,6	2,0
Бельгия	0,5	1,9
Катар	0,5	1,8
15 стран	19,7	68,9

Источники: рассчитано по базе данных ОПЕК.

«Сланцевая революция» заметно стимулировала экспорт нефтепродуктов из США. В 2005–2015 гг. их экспорт вырос 4,3 раза, а доля США в мировом экспорте нефтепродуктов возросла с 5,5% до 15% (рисунок 4). Растущий американский экспорт нефтепродуктов является драйвером мирового рынка нефтепродуктов, в то время как объемы международной торговли сырой нефтью вплоть до 2015 г. включительно снижаются.

Рисунок 4. США: динамика экспорта нефтепродуктов в 2000 - 2015 гг.

Источники: ЦЭИ ИМЭМО по базе данных ОПЕК.

Глава 3. «Сланцевая революция»: влияние на динамику нефтепереработки и нефтегазохимии в США

Особенно стоит отметить, что значительный прирост производства СУГов направляется на экспорт, главным образом в страны Латинской Америки. В 2000–2015 гг. экспортные поставки СУГов увеличились с 0,1 до 0,8 млн. баррелей в день. Перспективными для американских компаний являются быстро растущие рынки стран Азиатско–Тихоокеанского региона: уже на 2016–2017 гг. заключены контракты на поставку дизеля и СУГ в Южную Корею.

Региональная структура экспортной экспансии

В 2010–2015 гг. экспорт нефтепродуктов из США вырос на 38%. Основным продуктом экспорта является дизельное топливо. Также заметно увеличился экспорт автомобильного бензина.

Опираясь на сильные конкурентные преимущества, американские производители заметно потеснили конкурентов на рынках Латинской Америки, Европы и Канады (таблица 5). В 2005–2015 гг. экспортные поставки нефтепродуктов из США в латиноамериканские страны выросли в 3,7 раза, европейские страны – 4 раза, Канаду – 3,5, азиатские страны АТР – 3,9, африканские страны, из-за низкой исходной базы – в 8,5 раз. Крупнейшим зарубежным рынком сбыта американских нефтепродуктов в 2015 г. были страны Латинской Америки (2,1 млн. баррелей в день и 48% совокупного экспорта), Европа (0,5 млн. баррелей в день и 17%) и Канада (0,7 млн. баррелей в день и 12%). Судя по показателям за первое полугодие 2016 г., в текущем году в целом экспорт нефтепродуктов из США увеличится на 11% до 4,7 млн. баррелей в день. При этом экспорт будет более сконцентрирован на рынках Латинской Америки, Европы, Канады и азиатских стран АТР.

Таблица 5.

США: экспорт нефтепродуктов в разрезе регионов мира, тыс. баррелей в день

Регион	2005	2010	2012	2015	2016*
Латинская Америка	562	1188	1611	2076	2184
Европа	150	192	349	527	566
Канада	188	423	611	748	756
Азиатские страны	108	251	255	423	763

Регион	2005	2010	2012	2015	2016*
АТР					
Африка	11	10	37	79	126
Индия	20	78	80	167	177
Остальные страны	95	167	194	273	175
Мир	1134	2309	3137	4293	4748

*— оценка на базе месячных данных Energy Information Administration

Источник: U.S. Energy Information Administration.

Латинская Америка

В Латинской Америке американские нефтепродукты заняли сильные позиции, что во многом объясняется географической близостью региона к США, но также и слабым развитием и низкой конкурентоспособностью местных нефтеперерабатывающих заводов.

В Мексике импорт нефтепродуктов из США достигает почти 90% от их совокупного импорта (рисунок 5). При этом, начиная с 2010 г., американские нефтепродукты начали существенно теснить на мексиканском рынке европейские нефтепродукты.

Рисунок 5. Мексика: импорт нефтепродуктов, млн. баррелей

Источник: International Energy Agency.

Канада

В Канаде американские нефтепродукты практически вытеснили венесуэльские, а с 2012 г. начали теснить и европейские нефтепродукты (рисунок 6). В Канаде, как и в Мексике, продвижению американских нефтепродуктов способствует участие обеих стран в интеграционном проекте НАФТА с США.

Рисунок 6. Канада: импорт нефтепродуктов, млн. баррелей

Источник: International Energy Agency.

Европа

Заметно вырос экспорт американских нефтепродуктов на европейские рынки. В 2015 г. их доля в совокупном импорте нефтепродуктов странами Европы – членами ОЭСР составил 17%. При этом в этом регионе американские НПЗ сталкиваются с сильной конкуренцией со стороны России и стран Ближнего Востока, которые также наращивают экспорт нефтепродуктов на европейские рынки (рисунок 7).

Рисунок 7. ОЭСР Европа: импорт нефтепродуктов, млн баррелей

Источник: International Energy Agency.

АТР

На рынках АТР американский экспорт нефтепродуктов сталкивается с конкуренцией как со стороны южнокорейских, индийских и ближневосточных НПЗ, так и со стороны поддерживаемых национальными правительствами местных производителей. Тем не менее, в предстоящие 5-7 лет, до тех пор, пока в полную силу не развернутся нефтеперерабатывающие комплексы Китая и Индии, американские нефтепродукты усилят позиции и на этих рынках.

Экспорт дизельного топлива в региональном разрезе

По физическому объему дизельное топливо – основной экспортный продукт нефтепереработки США. В 2005–2015 гг. экспорт дизельного топлива вырос в 8,6 раз до 434 млн. баррелей (таблица 6). США стали крупным чистым экспортером дизеля и продолжают быстро наращивать его чистый экспорт. Импорт дизельного топлива за тот же период заметно уменьшился. При этом в 2015 г. две трети импорта дизеля в США приходилось на Канаду.

Таблица 6.

США: экспорт, импорт и чистый экспорт дизельного топлива в региональном и страновом разрезе, млн. баррелей

Регионы/ страны	Экспорт			Импорт			Чистый экспорт		
	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015
Канада	6	5	11	39	48	54	-33	-43	-43
Латинская Америка	34	140	246	54	23	1	-20	117	245
Аргентина	1	5	20	1	0	0	0	5	20
Мексика	9	34	52	9	0	0	0	34	52
Панама	2	14	19	2	0	0	0	14	19
Перу	3	8	20	0	0	0	3	8	20
Чили	6	14	37	0	0	0	6	14	37
Европа	6	72	129	14	9	13	-8	63	116
Франция	1	6	31	0	0	0	1	6	31
Нидерланды	2	42	42	4	1	1	-2	41	41
Великобритания	0	2	20	0	0	0	0	1	20

Глава 3. «Сланцевая революция»: влияние на динамику нефтепереработки и нефтегазохимии в США

Регионы/ страны	Экспорт			Импорт			Чистый экспорт		
	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015
Азиатские страны АТР	2	7	11	5	3	2	-3	4	9
Африка	0	3	6	7	1	0	-7	2	6
Прочие страны	3	12	31	2	1	3	1	11	28
Мир	51	239	434	121	85	73	-70	154	361

Источник: рассчитано по данным U.S. Energy Information Administration.

Экспорт дизельного топлива из США идет главным образом на географически близкие рынки стран Латинской Америки, а также в Европу, где конкурирует с российским топливом. При этом почти около трети американского экспорта дизеля на европейские рынки направляется в Нидерланды, откуда он перераспределяется по конечным европейским потребителям, а также может перепродаваться для поставок в страны АТР.

Экспорт автобензина в региональном разрезе

Объемы экспорта автомобильного бензина из США в 2005–2015 гг. увеличились более чем в 3 раза до 174 тыс. баррелей в день (таблица 7). Почти весь экспорт (89%) направляется на латиноамериканские рынки.

Таблица 7.

США: экспорт, импорт и чистый экспорт автобензина в региональном и страновом разрезе, млн. баррелей

Регионы/ страны	Экспорт			Импорт			Чистый экспорт		
	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015
Канада	3	8	6	55	15	12	-52	-6	-6
Латинская Америка	44	95	155	60	3	2	-15	92	153
Европа	1	1	2	89	25	8	-89	-24	-7
Азиатские страны АТР	0	0	4	5	5	1	-5	-5	3
Африка	0	1	4	1	0	1	0	1	3
Прочие страны	1	3	7	10	1	2	-9	2	6

Мир	49	108	174	220	49	26	-170	59	148
-----	----	-----	-----	-----	----	----	------	----	-----

Источник: рассчитано по данным U.S. Energy Information Administration.

«Сланцевая революция» – драйвер экспорта продукции нефтегазохимии

Хотя часть произведенных СУГов направляется на экспорт напрямую, большая часть их часть поставляется в качестве сырья в нефтегазохимию. По оценке консалтингового агентства WoodMackenzie, при цене барреля нефти в 58 долларов за баррель и цене природного газа в 74 доллара за тыс. куб. м американская нефтегазохимия при производстве этилена (из этана) имеет преимущество в 400 долларов в расчете на тонну по сравнению с азиатскими заводами (производство из нефти) и 200 долларов в расчете на тонну по сравнению с ближневосточными заводами (производство из СУГов).

Неудивительно, что в 2016–2018 гг. в дополнение к имеющимся мощностям в нефтегазохимии в 1100 тыс. баррелей в день в США планируется построить новых мощностей на 600 тыс. баррелей в день, работающих на этановом сырье, и 200 тыс. баррелей в день, работающих на пропане. Прогнозируется, что к 2020 г. выпуск этилена в США вырастет на 24 млн. т. Преимущество по издержкам при благоприятной ценовой конъюнктуре на рынках сырой нефти и природного газа, скорее всего позволит увеличить объемы мощностей в нефтегазохимии и после 2020 г. К настоящему времени американские компании уже объявили о проектах в период 2020–2025 гг. суммарной мощностью 6 млн. т. Значительная часть продукции предназначена на экспорт.

Экспорт продукции нефтегазохимии, в первую очередь пластмасс, стабильно увеличивается (рисунок 8), небольшое снижение стоимостного объема экспорта в 2015 г. обусловлено значительным снижением цены нефти. Основными экспортными рынками США в последнее десятилетие остаются Мексика и Канада. Расширяются экспортные поставки в Китай, Бразилию, Японию, Южную Корею и европейские страны.

Рисунок 8. США: экспорт пластмасс, млрд. долларов

Источник: рассчитано по базе данных Comtrade.

Китай и Бразилия стали привлекательными рынками благодаря высоким темпам экономического роста, продемонстрированным в 2000-х годах. При этом Бразилия планировала развивать собственную нефтехимическую отрасль, однако кризис национальной государственной нефтяной компании Petrobras, провалившей программы по строительству НПЗ, не позволили реализовать эти планы. Импорт из США, благодаря низким издержкам производства, занял более 30% совокупного бразильского импорта пластмасс (рисунок 9).

Рисунок 9. Бразилия: импорт пластмасс, млн. т в год

Источник: Министерство развития, промышленности и внешней торговли Бразилии.

Подведем основные итоги. Затоваренность американского рынка физической нефти и импорт очень дешевой нефти из Канады обеспечивают высокотехнологичным нефтеперерабатывающим заводам в США сильные глобальные конкурентные позиции. Сырье американской нефтепереработке обходится дешевле в сравнении с конкурентами.

В результате «революции трудноизвлекаемой нефти» экспорт нефтепродуктов из США в 2010–2015 гг. вырос на 38% до 4,3 млн. баррелей в день. В структуре экспорта доминирует дизельное топливо, а также автомобильный бензин. США заметно увеличили и продолжают наращивать экспорт СУГов и уже конкурируют на этом рынке со странами Ближнего Востока.

Приоритетными экспортными рынками для американских нефтепродуктов являются Канада, страны Латинской Америки и

Глава 3. «Сланцевая революция»: влияние на динамику нефтепереработки и нефтегазохимии в США

Европа. В то же время, благодаря высокой конкурентоспособности, заметно их присутствие и на рынках азиатских стран АТР и Африки.

Сравнительно дешевый сланцевый газ и высокий технологический уровень газопроизводящих заводов, позволяющих выделять из «мокрого» газа этан, пропан и бутан, способствуют буму строительства газонефтехимических заводов. Параллельно растет экспорт продукции газохимии. Ближе к 2020 г. в эксплуатацию будут запущены значительные дополнительные мощности в нефтегазохимии, что позволит США еще больше увеличить экспорт газохимической продукции.

О проектах строительства в США газохимических заводов заявили компании Южной Кореи, Японии, стран Ближнего Востока, а в самое последнее время Китая. Они планируют производить продукцию нефтегазохимии из дешевого американского сырья и экспортировать ее на рынки стран своего базирования.

Глава 4

Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

Примерно с середины 1990-х годов определяющее влияние на динамику добычи и экспорта нефти в России оказывают частные и государственные нефтяные компании. Переход от отрасли, централизованно управляемой министерством, к системе корпораций различной формы собственности – центральный институциональный сдвиг в российском нефтегазовом секторе, развернувшийся в последние три десятилетия. Цель настоящей главы – проанализировать динамику и факторы, определившие генезис российских нефтяных компаний, а также раскрыть влияние этих компаний на характер отношений с иностранным капиталом, глобализацию и интернационализацию нефтяной отрасли и диверсификацию географической структуры нефтяного экспорта. Стоит особо оговорить, что временные рамки анализа ограничены преимущественно 2015 г. Как показывают новейшие события, корпоративная структура российского нефтяного сектора еще далека от стабилизации.

Волны институциональной перестройки нефтяного сектора

За последние три десятилетия в нефтегазовом секторе России прошло несколько волн институциональных преобразований, в ходе которых выкристаллизовалась его современная корпоративная структура. С известными упрощениями можно выделить три такие крупные волны: во-первых, номенклатурная приватизация периода первоначального накопления капитала; во-вторых, политическая приватизация в форме залоговых аукционов; в-третьих, усиление государственных начал.

Институциональная перестройка наложилась на фундаментальную трансформацию унаследованного от СССР нерыночного хозяйства, в ходе которой абсолютные позиции нефтяного сектора в российской экономике принципиально изменились.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

Трансформация советского народного хозяйства: адаптация к новой системе цен и спросовых ограничений

От СССР Россия унаследовала весьма специфическое нефтяное хозяйство. С точки зрения настоящего исследования особое значение имеют следующие уникальные характеристики этого хозяйства, которые в значительной мере задали ход рыночной трансформации отечественной нефтяной отрасли: во-первых, глубоко искаженная система абсолютных и относительных внутренних цен; во-вторых, нерыночный характер потребления энергоносителей, включая нефть; в-третьих, деформированную (с точки зрения рыночных императивов) пространственную (пространственную) структуру нефтепереработки; в-четвертых, критически важную роль отраслей ТЭКа в формировании экспортных доходов в конвертируемой валюте.⁶⁰

Политика по либерализации и открытию национальной экономики внешней конкуренции, начатая в январе 1992 г., поставила нефтяной комплекс, как и всю российскую экономику, в принципиально новую систему ценовых координат и спросовых ограничений, что запустило сложный и проблемный процесс адаптации этого комплекса к кардинально новым условиям развития. При том, что сделать какие-либо систематические оценки тех приобретений и потерь, которые понесла российская нефтяная промышленность и производители в ходе рыночного перехода, невозможно, можно утверждать, что они сумели лучше других вписаться в рыночную экономику.

Этому в огромной степени способствовала постепенная либерализация внутренних цен на нефть и нефтепродукты. Важнейшей экономической характеристикой советской хозяйственной системы была крайне низкая стоимость энергетических ресурсов. Нефтяной комплекс, как и весь ТЭК, был подчинен обслуживанию других секторов и отраслей народного хозяйства. На излете существования советской экономики внутренняя цена нефти и нефтепродуктов составляла менее 1% условной мировой цены (таблица 1). Предельно упрощая, можно

⁶⁰ Soviet Legacy on Russian Petroleum Industry. Center for Energy Economics. Bureau of Economic Geology – The University of Texas at Austin. 2002.

утверждать, что нефтяная промышленность, как и другие отрасли ТЭК, через неэквивалентный обмен выступали донором всей хозяйственной системы. Либерализация цен, начатая в январе 1992 г., привела к значительному росту цены нефти и резко улучшила условия межотраслевого обмена и сбыта для нефтепроизводителей и нефтеперерабатывающих заводов.

Таблица 1.

Отношение внутренних цен на сырую нефть и нефтепродукты к условным мировым, % (использован биржевой курс доллара)

	дек.90	дек.91	дек.92	дек.93	дек.94	дек.95
Сырая нефть	0,6	0,6	25	37	30	62
Автобензин	0,9	1,3	44	128	97	205
Дизельное топливо	0,9	1,2	43	100	95	...

Источник: Сейфулмулюков И. Рыночные реформы в нефтяном комплексе России: проблемы ценообразования// Становление рыночной экономики в России. М.: Моск. обществ. науч. фонд, 1997.

С конца 1960-х – начала 1970-х годов советский нефтяной сектор все активнее втягивался во внешнеэкономическую деятельность. Этот процесс дополнительно подтолкнул шоковый рост мировой цены нефти. Советские энергоресурсы направляются в социалистические страны, так как в рамках социалистического разделения труда СССР занял нишу поставщика сырья, получая в обмен готовую аграрную и промышленную продукцию. Вместе с тем постепенно рос экспорт нефти и нефтепродуктов на рынки платежеспособных стран, оплачивающих нефтяной импорт в свободно конвертируемой валюте. Если в 1960 г. на экспорт направляется 12% добываемой в СССР нефти, то к середине 1960-х годов этот показатель уже приближается к 20% (таблица 2) С учетом экспорта нефтепродуктов отношение нефтяного экспорта к нефтедобыче возрастает с 3% в 1950 г., до 11% в 1955 г., 21% в 1960 г., а в последние годы существования СССР он составляет примерно треть добычи нефти. На финальной стадии существования СССР, когда нефтегазовый сектор превратился в основного генератора валютных поступлений, позволяющих оплачивать импорт потребительских и инвестиционных товаров, на рынки

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

капиталистических стран направлялось уже 30–40% всего экспорта сырой нефти, а в 1990 г. этот показатель превысил 50%.

Таблица 2.

Динамика экспорта нефти и нефтепродуктов из СССР

	Отношение экспорта к добыче, %			Структура экспорта нефти в разрезе групп стран, % от совокупного нефтяного экспорта	
	Нефть и нефтепродукты	Нефть	Нефтепродукты	Капиталистические страны	Социалистические страны
1950	3	1	2	0	100
1955	11	4	7	17	83
1960	21	12	9	49	51
1965	27	18	9	49	51
1986	30	21	9	33	67
1987	31	22	9	36	64
1988	33	23	10	41	59
1989	30	21	9	33	67
1990	28	19	9	53	47

Источник: рассчитано по данным советской и российской официальной статистики.

Для продвижения экспорта в социалистические страны Восточной Европы и на рынки Западной Европы была создана масштабная экспортная инфраструктура. К тому же в советское время значительные инвестиции были сделаны в нефтепереработку и мощности по хранению нефти и нефтепродуктов в восточноевропейских странах социалистического блока. В самом СССР для того, чтобы сократить транспортное плечо до экспортных рынков большинство НПЗ в 1970–1980-х гг. строились вблизи советско–европейской границы. После развала СССР это облегчило разворот потоков нефти и нефтепродуктов на экспортные европейские рынки.

Казалось бы, таким выводам противоречит глубокий спад нефтедобычи и снижения экспорта нефти. Следует, однако, учитывать, что оба процесса отражают дезинтеграцию единого советского народного хозяйства, что привело к сворачиванию нерыночных связей с бывшими советскими республиками. Описать распад единого пространства в рыночной системе координат и оценок можно лишь условно. С огромными оговорками можно

считать, что Россия обрубилась неэквивалентные в рыночном смысле межреспубликанские связи, отказываясь от роли экономического донора бывшего советского пространства. Понятно, что в исторической реальности распад хозяйственных связей оказался чрезвычайно болезненным и говорить о плюсах экономического развода можно только в среднесрочной и долгосрочной перспективе и в рыночной системе координат.

Номенклатурная приватизация периода первоначального накопления: конец 1980-х – середина 1990-х гг.

Глубокую трансформацию институциональной структуры российской нефтяной отрасли можно датировать второй половиной 1980-х годов – зачатки рыночных отношений в нефтяной промышленности России сформировались в позднесоветский период. Движущей силой первой волны институциональной перестройки во всех секторах и отраслях советского народного хозяйства, и нефтегазовый сектор в этом смысле не является исключением, были, условно говоря, группы и группировки технократов из рядов политической и хозяйственной номенклатуры и «красные директора» крупнейших производственных предприятий. Конвертация власти вначале в независимое оперативное управление предприятиями, а затем и частную собственность лежит в основе рыночной истории практически всех ведущих российских нефтяных компаний⁶¹.

Закон СССР «О государственном предприятии (объединении)» принятый 30 июля 1987 г. и вступивший в силу с начала 1988 г., предоставил предприятиям хозяйственную самостоятельность. Указ Президента СССР «О неотложных мерах по обеспечению стабильной работы базовых отраслей народного хозяйства» (16 мая 1991 г.) дал нефтяникам, газовикам, химикам и металлургам право самостоятельно продавать до десяти процентов продукции по договорным ценам и экспортировать до десятой части

⁶¹ Богатый фактологический материал, детально описывающий генезис российских нефтяных компаний представлен в многочисленных работах. См., например: Пусенкова Н.Н. «Нефтяная промышленность России на этапе перехода к рынку». М., ИМЭМО РАН, 1995; Паппэ Я.Ш. «Олигархи». Экономическая хроника 1992–2000. М.: Государственный университет Высшая школа экономики, 2000; Симонов К. Русская нефть. Последний передел. М.: Алгоритм, 2005 и др.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

производимых товаров. Под юрисдикцию России нефтедобывающие предприятия перешли только в октябре 1991 г., когда вместо упраздненного Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР была создана российская государственная корпорация Роснефтегаз, учредителями которой выступили 47 производственных объединений России, добывавших 90% нефти в СССР.⁶²

Президентский указ №1403 от 17 ноября 1992 г. «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения» ускорил подспудно набравшие силу процессы формирования независимых производственных компаний в виде акционерных обществ. Согласно указу, акционерный капитал компаний складывался из 25% привилегированных и 75% обыкновенных акций, при этом 51% обыкновенных акций или 38% всего капитала передавался государству на три года. Остальные акции распределялись между сотрудниками акционерного общества и продавались на чековых аукционах. До 15% акций могли выкупать иностранцы.

В соответствии с данным законом нефтяная отрасль была приватизирована по следующей схеме. Все российские нефтегазовые компании были подразделены на три группы: в первую группу вошли нефтегазовые производственные ассоциации; во вторую уже фактически функционировавшие на тот момент вертикально-интегрированные компании – Сургутнефтегаз, Юкос и Лукойл; в третью компании, занимающиеся транспортировкой нефти и нефтепродуктов. Для компаний каждой из трех групп использовался особый механизм приватизации.

Первая группа компаний приватизировалась как единые производственные комплексы с тем, чтобы не разрушать сложившиеся устоявшиеся производственные цепочки, что могло негативно повлиять на их бизнес. При этом 38% акций новых

⁶² Пусенкова Н.Н. Российская нефтяная промышленность: двадцать лет, которые потрясли мир - С .437//История новой России : очерки, интервью: в 3 т. / под ред. П. С. Филиппова. - СПб. : Норма. - ISBN 978-5-87857-181-4. Т. 2. - 2011. - 581.

компаний данной группы в течение трех лет с момента вступления закона в силу должны были находиться в собственности государства под управлением государственной компании Роснефть. При этом Роснефть получила в доверительное управление закрепленные на три года в федеральной собственности пакеты акций 259 из 301 предприятий нефтяного сектора. В 1994–1995 гг. из Роснефти были выделены Славнефть, СИДАНКО, ТНК, Сибнефть и компании регионального значения: Восточная нефтяная компания, ОНАКО и КомиТЭК. Также Роснефть передала некоторые активы Лукойлу и Юкоосу.

Второй группе компаний – Лукойл, Сургутнефтегаз и Юкос, которые на тот момент уже фактически функционировали как вертикально-интегрированные компании, отошли одни из самых привлекательных нефтяных активов. Структура этих трех российских ВИНК была закреплена Советом министров РФ 22 апреля 1993 г. К ним отошли 5 тюменских производственных ассоциаций, 18 наиболее крупных нефтеперерабатывающих заводов, а также 18 специализированных торговых организаций по поставке нефтепродуктов в Волго-Уральском, Северо-западном и Центральном регионах (таблица 3). Наиболее мощной компанией из тройки на тот момент была Лукойл, которая смогла эффективнее других воспользоваться представившимся окном возможностей периода первоначального накопления и до начала 2000-х гг. оставалась корпоративным лидером нефтяной отрасли.

До 1996 г. государственный контроль за тремя ВИНКами был даже жестче, чем за другими компаниями. Государство оставило за собой владение 49% пакетом обыкновенных (голосующих) акций ВИНК. 40% акций подлежали продаже на аукционах в предстоящие два ближайших года, причем иностранцам запрещалось владение более 15% акций компании. Менеджмент компаний назначали на должности только после одобрения правительством⁶³.

⁶³ Alekperov V. Oil of Russia: Past, Present & Future. East View Press, Minneapolis. 2011.

Таблица 3.

Основные активы трех крупнейших российских ВИНК в 1990-е гг.

	1993	1995	1999
Лукойл			
<i>Добыча</i>	Лангепаснефтегаз	ООО ЛУКОЙЛ-Нижевожск-нефть	ООО Лукойл-КМН
	Когалымнефтегаз	АО Ритек	
	Урайнефтегаз	ООО КомиАрктикОйл	
		ООО Лукойл-Пермь	
<i>Переработка</i>			
	ООО ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез	ООО ЛУКОЙЛ-КГПЗ	ООО Ставро-лен
	ООО ЛУКОЙЛ - Волгограднефтепереработка		ООО Саратово-ргсин-тез
			ЧАО ЛУКОР
Юкос			
<i>Добыча</i>			
	ПО Юганскнефтегаз»		«Томск-нефть»
	ПО «Когалымнефтегаз»		
	ПО «Самаранефтегаз»		
<i>Переработка</i>			
	«Куйбышевнефтеоргсинтеза»	АО «Самаранефтегаз»	Ачинский НПЗ
	«Новокуйбышевский НПЗ»		Ангарская НХК
Сургутнефтегаз			
<i>Добыча</i>			
	«Сургутнефтегаз»		
<i>Переработка</i>			
	Киришский НПЗ		

Источник: отчеты компаний.

В третьей группе, к которой были отнесены Транснефть и Транснефтепродукт, 49% акций отдавались в собственность государству на три года.

Таким образом, в результате первого этапа приватизации унаследованные от СССР нефтяные активы в 1993–1995 гг. были реорганизованы в 14 ВИНК и 250 независимых производителей. Для всех компаний были введены рыночные правила игры.

Первоначально вновь образованные нефтяные компании функционировали как холдинги, владевшие акциями в дочерних компаниях по нефтедобыче, переработке и сбыту. Президентский Указ №327 РФ «О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний» от 1 апреля 1995 г. разрешил обмен акции «дочек» на акции материнских компаний, дав тем самым толчок формированию рыночных вертикально-интегрированных компаний. Также государственное предприятие «Роснефть» было преобразовано в открытое акционерное общество.

Опуская многие важные и интересные подробности начальных фаз генезиса российских нефтяных компаний, следует особо подчеркнуть, что он развивался эвентуально, естественным путем. В рамках горбачевской политики «обмена власти на собственность» (квази)частными собственниками производственных активов становились наиболее динамичные представители партийной и хозяйственной номенклатуры.

Самое активное участие в первоначальном накоплении приняла республиканская номенклатура в тех областях и республиках, где были развиты отрасли ТЭК (упомянуты ниже). Так Указ №1403 предусматривал образование в Башкирии 28 акционерных обществ с закреплением в федеральной собственности по 38% их акций. Однако Президиум Верховного Совета Башкортостана в декабре 1992 г. приостановил его действие в республике, и все местные предприятия нефтяной промышленности были акционированы по законодательным актам Республики Башкортостан, причем из 28 предприятий 27 были отнесены к республиканской, а не федеральной собственности. Забегая вперед, следует отметить, что после спада регионального сепаратизма, разогревавшегося местной номенклатурой, и стабилизацией экономической и политической ситуации в России, федеральные власти вернулись к вопросам приватизации Башнефти.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

Больше компромиссов было найдено при формировании республиканской нефтяной компании Татнефть. В феврале 1994 г. Россия и Республика Татарстан в рамках договора о разграничении предметов ведения и взаимном делегировании полномочий заключили специальные соглашения по нефтяной промышленности. В том же году произошло акционирование производственного объединения Татнефть, которое также прошло по условиям региональных властей. Активы компании перешли под контроль правительства Республики Татарстан. 40% акций Татнефти в ходе приватизации было закреплено за правительством Республики Татарстан, также была введена так называемая «золотая акция».

Помимо политических факторов особый порядок приватизации активов в нефтяных республиках имел под собой и рациональные экономические моменты. Башнефть была образована в 1946 г., Татнефть в 1950 г.⁶⁴, на предприятиях обеих компаний сложились крупные инженерные и научно-технические коллективы с укорененными традициями. К тому же объединение географически близких активов в единую компанию представляет собой сравнительно более легкую задачу.

Еще раз подчеркнем, что нефтяная отрасль в целом выиграла от перехода к рынку, поэтому здесь было за что бороться. Одним из главных направлений либерализации и открытия национальной экономики была либерализация внешней торговли. Поначалу нефтяные компании могли экспортировать нефть, только получив экспортные квоты от Минтопэнерго, Минэкономики и Министерства внешнеэкономических связей. Под предлогом необходимости остановить падение нефтедобычи, право экспорта нефти и нефтепродуктов получили более чем 120 нефтедобывающих компаний, геологических предприятий, нефтеперерабатывающих заводов, трейдинговых структур и т.п. При этом, используя свою лоббистскую мощь и коррупционные связи, компании добивались права не платить экспортную пошлину. По некоторым данным, в 1992 г. без пошлин было вывезено 67% нефти.

⁶⁴ Апанович Ю. Г., Байков Н. М., Берлин М. А. и др. Нефть СССР (1917-1987 гг.). М.: Недра, 1987. - 384 с.

Первая волна приватизации сформировала принципиально новую структуру нефтяной отрасли. Частные компании и компании смешанной формы собственности сменили управляемых министерствами и главками нерыночных производителей. Относительная стабилизация институциональной структуры и либерализация национальной экономики, сформировавшая рыночную среду для развития новых игроков нефтяной отрасли, открыла перед последней возможности для развития. Примерно в середине 1990-х годов практически прекратился и спад российской нефтедобычи. В 1995 г. три крупнейшие российские вертикально-интегрированные нефтяные компании обеспечили 40%, а все российские нефтяные ВИНК – 94% всей российской нефтедобычи (подсчитано по данным таблицы 4).

Таблица 4.

Добыча нефти российскими ВИНК в 1990-е годы, млн. тонн*

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Лукойл	80,7	70,8	61,5	56,5	53,4	50,9	53,4	53,8	53,3
Сургутнефтегаз	47,0	42,6	38,1	34,3	33,3	33,3	33,9	35,2	37,6
Юкос	64,5	52,8	44,6	37,3	36,0	35,2	35,4	34,1	34,2
Три крупнейшие ВИНК	192,2	166,2	144,2	128,1	122,7	119,4	122,7	123,1	125,1
Татнефть	32,5	29,7	25,6	23,6	25,0	24,8	24,5	24,4	24,1
ТНК	47,4	34,3	28,1	24,7	22,6	21,3	20,9	19,7	20,1
Сиданко	42,7	36,8	32,4	25,5	22,8	20,7	20,2	19,9	19,5
Сибнефть	35,9	29,9	25,6	22,7	20,4	18,6	18,2	17,3	16,3
Роснефть	16,7	15,2	14,1	12,3	12,7	12,8	13,2	12,4	12,4
Башнефть	25,0	22,8	20,7	18,0	17,7	16,3	15,4	12,9	12,3
Славнефть	16,7	14,6	13,5	13,1	12,8	12,5	12,3	11,8	11,9
Восточно-Сибирская нефтегазовая компания	13,7	12,2	11,6	11,2	11,1	11,4	11,0	10,8	10,3
Лангепаснефтегаз	26,1	21,9	17,9	14,8	13,1	12,2	12,6	13,1	6,0
ОНАКО	8,4	7,8	7,2	7,3	7,2	7,6	7,4	7,9	7,4
Всего российские ВИНК	457,3	391,4	340,9	301,3	288,1	277,6	278,4	273,3	265,4
Всего РФ	461	396	344	316	307	301	306	303	305

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

* - показатели по компаниям за 1991–1995 гг. ретроспективно пересчитаны.

Источник: Мастепанов А.М. Топливо и энергетика России. Ежегодный статистический сборник. Министерство энергетики, 2000.

Однако оказалось, что шоки транзитного периода еще не исчерпаны. С одной стороны, внутренний спрос на нефть продолжал падать. Не способные адаптироваться к новому уровню цен на нефть и нефтепродукты производственные отрасли и домохозяйства продолжали сокращать потребление нефти. Нефтяные компании ответили на этот вызов увеличением экспорта (рисунок 1).

С другой стороны, к середине 1990-х годов в России сформировались новые мощные финансово-экономические игроки, политический ресурс которых позволил запустить новую волну институциональной перестройки нефтяной отрасли.

Рисунок 1. Динамика добычи, потребления и чистого экспорта в России в 1985 – 2015 гг., показатели за 1985 г. приняты за 100.

Источник: подсчитано по BP Statistical Review of World Energy, July 2016.

Залоговые аукционы: политическая приватизация середины 1990-х гг.

Первой ласточкой начала новой институциональной перестройки в нефтяной отрасли стал президентский указ №872 от 24 августа 1995 г. «Об учреждении открытого акционерного общества «Сибирская нефтяная компания». В Сибнефть были включены одно из самых перспективных добывающих предприятий «Ноябрьскнефтегаз» и самый крупный и современный нефтеперерабатывающий завод – Омский НПЗ. Компания была создана специальным указом в обход общих процедур.

Таблица 5.

Итоги залоговых аукционов в нефтяной промышленности

Дата аукциона	Выставленная на аукцион компания	Приобретаемая доля, %	Средства, направленные в бюджет, млн. долл.	Победитель аукциона
7 декабря 1995	Лукойл	5	141	Лукойл - Империял
7 декабря 1995	Сиданко	51	130	Банк МФК (фактически консорциум МФК и Альфа-групп)
8 декабря 1995	Юкос	45	159	ЗАО Лагуна (фактически банк МЕНАТЕП)
28 декабря 1995	Сургутнефтегаз	40.12	88.9	Сургутнефтегаз
28 декабря 1995	Сибнефть	51	100.3	ЗАО Нефтяная финансовая компания (гарант банк СБС)

Источник: Гайдар Е., Чубайс А. Развилки новейшей истории России. М.: ОГИ, 2011.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

К середине 1990-х годов в России сформировались мощные торговые, банковские и промышленные олигархические группы: Альфа-Банк, Сибнефть-СБС-Агро, ЮКОС-МЕНАТЕП, СИДАНКО-ОНЭКСИМ и др. Аккумулировав значительные экономические и политические ресурсы, эти группы обменяли свою политическую поддержку Б.Н. Ельцину на получение возможности войти в нефтяной бизнес. В декабря 1995 г. олигархические группы приобрели крупные пакеты акций нефтяных компаний на специальных аукционах (таблица 5). Такой возможностью также воспользовались уже оформившиеся к тому времени нефтяные ВИНКи.

Первоначально вплоть до конца 1990-х годов пополнение отряда собственников нефтяных компаний за счет банкиров и бизнесменов практически не сказалось на производственных показателях. Добыча нефти в 1996–1999 гг. стагнировала. Новые собственники (как и старые) практически не инвестировали в развитие компаний. Из-за отсутствия данных судить о динамике инвестиций приходится по косвенным вторичным индикаторам. Показатель глубокого поискового бурения на углеводороды вплоть до начала 2000-х годов снижался параллельно валовым вложениям в основной капитал в экономике в целом (рисунок 2).

Рисунок 2. Динамика инвестиционного процесса в российской экономике и нефтегазовой промышленности, показатели за 1990 г. приняты за 100.

Источник: рассчитано по базе данных Статистического комитета РФ.

Такая динамика инвестиций объясняется не только нацеленностью владельцев ВИНК на максимизацию прибыли в краткосрочном периоде. Внутренний спрос на нефть продолжал снижаться до 2002 г., поэтому рыночных импульсов к наращиванию инвестиций не было. С середины 1990-х по конец 2000-х годов экспорт был практически единственным фактором наращивания нефтедобычи. Если опираться на статистику компаний, то в 1996–2000 гг. у всех из них, исключая до некоторой степени Сиданко, отношение экспорта к добыче нефти заметно возросло (таблица 6).

Таблица 6.

Отношение экспорта к добыче нефти у российских ВИНК, %

	1996	1997	1998	1999	2000	Изменение, п.п.
Лукойл	21	26	35	30	32	11
Юкос	21	26	36	44	38	17
ТНК	22	16	36	31	34	12
Славнефть	19	24	38	33	34	15
Роснефть	39	47	55	40	47	8
Сургутнефтегаз	23	34	27	33	34	11
Башнефть	16	22	29	32	32	16
Сиданко	22	26	31	25	24	2

Источник: отраслевая периодика.

Заметно улучшала экономическое положение нефтяных компаний и постоянная девальвация рубля. Обвал номинального обменного курса рубля к доллару на 71% в 1998 г., позволил нефтяным ВИНК, отправлявшим на экспорт значительную часть своей продукции, создать мощную «подушку безопасности».

По мнению аналитиков отраслевого профессионального журнала «Нефтегазовая вертикаль», воспользовавшись слабостью контроля со стороны регуляторов новые собственники крупнейших отечественных ВИНК активно занялись выборочным отбором наиболее легких в разработке запасов, а также агрессивно наращивали добычу хищническими методами, что позволяло минимизировать производственные издержки и получать высокую прибыль, и в конечном счете, добиваться значительного роста рыночной капитализации. Если нефтяные генералы старой закалки (в частности, руководители ЛУКОЙЛа, Сургутнефтегаза и

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

Роснефти) не могли позволить себе «полный беспредел», то пришедшие в отрасль владельцы ЮКОС и Сибнефти не былиотягощены «пережитками» профессиональной этики и стремились любыми доступными способами интенсифицировать добычу дешевой в разработке нефти. Упрощенный подход к оптимизации бизнес-процессов, зачастую варварская разработка месторождений принесли яркий и быстрый, но непродолжительный результат. В память о той поре остались преждевременно истощенные рентабельные запасы и необратимое ухудшение состояния месторождений. Например, Сибнефть, сумевшая за 2000–2004 годы удвоить добычу нефти, одной из первых в отрасли начала в последующие годы терять объемы. Еще более долгий и сильный спад добычи пережила «Славнефть», которая также была в числе лидеров гонки за экстремально высокие результаты (за 2000–2004 годы объемы добычи выросли на 76%). Похожую ситуацию пережил и ЮКОС, хотя компания прекратила существование по иным причинам. К середине 2000-х высокорентабельные в разработке запасы нефти, доставшиеся компаниям по итогам приватизации, были уже серьезно истощены⁶⁵. Недостаточные инвестиции способствовали повышению степени износа оборудования в нефтедобыче и нефтепереработке (таблица 7).

Таблица 7.

Динамика степени износа оборудования в российской нефтяной отрасли в 1990-х гг., %

	1995	1996	1997	1999
Нефтедобыча	51	53	56	59
Нефтепереработка	75	74	79	81

Источник: Энергетическая политика России обзор 2002. Международное энергетическое агентство.

Если в первой половине 1990-х годов национальная экономика и нефтяная промышленность были переведены на рыночные рельсы, а в нефтяном секторе обозначились рыночные игроки, то во второй половине десятилетия в нефтяном секторе доминировали перераспределительные процессы, которые в свою

⁶⁵ Нефть современной России: +/- 20 лет. Юбилей «Вертикали» и отрасль/ Нефтегазовая вертикаль, №21, 2015.

очередь отражали нарастающую неустойчивость политической системы. Добыча нефти в России в 1996–1999 гг. практически застыла на одном уровне. Совокупность этих и сопряженных моментов позволяет квалифицировать вторую половину 1990-х годов для отечественного нефтяного сектора как «потерянное пятилетие».

И все же в целом в 1990-х гг. была заложена основа для рыночного развития отечественных нефтяных компаний и их включения в мировой нефтяной и финансовый рынки.

Усиление позиций государственных компаний с начала 2000-х годов

Транзит политической власти на рубеже веков и принципиальные изменения в составе российского политического класса задали новый вектор институциональной перестройки нефтяного сектора. Ретроспективно можно выделить несколько главных тенденций развития российских нефтяных компаний с конца 1990-х годов и продолжающихся по настоящее время: во-первых, макроэкономические регуляторы продолжили ужесточение налоговой политики в отношении нефтегазового сектора; во-вторых, укрепление позиций государственных ВИНК; в-третьих, в зависимости от своих возможностей и стратегических целей практически все российские нефтяные компании предприняли попытки трансформироваться в глобальные компании. Эти и другие тенденции прослеживаются в развитии практически всех отечественных компаний, при этом каждая из них развивается по своей уникальной траектории, определяемой уникальным сочетанием экономических и политических факторов.

На начало 2000-х гг. все нефтяные ВИНКи грубо можно подразделить на три основные группы: государственные компании (Роснефть, Славнефть); частные компании, контролируемые выходцами из советского ТЭКа (Лукойл, Сургутнефтегаз) и частные компании перешедшие под контроль финансово-торговой олигархии в ходе залоговых аукционов в середине 1990-х годов (Юкос, Сибнефть, ТНК, Сиданко). Экономический портрет этих компаний представлен в таблице 8.

Для компаний всех трех групп, но особенно для второй и третьей, одной из центральных задач оставалась защита прав на

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

обремененную собственностью. В качестве одного из способов защиты собственности широко использовался вывод акций российских ВИНК на иностранные биржи через механизмы американских и глобальных депозитарных расписок – ADR и GDR (таблица 9). В этих же целях ВИНК прибегали к долговому финансированию, что помимо привлечения ресурсов повышало задолженность компании и делало ее менее привлекательной для поглощения.

Таблица 9.

Размещение ADR и GDR российскими нефтяными ВИНК

Компания эмитент	Год выпуска	Эмитент	Место обращения
Лукойл (ADR)	1996 1997 2002	The Bank of New-York Mellon	Frankfurt Stock Exchange London Stock Exchange» Pink OTC Markets Inc.
Татнефть (ADR)	1996 1998 2000	The Bank of New-York Mellon	New York Stock Exchange Deutsche Börse London Stock Exchange Xetra
Роснефть (GDR)	2006	JPMorgan Chase Bank	London Stock Exchange Pink OTC Markets Inc.
Сибнефть (ADR)	1999	The Bank of New-York Mellon	Pink OTC Markets Inc. Внебиржевой рынок Великобритании, США
Сургутнефтегаз(ADR)	1996 1998	The Bank of New-York Mellon	Berlin Stock Exchange Frankfurt Stock Exchange London Stock Exchange Pink OTC Markets Inc.

Источник: отчеты компаний.

Таблица 8.

Экономический портрет крупнейших российских нефтяных ВИНК на 2002 г.

Тип Собственности	Компания	Производ- ство, млн. барр. в день	Экспорт, млн. барр. в день	Доля в структуре акционерного капитала, %				
				Государство	Внешние банки	Собственные корпоративные финансовые структуры	Иностранные инвесторы	Прочие
Под контролем собственного холдинга	Лукойл	1,5	0,69	7,6	9,0	41	26,3	15,4
	Сургут- нефтегаз	0,99	-	1,0	-	80	-	20,0
Под контролем внешних банковских групп	Сибнефть	0,53	0,21	0,63	1,0	ФНГ -51 СИНС - 19	-	29,0
	Сиданко	0,32	-	-	Интеррос Нефть - 40; Альфа групп - 24	-	BP - 25	11
	ТНК	0,76	0,34	-	Альфа групп - 50,2	-	-	49,8
	ЮКОС	1,4	0,73	-	Менатеп -	-	-	29

Тип Собственности	Компания	Производ- ство, млн. барр. в день	Экспорт, млн. барр. в день	Доля в структуре акционерного капитала, %				
				Государство	Внешние банки	Собственные корпоративные финансовые структуры	Иностранные инвесторы	Прочие
					85			
В собственности государства	Роснефть	0,29	-	100	-	-	-	-
	Славнефть	0,3	-	76	-	-	-	-

Источник: Locatelli C. The Russian oil industry between public and private governance : obstacles to international oil companies' investment strategies. Energy Policy, Elsevier, 2006, 34 (9), pp.1075-1085.

Параллельно этим процессам государство продолжало курс на усиление налоговой нагрузки на нефтяные компании. Государство также разрабатывало планы по расширению своего прямого участия в капитале нефтяных компаний. Одной из первых таких попыток стало обсуждение правительством Е. М. Примакова планов по созданию на базе Роснефти национальной нефтяной компании за счет консолидации в ее составе активов ОНАКО и Сиданко.

Первым практическим шагом стало возвращение в 1999 г. отмененной в 1996 г. экспортной пошлины на нефть. Причем были изменены принципы ее расчета – уровень взимаемой пошлины стал зависеть от уровня цен на российскую экспортную нефть. С 2002 г. поправками к Закону Российской Федерации «О таможенном тарифе», утвержденными Федеральным законом № 126-ФЗ, были законодательно установлены предельные размеры вывозных таможенных пошлин на нефть и сам механизм определения ставки экспортной пошлины в зависимости от уровня мировых цен на нефть (таблица 10). Причем при средней цене нефти Urals за два предшествующих месяца меньше 15 долл. за баррель экспортная пошлина не взималась. Введение данного механизма обеспечило как необходимую гибкость, так и предсказуемость налоговой нагрузки⁶⁶.

С 1 августа 2004 г. была введена еще более прогрессивная шкала для расчета предельной ставки экспортной пошлины на нефть (Федеральным законом от 7 мая 2004 г. № 33-ФЗ «О внесении изменений в статью 3 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» и в статью 5 Федерального закона «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых отдельных актов законодательства Российской Федерации»). В соответствии с ней доля налоговых изъятий прогрессивно росла с ростом мировой цены на нефть (до 65% с каждого дополнительного доллара экспортной выручки при

⁶⁶ Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий. Институт Гайдара. Москва, 2012.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

цене нефти свыше 25 долл./баррель)⁶⁷. Только в 2011 г. верхний предел коэффициента в формуле расчета пошлины был снижен до 0,6.

Таблица 10.

Экспортная пошлина на нефть

Цена Urals, долл. за баррель	Ставка, долл. за тонну	
	2002–07.2004	08.2004–2011
<15	0	0
15–20	0,35x(Urals–15)x7,3	0,35x(Urals–15)x7,3
20–25		12,78+0,45x(Urals–20)x7,3
>25	25,53+0,4x(Urals–25)x7,3	29,2+0,65x(Urals–25)x7,3

Источник: Закон РФ № 409-ФЗ «О таможенном тарифе» в редакции от 6 декабря 2011 г.

В 2002 г. указом Президента России был введен новый налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), который платится с тонны добытой нефти. В налоговом кодексе РФ для углеводородного сырья была введена налоговая ставка на уровне 16,5%. Введение НДПИ в начале 2000-х было революционной мерой. Это позволило государству решить сразу две проблемы: повысить собираемость налогов и затруднить для ВИНК занижение налогооблагаемой базы.

Налоговые новации повысили риски ведения бизнеса для нефтяных компаний. Они стали платить сразу три налога – с выручки, с прибыли и экспортную пошлину на нефть, что негативно сказывалось на потенциале их развития.

Однако главным направлением усиления позиций государства в нефтяном секторе стала фактическая реприватизация активов нескольких компаний. Судя по формальным показателям, к 2010 г. участие государства в капитале крупнейших нефтяных ВИНК снизилось (таблица 11). Однако такой вывод неверен.

⁶⁷ Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий. Институт Гайдара. Москва, 2012.

Таблица 11.

Доля государства в акционерном капитале крупнейших российских нефтяных ВИНК, %

	1997	2000	2002	2010
Роснефть	100	100	100	75 (с учетом активов ЮКОСа)
Газпром нефть	-	0	0,63	95,68 (в собственности Газпрома)
Татнефть	40 (в 1994 г. закреплено за Республикой Татарстан)	32,5	30,5 (с 2004 г.)	34 (в собственности правительства Татарстана + золотая акция)
Лукойл	26,9	14,1	7,6	0
Башнефть	55	0	0	0
ТНК-ВР	51	0	0	0
Сургутнефтегаз	данные отсутствуют			

Источник: отчеты компаний.

Используя государственную Роснефть как рычаг, государство значительно расширило присутствие в нефтяной отрасли. Если в 2004 г. добыча Роснефти составляла всего 22 млн. тонн, то к 2015 г. этот показатель увеличился до 189 млн. тонн (рисунок 3). Доля компании в совокупной добыче нефти в России возросла за тот же период с 5% до 35%.

Рисунок 3. Динамика добычи нефти компаниями Роснефть в 199 – 2015 гг.

Источники: отраслевая периодика.

Можно констатировать, что за последние пятнадцать лет, используя рыночные и политико-административные рычаги, из нефтяной отрасли были вытеснены «олигархи», получившие контроль над нефтедобывающими активами в результате залоговых аукционов середины 1990-х годов. Первым шагом на этом пути стало поглощение активов Юкос.⁶⁸ Судьба владельцев других нефтяных компаний, над которыми торгово-финансовые олигархи установили контроль, в экономическом смысле была более благоприятной. Сибнефть вошла в состав группы Газпрома и получила название Газпром нефть. Реприватизация ТНК была более витиеватой. ТНК в 2003 г. вошла в стратегическое партнерство с ВР, при этом поглотив Сиданко и Славнефть. В 2013 г. Роснефть поглотила компанию ТНК–ВР, нарастив свои запасы вдвое с 18,4 до 39,3 млрд. баррелей. В 2013 г. совокупная добыча Роснефти увеличилась по сравнению с 2012 г. на 81,5% до 4,9 млн. баррелей в сутки. Совокупная выручка превзошла 142 млрд. долл., а чистая прибыль составила 17,2 млрд. долл.

На момент завершения настоящей работы последним аккордом в политике реприватизации в нефтяном секторе стало поглощение Роснефтью региональной ВИНК Башнефти осенью 2016 г. На протяжении последних десятилетий Башнефть демонстрировала устойчивый рост нефтедобычи и с этой точки зрения является привлекательным активом.

Другая государственная компания Газпром нефть, а также Лукойл, Сургутнефтегаз и Татнефть сконцентрировались на развитии собственной производственной базы. Главным бенефициаром национализации стала Роснефть, которая в 2000-е – 2010-е гг. последовательно поглотила активы Юкоса, ТНК–ВР и Башнефти (таблица 12). Роснефть по добыче и запасам существенно опередила все другие российские нефтяные ВИНК. Лукойл уступала ей на 55% и 56% по добыче и запасам соответственно. Роснефть также резко усилила свои позиции в

⁶⁸ Ortung R., Perovic J., Pleines H., Schröder H.-H. (eds.). Russia's Energy Sector between Politics and Business. Working Papers of the Research Centre for East European Studies, Bremen No. 92. February 2008.

мировом рейтинге публичных нефтегазовых компаний, по масштабам производственной деятельности она превзошла даже ExxonMobil – крупнейшую западную частную ВИНК.

Таблица 12.

Российские активы Роснефти

Проект	Год приобретения	Год закрытия	Доля компании	Мощности, тыс. бар. в день
ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз»	1995		75,28	
ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз»	1995		62,90	
ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз»	1995		50,91	
ОАО «Роснефть-Ставропольнефтегаз»	1995		50,72	
ОАО «Роснефть-Дагнефть»	1995		38,00	
ОАО «Роснефть-Грознефтегаз»	1995		51,00	
ОАО «Роснефть-Термнефть»	1995	2004	38,00	
ОАО «Роснефть-Сахалин»	1995	2006	55,00	
Архангельскгеолдобыча	1995	1997	50	
ОАО «Роснефть-Туапсинский НПЗ»	1995		39,50	88
ОАО «Роснефть-Комсомольский НПЗ»	1995		77,06	59
ОАО «МОПЗ-Нефтепродукт»	1995		65,42	
ОАО «Северная нефть»	2003		100	
ОАО «Селькупнефтегаз»	2003	2006	66,00	
ООО «Каспойл»	2003	2008	75,10	
ООО «Роснефть Интернэшнл Лтд»	2003	2005	100,00	
ЗАО «Востокшельф»	2003	2010	100,00	
ООО «РН-Казахстан»	2003	2010	99,00	
ОАО «Дагнефтегаз»	2003		81,22	
ОАО «Юганскнефтегаз»	2004		76,79	

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

Проект	Год приобретения	Год закрытия	Доля компании	Мощности, тыс. бар. в день
ООО «РН-Кайганнефтегаз»	2004		99,99	
ЗАО «Восток-Шмитд Нефтегаз»	2004	2008	100,00	
ЗАО «Запад-Шмитд Нефтегаз»	2004	2008	100,00	
ООО «Комсомольское НГДУ»	2005	2006	100,00	
West Kamchatka Holding B.V	2005	2006	100,00	
ООО «Венинефть»	2005	2007	100,00	
ООО «Камчатнефтегаз»	2005	2006	100,00	
ЗАО «Ванкорнефть»	2005		100,00	
ООО «Таймырнефть»	2005	2009	60	
ООО «Енисейнефть»	2005	2006	99	
ЗАО «РН-Астра»	2006		100	
ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф»	2006		100	
ЗАО «Комсомольск нефть»	2006	2009	100	
«Англо-Сибирская нефтяная компания лимитед»	2006	2007	100	
ООО «Восток-Шмитд инвест»	2006	2011	100	
ООО «Запад-Шмитд инвест»	2006	2011	100	
ООО «Восток-Энерджи»	2006	2010	51	
«Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»	2007		70,78	
ООО «Вал Шатского»	2007		100	
ОАО «Самаранефтегаз»	2007		100	
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	2007		100	75
ОАО «Ачинский НПЗ	2007		100	55

Проект	Год приобретения	Год закрытия	Доля компании	Мощности, тыс. бар. в день
ВНК»				
ОАО «Ангарский завод полимеров»	2007		100	3
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	2008		100	51
ОАО «Сызранский НПЗ»	2008		100	65
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	2008		100	70
ЗАО «Нефтегорский газоперерабатывающий завод»	2008		100	680м3
ЗАО «Отраденский газоперерабатывающий завод»	2008		100	1100м3
ООО «РН-Эксплорейшн»	2011		100	
ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф»	2012		100	
ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»	2013		100	138
ОАО «Оренбургнефть»	2014		100	
ОАО «Самотлорнефтегаз»	2014		100	
ОАО «Тюменнефтегаз»	2014		100	
ПАО «Верхнечонскнефтегаз»	2014		100	
ОАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»	2014		85,48	51

Источник: отчеты компании ПАО «НК «Роснефть».

В результате к середине 2010-х четыре крупнейшие российские ВИНК – Роснефть, Лукойл, Сургутнефтегаз и Газпром нефть – по запасам и добыче углеводородов стали сопоставимы с крупнейшими западными ВИНК (таблица 13).

Таблица 13.

Сравнение российских и иностранных ВИНК по основным производственным характеристикам, 2015 г.

	Добыча, тыс. баррелей в день	Запасы, млн. баррелей
Роснефть	5159	40359
Лукойл	2379	16558
Сургутнефтегаз	1393,5	–
Татнефть	547,3	6065,4 (2014 г.)
Башнефть	398,4	2368,9
Газпром нефть	1622,5	9505
<i>для сравнения</i>		
ExxonMobil	4097,5	24759
Royal Dutch Shell	2954	11700
Chevron	2622	11168,2
BP	3136	17180
Total	2347	11580
ENI	1760	6890
Statoil	1971	5060

Источник: по данным Bloomberg.

Тенденция к огосударствлению нефтяного сектора разворачивалась параллельно с важными изменениями на мировом рынке нефти. Мировые цены на нефть начали устойчиво расти с 2003 г. и в 2005–2014 гг. держались на рекордных исторических уровнях. До 2008 г. устойчиво рос и спрос на импорт нефти на основном российском экспортном рынке в Европе. В условиях крайне благоприятной внешней и ценовой конъюнктуры российские компании значительно нарастили добычу и экспорт нефти. В 2003–2015 гг. добыча нефти в России увеличилась почти на 30% – с 426 до 541 млн. тонн. При этом отношение чистого экспорта к добыче нефти за тот же период возросло с 70% до 74%. Иначе говоря, львиная доля добычи отправляется на экспорт.

При столь благоприятной внешней конъюнктуре и с учетом высокого уровня налогообложения нефтяной отрасли на российскую экономику пролился обильный дождь нефтедолларов.

Возросшие финансово-экономические возможности государства и перераспределение через бюджет нефтегазовых экспортных доходов дало толчок экономическому росту (таблица 14). Достаточно высокие темпы роста продемонстрировал не только экспортный сырьевой сектор, но и несырьевые отрасли российской экономики. Поддержку экономическому росту оказала и относительная стабилизация обменного курса рубля, благодаря массовому притоку в национальную экономику валютных поступлений от экспорта нефти и газа. Однако, высокие темпы экономического роста носили экстенсивный характер и были обеспечены в первую очередь значительным ростом мировых цен на нефть. Уже в начале текущего десятилетия перекачка нефтедолларов в остальную экономику перестала давать заметный макроэкономический эффект. В 2012–2015 гг. ключевые долларовые параметры российской экономики перестали улучшаться. Даже макродевальвация рубля на рубеже 2014/2015 гг. не смогла подтолкнуть экономический рост.

Таблица 14.**Основные параметры российской экономики**

	1990	1995	2000	2010	2012	2013	2014	2015
ВВП, млрд. долл. 2005 г.	844	524	567	909	981	994	1001	964
ВВП на душу населения, долл. 2005 г.	5720	3535	3875	6350	6850	6935	6980	6715
Курс доллара в рублях	-	4,6	28,1	30,4	30,8	31,8	38,4	60,9

Источники: Центральный банк России; база данных ООН.

Как на этом благоприятном отраслевом и макроэкономическом фоне изменились качественные параметры роста российской нефтяной промышленности? Известно, что интегральным показателем эффективности нефтяного сектора является коэффициент извлечения нефти (КИН). Систематические и полностью сопоставимые данные по данному показателю отсутствуют. Тем не менее, опираясь на информацию, публикуемую в отраслевой периодике, можно утверждать, что: во-первых, в

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

России с 1965 г. просматривается устойчивая тенденция снижения КИН вплоть до 2000 г. и его стабилизация на сравнительно низком уровне после 2000 г. (рисунок 4): во-вторых, в обозримой перспективе Россия по уровню коэффициента извлечения нефти может еще больше отстать от других крупных нефтедобывающих стран (рисунок 5).

Рисунок 4. Динамика КИН в некоторых нефтедобывающих странах мира.

Источники: отраслевая периодика.

Низкий КИН отражает низкий технологический уровень российской нефтяной отрасли, которая опирается на далеко не самые передовые оборудование и технологии добычи. В целом режим развития отечественной нефтяной отрасли можно квалифицировать как экстенсивный, что справедливо и в отношении всей российской экономики.

Рисунок 5. Национальные планы увеличения КИН к 2030 – 2035 гг.

Источники: отраслевая периодика; стратегии развития.

В отраслевой литературе нередко указывается техническая причина низкого КИН – доминирование в нефтедобыче старых обводненных месторождений (таблица 15). По оценкам, 90% российской нефти добывается на месторождениях открытых до 1988 г.⁶⁹

Таблица 15.
Средний уровень обводненности скважины и дебит скважин в России

	Уровень обводненности, %	Средний дебит нефтяных скважин, тонн в сутки
1980	50 (в 1976г.)	27,6
1990	76	11,6
1999	—	7,1
2010	85,1	10,0
2011	85,3	9,9

⁶⁹ Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник. В двух книгах. Под редакцией Максимова С.П. – М.: Недра, 1987; Янин А. Н. Ретроспективный обзор показателей разработки крупнейших месторождений Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2010. – № 7/8. – С. 58–61.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

	Уровень обводненности, %	Средний дебит нефтяных скважин, тонн в сутки
2012	85,4	9,9
2013	85,9	9,7
2014	86,3	9,5

Источник: годовые отчеты компании ОАО «Лукойл» 2000, 2005, 2010, 2014 гг.

Причина высокой обводненности месторождений и невозможности повышения нефтеотдачи пласта при достижении определенного критического порога этого показателя обусловлена теми методами увеличения нефтеотдачи (МУН), которые использовались и продолжают использоваться в советском, а затем и российском нефтегазовых комплексе. Обводнение является простейшим вторичным МУН. Этот метод был особенно популярен в СССР в силу его дешевизны с точки зрения текущих издержек. Однако в долгосрочной перспективе массовое использование обводнения оборачивается низким КИН. Другие вторичные и особенно третичные МУН существенно дороже в сравнении с обводнением, однако позволяют существенно повысить КИН в долгосрочном периоде.

Мировой опыт, особенно опыт Норвегии, позволяет уверенно утверждать, что технологическое отставание отрасли является следствием слабости регулятивной политики. Снижение КИН в 1990-е и 2000-е гг. свидетельствует о том, что целенаправленная политика по повышению технологического уровня в российской нефтяной отрасли не проводилась.

Глобализация и интернационализация российских ВИНК

Как только российский нефтегазовый сектор трансформировался из министерской структуры в систему корпораций, последние начали оказывать решающее влияние на скорость, методы и направления включения нефтегазового комплекса в международное разделение труда.

Зарубежная экспансия российских ВИНК

Практически с самого начала своего образования крупнейшие российские ВИНК начали зарубежную экспансию. Речь идет не просто об увеличении продаж нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, но о попытках интернационализации деятельности компании за счет участия в проектах добычи углеводородов, покупке нефтеперерабатывающих заводов и сетей оптовой и розничной торговли. Стратегия экспансии определяется конкретными возможностями каждой из компаний. Наиболее активно попытки трансформироваться в глобальных игроков на мировом рынке нефти предприняли Лукойл, Роснефть и Газпром нефть. Остальные российские нефтяные ВИНК также пытаются интернационализироваться по аналогичным направлениям, но в существенно более скромных масштабах.

Стратегии интернационализации и глобализации российских ВИНК напрямую зависят от типа собственности. Частная компания Лукойл наметила свой вектор интернационализации и глобализации еще в конце 1990-х гг. Первым шагом на этом пути стало приобретение активов в странах ближнего зарубежья. Далее было определено три стратегических направления: диверсификация портфеля добычных активов за счет дешевых и высококачественных запасов, что развернуло Лукойл в направлении Ближнего Востока, Африки и в меньшей степени Латинской Америки; приближение бизнеса к конечному спросу через приобретение за рубежом, в первую очередь в Западной Европе и США, активов в нефтепереработке и сбыте; организация стратегических партнерских союзов с крупными западными ВИНК по принципу «нефть в обмен на технологии».

Государственные компании Роснефть и Газпром нефть приступили к интернационализации позднее, ближе в середине 2000-х годов. Их интересы были в основном концентрируются в нефтедобыче. Причем российские госкомпании первоначально заходили в активы стран, поддерживающих тесные политические отношения с Россией, что, например, объясняет активное проникновение российских государственных нефтяных ВИНК в Латинскую Америку.

Лукойл

Будучи среди российских нефтяных ВИНК пионером, Лукойл еще в середине 1990-х годов предпринял попытки перешагнуть национальные границы и превратиться в глобальную транснациональную ВИНК.⁷⁰

Первоначально Лукойл скупала активы в нефтегазовом секторе стран ближнего зарубежья. В 1995 г. компания приобрела доли в зарубежных активах в Казахстане и Египте (таблица 16). В 1996 г. Лукойл приобретает долю в международном консорциуме по разработке месторождения Шах-Дениз в Азербайджане, в 1997 г. наращивает экспансию в Казахстан. В 2000-е годы Лукойл уже имела перерабатывающие и сбытовые активы в ряде стран мира и продолжила активно наращивать инвестиции в зарубежные добычные активы на Ближнем Востоке и в Африке. В 2004 г. вступила в стратегическое партнерство с одной из крупнейших мировых частных ВИНК – американской ConocoPhillips.

Таблица 16.

Основные зарубежные активы Лукойл в секторе добычи и нефтепереработки

Страна, регион	Проект	Год приобретения	Год закрытия	Доля компании, %	Мощности, тыс. барр. в день
Казахстан	Кумколь	1995		50	
Египет	Мелейя	1995		24	
Азербайджан	Шах-Дениз	1996		10	
Казахстан	Карачаганак	1997		13,5	
Казахстан	Тенгиз	1997		5	
Казахстан	Алибекмола и Кожасай	1997	2015	25	

⁷⁰ von Hirschhausen C., Opitz P., and Engerer H. The Globalization of the Russian Energy Industry – A Way out of the Financial Crisis? International Journal of Global Energy Issues, Vol. 17, No. 4, 292-310 (2002).

Страна, регион	Проект	Год приобре- тения	Год закры- тия	Доля компа- нии, %	Мощ- ности, тыс. барр. в день
Казахстан	Северные Бузачи	1997	2015	25	
Казахстан	Каракудук	1997	2015	50	
Казахстан	Арман	1997	2015	50	
Румыния	Петротел	1998		100	48
Болгария	Нефтохим Бургас	1999		100	176
Украина	Лукойл- Одесский НПЗ	1999	2010	100	49
Египет	WEEM	2001		50	
Узбекистан	Кандым- Хаузак- Шады- Кунград	2004		90	
Саудовская Аравия	блок А	2004		80	
Узбекистан	Арал	2006		33,3	
Кот- д'Ивуар	CI-205	2006		63	
Кот- д'Ивуар	CI-101 и CI	2006		56,66	
Кот- д'Ивуар	CI-504	2006		65	
Гана	Cape Three Points Deep Water	2006		56,66	
Камерун	Etinde	2008		37,5	
Узбекистан	Юго- Западный Гиссарар	2008		100	
Италия	комплекс ISAB	2008		100	320
Нидерлан- ды	TRN	2009		100	160
Ирак	Западная	2009		75	

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

Страна, регион	Проект	Год приобретения	Год закрытия	Доля компании, %	Мощности, тыс. барр. в день
	Курна-2				
Египет	WEEM Extension	2010		50	
Румыния	блоки Эст Рапсодия и Трайидент на шельфе Черного моря	2011		72	
Норвегия	блоки PL 719	2011		30	
Норвегия	PL 708	2011		20	
Сьерра-Леоне	блок SL-5-11	2011	2015	49	
Ирак	Блок 10	2012		60	
Подписан меморандум о взаимопонимании с компанией PetroVietnam о совместной добыче углеводородов в РФ, Вьетнаме и третьих странах					
Подписано соглашение о сотрудничестве в области разведки и добычи нефти с мексиканской Pemex					

Источник: отчеты компаний ПАО Лукойл.

В 2009–2010 гг. Лукойл, действуя в тандеме с норвежской Statoil, подписала сервисный контракт на разработку очень крупного месторождения Западная Курна – 2 с правительством Ирака. На настоящий момент этот актив остается самым крупным зарубежным проектом Лукойл.

Роснефть

Возможности Роснефти работать за рубежом до определенного момента были ограничены из-за рисков получения имущественных исков со стороны бывших владельцев Юкос и ареста активов. В силу этого ее стратегия превращения в глобального игрока во многом предопределена вмененными ограничениями.

В настоящее время портфель иностранных нефтяных активов Роснефти в страновом и географическом разрезе достаточно

диверсифицирован (таблица 17). Компания представлена на всех континентах, кроме Австралии и Антарктиды. Роснефть работает в Канаде, Мексиканском заливе, Бразилии и Венесуэле, Германии, Алжире, Китае и странах СНГ.

Таблица 17.

Основные зарубежные активы Роснефти

Страна, регион	Проект	Год приобретения	Год закрытия	Доля компании, %	Мощности, тыс. бар. в день
Алжир	Блок «245-юг»	2001		60 принадлежит Роснефти и Стройтрансгазу на паритетных правах	
Казахстан	Адайский блок	2001	2011	50	
Казахстан	Курмангазы	2006		25	
Венесуэла	Petromiranda	2010		32	
Венесуэла	PetroMonagas	2010		40	
Венесуэла	Бокерон	2010		26,67	
Венесуэла	Petroperiha	2010		40	
Германия	Bayernoil	2011		25	218
Германия	MiRO	2011		24	320
Германия	РСК Raffinerie GmbH	2011		37,5	230
Германия	Гельзенкирхен	2011	2015	100	258
Провинция Альберта, Канада	108 участков трудноизвлекаемой нефти	2012		30	
Италия	Saras	2012		21	
Бразилия	Солимоинс	2012		100	
Баренцево море	Проект норвежской	2012		20	

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

	Statoil				
Мексиканский залив	20 блоков американской ExxonMobil	2013		30	
Китай	PetroChina-Rosneft Orient Petrochemical (Tianjin) Company Ltd	2013		49	
Украина	Лисичанское НПЗ	2013	2014 (заморожен)	100	160
Белоруссия	Мозырское НПЗ	2013		21,5	240
Венесуэла	Petrovictoria	2015		40	
ОАЭ	Проект Шаржа			49	

Источник: отчеты компании ПАО «НК «Роснефть».

Газпром нефть

Государственная компания Газпром нефть была образована в 2005 г. после покупки Газпромом активов Сибнефти. Как уже отмечалось выше, права собственности от прежних владельцев к Газпрому перешли в рамках рыночной сделки и не породили репутационных и имущественных рисков для Газпрома.

Газпром нефть пошла путем ускоренного приобретения зарубежных активов (таблица 18). Поначалу ставка была сделана на поглощение сербской многопрофильной компании NIS, через которую Газпром нефть получила доступ к диверсифицированному портфелю активов по добыче и переработке нефти и газа. Помимо этого Газпром нефть успешно участвовала в международном тендере по продаже нефтяных активов: в Ираке (2010 г. и 2012 г.) и Венесуэле (2009 г.). В Венесуэле совместно с PDVSA и другими российскими компаниями Газпром нефть разрабатывает месторождение нефтяного пояса реки Ориноко, блок Хунин-6. В Ираке она вместе с Kogas (Южная Корея), Petronas (Малайзия), ТРАО (Турция) и Иракской геологоразведочной компании (Oil Exploration Company) разрабатывает месторождение Бафра.

Таблица 18.

Основные зарубежные активы Газпром нефти

Страна, регион	Проект	Год приобретения	Доля компании, %	Мощности, тыс. бар. в день
Венесуэла	Petromiranda	2009	8	
Ирак	Бадра	2010	30	
Ирак (Курдистан)	Garmian	2012	40	
Ирак (Курдистан)	Shakal	2012	80	
Ирак (Курдистан)	Halabja	2013	80	
Восточная Европа, Зап. Африка	Проекты сербской NIS	2009	56,15	146
Венгрия	Блок Келебия	Разведка		
Сербия	М-ния Mokrin, Kikinda, Zrenijanan, Elemir, Turija, Rusanda	Разведка, добыча		
Румыния	Блоки Tria, Baile Felix, Periam и Biled	Разведка		
Ангола	Шельф	Разведка, добыча	блоки 3/05 и 3/05-А (4), 3/85 и 3/91 (5)	
Ливия	Elephant		Ждет одобрения ливийских властей на реализацию опциона на покупку 16,5 проекта по разработке месторождения	

Источник: отчеты компании Газпром нефть.

Политика в области привлечения иностранного капитала

На протяжении всей истории отечественной нефтяной промышленности – досоветской, советской и постсоветской – иностранный капитал и иностранные инвестиции в различных формах играли важнейшую, порой ключевую, роль в развитии отрасли. За постсоветский период политика в отношении привлечения иностранного капитала и форм сотрудничества с иностранными компаниями в нефтяном секторе постоянно менялась в зависимости от общеэкономической и политической ситуации в стране. С середины 1990-х годов возрастающее влияние на государственную политику в отношении форм и методов привлечения иностранных инвесторов начали оказывать усилившиеся к тому времени отечественные нефтяные компании.

Можно выделить три главных формы взаимодействия российских нефтяных компаний с иностранным капиталом: во-первых, совместные предприятия; во-вторых, соглашения о разделе продукции; в-третьих, различные формы межкорпоративного сотрудничества.

При этом следует иметь в виду, что на ранних этапах взаимодействия с иностранным капиталом определяющую роль играли не отечественные нефтяные ВИНК, они в этот момент находились в самой ранней стадии формирования, а государство в лице профильных министерств и ведомств. Именно государство определило правила игры нефтяного комплекса в переходный от советского к российскому периоду развития, а также при заключении масштабных соглашений о разделе продукции в середине 1990-х годов

Позднесоветский и раннероссийский экономический хаос: бум совместных предприятий

Первые совместные предприятия (СП) с участием российских нефтяников возникли в позднесоветский период в соответствии с советским законодательством. Решения Совета министров СССР №48 и №49 от 13 января 1987 г. разрешили образование СП в Советском Союзе. Канадская компания Fracmaster 30 марта 1989 г. образовала СП Uganskfracmaster с нефтедобывающим предприятием Юганскнефтегаз подразделением министерства нефтяной и газовой промышленности СССР. Доля

Юганскнефтегаза в СП составила 51%, Canadian Fracmaster (Offshore) Ltd. и Shell International Petroleum Mij. B. V. – 49%. СП занималось продвижением технологии гидроразрыва пласта на советских месторождениях⁷¹. Непосредственно в России правовой основой для создания совместных предприятий (СП) с зарубежными компаниями стал Закон РСФСР «Об иностранных инвестициях в РСФСР» от 4 июля 1991 г.

Бум формирования совместных предприятий в нефтяной отрасли пришелся на 1991–1992 гг., когда директора нефтедобывающих предприятий искали выход на платежеспособные внешние рынки. Собственная экспортная квота нефтедобывающих предприятий не превышала 10%, совместные предприятия же получили право вывозить до 100% добычи. Неудивительно, что к 1995 году в России действовало около семидесяти нефтяных СП, хотя фактически работало менее сорока⁷².

Соглашения о разделе продукции

Режим соглашений о разделе продукции (СРП) в России начал действовать с начала 1996 г., чему предшествовали несколько лет идеологических, экспертных и бюрократических дискуссий. Корни СРП уходят в советское время. Переговоры по проекту, получившему впоследствии название «Сахалин–2», начались в 1988 г. В 1991 г. был объявлен победитель тендера на право разработки технико-экономического обоснования проекта, победителями которого стал консорциум американской McDermott и японской и Mitsui, к которым в 1992 г. присоединились Royal Dutch Shell и Mitsubishi. В 1993 г. ТЭО было утверждено правительством РФ, и начались переговоры по конкретным условиям проекта. В июне 1994 г. российское правительство и консорциум Sakhalin Energy

⁷¹ Uganskfracmaster: A Joint Enterprise Between Canadian Fracmaster Ltd. And The Ussr// <https://www.onepetro.org/conference-paper/PETSOC-90-23>.

⁷² Пусенкова Н.Н. Российская нефтяная промышленность: двадцать лет, которые потрясли мир - С .437//История новой России [Текст] : очерки, интервью: в 3 т. / под ред. П. С. Филиппова. - СПб. : Норма. - ISBN 978-5-87857-181-4. Т. 2. - 2011. - 581.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

подписали соглашение о разработке проекта. Давняя история и у проекта «Сахалин-1». СССР и Япония подписали соглашение о совместной разведке и разработке шельфа в 1975 г. Под реализацию конкретных проектов Япония сформировала государственную компанию Sakhalin Oil Development Co. (SODECO). В 1991 г. к советско-японским переговорам подключилась ExxonMobil.⁷³

В соответствии с законом в России в 1996–1999 гг. было запущено три крупных проекта СРП (таблица 19). Российские и иностранные нефтяные компании считали, что в режим соглашений о разделе продукции попадут десятки сложных месторождений. С самого начала соглашения по разделу продукцию встретили ожесточенную оппозицию. В 2003 г. дополнения и изменения в Закон «О соглашениях о разделе продукции» свели на нет применение режима СРП в России.⁷⁴ Возможности использования этого инвестиционного режима были сохранены для трех действующих проектов, а также пяти возможных месторождений на шельфе.

Фактическую ликвидацию режима СРП и закрытие этого канала притока иностранного капитала в нефтяной сектор обеспечил тандем окрепших после залоговых аукционов российских нефтяных компаний и финансовых и экономических регуляторов, получивших мощную поддержку всех ветвей власти. Участники тандема руководствовались разными интересами: компании стремились «убрать конкурентов», запретив иностранцам прямые инвестиции в нефтяные проекты и побудить их вкладываться в акции отечественных компаний, финансовые регуляторы – увеличить и унифицировать налоговую нагрузку на компании ТЭК⁷⁵.

⁷³ Раздел продукции за и против / Под ред. Субботина М.А., Бородай А.Ю., Онуфриева А.С., Сидорова А.К. – М.: Тактика, 2007.

⁷⁴ Goichi Komori. Russian Oil Policy. IEEJ: November 2010; Goichi Komori and Sanae Kurita. Change in the Vertical Integration in the Russian Oil Industry and Management Strategies of Vertically-Integrated Oil Companies. IEEJ: November 2004.

⁷⁵ Детализированный анализ проектов СРП в нефтяном секторе России в общем экономико-политическом контексте развития страны представлен в многочисленных работах А.А. Конопляника. См., например: Конопляник А., Трошина Н., Попова Ю. Двадцать лет топтания на месте. Преимущества Закона «О СРП», принятого 20 лет назад, так и не были востребованы в России/ Нефть и Капитал, №9, сентябрь 2016; Конопляник А. Ошибка президента. В чьих интересах фактически ликвидирован режим СРП?/ Нефть и Капитал, №№9–10,

Таблица 19.

Россия: нефтегазовые проекты, реализуемые в режиме СРП

Проект	Соглашение вступило в силу	Распределение долей, %	Оператор
Сахалин–1	1996	Exxon Neftegaz Ltd – 30 SODECO – 30 Роснефть – 20 ONGC – 20	Exxon Neftegaz Ltd
Сахалин–2	1996	Газпром – 50 (плюс 1 акция) Royal Dutch Shell – 27,5 (минус 1 акция) Mitsui – 12,5 Mitsubishi – 10	формально Сахалин Энерджи
Харьягинский	1999	Зарубежнефть – 40 Statoil – 30 Total – 20 Ненецкая нефтяная компания – 10	с 2015 г. – Зарубежнефть

Источники: сайты компаний и отраслевая периодика.

В дальнейшем два из трех действовавших проекта СРП были кардинально реструктурированы. До весны 2007 г. доли участия в компании Сахалин Энерджи – операторе Сахалин-2 – были распределены следующим образом: Royal Dutch Shell – 55%, Mitsui – 25% и Mitsubishi – 10%. В апреле 2007 г. Газпром выкупил за 7,45 млрд. долл. контрольный пакет компании – 50% плюс одну акцию. Формально Сахалин Энерджи осталась оператором проекта, но Газпром как крупнейший акционер с контрольным пакетом стал

октябрь 2003; Конопляник А. Борьба против СРП: кому она выгодна и почему? Некоторые вопросы экономической теории и последствия их применения на практике/ Нефть и Капитал, №6, июнь 2003.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

играть в ней ведущую роль, оставив за Royal Dutch Shell «существенный вклад в оперативное управление» и «техническое консультирование».

В конце 2009 г. в проект Харьягинский вошла с 20% участия российская государственная корпорация Зарубежнефть за счет снижения долей Total и Statoil до соответственно 40 % и 30 %. В 2015 г. после введения западных санкций в отношении российского ТЭКа Total снизила в пользу Зарубежнефти участие в проекте, к последней также перешли функции оператора.

Как констатировал один из аналитиков: «два из трех операторов СРП откупились от требований государства и перераспределили доходы от проектов путем продажи госкомпаниям пактов акций»⁷⁶.

Сотрудничество с нефтесервисными компаниями

Важным партнером российских нефтяных ВИНК стали иностранными сервисные компании, которые предлагают широкий комплекс услуг в секторе добычи, сопоставимый с возможностями ведущих мировых нефтяных компаний. Сотрудничество с крупными нефтесервисерами, такими как Shlumberger и Halliburton, позволяет российским компаниям наращивать добычу, опираясь на технологические возможности зарубежных нефтесервисеров. Наиболее сильные позиции на российском рынке занимает компания Shlumberger – крупнейшая нефтесервисная компания мира. В ряде случаев технологическое отставание отечественных компаний оказывается настолько велико, что они отдают иностранным сервисным компаниям добычу даже конвенциональной нефти на суше. Несмотря на поставленную задачу снизить зависимость от иностранного нефтесервиса, зарубежные компании до самого последнего времени занимали сильные позиции на российском рынке, что отражено в материалах таблицы 20 – доля прочих нефтесервисных компаний в структуре предложения услуг по бурению в России (куда включены и иностранные нефтесервисеры) возросла с 28% в 2014 г. до 33% в 2015 г.. Исключением является Сургутнефтегаз, который изначально

⁷⁶ Заславский А. Иностранные компании и российская нефть// Pro et Contra, сентябрь–октябрь 2011.

придерживался концепции самостоятельного освоения месторождений и развития своего нефтесервиса.

Таблица 20.

Структура спроса и предложения на рынке бурения в России в 2014–2015 гг.

Спрос			Предложение		
Российская ВИНК	Спрос на услуги по бурению, %		Нефтесервисная компания	Предложение услуг по бурению, %	
	2014	2015		2014	2015
Роснефть	25	30	РН-бурение	14	15
Сургутнефтегаз	21	20	Сургутнефтегаз	21	20
Газпром нефть	20	13	Eriell	3	4
Лукойл	14	13	EDC	28	21
Славнефть	6	6	КАТойл- Дриллинг	1	2
Татнефть	2	4	Таграс	3	3
Башнефть	2	2	Таргин	2	2
РуссНефть	2	1	Прочие	28	33
Прочие	8	11			

Источник: Deloitte & Touche RCS Ltd. Oilfield services market conditions and trends 2016. Segments: drilling, well maintenance and workover. July 2016. – www2.deloitte.com

Межкорпоративное взаимодействие – к стратегическим партнёрствам

На более зрелой стадии своего существования российские нефтяные ВИНК начали движение к установлению стратегических партнерств с иностранными контрагентами.

Первоначально заинтересованные в приходе иностранных портфельных инвесторов в акции своих компаний, усилившиеся отечественные нефтяные компании добились снятия в 1997 г.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

ограничения на 15% участие иностранцев в акционерном капитале публичных компаний.

Уже с середины 2000-х годов, но особенно с конца 2010-х гг. российские нефтяные компании нацелились на стратегические партнерства и союзы с крупнейшими западными и восточными ВИНК через взаимный обмен активами (таблица 21).

Таблица 21.

Стратегические партнерства российских нефтяных ВИНК с иностранными нефтяными компаниями

Российская ВИНК	Иностранная ВИНК	Год заключения союза	Цель сотрудничества
Лукойл	ConocoPhillips	2004–2011	Нарастить капитализацию
Роснефть	ExxonMobil	2011	Разведка и разработка Арктических и Черноморских шельфовых месторождений
	BP	2011	Разведка и разработка Арктических и Черноморских шельфовых месторождений
	CNPC	2009	Прорыв на китайский рынок
	Sinopec	2015	Прорыв на китайский рынок
	Essar	2015	Прорыв на индийский рынок
	ONGC Videsh Ltd.	2016	Совместная разработка Ванкорского месторождения
Татнефть	Royal Dutch Shell	2007	Освоение месторождений

			тяжелой нефти в Татарстане
ТНК-ВР	ВР	2003	Слияние с целью укрупнения бизнеса

Источник: отчеты компаний.

К этому их подталкивало два фактора: во-первых, стремление обеспечить трансферт технологий; во-вторых, что тесно связано с первым, необходимость освоения запасов углеводородов в труднодоступных зонах с тяжелыми условиями добычи, а также запасов неконвенциональных углеводородов. Российские ВИНК через стратегические союзы рассчитывали значительно усилить свои конкурентные преимущества через адаптацию и локализацию передовых технологий, которыми они не располагали. Также освоение новых крупных месторождений на шельфе и в российской части в Арктике, как и запуск в коммерческий оборот трудноизвлекаемых запасов императивно требовали теснейшего сотрудничества с крупнейшими транснациональные ВИНК.

Потенциальные западные партнеры были также заинтересованы в участии в разработке гигантских месторождений в России, несмотря на высокие первоначальные издержки. На фоне «ресурсного национализма» проблема наращивания запасов с целью постоянного восполнения добычи и поддержания устойчивого развития стоит перед западными публичными компаниями особенно остро. Действовал и другой фактор. После аварии на скважине Макондо в Мексиканском заливе издержки разведки и добычи на шельфе в странах с развитым экологическим законодательством и жестким экологическим регулированием нефтегазового сектора существенно возросли, если не стали запретительными. Транснациональные ВИНК видели большую выгоду от сотрудничества с российскими компаниями, поскольку последние в тандеме с российским правительством готовы были взять на себя экологические риски.

Первой стратегический союз с американской ConocoPhillips заключила компания Лукойл в 2004 г. ConocoPhillips купила весь государственный пакет акций Лукойл (7,6%) и оговорила возможность нарастить свою долю в акционерном капитале

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

российской компании до 20%. Однако через 5 лет американская компания потеряла интерес к российским активам и вышла из партнерства распродав последние акции Лукойла в 2011 г. Отчасти это объясняется возросшими рисками для частных нефтяных компаний в России после поглощения, но главным триггером стало снижение привлекательности российских нефтяных активов после кризиса 2008 г. и стагнации спроса на нефть в Европе.

Наиболее успешное стратегическое партнерство среди российских нефтяных ВИНК заключила ТНК с британской компанией BP в 2003 г. Компания ТНК-BP просуществовала 10 лет и на момент поглощения Роснефтью в 2013 г. оценивалась в 55 млрд. долл., в 2,43 раз выше, чем в момент ее образования в 2003 г. (16 млрд. долл.).

Стратегическое партнерство с англо-голландской Royal Dutch Shell в 2007 г. заключила компания Татнефть с целью создания совместного предприятия для разработки битумной сверхтяжелой нефти.

Наибольшие усилия в формировании стратегических партнерств приложила государственная Роснефть. С 2009 г. она заключила партнерские союзы с двумя из пяти крупнейших ВИНК – ExxonMobil и BP. Западные ВИНК активно шли на сделки во многом благодаря монопольному праву российских государственных компаний на получение лицензий на разработку крупных месторождений и запасов на континентальном шельфе, включая Арктику.

При этом Роснефть изначально была нацелена на диверсификацию стратегических бизнес-партнеров, а потому одной из первых активизировала работу и на азиатском направлении. В 2013 г. ею был заключен гигантский долгосрочный контракт на поставку 325 млн. т нефти китайской CNPC. В 2016 г. Роснефть подписала соглашение о стратегическом партнерстве с индийскими компаниями, включающее приобретение логистической и сбытовой инфраструктуры на индийском рынке.

Другая государственная ВИНК – Газпром нефть – заключила стратегическое соглашение с французской Total для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов на Баженовой Свите. Несмотря на выход Total из проекта из-за введения в отношении российского нефтегазового сектора Газпром нефть получила

ценнейший опыт, благодаря сотрудничеству с французской компанией.

Диверсификация экспорта за счет экспансии на рынки АТР

От СССР Россия унаследовала мощную инфраструктуру нефтяного экспорта, развернутую на Европу. Распад единого советского экономического пространства и политика макроэкономической стабилизации, в центре которой было подавление инфляции за счет сжатия спроса, привели к быстрому и заметному росту экспорта нефти из России в европейские страны. На фоне резкого сжатия внутреннего спроса на нефть ее экспорт просел существенно менее глубоко, а с 1992 г. экспорт в страны дальнего зарубежья (до конца 1990-х гг. практически исключительно в Европу) начал расти (рисунок 6). Экспорт нефти и нефтепродуктов низкой степени переработки поддержал добычу нефти, которая снизилась менее значительно в сравнении с потреблением. В конечном счете, именно экспорт спас отечественную нефтяную промышленность от развала.

Рисунок 6. Россия: динамика добычи, потребления и экспорта нефти в 1990–2015 гг., показатели за 1990 г. = 100.

Источники: статистический комитет РФ; Минтопэнерго РФ; BP Statistical Review of World Energy, July 2016 и отраслевая периодика.

Однако уже в 2004 г. экспорт нефти из России в Европу уперся в потолок, что объясняется двумя факторами. Во-первых, развитые страны Европы прошли пик спроса на нефть в 2006 г. В 2006–2015 гг. потребление нефти в Евросоюзе снизилось на 17% до 600 млн. тонн в конце указанного периода (рисунок 7). В определенной степени этому способствовал мировой финансово-экономический кризис 2008–2009 гг., который негативно отразился на европейских экономиках. Но все же, пик спроса на нефть в этой группе стран объясняется не конъюнктурными причинами, а обусловлен действием долгосрочных структурных факторов.

Рисунок 7. Евросоюз: динамика потребления нефти и импорт нефти из России (по российским данным).

Источники: BP Statistical Review of World Energy, July 2016; UN Comtrade.

Во-вторых, за европейский рынок нефти идет острая конкурентная борьба. «Сланцевая революция» в США и снижение потребности американской экономики в импорте нефти развернули на европейский рынок нефтяной экспорт из Анголы и Нигерии. На европейский рынок в возрастающих объемах поступает нефть из Ирака, Саудовской Аравии, а также Ирана, который после снятия с

него санкций Евросоюза поставил своей первоочередной задачей восстановление экспортных ниш в Европе.⁷⁷

Диверсифицированность импорта является императивным требованием энергобезопасности для стран нефтеимпортеров, поэтому страны Евросоюза приветствуют и сознательно подталкивают конкуренцию между поставщиками нефти на свой рынок.

Эти факторы, а также проблемы в энергодialoge России и Евросоюза, в том числе по вопросам взаимодействия в газовом секторе, дополнительно подтолкнули усилия российских нефтяных компаний по диверсификации своих экспортных рынков. Объективно диверсифицированность экспорта является императивным требованием безопасности для стран нефтеэкспортеров.

На рубеже 2000-х–2010-х гг. для продолжения экстенсивного наращивания экспортной выручки российская нефтегазовая отрасль стала активно искать новые рынки сбыта.

К этому моменту АТР закрепляется в качестве главного драйвера роста мирового спроса на нефть (таблица 22). На фоне стагнации и снижения потребления углеводородов в Европе, спрос на нефть и газ в тихоокеанской Азии продолжает расти сравнительно быстрыми темпами. В среднесрочной и долговременной перспективе конкурентоспособность российских нефтегазовых компаний критически зависит от того, насколько прочно им удастся закрепиться на динамичных рынках АТР.

Таблица 22.

Прирост спроса на нефть в разрезе регионов мира, %

	1980- 1990	1990- 2000	2000- 2010	2010- 2015	1980- 2015
Северная Америка	-3	32	-4	-2	8
Латинская Америка	2	14	12	11	11
Европа и Евразия	-41	-45	-4	-20	-25
Ближний	43	17	25	23	24

⁷⁷ Подробно этот вопрос рассматривается в главе 6.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

Восток					
Африка	16	5	9	7	8
АТР	85	78	62	80	73
МИР	100	100	100	100	100

Источник: рассчитано по BP Statistical Review of World Energy, July 2016.

Наиболее крупным и быстро растущим рынком нефти в АТР является, естественно, Китай. С 2009 г. КНР становится вторым крупнейшим импортером нефти и нефтепродуктов в мировой экономике после США, обогнав Японию. В 1985–2015 гг. потребление нефти в китайской экономике выросло в 6,2 раза с 90 млн. тонн до 560 млн. тонн (рисунок 8). Доля же КНР в мировом нефтепотреблении за тот же период возросла с 3% до 13%.

Наряду с Китаем быстрыми темпами растет спрос на нефть в другом азиатском гиганте – Индии (рисунок 9). В 1985–2015 гг. потребление нефти в индийской экономике выросло в 4,5 раза с 43 млн. тонн до 196 млн. тонн (рисунок). Доля Индии в мировом нефтепотреблении за тот же период возросла с 2% до 5%.

Рисунок 8. Китай: динамика потребления нефти в 1965–2015 гг.

Источник: составлено и рассчитано по BP Statistical Review of World Energy, July 2016.

Рисунок 9. Индия: динамика потребления нефти в 1965–2015 гг.

Источник: составлено и рассчитано по BP Statistical Review of World Energy, July 2016.

При этом крупнейшие потребители нефти в АТР не имеют собственных крупных запасов нефти коммерческого значения и в возрастающей степени полагаются на нефтяной импорт. Продвижение на рынки региона является центральной задачей для всех государств–нефтеэкспортеров, и Россия в этом смысле не является исключением.

До начала 2010-х гг. между Россией и странами АТР не было тесных экономических связей, что особенно справедливо в отношении экспорта нефти. Традиционно этот рынок всегда входил в сферу интересов нефтеэкспортеров ОПЕК. Согласно данным российской таможенной статистики, удельный вес стран АТР в совокупном экспорте сырой нефти России еще в 2005 г. составлял только 10 млн. тонн или всего 4,4% от всего российского нефтяного экспорта. К 2010 г. эти показатели достигли 35 млн. тонн и 15,4%, а в 2015 г. они составили уже 69 млн. тонн и 28% по сравнению с 1,1% двумя десятилетиями ранее (рисунок 10).

Рисунок 10. Россия: динамика экспорта нефти в страны АТР в 1996–2015 гг. (по данным российской статистики)

Источники: рассчитано по UN Comtrade и таможенной статистике внешней торговли РФ за разные годы.

Зеркальная статистика стран Азиатско-Тихоокеанского региона дает примерно те же объемы импорта сырой нефти из России, что и официальная российская статистика. При этом доля российской нефти в совокупном нефтяном импорте стран АТР возросла с 2% в 2005 г., до 4% в 2010 г. и 8% в 2015 г. (рисунок 11).

* - учтены данные по Австралии, Китаю, Индии, Индонезии, Японии, Малайзии, Новой Зеландии, Филиппинам, Южной Корее, Сингапуру и Таиланду.

Рисунок 11. Страны АТР: динамика импорта нефти из России в 1996–2015 гг. (по данным статистики стран АТР).

Источник: рассчитано по UN Comtrade.

Поставки российской нефти в АТР отличаются высокой степенью географической концентрации. Около 85%–90% нефтяного экспорта приходится всего на три страны – КНР, Японию и Южную Корею (таблица 23). При этом Китай оттягивает на себя более половины экспорта российской нефти в регион, а в 2015 г. на китайский рынок пришлось уже 60% всего российского нефтяного экспорта в регион. В 2010–2011 гг. российским компаниям удалось расширить свое присутствие в нефтяном секторе Таиланда и Филиппин. Вместе с тем на начало 2010-х российская нефть очевидно недопредставлена в Индии. Максимального результата на индийском нефтяном рынке удалось достигнуть в 2009 г., но и тогда экспорт нефти из России в эту страну составил всего 1 млн. тонн.

Таблица 23.

Географическая концентрация экспорта нефти из России в АТР, % (по данным стран – импортеров)

	2000	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Китай	52	55	54	56	42	51	57	50	55	60
Япония	0	21	22	19	25	18	18	23	20	21
Южная Корея	48	18	14	13	18	11	11	10	9	12
3 страны	100	94	90	89	85	80	86	83	84	93
Остальные страны	0	6	10	11	15	20	14	17	16	7
АТР в целом	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Источник: рассчитано по UN Comtrade.

Два основных фактора обеспечили продвижение российской нефти на рынки АТР: во-первых, сравнительно высокое качество поставляемой нефти; во-вторых, строительство экспортной инфраструктуры.

Значительная часть российского нефтяного экспорта в регион приходится на низко сернистую нефть сорта ВСТО (ESPO). Близки к ВСТО по содержанию серы и сорта Витязь и Сокол, которые поставляются на требовательный рынок Японии. Нефть ВСТО/ESPO позволила российским компаниям выйти и на американский рынок – требовательные нефтеперерабатывающие заводы на Западном побережье США охотно покупают это высококачественное сырье. Однако, как в случае и с совокупным российским нефтяным экспортом, поставки сорта ВСТО все более

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

замыкаются на Китае (таблица 24). В перспективе увеличение поставок нефти ESPO и расширение географии этих поставок создает объективные предпосылки для использования этого сорта в качестве регионального бенчмарка.

Таблица 24.

Экспорт российской нефти марки ВСТО (ESPO): распределение по странам импортерам, %

	2010		2011		2013		2015
Япония	30	США	27	Япония	36	Китай	48
Южная Корея	29	Япония	19	Китай	25	Япония	29
США	16	Китай	18	Южная Корея	11	Южная Корея	11
Таиланд	11	Южная Корея	13	США	6	США	2
Китай	8	Филиппины	9	Филиппины	5	Филиппины	2
Прочие	6	Таиланд	8	Таиланд	4	Таиланд	2
Всего	100	Сингапур	4	Сингапур	3	Прочие	6
		Прочие	2	Прочие	8	Всего	100
		Всего	100	Всего	100		

Источник: отраслевая периодика.

Другим фактором наращивания российских нефтяных поставок в АТР, особенно Китай, стало, строительство экспортной инфраструктуры на российской и китайской территории. В конце 2010 г.– начале 2011 г. была пущена в эксплуатацию первая очередь нефтепроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) Тайшет – Сковородино, включая ответвление Мохе–Дацин на китайской территории. Это позволило экспортировать, главным образом на китайский рынок, до 15 млн. тонн нефти в год. В конце 2012 г. была запущена в эксплуатацию вторая очередь системы ВСТО, позволяющей нарастить экспорт нефти до 45 млн. тонн в год.

Особенно заметно позиции российских нефтеэкспортеров укрепились в последние годы в Китае, Японии и до некоторой степени в Южной Корее (рисунок 12).

Рисунок 12. Доля импорта из России в совокупном нефтяном импорте крупнейших экономик АТР, % (по данным стран – импортеров).

Источники: рассчитано по данным национальной внешнеторговой и таможенной статистики.

Китай

Китай является основным покупателем российской нефти в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Российский нефтяной экспорт в эту страну увеличился с 233 тыс. баррелей в день в 2008 г. до 487 тыс. баррелей в день в 2012 г. и 852 тыс. баррелей в день в 2015 г. Доля российской нефти в совокупном нефтеимпорте Китая возросла с 7% в 2008 г. до 13% в 2015 г. (рисунок 13).

Рисунок 13. Китай: динамика импорта нефти из России в 2008–2015 гг.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

Источник: рассчитано по данным таможенной статистики КНР.

Показательно, что среди пятерки крупнейших нефтеэкспортеров в Китай, только Ирак и Россия смогла заметно увеличить свою долю в китайском нефтяном импорте (рисунок 14). Позиции Саудовской Аравии, Анголы и Ирана на китайском нефтяном рынке в указанный период ослабли. Учитывая активную вовлеченность китайских нефтяных компаний в ангольские проекты, усиливающийся разворот в сторону АТР Саудовской Аравии и возвращение на мировой рынок нефти из Ирана после снятия с последнего санкций, конкуренция за рынки стран региона в ближайшие годы предельно обострится.

Рисунок 14. Крупнейшие экспортеры нефти в Китай: доли в совокупном китайском нефтяном импорте, %.

Источник: рассчитано по данным таможенной статистики КНР.

Наращивание экспортных поставок российской нефти в Китай тормозится задержками в строительстве китайской импортной инфраструктуры. В 2015 г. импортный нефтепровод Сковородино–Мохе–Дацин смог дополнительно принять только 1 млн. тонн нефти из России вместо запланированных 5 млн. тонн. Подтолкнуть российский нефтяной экспорт в Китай может

расширение участия китайских нефтегазовых компаний в добычных проектах на территории России, но в этом случае это будут уже поставки так называемой «долевой нефти», принадлежащей китайским компаниям, что сделает проекты менее выгодными для российских компаний.

Япония

На Японию приходится более четверти экспортных поставок российской нефти на крупнейшие рынки азиатско-тихоокеанского региона. Российский нефтяной экспорт на японский рынок отличается высокой волатильностью. После увеличения до 264 тыс. баррелей в день в 2010 г. в последующие два года российские нефтяные поставки в Японию стагнировали. В 2015 г. они достигли 287 тыс. баррелей в день, что составило 8% от совокупного нефтяного импорта Японии (рисунок 15).

Рисунок 15. Япония: динамика импорта нефти из России в 2008–2015 гг.

Источник: рассчитано по данным внешнеторговой статистики Японии.

В списке крупнейших нефтеэкспортеров на японский рынок Россия в 2015 г. заняла третье место после Саудовской Аравии и Объединенных Арабских Эмиратов, незначительно подвинув на четвертую позицию Катар (рисунок 16).

Рисунок 16. Крупнейшие экспортеры нефти в Японию: доли в совокупном японском нефтяном импорте, %.

Источник: рассчитано по данным внешнеторговой статистики Японии.

Южная Корея

Максимальный объем российского нефтяного экспорта в Южную Корею в 137 тыс. баррелей в день был зафиксирован в 2010 г. В 2011–2014 гг. экспортные поставки колебались в пределах 85–110 тыс. баррелей в день, но в 2015 г. незначительно превысили уровень 2010 г. (рисунок 17).

Рисунок 17. Южная Корея: динамика импорта нефти из России в 2008–2015 гг.

Источник: рассчитано по данным внешнеторговой статистики Южной Кореи.

В списке крупнейших поставщиков нефти на южнокорейский рынок Россия занимает шестое место, пропуская вперед Саудовскую Аравию, Кувейт, Катар, ОАЭ и Ирак (рисунок 18). Возвращающаяся на мировой рынок иранская нефть, скорее всего, сожмет российскую экспортную нишу на южнокорейском рынке.

Рисунок 18. Крупнейшие экспортеры нефти в Южную Корею: доли в совокупном южнокорейском нефтяном импорте, %.

Источник: рассчитано по данным внешнеторговой статистики Южной Кореи.

В целом российские нефтяные компании добились значительных успехов в продвижении российской нефти на рынках стран АТР. Очевидно, что и далее экспорт нефти из России в этот регион продолжит расти. Очевидно и другое, по своим абсолютным масштабам нефтяной экспорт в АТР в обозримой перспективе не сможет достичь уровня, сопоставимого с российскими нефтяными экспортными потоками в Европу. Крупнейшие потребители нефти в азиатско-тихоокеанском регионе – Китай, Индия, Индонезия и др. – уделяют повышенное внимание вопросам безопасности импорта энергетических ресурсов. Важнейшим императивом безопасности здесь является диверсификация источников импорта энергоресурсов с тем, чтобы избежать критической зависимости от какого-либо одного партнера.

Глава 4. Российские нефтяные компании в динамичной системе институциональных, рыночных и технологических шоков и ограничений

Более чем достаточное предложение нефти на мировом рынке и стабилизация (стагнация) спроса на нефть в развитых центрах современного мира – Европе, США и азиатских странах-членах ОЭСР – способствуют усилению конкуренции между нефтеэкспортерами за рынки АТР. На рынки стран этого региона нацелены Саудовская Аравия, Ирак, Иран, ОАЭ, Кувейт, Венесуэла, Ангола и все остальные сколько-нибудь крупные экспортеры нефти. В сложившихся условиях нефтеимпортеры АТР активно поощряют конкуренцию между нефтеэкспортерами и выстраивают глубоко диверсифицированную структуру нефтеимпорта.

Серьезным препятствием для расширения экспорта российской нефти в АТР является отсутствие диверсифицированной инфраструктуры на азиатском направлении и значительная географическая удаленность российских нефтяных месторождений.

Для обеспечения поставок в восточном направлении был построен экспортный нефтепровод ВСТО и расширены экспортные терминалы в порту Козьмино на побережье Охотского моря. Но поставки нефти по этой системе были изначально нацелены преимущественно на Китай, что затрудняет диверсификацию российского экспорта.

Тем не менее, благодаря активной корпоративной политике и поддержке со стороны государства, некоторые страны АТР с крупными и растущими внутренними рынками нефти и нефтепродуктов – Индонезия, Вьетнам, Индия – готовы идти на стратегическое партнерство с российскими нефтяными компаниями. Это представляется особенно важным после введения западных санкций в отношении российского ТЭК, повлекших заморозку стратегических партнерств на западном направлении. Продвижение российских нефтяных ВИНК в АТР становится одним из способов ослабления негативного влияния санкций.

Основные выводы

Проведенный анализ показал, что фундаментальная трансформация институциональной структуры российского нефтяного сектора в условиях непрерывной череды внутренних и внешних экономических и политических шоков оказала стимулирующее воздействие на динамику нефтедобычи. Российские нефтяные компании уверенно встроились в мировое разделение

труда. Причем примерно с середины 2000-х годов они постоянно наращивают свою рыночную нишу на абсолютно новом для себя азиатско-тихоокеанском направлении.

Растущие экспортные потоки нефти и нефтепродуктов из России в Европу (до 2000 г.) и АТР оказали и продолжают оказывать на перестройку мирового рынка нефти не меньшее влияние, чем «сланцевая революция» в США. Можно констатировать, что именно приток на мировой рынок российской нефти и нефтепродуктов стал первым побудительным толчком для пересмотра стратегии своего поведения ведущими членами ОПЕК.

В ситуации затянувшегося понижательного цикла российская нефтедобыча не просто демонстрирует устойчивость к низким ценам на нефть, но продолжает увеличиваться.

Все это, на наш взгляд, свидетельствует о потенциальной возможности активизировать влияние России – через ее нефтяные компании – на дальнейшую трансформацию мирового рынка нефти. Важным императивным условием для реализации такого сценария является развитие стратегических партнёрств с американскими и европейскими нефтегазовыми компаниями.

Глава 5

Российский нефтегазовый сектор под давлением западных санкций

Важным фактором динамики нефтегазового сектора России и российских нефтяных компаний стали западные санкции. Цель настоящей главы – проанализировать ограничения и возможности развития под внешним санкционным давлением.

Каналы трансмиссии санкций в экономику

С начала марта 2014 г. США и Евросоюз реализуют комплекс санкций в отношении российских нефтегазовых компаний и нефтегазового комплекса РФ в целом. Санкции также поддержаны Канадой, Норвегией, Швейцарией, Австралией. Используются три вида санкций: секторальные, в отношении конкретных проектов и персональные (таблица 1). Санкции США носят ретроактивный характер, то есть распространяются в том числе на уже запущенные проекты, санкции Евросоюза, Норвегии и Швейцарии касаются только новых проектов⁷⁸.

Крупнейшие американские нефтегазовые компании, минимизируя юридические риски, выполняют требования национальных регуляторов особенно тщательно. Европейские нефтегазовые компании Total и Eni пытаются найти возможности для продолжения сотрудничества. Как правило, по каждому спорному проекту европейские компании запрашивают мнение регуляторов Евросоюза и США, руководствуясь указаниями последних⁷⁹.

Воздействие санкций на нефтегазовый сектор и нефтегазовые компании транслируются по трем каналам: технологическому, финансовому и корпоративному (репутационный капитал, риски контрагента). Причем все три канала трансмиссии санкций взаимно усиливают друг друга.

⁷⁸ Farchy J. EU's Russia sanctions fail to dent oil deals// Financial Times, June 14, 2015.

⁷⁹ Там же.

Таблица 1.

Санкции в отношении российских нефтегазовых компаний

Дата введения санкций	Санкции США	Санкции ЕС
<i>Секторальные санкции</i>		
16.07.2014 30.07.2014 12.09.2014	<p>Запрет на экспорт оборудования и технологий для проектов в Арктике, проектов по трудноизвлекаемым запасам нефти и газа, проектов на глубоководном шельфе (глубже 152 м), включая поставки через посредников. Санкции распространяются на персонал, работающий с данным оборудованием и технологиями.</p> <p>Запрет на кредитование и размещение облигаций для Роснефти и Новатэка более чем на 30 дней, для Газпром нефти и Транснефти – более чем на 90 дней. Требование разрешения на каждый конкретный заем.</p>	<p>Аналогично. Санкции ЕС не касаются проектов по добыче конвенционального газа.</p> <p>Запрет на долговое финансирование Роснефти, Транснефти и Газпром нефти. Запрещены торговля облигациями этих компаний со сроком обращения свыше 30 дней и участие в организации выпусков таких бумаг.</p>
<i>Санкции в отношении отдельных проектов</i>		
07.08.2015	Запрет на экспорт оборудования и технологий для Южно-Кириного	Не вводились

Глава 5. Российский нефтегазовый сектор под давлением западных санкций

	газоконденсатного месторождения в Охотском море (разработчик – Газпром).	
<i>Персональные санкции</i>		
04.03.14 17.03.14	Санкции в отношении политиков и армейского руководства	
17.03.14 25.03.14		Санкции в отношении политиков и армейского руководства
20.03.14 21.06.14 30.07.15	Санкции в отношении руководства российских нефтегазовых компаний	
28.04.2014 26.07.2014		Санкции в отношении руководства российских нефтегазовых компаний

Источники: ИМЭМО по данным министерства юстиции США и Еврокомиссии.

Финансовый канал

Самый сильный санкционный удар по российским нефтегазовым компаниям был нанесен по финансовому каналу. Бизнес-модель всех крупнейших компаний в отечественном нефтегазовом секторе носит отчетливо выраженный долговой характер, что, в принципе, отражает общемировую тенденцию. Об этом свидетельствует динамика такого критического показателя как отношение долга к EBITDA (прибыль до вычета процентов, налогов и амортизации). В сравнении с ведущими мировыми частными нефтегазовыми компаниями у российских государственных нефтегазовых компаний он заметно выше (Таблица 1 Приложения). Некоторые масштабные проекты российские нефтегазовые компании реализуют за счет массированного привлечения внешних ресурсов (например, Ямал СПГ). До некоторой степени столь высокие показатели отношения долга к EBITDA свидетельствуют

об излишней, с рыночной точки зрения, инвестиционной активности компаний.

Даже в стандартных рыночных условиях масштабные капиталовложения, финансируемые за счет заимствований, сопряжены с огромным риском. В случае неэффективности сделанных капиталовложений долговая модель неизбежно ведет компанию к банкротству. Санкции по финансовому каналу ударили в самое уязвимое место российских компаний. Для российских частных нефтегазовых компаний (пример – Лукойл) санкционный удар по финансовому каналу оказался не столь ощутим, так по отношению долга к EBITDA они укладываются в стандартные для компаний сектора параметры. В то же время и частные российские нефтегазовые компании несут дополнительные издержки из-за удорожания заимствований в мировой финансовой системе.

Технологический канал

По оценкам министерства энергетики России, доля оборудования и технологий иностранного производства в отечественной нефтегазовой промышленности на момент введения санкций достигала 60%⁸⁰. Доля импортного оборудования и технологий, используемых на глубоководном шельфе, в арктических проектах, проектах по трудно извлекаемым углеводородам, достигает 80–90%⁸¹. Санкции касаются всех крупнейших российских нефтегазовых компаний без исключения. Следует также учитывать, что именно американские и европейские нефтегазовые компании являются главным генератором передовых технологий и инноваций в отрасли.

Корпоративный канал (репутационный капитал, риск контрагента)

Санкции в отношении российских нефтегазовых компаний обернулись для последних снижением репутационного капитала и повышением риска контрагента. Как минимум, это увеличивает операционные издержки российских компаний по ведению бизнеса за рубежом. Во многих случаях отечественные компании перестали

⁸⁰ Оценки Минпромторг РФ и комитета Государственной Думы РФ по энергетике на конец 2015 г.

⁸¹ По данным Минэнерго на 2015 – <http://nvdaily.ru/info/43114.html>.

рассматриваться как потенциальные партнеры для налаживания стратегического взаимодействия.

Как свидетельствуют материалы, включенные в таблицу 1, санкции распространяются не только на технологии и оборудование, но и на персонал работающий с этими технологиями и оборудованием. Мировая практика такова, что квалифицированный инженерный и технический персонал постоянно мигрирует между компаниями и странами, в которых реализуются крупные проекты. Санкции значительно сузили возможности российских компаний привлекать квалифицированные кадры, а также осуществлять заимствование передовых технологий за счет перетока персонала в реализуемые ими проекты. В полной мере это касается и российских экспатов, которые стремятся избежать попадания под санкции, так как в последствии для них могут быть закрыты возможности работать в других компаниях и странах.

Дополнительной негативной экстерналией введения санкций является усложнение доступа специалистов к обучению в ведущих технологических нефтегазовых центрах мира (Техас, Калгари и т.д.). Хотя эксплицитно данное ограничение не прописано в санкциях, западные партнеры будут ограничивать доступ российских специалистов к изучению технологий для добычи на глубоководном шельфе, разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, запуска арктических проектов, прибегая к неформальным механизмам.

Последствия санкций в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе

Негативные последствия санкций проявляются в краткосрочном (до 3 лет), среднесрочном (до 5 лет) и долгосрочном (5–10 лет и более) периодах. Можно утверждать, что в краткосрочном периоде последствия санкций оказали слабое воздействие на российские нефтегазовые компании, не повлияв существенно на уровень нефтедобычи. Отечественные компании продемонстрировали большой накопленный запас прочности.

К тому же важнейшим фактором поддержания стабильности российского нефтегазового комплекса стала девальвация рубля, резко снизившая большую часть издержек компаний. Это позволило отечественным производителям нефти и газа продемонстрировать

хорошие результаты, несмотря даже на двукратное падение мировых цен на нефть. Резкая девальвация в данном случае может рассматриваться как удачная мера по поддержанию конкурентоспособности российской нефтегазовой отрасли в изменившихся экономических условиях.

Вопрос влияния санкций на производственные и технологические показатели работы российских нефтегазовых компаний целесообразно проанализировать в разрезе основных направлений: геологоразведка, добыча и экспорт углеводородов.

Геологоразведка

Доля расходов на геологоразведку у российских нефтегазовых компаний составляет относительно небольшую часть совокупных расходов и инвестиций. При этом в сравнении со своими конкурентами российские компании имеют на своих балансах значительные объемы запасов углеводородов. Это объясняется тем, что российские компании, в первую очередь государственные, без конкуренции получают доступ к запасам из государственного фонда.

Санкции неблагоприятно скажутся на тестовом бурении скважин в Арктике, а также разведке трудноизвлекаемых запасов в Сибири (Баженова и другие свиты). Другое дело, что из-за снижения цен на нефть с середины 2014 г. оба эти направления геологоразведки сворачиваются практически повсюду в мире, поэтому российская ситуация не выглядит исключительной.

В более отдаленной временной перспективе актуален вопрос – кто должен нести издержки и риски геологоразведочных работ на нефть и природный газ в России, компании или напрямую государство? В США все основные риски работы в нефтегазовом секторе несут сами частные компании, государство не берет на себя финансовых и экологических рисков. Вместе с тем опыт успешного нефтяного развития в странах с доминирующим государственным участием в ТЭКе (пример – Норвегия) показывает, что значительные издержки по первичной геологоразведке, вплоть до моделирования 2D, берет на себя государство. При этом, однако, норвежское государство поощряет приток иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор и жестко контролирует государственную нефтегазовую компанию Statoil.

Добыча

Добыча нефти в 2015 и, по оценке, в 2016 г. вышла на рекордные исторические уровни. При этом за последние 15–20 лет российские нефтегазовые компании имели неограниченный доступ к покупке самых передовых мировых технологий и оборудования, что должно дополнительно обеспечить устойчивость добычи к шоку санкций.

В то же время в среднесрочной и долгосрочной перспективе санкции негативно скажутся на тех направлениях добычи, в которых российские компании особенно далеко отстают в технологическом отношении: проекты на глубоководном шельфе, в Арктике и добыче трудноизвлекаемых ресурсов углеводородов.

Глубоководный шельф

Санкции не распространяются на уже запущенные в 1990-е и 2000-е годы проекты по нефтедобыче на шельфе Дальнего Востока РФ, в частности на острове Сахалин. Проекты реализуются в партнерстве с европейскими и японскими компаниями и нацелены на экспорт углеводородов в страны АТР.

Новые проекты на глубоководном шельфе запланированы также на Дальнем Востоке РФ в партнерстве с западными компаниями с использованием зарубежных технологий и оборудования. Однако введение США в августе 2015 г. санкций в отношении Южно-Киринского газоконденсатного месторождения в Охотском море (разработчик – Газпром) делает перспективы всех новых проектов на глубоководном шельфе высоко неопределенными.

Арктические проекты

Санкции фактически привели к замораживанию всех поисковых и добычных проектов в Арктике с участием иностранных компаний. На этом направлении в период 2009–2012 гг. российские компании сформировали ряд стратегических партнерств: Роснефть–ExxonMobil, Роснефть–BP, Роснефть–Statoil, Роснефть–Eni, Газпром нефть–Royal Dutch Shell, в том числе с целью получения доступа к технологиям в обмен на ресурсы. В рамках партнерства Роснефть–ExxonMobil было открыто гигантское месторождение «Победа» на лицензионном участке Роснефти в Карском море.

Эквивалентно заменить иностранные технологии и инвестиции в арктических и большинстве шельфовых проектов вряд ли удастся (таблица 2). К тому же перегруженные долговыми обязательствами российские государственные нефтегазовые компании, имеющие эксклюзивный доступ к запасам углеводородов на глубоководном шельфе и в Арктике, в одиночку финансировать не в состоянии.

Таблица 2.
Влияние санкций на шельфовые проекты российских нефтегазовых компаний

Компания	Район добычи	Тип месторождения	Степень негативного влияния
Роснефть	Арктика	шельф	критично
	Черное море	шельф	критично
	Охотское море	шельф	критично
Лукойл	Каспийское море	мелководный шельф	не критично
	Балтийское море	мелководный шельф	не критично
Газпром нефть	Печорское море	шельф	критично
Газпром	Расширение Сахалин 2 (Охотское море)	шельф	критично
	Сахалин 3 (Охотское море)	шельф	критично
Новатэк	Карское море	мелководный шельф	критично

Источник: отчеты компаний и авторские оценки.

Тем более, что производством оборудования для подводной добычи углеводородов занимается считанное число компаний в странах, объявивших режим санкций (таблица 3).

Таблица 3.

Структура мирового рынка поставщиков оборудования для подводной добычи углеводородов, %

FMC Technologies (США)	47
GE Vetco Gray – подразделение General Electric (США)	18
One Subsea (США)	16
Aker Solutions (Норвегия)	13
Dril-Quip (США)	5

Источник: презентация Новивкова А.И., начальника отдела подводно-технических работ и глубоководных технологий Управления техники и технологии разработки морских месторождений Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром» – http://forum.newgaztech.ru/assets/files/Novivkov_sect_1.pdf.

Следует при этом учитывать, что в условиях низкой ценовой конъюнктуры разработка запасов Арктики и глубоководного шельфа заморожена повсюду в мире. Издержки добычи на таких месторождениях при нынешних и прогнозируемых ценах на нефть являются запретительными. Проекты в Арктике остановили почти все ведущие вертикально интегрированные нефтегазовые компании мира.

Дорогостоящие проекты отложены также из-за высокой неопределенности относительно дальнейшей динамики мирового спроса на нефть. Высока вероятность, что в период 2033–2040 гг. мировое нефтепотребление достигнет исторического пика.

Запасы неконвенциональных углеводородов

Столь же болезненно санкции сказались на перспективных проектах по добыче неконвенциональной нефти. Российские компании сформировали ряд совместных предприятий с ExxonMobil, Total, Royal Dutch Shell, BP, Eni с целью запуска новых проектов по добыче трудноизвлекаемой нефти, которые были заморожены из-за санкций.

Тем не менее, в среднесрочной и долгосрочной перспективе отечественные компании в состоянии разработать собственные технологии добычи на этом направлении, хотя полностью заместить иностранные технологии не удастся.

Экспорт нефти и природного газа

Санкции пока никак не сказались на экспортных потоках российской нефти, нефтепродуктов и природного газа. Вместе с тем в среднесрочной и долгосрочной перспективе негативное влияние санкций может оказаться ощутимым. Особо следует выделить три момента.

Во-первых, давно назревшая диверсификация экспортных рынков для российских нефтегазовых компаний за счет опережающего развития направления АТР окажется существенно менее выгодной с экономической точки зрения. Российские партнеры в АТР усилили и продолжают усиливать давление на переговорах с целью получения дополнительных выгод от сотрудничества с российскими компаниями, оказавшимися в трудной финансовой и технологической ситуации. Экономическая привлекательность проектов в направлении АТР снизилась главным образом из-за снижения цены нефти и природного газа, но санкции также играют в этом значимую роль.

Во-вторых, в Европе в ситуации обостряющейся конкуренции экспортеров нефти и природного газа за рынки сбыта, российские контрагенты получили из-за санкций дополнительные возможности для выторговывания дополнительных ценовых скидок и изменений условий контрактов.

В-третьих, дополнительные аргументы получили в Европе те страны и силы, которые давно выступают за диверсификацию импорта энергоресурсов, т.е. ослабления зависимости от импорта нефти и газа из России.

Формирование стратегических корпоративных альянсов

Генеральной тенденцией на современном мировом рынке нефти является интенсификация сотрудничества между крупнейшими энергетическими компаниями. Для российских компаний, которые по многим направлениям отстают от передового технологического фронта, сотрудничество с американскими и европейскими компаниями на конкретных проектах является

ценнейшим каналом приобщения к инновационным технологиям и способствует формированию предпосылок для трансферта технологий. Санкции серьезно подорвали эти возможности.

Следует учитывать, что в период после ослабления или снятия санкций американским и европейским компаниям придется дополнительно заплатить за возвращение к стратегическим партнёрствам с российскими компаниями.

Ответ на санкции – импортозамещение

Российские нефтегазовые компании, отраслевые регуляторы и правительство достаточно оперативно подготовили и начали реализацию программы мер по преодолению негативного влияния санкций. Некоторые крупные проекты отечественных нефтегазовых компаний получили и продолжают получать финансовую поддержку государства. Особое значение представляет комплекс мер, обобщенно квалифицируемых как импортозамещение в нефтегазовом комплексе.

На уровне правительства и отраслевых регуляторов (министерство промышленности и торговли и министерство энергетики) разработана и реализуется комплексная программа импортозамещения и продвижения технологической модернизации топливно-энергетического комплекса, включающая следующие элементы:

Во-первых, определены ключевые направления по импортозамещению, в том числе: технологии наклонно-направленного бурения; технологии гидроразрыва пласта; производство насосно-компрессорного оборудования; оборудование для шельфовых проектов; производство гибких насосно-компрессорных труб; программное обеспечение; катализаторы.

Во-вторых, разработаны механизмы финансовой поддержки импортозамещения и развития промышленности, обслуживающей нефтегазовый комплекс, которые включают: фонд развития промышленности, получивший из бюджета 20 млрд. рублей (начал работу в конце 2014 г.). Фонд собирает и рассматривает заявки на финансирование проектов в сфере ТЭК; предусмотренный принятым 31 декабря 2014 г. Федеральным законом №488-ФЗ «О промышленной политике в Российской Федерации» инструмент поддержки в виде «специального инвестиционного контракта», позволяющего инвесторам получать налоговые льготы и

преференции; субсидирование министерством промышленности и торговли через механизмы частного и государственного партнерства опытно-конструкторских работ и приоритетных комплексных инвестиционных проектов при условии обязательств со стороны частных инвесторов по софинансированию, внедрению в производство и коммерциализации тех образцов промышленной продукции, под разработку которых предоставляется поддержка государства.

В-третьих, для формирования обратных связей между покупателями и производителями нефтегазового оборудования при министерстве промышленности и торговли с января 2015 г. действует Научно-технический совет по развитию нефтегазового оборудования (НТС) с целью оптимизации работ по самым актуальным направлениям импортозамещения в ТЭКе.

На уровне нефтегазовых компаний в сотрудничестве с отраслевым регулятором в лице министерства энергетики определены ключевые направления импортозамещения, которые должны быть реализованы до 2020 г.: технологии по горизонтальному бурению и гидроразрыву пласта, трудноизвлекаемые запасы углеводородов; оборудование для шельфовых проектов и проектов сжиженного природного газа. По каждому технологическому направлению закреплены ответственные нефтегазовые компании, включая: Роснефть, Газпром, Газпром нефть, СИБУР, Лукойл и Сургутнефтегаз.

Крупнейшие российские компании утвердили корпоративные программы импортозамещения. Например, Роснефть приняла программу импортозамещения до 2025 г, которая помимо прочего предусматривает работу с отечественными и иностранными производителями по локализации технологий и производства оборудования в России. Аналогичные программы реализуют Газпром, Газпром нефть, Сургутнефтегаз и Лукойл.

Подтолкнутый санкциями разворот на импортозамещение решает организационно-технические, но не экономические рыночные задачи. Цель импортозамещения – технологически максимально заменить продукцию и технологии западного производства отечественной продукцией или даже китайскими, более дешевыми, но менее эффективными, аналогами. Одним из главных рисков политики импортозамещения является также высокая вероятность того, что нефтегазовыми компаниям в том или

ином виде будут вменены несвойственные им функции – обеспечить или, по крайней мере, интенсивно участвовать в процессе модернизации российской обрабатывающей промышленности. Эта задача находится вне пределов профессиональных компетенций и рыночных целей нефтегазовых компаний. Последние должны максимально эффективно добывать и реализовывать конечному потребителю нефть и природный газ.

Богатый опыт развивающихся стран Латинской Америки и Азии свидетельствует о полной бесперспективности создания производств и отраслей, ориентирующихся на какие-то оторванные от мировых уровни производственных издержек и технологических стандартов. Более того в мировой практике нет ни одного экономически успешного прецедента импортозамещения, все послевоенные «экономические чудеса» построены на экспортоориентированной модели развития.

Общая оценка результатов действия санкций

По замыслу финансовые санкции США и Евросоюза в отношении российских нефтегазовых компаний должны дать основной эффект в краткосрочной перспективе, технологические санкции – в среднесрочной и долгосрочной перспективе. В конечном счете, западные санкции направлены на подрыв производственных возможностей российских нефтегазовых компаний и их способность генерировать доходы для бюджета, в том числе валютные доходы.

В краткосрочном периоде наиболее существенной проблемой для отечественных компаний стала невозможность привлечь относительно дешевые ресурсы из мировой финансовой системы сроком на более 30 дней и тем более на более длительный срок. Учитывая долговой характер бизнес-модель российских энергетических компаний, данное санкционное ограничение является особенно ощутимым.

Пока санкции и негативный внешний ценовой шок не вызвали снижение российской нефтедобычи. В 2016 г. она, по предварительным оценкам, выйдет на уровень в 540-545 млн. тонн., в 2017 г. – 565 млн. тонн. Только в долгосрочной перспективе в 2035 г. негативном сценарии она может снизиться до 525 млн. тонн, а в базовом сценарии составит 545 млн. тонн.

Санкции вскрыли критическую зависимость отечественных нефтегазовых компаний от зарубежного оборудования и технологий, используемых при разработке месторождений в Арктике и на глубоководном шельфе. Ретроспективно это подтверждает релевантность политики российских компаний по формированию стратегических партнерств с ведущими мировыми нефтегазовыми корпорациями и привлечению иностранных сервисных компаний в проекты по разведке и добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Однако период сотрудничества оказался слишком коротким для того, чтобы полностью завершить трансферт необходимых технологий и адаптировать последние под потребности российских запасов. Сотрудничество с ведущими мировыми нефтегазовыми компаниями необходимо максимально поддерживать и развивать, в том числе по проектам в третьих странах, с тем, чтобы без задержки вернуться к полномасштабному стратегическому сотрудничеству, как только санкции будут ослаблены и/или сняты.

Негативный эффект от введения санкций можно значительно ослабить. Практически все российские нефтегазовые компании способны увеличить добычу нефти на зрелых в значительной мере выработанных месторождениях на суше с использованием методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Для этого экономические и финансовые регуляторы должны согласовать более гибкую систему налогообложения и предоставить налоговые стимулы. Санкции не коснулись проектов на мелководном морском шельфе, что позволяет ускорить разработку углеводородных запасов Каспийского моря, в том числе совместно с казахскими нефтегазовыми компаниями.

Важнейшим препятствием для повышения технологического уровня российских нефтегазовых компаний и их инновационного развития является качество инвестиционного процесса. Низкая эффективность инвестиций присуща всей российской экономике. В период сравнительно быстрого экономического роста, высоких и растущих цен на нефть (до кризиса 2008 г.) эта проблема фактически игнорировалась. В российских государственных компаниях, и нефтегазовые компании в этом отношении не являются исключением, сформировалась бизнес-модель и бизнес-культура, которые подчинены обеспечению максимальной экспансии за счет освоения возрастающих объемов

капиталовложений. В ситуации внешнего санкционного давления и относительно низких цен на нефть, которые могут закрепиться в районе 50–60 долл. за баррель вплоть до 2020 г., требования к качеству использования инвестиций возрастают. В противном случае может произойти стабилизация «порочного круга развития» – масштабные инвестиции будут вкладываться в новые неэффективные проекты, в том числе по импортозамещению, а поддержание этих проектов на плаву потребует все новых и новых капиталовложений.

Новые условия внешнего развития диктуют иной режим – повышение эффективности деятельности компании за счет максимально эффективного использования сжимающихся инвестиций. Без перехода из режима экстенсивного роста за счет наращивания массы используемых ресурсов к режиму интенсивного роста за счет эффективности российские нефтегазовые компании, как и национальная экономика в целом, обречены на консервацию и воспроизводство низкотехнологического уровня.

Обеспечить переход к интенсивному режиму развития способно только государство, сами компании менять модель своего поведения не заинтересованы.

Преимущества, полученные конкурентами российских нефтегазовых компаний на мировом рынке

В результате санкций против российских нефтегазовых компаний их конкуренты в борьбе за рынки, технологии и инвестиции получили дополнительные преимущества по всему полю мировой экономики. Эти дополнительные конкурентные преимущества обусловлены главным образом ростом операционных и инвестиционных издержек российских нефтегазовых компаний, в том числе из-за увеличения цены заимствований в мировой финансовой системе.

Надежды на эквивалентное по цене замещение ресурсов американских и европейских банков из азиатских источников несостоятельны. Вовлеченные в глобальную экономику банки и финансовые институты любой страны тщательно взвешат риски от взаимодействия с находящимися под санкциями заемщиками. Если финансовые ресурсы и будут предоставлены, в их цене будет заложена премия за риск.

Преимущества, полученные импортерами российских углеводородов

Импортеры российских углеводородов в результате введения санкций получили дополнительные рычаги влияния на российские нефтегазовые компании.

Во-первых, как минимум, будут множиться прецеденты выторговывания ценовых скидок на российский экспорт. Во-вторых, будут шириться попытки использовать в контрактах с российскими нефтегазовыми экспортерами национальных валют и клиринговых и бартерных схем. Как показывает опыт Ирана в 2012–2015 гг., особую изощренность при выстраивании бартерных схем и продвижения своей национальной валюты в контракты демонстрируют компании стран АТР. В-третьих, для компаний и стран, которые склонны к особо сильной политизации энергетического взаимодействия (Балтийские страны, Польша и др.) санкции дали дополнительные основания диверсифицировать импорт нефти, нефтепродуктов и природного газа и снизить закупки российских углеводородов. В-четвертых, особо следует отметить, что санкции дали Евросоюзу весомые аргументы ускорить стратегию диверсификации источников энергетического импорта, особенно по природному газу, которая была подготовлена задолго до введения санкций. В-пятых, в долгосрочном плане потенциальные импортеры российского газа и нефти в АТР получили дополнительные возможности для торга с российскими нефтегазовыми компаниями по условиям крупных экспортных проектов (экспорт газа в Китай, участие в проекте Ямал СПГ и др.). В-шестых, санкции вкупе с низкими ценами на нефть и природный газ создают предпосылки для дешевой продажи российских углеводородных запасов инвесторам из стран АТР.

Сценарии развития санкционного режима

Возможны два основных сценария дальнейшего развития ситуации с санкциями: умеренный и жесткий.

Умеренный сценарий: сохранение санкций в прежнем объеме

Наиболее вероятный сценарий заключается в подвешивании ситуации и сохранении санкций в прежнем объеме, при возможном точечном их ужесточении. Низкие цены на нефть и природный газ, которые могут сохраниться на текущих уровнях вплоть до 2020 г.,

оказывают на российскую экономику сильное негативное влияние, поэтому в новых санкциях в отношении российского нефтегазового сектора у США и Евросоюза нет острой необходимости.

Важным аргументом против введения новых экономических и технологических санкций является и существенная зависимость европейских стран от импорта российского газа. Альтернативу российской нефти и нефтепродуктов теоретически еще можно найти на рынке, тем более в условиях долгосрочной затоваренности рынка физической нефти. Это, собственно, и происходит из-за ужесточения ценовой конкуренции между российской, саудовской и иракской нефтью на рынках Северо-западной, Средиземноморской и даже Центральной и Восточной Европы. В конкурентную борьбу за эти рынки включились Ирак, Саудовская Аравия и Иран⁸².

Альтернативу импорту российского газа найти сложнее, а в краткосрочном периоде и просто невозможно. К тому же сотрудничество с российскими нефтегазовыми компаниями чрезвычайно выгодно для крупнейших европейских энергетических компаний. Разрушение такого партнерства ослабит их конкурентные преимущества. Еще более важно, что российский газ критически важен для крупнейших европейских экономик для поддержания общей глобальной конкурентоспособности национальных производителей в промышленном секторе. Российский газ дешевле в сравнении с альтернативными источниками газа.

Более того, слабость мирового и европейского экономического роста, риски обострения глобальной конкуренции и низкие цены на нефть и газ, крайне негативно отражающиеся на российской экономике, создают в глазах европейских стран Европы хорошую рамку для нормализации отношений с Россией с перспективой постепенного ослабления санкционного давления.

При том, что для российских компаний наиболее чувствительными являются финансовый аспект санкций, финансовые ограничения будут сняты в последнюю очередь.

Жесткий сценарий: усиление санкций

Сценарий ужесточения санкций может реализоваться в случае обострения противостояния Запада и России по Украине

⁸² Подробнее смотри Глава 6 «Трансформация ОПЕК: нарастание внутренних противоречий и внешние вызовы».

и/или глобальной стратегической безопасности. Российские банки и компании могут быть отключены от международной системы платежей SWIFT. Также может быть введено эмбарго на импорт российских нефти и нефтепродуктов западными странами.

Оставаясь в рамках рациональности, такой сценарий маловероятен потому, что нанесет огромный экономический ущерб европейским странам и мировой экономике в целом.

Не исключен, но также маловероятен, гибридный сценарий, при котором российская финансовая система будет отрезана от SWIFT, но при этом европейские страны продолжают импортировать российский газ.. Следует учитывать, что по мере развития экспортных производств сжиженного природного газа в Австралии, США, Восточной Африке, Средиземноморье, Иране при параллельном ускоренном развитии инфраструктуры по регазификации и хранению газа в Европе, шансы реализации гибридного сценария в перспективе 5–7 лет возрастают.

В заключении еще раз подчеркнем, что снижение цены нефти – не связанный с санкциями экзогенный процесс – и риск стабилизации цены нефти на уровне 50–60 долл. за баррель Brent в перспективе до 2020 г. требуют кардинальной замены сложившейся модели экономического роста и пересмотра роли нефтегазового комплекса в обеспечении этого роста.

Российская нефтедобыча, динамика ВВП и рыночная стоимость крупнейших отечественных компаний и банков находятся в критической зависимости от цены нефти.

Новый низкий уровень нефтяных цен, а не санкции, делает инерционное развитие, при котором растущие инвестиции в нефтегазовый сектор обеспечивают его экспансию, а он в свою очередь выступает финансовым донором развития других отраслей, тупиковым.

ПРИЛОЖЕНИЕ к ГЛАВЕ 5

Сравнение финансовых и производственных показателей ведущих российских и мировых нефтегазовых компаний

Таблица 1.

Отношение краткосрочного долга к EBITDA в 2005–2015 гг.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
российские компании											
Роснефть	0,57	0,89	1,11	0,83	0,59	0,27	0,19	0,22	0,71	0,64	0,65
Лукойл	0,08	0,11	0,14	0,19	0,15	0,10	0,03	0,08	0,11	0,06	0,08
Газпром нефть	0,10	0,13	0,23	0,28	0,44	0,27	0,14	0,27	0,17	0,13	0,40
Сургутнефтегаз	–	0,01	–	–	–	–	–	0,07	0,08	0,10	0,21
американские и европейские компании											
Exxon Mobil	0,03	0,02	0,03	0,03	0,06	0,05	0,11	0,06	0,28	0,34	0,61
Royal Dutch Shell	0,11	0,12	0,11	0,17	0,15	0,24	0,12	0,15	0,17	0,16	0,24
BP	0,23	0,36	0,41	0,38	0,27	7,23	0,20	0,37	0,18	0,40	1,04
Chevron	0,03	0,06	0,03	0,06	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,10	0,28
Total	0,13	0,21	0,16	0,25	0,33	0,36	0,28	0,36	0,31	0,47	0,76
ConocoPhillips	0,07	0,12	0,05	0,01	0,10	0,05	0,05	0,05	0,03	0,01	0,74
Eni	0,23	0,18	0,35	0,24	0,33	0,30	0,25	0,22	0,27	0,36	1,19
Statoil	0,01	0,03	0,04	0,07	0,02	0,06	0,07	0,07	0,07	0,11	0,13

Источник: Bloomberg.

Таблица 2.

Отношение долгосрочного долга к EBITDA в 2005–2015 гг.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
американские и европейские компании											
ExxonMobil	0,10	0,10	0,10	0,09	0,19	0,22	0,13	0,12	0,12	0,23	0,64
Royal Dutch Shell	0,15	0,19	0,23	0,24	1,13	0,82	0,54	0,57	0,75	0,86	2,25
BP	0,27	0,31	0,42	0,42	0,75	15,17	0,80	1,44	0,99	2,65	6,89
Chevron	0,45	0,22	0,18	0,14	0,38	0,29	0,19	0,25	0,48	0,66	1,94
Total	0,44	0,52	0,50	0,51	0,92	0,77	0,64	0,73	0,95	1,91	2,52
ConocoPhillips	0,44	0,71	0,66	0,76	1,58	1,09	1,00	1,02	1,06	1,45	12,10
Eni	0,33	0,31	0,47	0,49	0,89	0,82	0,88	0,81	1,18	1,05	2,76

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Statoil	0,27	0,25	0,27	0,18	0,60	0,55	0,40	0,40	0,70	0,82	1,61
российские компании											
Роснефть	1,17	1,02	0,84	0,59	1,18	0,94	0,85	1,44	1,74	1,33	1,67
Лукойл	0,41	0,40	0,31	0,38	0,68	0,41	0,32	0,59	0,58	0,81	0,41
Газпром нефть	0,28	0,19	0,36	0,21	0,85	0,79	0,61	0,59	0,85	1,09	1,82
Сургутнефтегаз	–	0,00	–	–	–	–	–	0,03	0,05	0,04	0,01

Источник: Bloomberg.

Таблица 3.

Отношение совокупного долга к EBITDA в 2005–2015 гг.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
американские и европейские компании											
ExxonMobil	0,13	0,12	0,14	0,12	0,25	0,27	0,24	0,18	0,39	0,57	1,25
Royal Dutch Shell	0,26	0,31	0,34	0,41	1,28	1,06	0,66	0,72	0,92	1,03	2,49
BP	0,50	0,67	0,83	0,80	1,02	22,40	1,00	1,82	1,17	3,04	7,93
Chevron	0,47	0,28	0,21	0,20	0,40	0,30	0,20	0,25	0,49	0,76	2,23
Total	0,60	0,70	0,61	0,81	1,22	1,12	0,98	1,06	1,22	2,37	3,27
ConocoPhillips	0,51	0,83	0,71	0,77	1,68	1,13	1,04	1,07	1,09	1,46	12,83
Eni	0,58	0,46	0,77	0,77	1,19	1,11	1,21	1,00	1,40	1,55	4,04
Statoil	0,30	0,27	0,29	0,31	0,57	0,60	0,50	0,45	0,80	1,10	1,91
российские компании											
Роснефть	1,74	1,91	1,95	1,42	1,68	1,22	1,14	1,64	2,53	3,04	2,78
Лукойл	0,49	0,51	0,46	0,57	0,83	0,52	0,35	0,68	1,07	1,05	0,49
Газпром нефть	0,38	0,32	0,59	0,49	1,29	1,06	0,75	0,85	1,05	1,89	2,67
Сургутнефтегаз	–	0,01	–	–	–	–	–	0,09	0,13	0,21	0,27

Источник: Bloomberg.

Таблица 4.

Дивиденды, выплаченные акционерам в 2005 – 2015 гг., млн.**долл.**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
американские и европейские компании											
ExxonMobil	7185	7628	7621	8058	8023	8498	9020	10092	10875	11568	12090
Royal Dutch Shell	12207	8142	9001	9516	10526	9584	6877	7390	7198	9444	9370

Глава 5. Российский нефтегазовый сектор под давлением западных санкций

BP	7359	7686	8106	10342	10483	2627	4072	5294	5441	5850	6659
Chevron	3778	4396	4791	5162	5302	5674	6136	6844	7474	7928	7992
Total	4367	5024	6182	7274	7092	6763	7157	6666	7129	7308	2845
ConocoPhillips	1639	2277	2661	2854	2832	3175	3632	3278	3334	3525	3664
Eni	7824	6071	6282	7222	5809	4805	5145	4938	5246	5322	3837
Statoil	1782	2772	4398	4862	3690	3163	3553	3560	3660	5362	2844
российские компании											
Роснефть	61	424	521	516	601	725	921	2289	2670	3602	1435
Лукойл	746	1007	1230	1437	1337	1471	1714	2800	2383	1315	1846
Газпром нефть	2260	569	1999	792	937	728	1025	1110	1990	1238	600
Сургутнефтегаз	-	-	-	-	-	-	-	1217	915	1044	1415

Источник: Bloomberg.

Таблица 5.
Добыча углеводородов в 2005–2015 гг., тыс. баррелей нефтяного эквивалента в день

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
американские и европейские компании											
ExxonMobil	4065	4237	4180	3921	3933	4447	4506	4239	4175	3969	4097
Royal Dutch Shell	3518	3473	3315	3248	3142	3314	3215	3262	3199	3080	2954
BP	4014	3926	3818	3838	3998	3822	3454	3331	3230	3151	3136
Chevron	2406	2585	2619	2530	2704	2763	2673	2610	2597	2571	2622
Total	2489	2356	2391	2341	2281	2378	2346	2300	2299	2146	2347
ConocoPhillips	1543	1957	1880	1789	2007	1752	1619	1578	1545	1561	1589
Eni	1737	1770	1736	1797	1769	1815	1581	1701	1619	1598	1760
Statoil	1169	1708	1724	1925	1962	1888	1850	2004	1940	1927	1971
российские компании											
Роснефть	1701	1798	2281	2326	2386	2521	2586	2702	4873	5106	5159
Лукойл	1940	2193	2227	2250	2258	2269	2166	2170	2202	2314	2379
Газпром нефть	-	666	663	976	1015	1067	1160	1200	1253	1337	1622
Сургутнефтегаз	-	1412	1384	1330	1289	1377	1426	1431	1422	1381	1393

Источник: Bloomberg.

Глава 6

Трансформация ОПЕК: нарастание внутренних противоречий и внешние вызовы

На протяжении нескольких десятилетий картель ОПЕК выполнял на мировом рынке нефти роль свингера или замыкающего поставщика. При резких изменениях цены нефти ОПЕК либо снижала, либо наращивала добычу нефти для того, чтобы восстановить баланс между спросом на нефть и ее предложением. В некоторых случаях, но не всегда, такая политика давала желаемый эффект – баланс фундаментальных факторов на рынке физической нефти восстанавливался, что в свою очередь двигало мировую цену нефти в нужном направлении. В период последнего ценового спада, начавшегося летом 2014 г. и не окончившегося на момент написания настоящей работы, ситуация принципиально изменилась. Вопреки традиционному поведению ОПЕК, включая Саудовскую Аравию, не снижает, а наращивает нефтедобычу.

Цель настоящей главы⁵ – показать, что за продолжающимся ростом нефтедобычи ОПЕК⁵ стоят долговременные структурные факторы, связанные как с изменением конфигурации самого картеля, так и кардинальной перестройкой мирового рынка нефти, ставшей результатом длительного высокого ценового цикла.

Понижительный ценовой цикл на мировом рынке нефти

Летом 2014 г. на мировом рынке нефти начался ценовой обвал. Примерно за полгода цена барреля Brent снизилась более чем вдвое: со 112 долл. в июле 2014 г. до всего 48 долл. в январе 2015 г. (рисунок 1). С начала 2015 г. нефтяные котировки колеблются около отметки 50 долл. за баррель. При этом картель ОПЕК, вопреки ожиданиям некоторых аналитиков, не только не пошел на снижение нефтедобычи, но заметно ее увеличил. С учетом конденсатов и неконвенциональной нефти добыча ОПЕК в сентябре 2016 г. достигла 34 млн. баррелей в день по сравнению с 31 млн. баррелей в день в июне 2014 г.

В январе 2012 г. ОПЕК согласилась установить совокупную квоту на добычу сырой нефти для членов картеля на уровне 30 млн. баррелей в день. К концу 2013 г. – началу 2014 г. картель

практически вышел на данный уровень добычи (рисунок 2). Однако это было обусловлено не высокой внутренней дисциплиной в ОПЕК, а быстрым снижением нефтедобычи в Иране из-за введения в отношении последнего дополнительных санкций Евросоюзом. Крупные производители нефти в ОПЕК либо стабилизировали, либо продолжали наращивать нефтедобычу. С ослаблением санкций в отношении иранского нефтегазового сектора с начала 2016 г. темпы роста нефтедобычи в ОПЕК ускорились. С июня 2016 г. фактическая добыча сырой нефти картелем (не считая конденсаты и неконвенциональную нефть) превышает квоту на 3 млн. баррелей в день и выше.

Рисунок 1. Динамика цены нефти и нефтедобычи ОПЕК в январе 2012 – сентябре 2016 гг.

Источники: база данных Международного энергетического агентства; U.S. Energy Information Administration.

Рисунок 2. ОПЕК: динамика добычи сырой нефти и превышение фактической добычи над квотой, млн. баррелей в день.

Источник: база данных Международного энергетического агентства.

Предпринятые картелем в середине 2016 г. попытки договориться о замораживании добычи на уровне января 2016 г. провалились. В конце сентября 2016 г. ОПЕК заявила о возможности стабилизации нефтедобычи, причем окончательное решение об этом должно быть принято в конце ноября 2016 г. Детальный анализ показывает, что вероятность принятия всеми ключевыми членами ОПЕК новых потолков нефтедобычи и особенно соблюдения принятых на себя ограничений далеко не гарантированы. Причины нарастающей неэффективности политики ОПЕК (если согласиться с тем, что политика картеля когда-либо была эффективной) кроются в углубляющемся несовпадении интересов его членов и в еще большей степени в изменившейся структуре мирового рынка нефти.

Три момента имеют решающее значение. Во-первых, после открытия нефтяного сектора иностранному капиталу в 2009–2010 гг. Ирак планирует значительно увеличить объемы нефтедобычи.

Запасы нефти позволяют этой стране в среднесрочной перспективе довести добычу до 6–9 млн. баррелей нефти в день. Во-вторых, Иран намерен, как минимум, восстановить свою нишу в мировой торговле нефтью и нефтепродуктами, вернув их экспорт на предсанкционный уровень. При этом запасы нефти позволяют Ирану нарастить нефтедобычу заметно выше этого уровня. В третьих, Саудовская Аравия не готова освободить место на мировом рынке нефти для конкурентов из ОПЕК и извне картеля.

Ирак: восходящий нефтяной экспортер

В 2015 г. на Ирак приходилось 10,5% совокупной добычи нефти ОПЕК (таблица 1). По добыче Ирак занял второе место в картеле после Саудовской Аравии, по доказанным запасам нефти он находился на четвертом месте после Венесуэлы, Саудовской Аравии и Ирана.

Таблица 1.

Распределение доказанных запасов и добычи нефти в картеле ОПЕК в 2015 г.⁸³, %

	Доказанные запасы	Добыча
Саудовская Аравия	22,0	31,4
Ирак	11,8	10,5
Иран	13,0	10,3
ОАЭ	8,1	10,2
Кувейт	8,4	8,1
Венесуэла	24,8	6,9
Нигерия	3,1	6,2
Катар	2,1	5,0
Ангола	1,0	4,8
Алжир	1,0	4,1
Эквадор	0,7	1,4
Ливия	4,0	1,1
ВСЕГО	100	100

Источник: рассчитано по BP Statistical Review of World Energy 2016.

⁸³ Без учета Габона и Индонезии, восстановивших членство в ОПЕК в конце 2015 г. – начале 2016 г.

Историческая динамика нефтедобычи

Исторически динамика иракской нефтедобычи отличалась повышенной волатильностью (рисунок 3), что, главным образом, объясняется политическими факторами. Грубо, можно выделить следующие «политические циклы» в динамике добычи нефти в Ираке, начиная с 1970 г. Во-первых, приход к власти партии арабского социалистического возрождения летом 1968 г. и постепенное становление с середины 1970-х годов режима личной власти Саддама Хусейна, который в 1979 г. стал президентом Ирака. В том же году нефтедобыча достигла локального исторического пика. В этот период быстрый рост нефтедобычи на фоне скачкообразного подорожания нефти способствовал милитаризации иракской экономики и общества.

Рисунок 3. Динамика добычи нефти в Ираке в 1965–2015 гг.

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2016.

Во-вторых, ирано-иракская война 1980–1988 г. В первые два военных года добыча глубоко обвалилась, к концу войны она так и не вернулась к пиковому уровню 1979 г.

В-третьих, иракское военное вторжение в Кувейт в 1990–1991 гг. и последовавшая вслед за этим военная операция международной коалиции против режима С. Хусейна,

завершившаяся полным разгромом иракской армии и разрушением экономического потенциала страны. Только к 1999 г. добыча восстановилась до уровня, незначительно уступающего показателю 1989 г.

В-четвертых, в апреле 2003 года международная коалиция во главе с США вторглась в Ирак и свергла режим С. Хусейна. Основанием для интервенции послужили обвинения иракского лидера в поддержке международного терроризма и разработке оружия массового поражения, которые не имели под собой фактических обоснований. С. Хусейн был захвачен американскими войсками и казнён 30 декабря 2006 г. по приговору Верховного суда Ирака. Только к 2010 г. добыча вышла на уровень, незначительно уступавший показателю 1999 г.

Международные тендеры 2009 г.

В 2009 г. новые иракские власти провели международные тендеры на разработку крупнейших наземных нефтяных месторождений страны. Результаты этих тендеров обобщены в материалах рисунков 4 и 5.

Рисунок 4. Итоги нефтяных тендеров 2009 г. в Ираке в разрезе стран, % от добычи на плато.

Источник: авторы по данным отраслевой периодики.

Рисунок 5. Итоги нефтяных тендеров 2009 г. в Ираке в разрезе иностранных компаний, % от добычи на плато.

Источник: авторы по данным отраслевой периодики.

В нефтегазовый сектор Ирака пришли крупнейшие мировые нефтяные компании США, Европы, Китая, России, Малайзии, Японии и Турции. Среди победителей тендеров ExxonMobil, Royal Dutch Shell, BP, CNPC и Лукойл. Участие компаний, представляющих Запад, Китай, Россию, исламские страны, в принципе создает устойчивую в глобальном политическом плане конструкцию, так как в освоении иракских углеводородных запасов принимают участие все сколько-нибудь системные центры силы глобального и регионального значения.

Особо следует отметить наметившуюся тенденцию к сотрудничеству между компаниями различных стран. Так, китайская CNPC стала партнером BP по освоению самого крупного из выставленных на тендер месторождения Румайла. В целом присутствие китайских компаний в иракском нефтяном секторе оказалось весьма значительным (таблица 2).

Таблица 2.

Проекты китайских нефтяных компаний в секторе добычи, тыс. баррелей в день

Компании КНР	Месторождение	Текущая добыча	Планируемая добыча на пике
CNPC	Rumaila	1350	2100
CNPC	Halfaya	230	400
CNPC	Ahdab	135	135
CNOOC	кластер Missan	120	450
Sinopec (через Addax Investment)	Taq Taq	100	150
Всего		1935	3235

Источники: Energy Intelligence; отраслевая периодика.

Приток иностранного капитала и современных технологий разведки и обустройства месторождений способствовали увеличению доказанных запасов нефти в Ираке более чем на 20 млрд. баррелей (рисунок 6).

Рисунок 6. Динамика доказанных запасов нефти в Ираке в 1980–2015 гг.

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2016.

Значительные инвестиции иностранных компаний в реабилитацию иракских месторождений в 2010–2012 гг. способствовали заметному росту нефтедобычи. В 2015 г. объем добычи нефти превзошел рекордный уровень 1979 г. (рисунок 3 выше).

Увеличение доходов от экспорта нефти существенно расширило экономические возможности иракских властей по финансированию экономического роста. Крупные инвестиции были сделаны в расширение инфраструктуры нефтяного экспорта. На юге Ирака рядом с портами Басра и Кхор Аль-Амайя в 2012 г. и 2014 г. были построены три нефтеналивных пирса мощностью 900 тыс. баррелей нефти в день каждый. В 2015 г. был заложен четвертый пирс, а в 2016 г. начато строительство пятого причала.⁸⁴ На севере Ирака была модернизирована система экспортных нефтепроводов. Совокупная пропускная способность работающих экспортных нефтепроводов из Ирака достигает 2,4 млн. баррелей в день (таблица 3).

Таблица 3.

Экспортные нефтепроводы из Ирака

Нефтепровод	Направление экспорта	Месторасположение	Номинальная мощность годовой прокачки, тыс. б/д	Статус
Секция в Турции нефтепровода Ирак - Турция	Фишкхабур на границе Ирака и Турции до порта Джейхан (Турция)	южная Турция	1500	работает
Независимый нефтепровод РПК*, соединяющийся с	Хурмала Доум в Фишкхабур	Северный Ирак	700	работает

⁸⁴ Iraq starts installation of new crude export point// <http://www.argusmedia.com/pages/NewsBody.aspx?id=1154615&menu=yes> (December 16, 2015).

Глава 6. Трансформация ОПЕК: нарастание внутренних противоречий и внешние вызовы

нефтепрово- дом в Турции				
DNO-РПК* нефтепровод, соединяю- щийся с нефтепрово- дом в Турции	Тауке в Фишкхабур	Северный Ирак	200	работа- ет
Ирак (Багдад) ветка в Турцию	Киркук в Фишкхабур	Северный Ирак	600	не работа- ет
Киркук – Банияс – Триполи	Киркук в Банияс (Сирия) и Триполи (Ливан)	Северный Ирак	700	не работа- ет
Стратегиче- ский нефтепровод	Киркук в Персидский залив	Север – Юг Ирака	800	не работа- ет
Ирак – Саудовская Аравия	Южный Ирак в Саудовскую Аравию	Южный Ирак и Саудовская Аравия	1650	нитка в Ираке не работа- ет

* – региональное правительство Курдистана.

Источник: Country Analysis Brief: Iraq// U.S. Energy Information Administration (April 28, 2016).

Рост нефтедобычи привел к значительному увеличению экспорта сырой нефти из Ирака. В 2016 г., по предварительным оценкам, он достигнет 3,72 млн. баррелей в день (таблица 4). За 2012–2016 гг. нефтяной экспорт из Ирака увеличился на 1,3 млн. баррелей в день. Основная часть экспорта идет через порты в Персидском заливе. Вместе с тем региональные курдские власти на севере Ирака увеличили экспорт нефти в Турцию по трубопроводу до 0,47 млн. баррелей в день. Также незначительные объемы нефти экспортируются из курдских районов в Турцию грузовиками.

Таблица 4.**Динамика экспорта сырой нефти из Ирака, млн. баррелей в день**

	Всего	Басра	SOMO* Джейхан	РПК** Джейхан	РПК** грузовиками в Турцию
2012	2,42	2,05	0,37	0,00	0,00
2013	2,42	2,13	0,26	0,00	0,03
2014	2,64	2,46	0,06	0,09	0,04
2015	3,40	2,84	0,16	0,36	0,04
2016 янв.-авг.	3,72	3,25	0,00	0,47	0,01

* – компания центрального правительства (Багдад);

** - нефть регионального правительства Курдистана.

Источники: Energy Intelligence; отраслевая периодика.

Прогнозы добычи нефти в Ираке отличаются высокой степенью неопределенности. В максимальном сценарии нефтедобыча может достигнуть 9 млн. баррелей в день, в среднем, наиболее реалистичном сценарии, примерно 6 млн. баррелей в день (рисунок 7). Во всяком случае на последний уровень ориентируются зарубежные нефтяные компании, сделавшие значительные инвестиции в реабилитацию и модернизацию иракских месторождений и нацеленные на возмещение понесенных затрат и получение прибыли. В принципе, массовое участие иностранного капитала в нефтяном секторе подчиняет его развитие не только национальным интересам, но и корпоративным стратегиям иностранных компаний.

Нацеленность правительства Ирака и иностранных инвесторов на увеличение нефтедобычи создает проблемы с установлением квоты на иракскую нефтедобычу в рамках ОПЕК. С декабря 2011 г. квотирование потолков добычи в ОПЕК распространяется и на Ирак.⁸⁵ Участие Ирака в соглашениях картеля по ограничению добычи находится под вопросом как по техническим, так и фундаментальным соображениям.

⁸⁵ FACTBOX: History of OPEC oil production changes <http://in.reuters.com/article/opec-meeting-production-idINCKN12416U> (October 4, 2016).

Рисунок 7. Сценарные прогнозы иракской нефтедобычи отличаются высокой неопределенностью

Источник: авторы; International Energy Agency.

С технической точки зрения возникает вопрос о том, какие данные ОПЕК должна использовать при определении индивидуальных потолков добычи для своих участников. Дело в том, что ОПЕК использует две базы данных: показатели добычи, напрямую получаемые от правительств государств-членов, и так называемые вторичные базы данных из независимых источников, в роли которых выступает статистика, собираемая крупными нефтяными информационными и консалтинговыми агентствами. Между двумя этими базами данных существуют значительные несостыковки. Для Ирака, например, расхождение в первом полугодии 2016 г. составило около 300 тыс. баррелей в день (рисунок 8). Это самое крупное расхождение среди всех участников картеля.

Более сложным препятствием является фундаментальное несоответствие институциональной структуры современного иракского нефтяного сектора и квотной политики ОПЕК. Сама идея потолков на добычу входит в противоречие с интересами

иностранных компаний и правительства Ирака, нацеленных на максимальную монетизацию запасов углеводородов. Неясно, какими аргументами может воспользоваться иракское правительство для того, чтобы побудить иностранные нефтяные компании следовать квотной дисциплине.

Рисунок 8. Расхождение данных по добыче нефти странами ОПЕК, в I-ом полугодии 2016 г., тыс. баррелей в день (показатели из вторичных источников минус официальные данные).

Источник: авторы по данным OPEC Oil Monthly Report, October 2016.

Все рассмотренные факторы свидетельствуют о возможности Ирака в кооперации с иностранными инвесторами значительно и в сравнительно быстрые сроки увеличить добычу и экспорт нефти. Даже в случае реализации центрального сценария наращивания нефтедобычи к 2020 г. нефтедобыча в Ираке может достигнуть примерно половины от нефтедобычи Саудовской Аравии. Практически весь прирост этой добычи будет поступать на мировой рынок, что в свою очередь окажет понижающее давление на нефтяные котировки. В ситуации вялого роста глобального спроса на нефть это дополнительно обострит конкуренцию за рынки между странами–нефтеэкспортерами. Открытие иракского нефтяного сектора для иностранного капитала крайне затрудняет, если не

исключает в принципе, распространение на Ирак режима квот на нефтедобычу.

На наш взгляд, именно Ирак является главным вызовом, который протестирует эффективность ОПЕК в новых исторических условиях. Не менее трудным вызовом для картеля является и Иран.

Иран – джокер нефтяного рынка

В 2015 г. на Иран приходилось 10,3% совокупной добычи нефти ОПЕК (таблица 1 выше). По добычке Иран занял третье место в картеле, пропустив вперед только Саудовскую Аравию и Ирак. По доказанным запасам нефти он находился на третьем месте после Венесуэлы и Саудовской Аравии. За последние пятнадцать лет Иран дважды заметно повышал оценку своих доказанных запасов нефти, в 2015 г. они приблизились к 160 млрд. баррелей (рисунок 9).

Рисунок 9. Динамика доказанных запасов нефти в Иране в 1980–2015 гг.

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2016.

Пик иранской нефтедобычи был достигнут в 1974 г. на излете правления режима шаха (рисунок 10). В настоящее время добыча приближается к уровню 4 млн. баррелей в день, что примерно на треть ниже пиковых исторических значений.

Рисунок 10. Динамика добычи нефти в Иране в 1965–2015 гг.

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2016.

С конца 1980-х годов в отношении иранского нефтяного сектора введены санкции США. Летом 2012 г. санкции также ввел Евросоюз, что привело к утрате Ираном экспортных рынков и транслировалось в падение нефтедобычи (см. рисунок 11).

Рисунок 11. Снижение нефтедобычи в Иране (сырая нефть и конденсаты) под влиянием санкций и ее последующее восстановление, тыс. баррелей в день.

Источник: база данных Международного энергетического агентства.

Санкции крайне негативно сказались на уровне добычи практически всех относительно крупных месторождения Ирана, как на суше, так и оффшорных (таблица 5).

Таблица 5.

Влияние санкций на нефтяные месторождения Ирана

Месторождение	Плотность нефти (API)	Запасы, млрд. баррелей	Уровень добычи перед введением санкций, тыс. барр. в день	Добыча в середине 2015 г., тыс. барр. в день
наземные месторождения				
Ahwaz	24-32	65,5	800	560
Gachsaran	31	53	530	300
Marun	32	46,7	510	380
Karanj	34	11,2	240	100
Rag-e-Safid	29	18,7	180	120
Mansuri	26	22,3	150	100
Agha Jari	34	30,2	120	30
Bibi Hakimeh	30	17	120	80
Parsi	34	12,7	90	50
Shadegan	36		60	40
Kupal	32	10,2	60	40
Pazanan	35	7,6	40	30
Ab Teymour	33	9	40	30
Всего		304,1	2940	1860
оффшорные месторождения				
Abuzar	26	3,3	180	100
Doroud	34	10,8	145	120
Soroush	18	13,2	110	35
Sirri	32	9	90	60
Nowruz	19	3,5	60	20
Salman	35	4	55	45
Foroozan	29	3,1	40	25
Всего		46,9	680	405
ВСЕГО		351	3620	2265

Источник: Energy Intelligence.

С 16 января 2016 г. после снятия режима европейских и американских санкций в отношении Ирана последний начал быстро восстанавливать добычу и экспорт нефти. Уже в марте 2016 г., по данным Международного энергетического агентства, добыча нефти в Иранской республике (сырая нефть, конденсат и газовые конденсаты) достигла 4,1 млн. баррелей в день, что соответствует уровню лета 2011 г. (рисунок 11 выше). К сентябрю 2016 г. Иран добыл уже больше нефти, чем перед введением санкций. Возвращение поставок нефти из Ирана, наряду с нарастающим нефтяным экспортом из Ирака – центральная тенденция 2016 г., оказывающая глубокое влияние на трансформацию ОПЕК и мирового рынка нефти в целом. Это влияние усиливается из-за сильной затоваренности рынка физической нефти, что в свою очередь способствует стабилизации цены нефти на пониженном уровне.

Новый тип нефтяного контракта для иностранных инвесторов

После отмены санкций Иран рассчитывает в короткие сроки увеличить добычу нефти. Согласно оценкам Национальной нефтяной компании Ирана (ННКИ), к 2020 г. добыча нефти должна достигнуть 5,6 млн. баррелей в день.

Перспективы развития нефтедобычи (как и газодобычи) в Иране критически зависят от притока иностранного капитала и передовых технологий. По грубым оценкам ННКИ, для реализации намеченных производственных планов Ирану необходимо привлечь 130–200 млрд. долл. в сектор геологоразведки, обустройства и добычи и 70 млрд. долл. в сектор нефтепереработки и нефтехимии. Без массового притока иностранного капитала и передовых технологий добыча нефти в Иране не только не вырастет, но скорее даже снизится. Иностранные инвестиции и технологии, позволяющие повысить коэффициент извлечения нефти на действующих месторождениях со сложной структурой призваны сыграть ключевую роль в увеличении нефтедобычи. Иран ожидает, что иностранные инвестиции в сектор освоения месторождений и добычи углеводородов составят 60–70 млрд. долл.

Для привлечения в нефтегазовый сектор иностранных инвесторов Иран разработал новый тип инвестиционного контракта взамен малопривлекательных прошлых контрактов обратного

выкупа. Большинство положений нового типа контракта было опубликовано, однако официальное его обнародование постоянно откладывается. Контракты сроком на 20 лет (в особых случаях – до 25 лет) могут гибко пересматриваться в зависимости от развития ситуации на конкретном месторождении. Ограничений по объему инвестирования в проект нет.

Иранское правительство готово предложить иностранным инвесторам участвовать в разработке более 30 месторождений нефти, информация о которых обобщена в таблице 6.

Таблица 6.

Месторождения, предлагаемые иностранным инвесторам в рамках нового типа нефтяного контракта (предварительная информация)

	Тип	Первоначальные запасы, млн. баррелей	Текущая добыча, тыс. б/д	Целевой уровень добычи на пике, тыс. б/д
Новые проекты (гринфилд)				
South Azadegan — Phase 2	наземное	25642	50	600
South Pars Oil Layer	оффшорное	1679 – 4163	0	65
Changuleh	наземное	2367	0	50
Darquain Phase 3 (Ilam, Savak and Fahliyan reservoirs)	наземное	2566	0	60
Golshan/Ferdowsi	оффшорное	4505/31700	0	25/70
Oil Fields Package				
Jufair	наземное	3514	1,3	17
Sepehr	наземное	838	0	15
Susangard	наземное	6996	0	30
Sohrab	наземное	736	0	5
Band e-Karkeh	наземное	3468	0	15
Arvand	наземное	1114	0	10
Разработанные месторождения (браунфилд)				
Ab-Teymour	наземное	12202	48	будет определен
Ahwaz-Bangestan	наземное	31570	153	будет определен

	Тип	Первоначальные запасы, млн. баррелей	Текущая добыча, тыс. б/д	Целевой уровень добычи на пике, тыс. б/д
Mansuri-Bangestan	наземное	15142	67	будет определен
Foroozan	оффшорное	3432	37	будет определен
Soroosh	оффшорное	14230	46	будет определен
Norooz	оффшорное	4201	28	будет определен
Dorood	оффшорное	11007	69	будет определен
Salman	оффшорное	4148	47	будет определен
Пакет месторождений на западе Ирана				
Aban	наземное	138	7	будет определен
Paydar	наземное	1047	7	будет определен
West Paydar (Asmari/Bangestan reservoirs)	наземное	1077	26,5	50
Danan (Asmari/Bangestan reservoirs)	наземное	3738	8	будет определен
Cheshmeh-Khosh (Asmari/Bangestan reservoirs)	наземное	3232	72	будет определен
Dalpari	наземное	367	14	20
Naft Shahr	наземное	580	5,5	будет определен
Sumar	наземное	333	0,5	4,5
Dehloran	наземное	5184	24	40

Источник: авторы по данным отраслевой периодики.

Иностранным инвесторам будут также предложены проекты в сфере геологоразведки (таблица 7).

Таблица 7.

Блоки, выставляемые для проведения геологоразведки

Блоки	Тип	Число блоков
Kavir	наземный	1
Moghan	наземный	1
Bamad/Mahan/Parsa	наземный	3
Sarakhs/Dusti/Raz	наземный	3
Sistan	наземный	1
Taybad	наземный	1
Abadan	наземный	1
Timab/Zahab	наземный	2
Tudej	наземный	1
Блоки 24, 26, 29 и Sardar e-Jangal	оффшорный (Каспий)	4
Всего		18

Источник: авторы по данным отраслевой периодики.

Ряд крупных иностранных компаний ведут с Ираном предварительные переговоры об участии в развитии конкретных нефтяных месторождений (таблица 8). На осень 2016 г. Иран подписал соглашения о намерениях по первым контрактам с нефтегазовыми компаниями, включая OMV (Австрия), Total (Франция), Wintershall (Германия), Pertamina (Индонезия), Лукойл и Зарубежнефть (Россия). Следует подчеркнуть, что, исключая Total, в списке пока нет признанных лидеров мирового нефтяного рынка. В 2017-2018 гг. Иран рассчитывает подписать контракты на 25 млрд. долл.

Таблица 8.

Иран: потенциальные нефтяные проекты с иностранным участием

Месторождение	Запасы, млрд. баррелей	Потенциальные иностранные партнеры
South Azadegan	25,6	Total
Mansouri-Bangestan	15,1	Лукойл
Ab-Teymour	12,2	Лукойл
Yadavaran	31	Sinopec; Royal Dutch Shell

Месторождение	Запасы, млрд. баррелей	Потенциальные иностранные партнеры
Mansouri-Bangestan	15,1	Pertamina
Ab-Teymour	12,2	Pertamina
Aban	0,1	Зарубежнефть
Paydar & West Paydar	2,1	Зарубежнефть
Cheshmeh Khosh	3,2	OMV
North Azagedan	6,3	CNPC
Soroush	14,2	Royal Dutch Shell

Источник: авторы по данным отраслевой периодики.

Особые надежды Иран возлагает на приток в нефтегазовый сектор инвестиций из Китая, который в своей глобальной нефтяной политике игнорирует западные санкции. Китайские CNPC и Sinopec нацелены на разработку крупных и гигантских иранских нефтяных месторождений. Также китайские компании являются наиболее вероятными партнёрами для проектов иранской компании Pedco (см. таблицу 9). При этом опыт, как самого Ирана, так и Венесуэлы показывает, что китайские компании не обладают сопоставимыми с американскими и европейскими компаниями технологиями и потому не способны серьезно стимулировать нефтедобычу.

Таблица 9.

Проекты китайских нефтяных компаний в Иране

Месторождение	Компания-оператор	Извлекаемые запасы млрд. баррелей	Добыча в 2015 г., тыс. баррелей в день	Целевая установка по первоначальной добыче, тыс. баррелей в день
Yadavaran	Sinopec	3,2	20	185
Yaran (Север и Юг)	Pedco	1	5	90
Azadegan (Север)	CNPC	5,6	0	150
Azadegan (Юг)	Pedco	5,2	50	170

Источник: Energy Intelligence.

Сценарии наращивания нефтедобычи

Международное энергетическое агентство (МЭА) занимает осторожную позицию в отношении перспектив наращивания нефтедобычи в Иране. В последнем прогнозе мирового рынка нефти на среднесрочную перспективу (февраль 2016 г.) МЭА представило три возможных сценария наращивания Ираном мощностей по добыче нефти вплоть до 2021 г. (рисунок 12). Оптимистический сценарий МЭА близок официальным планам иранских властей. Однако в случае реализации пессимистического сценария мощности по добыче нефти в Иране в 2021 г. практически останутся на уровне 2016 г.

Довольно скептически настроена в отношении возможностей Ирана заметно нарастить нефтедобычу в среднесрочном периоде и норвежская консалтинговая компания Rystad Energy. По ее оценкам, в 2017 г. добыча сырой нефти в Иране вырастет на 20% по сравнению с 2015 г. до 3,4 млн. баррелей в день (рисунок 13). При этом в перспективе до 2025 г. компания не ожидает выхода добычи иранской сырой нефти на предсанкционный уровень.

Рисунок 12. МЭА: сценарии увеличения мощностей по добыче сырой нефти в Иране в 2016 - 2021 гг., млн. баррелей в день.

Источник: Международное энергетическое агентство.

Рисунок 13. Rystad Energy: прогноз добычи сырой нефти в Иране до 2025 г., млн. баррелей в день.

Источник: Rystad Energy.

Быстрое восстановление нефтедобычи в Иране и массовое возвращение иранской нефти на мировой рынок создало большие проблемы для картеля ОПЕК. Иран официально заявил о намерениях увеличить добычу и экспорт до предсанкционного уровня и до этого момента не собирается вести какие-либо переговоры о замораживании и тем более снижении потолков добычи. В ситуации затоваренности рынка физической нефти и низких цен на нефть политика Ирана создает дополнительное сильное понижающее давление на нефтяные котировки.

Резюмируя, следует отметить, что с геологической точки зрения Иран обладает крупными качественными запасами конвенциональной нефти, добыча которой может быть – при условии крупных инвестиций и использования современных технологий – существенно увеличена. Судя по официальным планам развития, Иран в среднесрочном периоде собирается продолжать наращивать нефтедобычу заметно выше предсанкционного уровня. При этом приток на мировой рынок

значительных новых объемов иранской нефти (как и иракской) заметно подорвет и без того слабо эффективный картель ОПЕК.

Основным препятствием для реализации такого сценария является внутривнутриполитическая борьба в самом Иране между относительно умеренными силами, нацеленными на ограниченное сотрудничество с развитыми, западными странами и компаниями, и силами, заинтересованными в сохранении глобальной изоляции страны. Конкретными проявлениями этой борьбы являются постоянные перестановки в руководстве национальной нефтяной компании Ирана, а также регулярно вносимые изменения в проекты нового нефтяного контракта с иностранными инвесторами. Не способствует реализации нефтяных планов и вовлеченность Ирана в вооруженное противостояние Сирии на стороне правящего режима.

Не будет способствовать актуализации нефтяного потенциала и позиция США. Казначейство США 8 июня 2016 г. опубликовало разъяснения по вопросам режима санкций в отношении Ирана.⁸⁶ Эти разъяснения задают рамку поведения для американских и в значительной мере европейских компаний. Казначейство отметило, что в отношении Ирана сохраняются санкции, введенные за нарушения в области прав человека, обычных вооружений и терроризма: во-первых, американским компаниям запрещены экспортно-импортные операции с иранскими компаниями и правительством Ирана, а также инвестиции в энергетику и нефтехимию Ирана и экспортные поставки оборудования и услуг и технологий для этих секторов; во-вторых, как американским, так и не американским компаниям запрещено проводить через финансовую систему США любые финансовые операции и платежи, связанные с энергетическим и нефтегазохимическим сектором Ирана; в-третьих, американским компаниям запрещено страховать и перестраховывать бизнес контракты в Иране. В целом сохраняющиеся в отношении Ирана санкции США исключают участие американских компаний в развитии иранского

⁸⁶ Frequently Asked Questions Relating to the Lifting of Certain U.S. Sanctions Under the Joint Comprehensive Plan of Action (JCPOA) on Implementation Day// https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/jcpoa_faqs.pdf

нефтегазового сектора и серьезно затрудняют инвестиции компаний из третьих стран, особенно европейских, в иранские нефтегазовые проекты. Несмотря на официальные объявления о снятии санкций, иностранные инвесторы, особенно западные, пока осторожно относятся к расширению бизнеса в Иране. И нефтегазовые компании, и банки и финансовые структуры не получили пока достаточных гарантий того, что их операции в иранском нефтедобывающем секторе не подпадут под те или иные действия американских властей.

В среднесрочной перспективе Ирану в лучшем случае удастся вернуться к предсанкционным объемам нефтяного экспорта.

Саудовская Аравия: отказ от роли свингера в пользу рыночного ценообразования?

За последние десять лет Саудовская Аравия дважды заметно увеличивала добычу нефти. Первый раз весной 2011 г. – в начале 2012 г. с целью компенсации выбытия с рынка ливийской нефти (рисунок 14). Второй раз с начала 2015 г. рост саудовской нефтедобычи является одной из причин стабилизации цены нефти на сравнительно низком уровне в районе 50 долл. за баррель.

Рисунок 14. Динамика нефтедобычи в Саудовской Аравии в январе 2005 – сентябре 2016 гг., тыс. баррелей в день.

Источник: база данных Международного энергетического агентства.

Большинство аналитиков, особенно американских, полагает, что, отказавшись от роли свингера, Саудовская Аравия пытается выбить с рынка производителей трудноизвлекаемой нефти в США. Если согласиться с тезисом о «войне» саудитов против сланцевой нефти, то, сделав ставку на рыночное ценообразование и защиту своей рыночной ниши, нефтяные власти королевства сделали ошибку. Производство трудноизвлекаемой нефти демонстрирует колоссальную резистентность к низкой цене нефти. Выяснилось также, что производство значительных объемов сланцевой нефти коммерчески выгодно при цене барреля в 50–60 долл., а не 80 долл., как это, возможно, полагали авторы «ценовой войны» на нефтяном рынке.

Другой необъявленной целью саудитов могли быть неамериканские нефтяные компании и страны. У ОПЕК есть негативный исторический опыт. Одним из следствий скачкообразного роста нефтяных цен в 1970-е годы стало формирование крупной нефтяной провинции в Европе – Северного моря, что заметно ослабило позиции стран картеля на европейском нефтяном рынке. Также высокие цены на нефть спровоцировали рост советского нефтяного экспорта в Европу. Из-за повышенных цен на нефть в 2005–2014 гг. возникла угроза формирования новых крупных нефтяных провинций в Арктике, Канаде. Высокая цена нефти также стимулирует освоение запасов неконвенциональной нефти в Канаде, Аргентине, России, Китае и других странах мира.

Переход к рыночной системе ценообразования, возможно, преследовал цель предотвратить ввод в коммерческий оборот запасов конвенциональной и неконвенциональной нефти в странах, не являющихся членами картеля. Если это так, то сдвиги в саудовской нефтяной политике запоздали – основы для формирования новых крупных нефтяных провинций уже были заложены в период высоких цен на нефть.

Таким образом, Саудовская Аравия и ОПЕК в целом находятся в патовой ситуации. Любое снижение добычи, сопровождающееся повышением цен, создаст дополнительные стимулы для наращивания производства неконвенциональной нефти в США, а также в значительном числе стран, не являющихся членами картеля. Попытки договориться о совместном ограничении добычи ОПЕК и не ОПЕК имеют слабые шансы на реализацию. Во-первых, в нефтяном секторе США доминируют рыночные начала, и

решения о добыче принимает не правительство, а тысячи частных компаний, нацеленных на максимизацию прибыли. Во-вторых, известно, что даже внутри картеля квотная дисциплина практически никогда не соблюдалась. Ожидать строгого следования договоренностям входящими и не входящими в картель странами при отсутствии обязывающего механизма квотирования добычи еще менее вероятно.

Все это склоняет к выводу о том, что в наиболее вероятном сценарии развития событий крупнейшие производители и экспортеры нефти, как в ОПЕК, так и вне ОПЕК, будут руководствоваться своими коммерческими интересами, что в свою очередь создает объективную основу для стабилизации цены нефти в коридоре 50–60 долл. за баррель в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Такое развитие событий в странах с рыночной экономикой и сравнительно высокими издержками добычи нефти рано или поздно приведет к снижению нефтедобычи. Вместе с тем многие крупные нефтедобывающие страны, которые развиваются в нерыночной и квазирыночной системе координат, не обязательно снизят добычу нефти.

Ужесточение конкуренции на рынках сбыта нефти

Рост нефтедобычи в ОПЕК увеличивает предложение нефти на мировом рынке. При том, что страны, не входящие в картель, также наращивают добычу и экспорт нефти, конкуренция на рынках сбыта заметно обострилась. Затоваренность рынка физической нефти наблюдается уже как минимум последние два года. По оптимистическим оценкам избыток предложения над спросом рассосется во втором полугодии 2017 г., согласно пессимистическим оценкам затоваренность рынка физической нефти продлится до 2018 г. и даже 2020 г.

Возвращение ОПЕК на рынки Европы

В фокусе обострения конкурентной борьбы поставщиков нефти оказались рынки Европы. Еще в конце 2015 г. Саудовская Аравия и Ирак (иракский Курдистан) начали предоставлять европейским нефтеперерабатывающим заводам значительные скидки на свою нефть. В условиях затоваривания рынка физической нефти ценовой демпинг – единственный способ расширить свою

рыночную нишу за счет конкурентов. Главными факторами, которые определяют конкуренцию на европейском нефтяном рынке в ближайшей перспективе, станут: во-первых, продолжающийся рост нефтедобычи в Ираке; во-вторых, стремление Ирана возратить утраченную в Европе рыночную нишу. Не следует сбрасывать со счетов и стремление Саудовской Аравии (как и всех стран ОПЕК), усилить свои рыночные позиции на европейском нефтяном рынке.

Усиление экспортных позиций Ирака

Анализ за период 2010 – 2015 гг. показывает, что ОПЕК в целом увеличила долю в совокупном импорте нефти европейскими странами – членами ОЭСР на 3,8 процентных пункта (рисунок 15). При этом позиции Ливии из-за гражданской войны и Ирана из-за европейского эмбарго оказались сильно подорванными. Рыночная ниша Ливии сжалась более чем на 7 п.п., причиной чего является обвальное сокращение добычи и экспорта нефти из-за внутренней нестабильности и хаоса в этой североафриканской стране. Рыночная ниша Ирана уменьшилась более чем на 5 процентных пунктов из-за введенного в 2012 г. Евросоюзом эмбарго на импорт иранской нефти и нефтепродуктов.

Рисунок 15. Страны ОПЕК: изменение доли в совокупном импорте нефти странами Европы–ОЭСР в 2010–2015 гг., процентные пункты

Источник: рассчитано по базе данных Международного энергетического агентства.

Возвращение Ирана

До введения европейских санкций в отношении Ирана доля последнего в совокупном импорте нефти европейскими странами ОЭСР достигала около 6% и в абсолютном выражении превышала 40 млн. тонн (рисунок 16). Возвращение на европейский рынок иранской нефти резко обострит конкуренцию, в первую очередь, среди поставщиков более тяжелой и сернистой нефти. По мнению большинства экспертов, иранская нефть составит сильную конкуренцию российской нефти Urals, которая, в основном, заместила поставки из Ирана после введения против последнего санкций летом 2012 г.

Продвижению иранской нефти на европейские рынки способствуют глобальные нефтетрейдинговые компании. Glencore, Vitol и Trafigura достигли с Национальной нефтяной компанией Ирана соглашения о свопе до 8,5 млн. литров бензина стандарта Евро-4 в обмен на встречные поставки нефти. До введения санкций ЕС три нефтетрейдера обеспечивали 35% потребностей Ирана в бензине.

Рисунок 16. Европа ОЭСР: динамика импорта нефти из Ирана, млн. тонн*

* — сырая нефть, конденсаты и сырье для нефтепереработки.

Источник: рассчитано по базе данных Международного энергетического агентства.

Будучи экспортером дизельного топлива и мазута, Иран из-за нехватки производственных мощностей остается импортером автобензина. Завершение строительства трех заводов по разделению конденсатов мощностью 120 тыс. баррелей в день каждый в Bandar Abbas в 2016 г. позволит получать 36 млн. литров в день автобензина марки Евро-4 и 14 млн. литров в день газойля марки Евро-4. Завершение в марте 2016 г. модернизации нефтеперерабатывающего завода Bandar Abbas позволит дополнительно получить 4,5 млн. литров бензина в день. Увеличение собственного производства бензина позволит Ирану в 2016/2017 гг., как минимум, сократить его импорт, а, возможно, и начать его экспорт, в том числе на европейские рынки.

По сообщениям иранских средств массовой информации, Иран и ряд европейских компаний ведут переговоры о строительстве совместных нефтеперерабатывающих заводов в Европе, рассчитанных на переработку иранской нефти. Наряду с этим к 2020 г. Иран планирует увеличить собственные нефтеперерабатывающие мощности на 70% до 3,2 млн. баррелей в день. Всего будет построено 5 новых заводов совокупной мощностью 1410 тыс. баррелей в день (таблица 10). Также 14 млрд. долл. будет вложено в модернизацию 5 действующих нефтеперерабатывающих заводов в Исфахане, Тебризе, Тегеране, Бандар Аббасе и Абадане. Таким образом, Иран намерен активно включиться в поставки на европейские рынки не только сырой нефти, но и нефтепродуктов.

Таблица 10.

Иран: планы по строительству новых нефтеперерабатывающих заводов

Завод	Годовая мощность, тыс. баррелей в день
Siraf (южный порт Ассалуйех)	480
Gulf Star	360
Bahmangeno (порт Джаск)	300
Anahita (провинция Керманшах)	150
Pars	120
Всего	1410

Источник: National Iranian Oil Refining & Distribution Co.

Таким образом, давление ОПЕК на европейский нефтяной рынок обречено только возрастать. К 2020 г. в Ираке компании будут добывать 6 млн. баррелей нефти в день, подавляющая часть которой будет отправляться на экспорт. Компании будут пытаться пристроить растущие объемы на всех возможных экспортных рынках, включая европейские. Иран утратил в Европе экспортную нишу примерно в 33 млн. тонн нефти. Притом, что занявшие эту нишу страны не собираются снижать объемы экспорта нефти, у Ирана не остается иного способа по возвращению на рынок, кроме предоставления покупателям ценовых скидок. Также следует учитывать, что африканские члены ОПЕК будут стремиться расширить нефтяные поставки в Европу, так как в случае высоко вероятного восстановления мировой цены нефти до 50–60 долл. за баррель, добыча сланцевой нефти в США заметно увеличится, что в свою очередь еще более вытеснит их с американского рынка.

Некоторые аналитики полагают, что находящиеся во враждебных отношениях друг с другом Саудовская Аравия и Иран целенаправленно создают дополнительное понижающее давление на цену нефти на европейских рынках. В частности, стремясь не допустить возвращения на рынок иранской нефти, Саудовская Аравия предоставляет потенциальным покупателям нефти Ирана дополнительные ценовые скидки. До некоторой степени это подтверждается тем, что в конце 2015 г., когда уже была достигнута принципиальная договоренность о постепенном снятии с Ирана санкций, саудовская нефть начала продаваться на европейском рынке со значительным дисконтом относительно иранской нефти аналогичного качества (рисунок 17). Дисконт, предоставляемый Саудовской Аравией, заставил и Иран снизить цену экспортной нефти.

Следует учитывать и нарастающие попытки стран ОПЕК вклиниться на новые для себя европейские рынки. Страны картеля все активнее работают не только со своими традиционными покупателями нефти, но и пытаются расширить присутствие на рынках тех стран, которые ранее не входили в зону их интереса. Особое значение ОПЕК придает налаживанию экспорта в Польшу, которая обладает крупным морским портом (Гданьск) и может быть использована для входа на рынки нефти Германии и Чехии. Со своей стороны Польша получила дополнительный рычаг для давления на своих традиционных поставщиков нефти, а

стратегически стремится превратиться в крупный европейский хаб по импорту нефти и нефтепродуктов.

Наиболее активны на польском направлении Саудовская Аравия (с октября 2015 г.), ведущий самостоятельную нефтяную политику иракский Курдистан (с начала 2015 г.) и Иран (с середины 2016 г.) (таблица 11). Новые конкуренты создают дополнительные риски для российских компаний, традиционно работающих в Польше и через Польшу.

Рисунок 17. Спред цен между сортами нефти Arab Light 33 и Iran Light 33 с отгрузкой в Сиди Керир, долл. на баррель.

Источник: авторы по отраслевой периодике.

Таблица 11.

Перспективные направления сотрудничества польских компаний со странами ОПЕК

Заводы, проекты	Мощности по переработке нефти, тыс. баррелей в день	Перспективы развития кооперации с ближневосточными нефтеэкспортерами
Мощности по хранению в Гданьске		Лизинг мощностей Саудовской Аравией или другим ближневосточным нефтеэкспортером

НПЗ Petrochemia (Плоцк)	330	Закупка партий нефти в Саудовской Аравии и Иране на базе регулярных срочных контрактов
НПЗ Lotus (Гданьск)	210	

Источник: рассчитано по данным отраслевой периодики.

В мае 2016 г. саудовская Aramco подписала с польской PKN Orlen первый срочный шестимесячный контракт на поставки 50 тыс. баррелей нефти в день. Контракт, который может быть автоматически пролонгирован, предусматривает поставки нефти на терминал Нафтопорт в порту Гданьска для нефтеперерабатывающего завода в Плоцке и терминал Бутинге в Литве (терминал контролируется PKN Orlen) для Мажейкяйского нефтеперерабатывающего завода. Нефтеперерабатывающий завод Lotus в Гданьске в конце лета 2016 г. в тестовом режиме переработал партию иранской нефти. Здесь также не исключено подписание с иранскими поставщиками срочного контракта.

При этом рынок нефти в Европе меняется под влиянием и других факторов, в частности «революции неконвенциональной нефти» в США, способствовавшей переориентации на Европу дополнительных нефтяных потоков из африканских членов ОПЕК – Анголы и Нигерии (рисунок 18).

Рисунок 18. Увеличение/снижение экспорта нефти на рынки Европа ОЭСР в 2012-2015 гг. млн. тонн*.

* – учтены сырая нефть, конденсаты и сырье для нефтепереработки.

Источник: рассчитано по базе данных Международного энергетического Агентства.

Вплоть до конца 2014 г. уход с европейского рынка значительных объемов ливийской и иранской нефти, а также падение нефтедобычи в Великобритании позволяли странам–нефтеэкспортерам не вступать в прямую жесткую конкуренцию друг с другом. В 2015 г. ситуация принципиально изменилась – на фоне вялого европейского спроса на нефть и увеличения ее поставок из африканских и арабских стран началась конкурентная борьба за перекройку сложившихся рынков. Евросоюз, поставивший своей стратегической целью диверсификацию импортных закупок энергоресурсов, включая нефть, будет систематически поощрять нарастающую конкуренцию между нефтеэкспортерами.

Активизация экспансии ОПЕК в АТР

Особенно острая глобальная конкурентная борьба разворачивается за рынки стран АТР с динамичным спросом на нефть и растущим импортом нефти. В обозримой перспективе решающее значение будет иметь усиливающаяся экспортная экспансия в регион нефти из Ирака и Ирана.

Рисунок 19. Страны АТР: динамика импорта нефти из Ирана, тыс. баррелей в день.

Источники: авторы по данным статистики КНР, Японии и отраслевой периодики.

Даже в условиях санкций физические объемы поставок иранской нефти в Китай остались на прежних уровнях (рисунок 19). Иранская нефть также начнет восстанавливать позиции, утраченные на рынках Японии и Южной Кореи.

При этом ОПЕК сталкивается с растущей конкуренцией других крупных нефтеэкспортеров. Лидером по увеличению поставок нефти на крупнейший в АТР китайский рынок в 2015 г. была Россия, за ней с большим отрывом следовали Кувейт и Венесуэла (рисунок 20). Незначительно увеличили экспорт нефти в Китай ОАЭ и Саудовская Аравия. Нефтяной экспорт в КНР из Ирана и Ирака снизился.

Рисунок 20. Увеличение/снижение экспорта сырой нефти в Китай в 2015 г. к 2014 г., тыс. баррелей в день.

Источник: авторы по данным отраслевой периодики.

Острая конкуренция разворачивается за нефтяной рынок Японии, Южной Кореи и особенно Индии. В 2015 г. Саудовская Аравия и особенно Ирак значительно усилили присутствие в индийском нефтяном импорте (таблица 12). Иран в 2015 г. экспортировал в Индию 229 тыс. баррелей нефти в день по сравнению с 270 тыс. баррелей в день в 2014 г. и 346 тыс. баррелей в день в 2010 г. Национальная нефтяная компания Ирана (ННКИ) и индийские нефтяные компании заключили соглашение сроком на 1 год – с 1 апреля 2016 г. по 31 марта 2017 г. ННКИ экспортирует в Индию как минимум 400 тыс. баррелей нефти в день (поставки

могут быть увеличены до 500 тыс. баррелей в день). При этом Индия будет оплачивать иранскую нефть в евро.

Таблица 12.
Крупнейшие экспортеры сырой нефти в Индию в 2014 и 2015 гг.

	2014		2015	
	млн. тонн	% от совокупного импорта нефти Индией	млн. тонн	% от совокупного импорта нефти Индией
Сауд. Аравия	0,71	18	0,76	19
Ирак	0,46	12	0,65	16
Венесуэла	0,43	11	0,45	11
Нигерия	0,37	9	0,43	10
ОАЭ	0,30	8	0,31	8
Кувейт	0,37	9	0,25	6
Иран	0,27	7	0,23	6
Ангола	0,15	4	0,15	4
Мексика	0,09	2	0,13	3
Бразилия	0,10	3	0,08	2
10 стран	3,24	83	3,43	84
Всего	3,90	100	4,07	100

Источник: авторы по данным министерства торговли Индии.

Как и страны Евросоюза, крупнейшие нефтеимпортеры АТР руководствуются соображениями безопасности предложения и предпримут максимум усилий для поощрения конкуренции между странами–нефтеэкспортерами. Затянувшаяся затоваренность рынка физической нефти, которая может продлиться вплоть до 2020 г., дополнительно серьезно усиливает переговорные позиции импортеров энергии относительно стран, закрепившихся в международном разделении труда в качестве ее экспортеров.

В качестве главного вывода проведенного исследования можно отметить, что в условиях структурного избытка предложения нефти над спросом на нее, причем на фоне широких возможностей по дальнейшему наращиванию добычи и экспорта нефти во многих странах мира, прежняя модель поведения ОПЕК на мировом рынке нефти стала окончательно иррелевантной. В случае если ОПЕК

уберет с рынка определенный объем нефти с целью поддержания цены, освободившаяся ниша будет практически немедленно занята другими нефтеэкспортерами. Это создает объективные условия для стабилизации цены нефти на пониженных уровнях в долгосрочной перспективе.

Глава 7

Перспективы продвижения биотоплив в транспортном секторе

В фокусе настоящей главы находится проблематика продвижения биотоплив в дорожном транспортном секторе. В последнее десятилетие США, Бразилия и ряд крупных европейских экономик, используя экономические рычаги и стимулы, активно способствовали расширению использования биотоплив в качестве источника энергии. Программы по продвижению биотоплив на транспорте приняли и реализуют десятки развивающихся стран.

Мировое производство и потребление биотоплив

Глобальное производство биотоплив (этанол и биодизеля) в 2015 г. увеличилось третий год подряд на 3% до 128 млрд. л (таблица 1). В целом за 2010–2015 гг. производство этанола выросло на 15% до 98,3 млрд. л, биодизеля – на 63% до 30,1 млрд. л. Такой рост стал возможен благодаря долгосрочной политике развитых (США и страны Европы) и ряда развивающихся стран (Бразилия, Китай) по снижению зависимости от нефтяного импорта и реализации программ по стимулированию производства и потребления биотоплив. Наибольшие успехи продемонстрировали США и Бразилия, которые производят 72% всех биотоплив, используя этанол, получаемый соответственно из кукурузы и сахарного тростника. Бразилия и США (согласно модели специального исследования⁸⁷) также являются единственными странами, в которых биотоплива могут конкурировать с нефтяными топливами в рыночной системе координат, то есть по издержкам производства. На транспорт приходится 98% всего потребления биотоплив.

⁸⁷ Babcock, B.A. The impact of US biofuel policies on agricultural price levels and volatility. ICTSD Programme on Agricultural Trade and Sustainable Development, Issue Paper No. 35. Geneva, Switzerland, ICTSD International Centre for Trade and Sustainable Development. 2011

Таблица 1.

Мировое производство и потребление биотоплив, млрд. л

	2000	2005	2010	2014	2015
Производство					
Этанол	17	31,1	85	94,5	98,3
<i>в т.ч. США</i>	<i>6,1</i>	<i>14,8</i>	<i>50,3</i>	<i>54,2</i>	<i>56,1</i>
Биодизель	0,8	3,8	18,5	30,4	30,1
Всего	17,8	34,9	103,5	124,9	128,4
Потребление					
Этанол	17,6	31,6	84,3	92,4	
<i>в т.ч. транспорт</i>	<i>16,1</i>	<i>30,3</i>	<i>83,3</i>	<i>90,6</i>	
Биодизель	0,8	3,8	18,5	28,4	
<i>в т.ч. транспорт</i>	<i>0,8</i>	<i>3,8</i>	<i>18,2</i>	<i>27,3</i>	
Всего	18,4	35,5	102,8	120,8	
<i>в т.ч. транспорт</i>	<i>16,9</i>	<i>34,1</i>	<i>101,4</i>	<i>117,9</i>	

Источник: Ren21, Агентство энергетической информации, потребление – расчет по данным Международного энергетического агентства.

На объемы выпуска биотоплив влияет большое количество факторов: урожай культур, из которых получают биотоплива, альтернативные издержки использования сырья, уровень цен на нефтяные топлива, меры государственной поддержки выращивания и переработки сельскохозяйственных культур, изменения целевых мандатов, импортные пошлины. Объемы производства могут значительно колебаться от года к году: например, в Китае, занимающем третье место в мире по производству этанола, в 2015 г. его производство снизилось на 14% из-за запрета на переработку кукурузы. В соседнем Таиланде производство этанола в текущем году, напротив, увеличилось на 10%⁸⁸. Производство в Аргентине, занимающей четвертое место по производству биодизеля, сократилось в 2015 г. на 30% из-за сокращения экспортных ниш, вызванного снижением мандата на биотоплива в Германии с B6,25

⁸⁸ Global Status Report 2016.

Глава 7. Перспективы продвижения биотоплив в транспортном секторе

до В3,5 и введения европейской импортной пошлины на биодизель. Напротив, в Бразилии выпуск биодизеля вырос на 15% из-за повышения мандата на биотоплива. Существенные изменения произошли и в азиатских странах: Индонезия снизила выпуск биодизеля до 1,7 млрд. л против 2,9 млрд. л годом ранее из-за отказа правительства ввести мандат В15 (текущий мандат – В5), Малайзия, повысившая мандат на биотоплива, добилась роста его производства в 40% до 0,7 млрд. л.

Основные производители биотоплив – США, Бразилия, страны Европы – защищают внутренний рынок с помощью импортных пошлин. Бразилия с 2015 г. установила налог на импортируемый этанол в 11,25%, США поддерживают импортные пошлины на этанол, а ЕС, защищая национальных производителей – на биодизель от американских производителей и Индонезии.

Потребление этанола и биодизеля в 2010–2014 гг. выросло на 18% как благодаря увеличению числа стран, установивших целевые мандаты, с 24 в 2010 г. до 35 в 2015 г., и повышению мандатов на биотоплива (таблица 2), так и общему увеличению потребления топлив на транспорте. Также положительное влияние оказал хороший урожай кукурузы в США и сахарного тростника в Бразилии в 2015 г. и рост электрогенерации, использующей биотоплива, в Бразилии.

Таблица 2.
Страны с мандатами (целевыми установками) по биотопливу*

Страна	2010	2015
Страны, принявшие мандаты до 2010 г.		
Аргентина	Е5 и В5	Е5 и В10
Австралия	1 штат	2 штата
Боливия	Е10 и В2,5	
Бразилия	Е20-Е25	Е27,5 и В10
Индия	Е10 и В10	Е10
Канада	5 провинций	Е5 и В2
Китай	9 провинций	9 провинций
Колумбия	Е8 и В7	Е8 и В10
Малайзия	В5	Е10 и В10
Норвегия	В3,5	В3,5
Парагвай	Е18-Е24 и В5	Е25 и В1
Перу	9 провинций	Е7,8 и В2

Страна	2010	2015
США	10 штатов, 53 млрд. л этанола	10 штатов, 64 млрд. л биотоплив
Таиланд	E10 и B3	E5 и B7
Эфиопия	E10	E10
ЕС**	Заместить 5,75% нефтетоплив возобновляемым топливом***	Заместить 10% нефтетоплив возобновляемым топливом
<i>Бельгия</i>	<i>4% возобновляемые топлива</i>	<i>E4 и B4</i>
<i>Великобритания</i>	<i>B3,25</i>	<i>E3,45</i>
<i>Германия</i>	<i>E2,8 и B4,4</i>	<i>B3,5</i>
<i>Испания</i>	<i>6,2% возобновляемые топлива</i>	
<i>Италия</i>	<i>4% этанола</i>	<i>4% этанола</i>
<i>Нидерланды</i>	<i>4% возобновляемые топлива</i>	
<i>Португалия</i>	<i>B7</i>	
<i>Финляндия</i>	<i>5,75% возобновляемые топлива</i>	
<i>Чехия</i>	<i>B3,5</i>	
Страны, принявшие мандаты в 2010–2015 гг.		
Ангола		E10
Вьетнам		E5
Гватемала		E5
Зимбабве		E5
Индонезия		E3 и B5
Коста-Рика		E7 и B20
Малави		E10
Мозамбик		E10
Панама		E7
Судан		E5
Тайвань		B1
Турция		E2
Украина		E5
Уругвай		E5 и B5

Глава 7. Перспективы продвижения биотоплив в транспортном секторе

Страна	2010	2015
Филиппины		E10 и B2
Франция		E5,78 и B7,01
Эквадор		E10 и B5
ЮАР		E2 и B5
Южная Корея		B2,5
Ямайка		E10
Страны, планирующие принять мандаты после 2015 г.		
Кения		E10
Нигерия		E10
Фиджи		E10 и B5

* – E – мандаты на этанол, B – мандаты на биодизель.

** – для стран ЕС указаны мандаты, если они отличаются от общеевропейских.

*** – добровольные обязательства стран.

Источники: Global Status Report 2011, Global Status Report 2016, Ren21, Mandating Food Insecurity: The Global Impacts of Rising Biofuel Mandates and Targets.

Рисунок 1. Мир: новые инвестиции в производство биотоплив, млрд. долларов.

Источник: OECD-FAO Agricultural Outlook 2016-2025, World Energy Outlook 2015.

Продвижение биотоплив тесно связано с ценами на нефтяные топлива. Рост цен на нефть в середине–конце 2000-х годов повысил инвестиционную привлекательность отрасли, снижение цен привело к снижению инвестиций в проекты по производству биотоплив на 29% в 2015 г. (рисунок 1). Объем субсидий производству биотоплив, достигнув пика в 25 млрд. долларов в 2010 г., уменьшился на 25% к 2012 г. и медленно восстанавливается. Развивающиеся страны постепенно отказываются от политики стимулирования потребления нефтяных топлив (как из-за высоких цен на нефть, так и роста ее потребления), либерализуют внутренние рынки и принимают, либо расширяют обязательства по биотопливам.

Для оценки перспектив продвижения биотоплив рассмотрим подробнее ситуацию в основных производителях – США, Бразилии и Европейском союзе.

США

В США производство этанола получило мощный импульс после принятия Закона о налогообложении в энергетической отрасли в 1978 г., который предусматривал субсидирование моторного топлива с добавлением этанола, и Закона об энергетической безопасности (1980 г.), который ввел страхование займов для мелких производителей этанола, а также требования SAFÉ по производству автомобилей, способных использовать топлива E15 и E85, то есть топлива с долей этанола 15% и 85%. Требования по минимальному содержанию этанола в топливе устанавливаются на уровне штатов.

Падение цен на нефть привело к сокращению производства этанола, но снижение налоговых ставок на топливо E10 позволило стабилизировать ситуацию: производство этанола выросло с 1 млрд. л в 1992 году до 1,7 млрд. л в 2001 году⁸⁹.

Рост цен на нефть в первом десятилетии XXI века поддержал производство этанола в США, которое стало быстро увеличиваться и по объемам обогнало производство в Бразилии.

В 2003 г. в США был принят Стандарт возобновляемых видов топлива, предусматривающий запрет МТБЭ (метил-трет-

⁸⁹ Glozer, K.G. Corn ethanol: who pays? who benefits? Stanford, USA, Hoover Institution Press. 2011

Глава 7. Перспективы продвижения биотоплив в транспортном секторе

бутиловый эфир), что создавало дополнительный рынок для этанола в 13,2 млрд. л⁹⁰. В 2005 г. Закон об энергетической политике установил уровень подмешивания 28,4 млрд. л этанола в качестве целевого показателя к 2012 г. Наконец, в 2007 г. Закон об энергетической независимости и безопасности дополнил Стандарт возобновляемых видов топлива требованием по подмешиванию 56,8 млрд. л этанола из кукурузы к 2015 г. и продвижение использования «передовых» биотоплив⁹¹. В 10 штатах к 2015 г. приняты мандаты на биотопливо: на Гавайях (E10), в Луизиане (E2 и B2), Массачусетсе (B5), Миннесоте (E20 и B10), Миссури (E10), Монтане (E10), Нью-Мексико (B5), Орегоне (E10 и B5), Пенсильвании (B2) и Вашингтоне (E2 и B2).

Исследование, проведенное в 2011 г., показало, что биотопливная промышленность в США реагирует на изменение цен на конкурирующие топлива, а высокий уровень нефтяных цен и запрет на МТБЭ позволяют даже отказаться от использования мандатов без ущерба для объемов выпуска⁹².

Принятые меры позволили существенно увеличить производство биотоплив. В 2015 г. производство этанола в США выросло на 3,8% до 56,1 млрд. л благодаря хорошему урожаю кукурузы и принятию более жестких требований по потреблению биотоплив.

Необходимо отметить, что первоначальный Стандарт возобновляемых видов топлива, принятый в 2007 г., был значительно скорректирован: по стандарту 2015 г. использование этанола из кукурузы должно снизиться (при стабильном потреблении нефтяных топлив), производство «передовых» биотоплив должно незначительно возрасти к 2025 г. (рисунок 2). Издержки производства «передовых» биотоплив слишком высоки

⁹⁰ Keeney, D. 2009. Ethanol USA: Environmental, social, economic, and food issues brought on by the rapidly expanding ethanol-from-corn industry in the United States are reviewed and discussed.

⁹¹ Согласно определению ЕРА (Агентства по защите окружающей среды США) к «передовым» биотопливам относят любое биотопливо, за исключением этанола из кукурузы, для которого выбросы парниковых газов за жизненный цикл по меньшей мере на 50% менее, чем у бензина и дизеля, которые они замещают. Этанол из сахарного тростника относится к «продвинутому» биотопливу.

⁹² Babcock, B.A. The impact of US biofuel policies on agricultural price levels and volatility. 2011

при снизившихся нефтяных ценах, поэтому ожидавшегося технологического прорыва не произошло. В целом, АЭИ (Агентство энергетической информации), ФАО (продовольственная и сельскохозяйственная организация ООН) и МЭА (Международное энергетическое агентство) не ожидают существенного увеличения потребления биотоплив в США в перспективе до 2025 г.: предел подмешивания биотоплив в нефтяные топлива уже практически достигнут. По оценкам АЭИ, даже при цене нефти в 80–140 долл. за баррель в 2020–2040 г. этанол заместит в США всего 1,2% нефтяных топлив к 2040 г.⁹³ При этом производство биотоплив будет увеличиваться с прицелом на экспортные рынки. США уже стали ведущим мировым производителем биодизеля – 4,8 млрд. л в 2015 г., обогнав Бразилию (3,9 млрд. л), Германию (2,8 млрд. л) и Францию (2,4 млрд. л).

Рисунок 2. США: мандаты на биотоплива, млрд. л.

Источник: OECD-FAO Agricultural Outlook 2016-2025.

⁹³ Annual Energy Outlook 2015

Бразилия

Бразилия одной из первых запустила после ценового шока 1970-х годов государственную программу по стимулированию выращиванию сахарного тростника и производства этанола. Программа предусматривала субсидирование производства и инвестиций, поддержку научно-исследовательских работ, связанных с биотопливами, обязательную установку этаноловых колонок на автозаправочных станциях. Производство биотоплива быстро увеличивалось: с 1 млрд. л в год в 1975 г. до 12 млрд. л в год в 1984 г.⁹⁴. Также были повышены акцизы на бензин, введены стандарты по подмешиванию этанола в конвенциональное топливо и проводились закупки государством спирта по повышенным ценам. Необходимо отметить, что в рамках программы импортозамещения стимулировалось производство автомобилей с этаноловым двигателем: в 1979 г. правительство подписало соглашение с крупнейшими мировыми автопроизводителями по сборке в Бразилии только моделей машин, способных использовать в качестве топлива 100%-й спирт. В начале 1980-х годов до 90% всех продаваемых новых автомобилей имели только спиртовой двигатель⁹⁵.

Экономические трудности, испытываемые Бразилией в 1980-х годах, привели к сворачиванию субсидирования производства этанола. В то же время рост цен на сахар на фоне низких цен на нефть стимулировал отказ от производства спирта в пользу сахара. В начале 1990-х годов, когда производство не покрывало внутренний спрос, этанол смешивали с метиловым спиртом. Автопроизводители переключились на производство машин с бензиновым двигателем.

Бразилия активно меняет стандарты биотоплив с учетом как урожая сахарного тростника и выпуска этанола, так и возможностей по субсидированию производства (таблица 3). Для поддержки производства в случае хорошего урожая доля подмешивания этанола в топливе поднималась до 25%, в 2015 г. впервые утвержден

⁹⁴ ГЭВУ, 2013. Биотопливо и продовольственная безопасность: Доклад Группы экспертов высокого уровня по вопросам продовольственной безопасности и питания Комитета по всемирной продовольственной безопасности. С.12

⁹⁵ Wilkinson, J. & Herrera, S. Biofuels in Brazil: debates and impacts. 2010.

стандарт E27. С 1970-х годов стандарты менялись 26 раз, иногда, например в 2010 г., стандарт устанавливался на несколько месяцев.

Таблица 3.

Бразилия: изменения стандартов топливных смесей

Период	Стандарт	Период	Стандарт
1976	E11	2002	E24, E25
1977	E10	2003	E20, E25
1978	E18, E 20, E23	2004	E20
1981	E12, E20	2005	E22
1982	E15	2006	E20
1984–86	E20	2007	E23, E25
1987–88	E22	2008	E25
1989	E13, E18, E22	2009	E25
1992	E13	2010	E20, E25
1993–98	E22	2011-2012	E18, E25
1999	E24	2013	E20
2000	E20	2014	E25
2001	E22	2015	E27

Источник: Julieta Andrea Puerto Rico «Programa de Biocombustíveis no Brasil e na Colômbia: uma análise da implantação, resultados e perspectivas» (in Portuguese). Universidade de São Paulo. Ph.D. Dissertation Thesis, pp. 81–82, Global Status Report 2014, Global Status Report 2016.

Программы по развитию производства сахарного тростника и этанола позволили Бразилии в 1975–2004 гг. наращивать эффективность выпуска биотоплив в среднем на 3,8% ежегодно в расчете на 1 га (рисунок 3). Это позволило существенно снизить себестоимость производства этанола.

Рисунок 3. Бразилия: удельное производство этанола с 1 га площадей, занятых сахарным тростником в 1978–2005 гг., л/га.

Источник: José Goldemberg «The Brazilian biofuels industry». *Biotechnology for Biofuels*. 1 (6).

В 2002 г. благодаря введению налоговых льгот в Бразилии началось массовое производство гибридных (двухкомпонентных) автомобилей (FFV – flexible fuel vehicles), которые могут использовать топлива от E85 (смесь из 85% спирта и 15% бензина) до обычного бензина.

Рост нефтяных цен стимулировал спрос на этанол как со стороны гибридных автомобилей, так и со стороны обычных транспортных средств.

С 2013 г. Бразилия проводит аукционы на строительство возобновляемой электроэнергетики с заключением долгосрочных контрактов. Помимо солнечной и ветровой электроэнергетики разрешено строительство электростанций на биомассе. Это добавило гибкости бразильским производителям: в зависимости от

ценовой конъюнктуры можно переключаться на производство сахара или биотоплив, при этом последние и отходы при их производстве можно сжигать для получения электроэнергии. Мощности на основе биотоплива выросли, в перспективе до 2020 г. ожидается их дальнейшее значительное наращивание (таблица 4). Благодаря низким издержкам и возможности использовать весь объем биомассы, цены на электроэнергию удерживаются на низком уровне: 57 долларов за МВт·ч (2013) и 79 долларов за МВт·ч (2014), что сопоставимо с ценами на ветровую генерацию. В других странах без доступа к дешевому сырью цены на электрогенерацию из биомассы значительно выше, например, в Великобритании 129–202 доллара за МВт·ч (2015)⁹⁶.

Таблица 4.

Бразилия: прогноз мощностей на основе НВИЭ, ГВт

	2014	2016	2018	2020	2020*
Биотопливо	9,6	10,1	10,9	12,4	13,7
Солнечная энергия	0,1	0,6	1,6	3,6	4,9
Ветровая энергия	5,9	10,2	15,7	20,7	21,7
Всего	15,6	20,9	28,2	36,7	40,3

* – ускоренное продвижение НВИЭ.

Источник: International Energy Agency Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015.

В 2015 г. производство этанола выросло на 6% до рекордных 30 млрд. л из-за хорошего урожая и мер государственной поддержки по продвижению НВИЭ, в том числе увеличение стандарта на подмешивание этанола с E25 до E27.

В настоящее время в Бразилии сформировались спрос на биотопливо, рынок этанола (государственная поддержка ограничивается требованиями по минимальному содержанию этанола в топливе) и гибкая биотопливная промышленность, которая может переключаться между производством сахара, этанола и электроэнергии из отходов производства в зависимости от соотношения цен (рисунок 4).

⁹⁶ Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015.

Рисунок 4. Бразилия: урожай сахарного тростника и производство сахара и этанола.

Источник: UNICA.

Европейский союз

В декабре 2010 г. ЕС принял программу «План 20–20–20», предусматривающую уменьшение энергопотребления и выбросов парниковых газов к 2020 г. на 20% по отношению к уровню 1990 г., в том числе через повышение доли энергии, получаемой из возобновляемых источников в транспорте до 10%. В апреле 2015 г. европейский парламент снизил требование по достижению доли до 7% биотоплив первого поколения и 0,5% «продвинутых» биотоплив.

Потребление этанола, по оценкам USDA Foreign Agricultural Service, в европейском союзе достигло пика в 2011 г. и стабилизировалось в 2013–2015 гг. на уровне 6 млрд. л (рисунок 5). В 2014 г. внутреннее производство достигло уровня потребления,

что минимизировало возможности для экспорта развивающихся стран в Европу.

Рисунок 5. ЕС: структура производства по странам и потребление этанола, млрд. л.

* – оценка.

Источник: EU Biofuels Annual 2015.

В странах Европейского союза основу автопарка составляют автомобили с дизельным двигателем, поэтому во главу экологической политики было поставлено продвижение биодизеля, получаемого из масличных культур. Так как имеющихся ресурсов биомассы в Европе недостаточно для достижения целевых экологических показателей, то производители биотопливного сырья в странах Латинской Америки, Азии и США получили значительный экспортный рынок.

Потребление биодизеля, по оценкам USDA Foreign Agricultural Service, в Европейском союзе достигло пика также в

2011 г. и стабилизировалось в 2013–2015 гг. на уровне 13 млрд. л (рисунок 6).

В то же время европейские страны (Нидерланды, Испания, Финляндия) увеличивают производство «продвинутых» биотоплив – гидрогенизированного растительного масла: к 2015 г. выпуск достиг уровня 1,8 млрд. л по сравнению с 0,9 млрд. л в 2012 г.

Рисунок 6. ЕС: структура производства по странам и потребление биодизеля, млрд. л

* – оценка.

Источник: EU Biofuels Annual 2015.

Тем не менее, достижение цели даже в 7% возобновляемых топлив является труднодостижимым для европейских стран: в 2014 г. для ЕС в целом доля НВИЭ в общем потреблении транспорта составляла 5,9% (таблица 5), из крупных стран только Франция,

Германия и Нидерланды сравнительно успешно добиваются цели (при этом Германия в 2015 г. снизила требования по биодизелю).

Таблица 5.

Европейский союз: доля топлив из возобновляемых источников в общем потреблении транспорта, %

Страна	2005	2010	2014
Бельгия	0,2	4,2	4,9
Австрия	2,8	8,7	8,9
Болгария	0,3	1	5,3
Великобритания	0,3	3,1	4,9
Венгрия	0,4	5,4	6,9
Германия	3,7	6	6,6
Греция	0	1,9	1,4
Дания	0,2	0,9	5,8
Ирландия	0	2,4	5,2
Испания	1	4,7	0,5
Италия	0,8	4,6	4,5
Кипр	0	2	2,7
Латвия	1,3	3,3	3,2
Литва	0,5	3,6	4,2
Люксембург	0,1	2	5,2
Мальта	0	0	4,7
Нидерланды	0,2	3	5,7
Польша	1	6,2	5,7
Португалия	0,2	5,3	3,4
Румыния	1	3,2	3,8
Словакия	1,1	4,8	6,9
Словения	0,3	2,8	2,6
Финляндия	0,4	3,8	21,6
Франция	1,7	6,1	7,8
Хорватия	0,4	0,6	2,1
Чехия	0,5	4,5	6,1
Швеция	3,8	7,2	19,2
Эстония	0,2	0,2	0,2
ЕС-28	1,4	4,8	5,9

Источник: Eurostat.

Автомобильная промышленность: продвижение автомобилей с гибким выбором топлива

Новым фактором развития рынка этанола является рост парка гибридных автомобилей (автомобилей с гибким выбором топлива), которые могут использовать смеси бензина и этанола E10–E85.

Особенно активно автомобили с гибким выбором топлива продвигались в Бразилии. Бразильский автомобильный парк в 2005–2012 гг. рос быстрыми темпами, при этом изменения в его структуре также происходили достаточно быстро. Потребитель сделал выбор в пользу автомобилей с гибким выбором топлива вместо транспортных средств на чистом биотопливе. Автомобили с гибким выбором топлива, на долю которых в 2005 г. приходилось 53% от общего объема продаж, а в 2006 г. уже 70% (рисунок 7), к 2015 г. составляют уже основу автомобильного парка. По оценкам, к 2030 г. они будут составлять уже более 95% автомобильного парка. Автомобили со спиртовым двигателем, выпущенные до 2005 г., выходят из обращения, доля бензиновых и дизельных машин быстро уменьшается.

Рисунок 7. Бразилия: продажи легковых автомобилей по видам используемого топлива, тыс. автомобилей

* – автомобили с гибким выбором топлива (FFV).

Источник: UNICA.

Количество легковых автомобилей с ненефтяными двигателями в США выросло в 2 раза за 2008–2012 гг., а в 2012 г. продажи достигли рекордных 2,5 млн. автомобилей (рисунок 8). По техническим причинам (запуск спиртового двигателя зимой в холодную погоду невозможен) машины, способные использовать в качестве топлива 100%-й спирт, всегда мало использовались в США, поэтому, хотя в последние годы активно продвигаются электромобили и автомобили с водородным двигателем, основу парка ненефтяных автомобилей составляют автомобили с гибким выбором топлива. В 2015 г. продажи электромобилей составили 117 тыс. единиц по сравнению с 53 тыс. единиц в 2012 г.

Рисунок 8. США: продажи легковых автомобилей по видам используемого топлива, тыс. автомобилей

* – автомобили с гибким выбором топлива (Flex Fuel Vehicle).

Источник: рассчитано по данным National Renewable Energy Laboratory.

Исследование, проведенное Администрацией энергетической информации США в 2015 г., показало, что автомобили с гибким выбором топлива дешевле альтернативных вариантов (гибридных

Глава 7. Перспективы продвижения биотоплив в транспортном секторе

электромобилей), и именно они будут составлять подавляющее большинство парка автомобилей с ненефтяными двигателями до 2030 г.

При этом, как уже было описано выше, даже при цене нефти в 80–140 долл. за баррель в 2020–2040 г. этанол заместит в США всего 1,2% нефтяных топлив к 2040 г. Связано это с тем, что цена бензина будет приблизительно на 10% ниже цены топлива E85, а автомобили с гибким выбором топлива могут использовать топлива от E85 до обычного бензина. Потребитель будет переключаться между смесями бензина и этанола в зависимости от ценовой конъюнктуры. Также по техническим причинам зимой доля этанола в E85 снижается до 70%.

Рисунок 10. Прогноз цен и топливной экономии гибридных автомобилей в 2015–2040 гг.

Источник: U.S. Energy Information Administration Annual Energy Outlook 2015.

Парк автомобилей с гибким выбором топлива, которые могут использовать как бензин, так и E85, быстро растет. Альтернативные

технологии (с использованием электроэнергии, только биотоплив) останутся не конкурентоспособными до 2030 г.

Массовый потребитель в США и Бразилии сможет легко переключаться между топливными смесями E10-E85 в зависимости от цен на нефть и этанол.

В европейских странах автомобили с гибким выбором топлива пользовались спросом в значительных количествах только в 2006–2012 гг. и не оказывают влияния на динамику потребления биотоплив (рисунок 9).

Рисунок 9. Автомобили на альтернативном топливе в ЕС: продажи легковых автомобилей по видам используемого топлива, тыс. автомобилей.

* – автомобили с гибким выбором топлива (Flex Fuel Vehicle).

Источник: рассчитано по данным National Renewable Energy Laboratory.

Биотоплива в авиатранспорте

Перспективным в долгосрочном периоде выступает использование биотоплив в авиатранспорте.

Международная организация гражданской авиации (International Civil Aviation Organization – ICAO) одобрила

Глава 7. Перспективы продвижения биотоплив в транспортном секторе

дорожную карту введения контроля за выбросами парниковых газов авиацией в рамках «Глобальных рыночных мер в гражданской авиации» (GMBM). Схема будет введена в несколько фаз (таблица 7).

Таблица 7.

ИКАО: схема введения контроля за выбросами парниковых газов авиацией

	Годы	Участие стран	
Подготовительная фаза	2017–2020	добровольное	создание регистра эмиссии средств воздушного транспорта на национальном или региональном уровнях
Пилотная фаза	2021–2023	добровольное	выплата компенсаций авиакомпаниями в случае превышения уровня выбросов 2020 г.
Первая фаза	2024–2026	добровольное	
Вторая фаза	2027–2035	обязательное*	

* – исключения для: наименее развитых стран, малых островных государств, стран, не располагающих выходом к морю, и стран с очень низким уровнем развития международной авиации.

Источники: ИКАО.

Выполнение экологических требований по снижению выбросов CO₂ даст толчок использованию биотоплив после 2025 г. По прогнозу МЭА доля биотоплив в общем потреблении составит около 1% к 2040 г. в базовом сценарии и 18% при ускоренном продвижении экологических требований⁹⁷.

Издержки производства биотоплив

Продвижение биотоплив критически зависит от возможности снижать издержки и конкурировать с нефтяными топливами в рыночных условиях.

Операционные издержки производства этанола из сахарного тростника (расходы на сырье) опустились ниже розничной цены

⁹⁷ World Energy Outlook 2015.

бензина в 2012 г., после снижения цен в 2015 г. они сравнимы с ценой бензина (таблица 6).

Издержки на сырье при производстве этанола из кукурузы стали сравнимы с ценой бензина в США в 2013 г. По операционным издержкам производство биодизеля конкурентно в США (соевое масло) и развивающихся странах с дешевым местным сырьем: Индонезия, Малайзия, Таиланд, Перу (пальмовое масло) и Аргентине (соевое масло). Европейское производство из рапсового масла значительно дороже.

Низкие издержки на сырье позволяют США и Бразилии успешно развивать производство биотоплив для внутреннего рынка и на экспорт. Европейское производство биодизеля, не смотря на значительные инвестиции, так и не стало конкурентоспособным, его выпуск поддерживается исключительно за счет пошлин и мандатов на биотопливо.

Таблица 6.

Издержки производства биотоплив, центов за л бензинового/дизельного эквивалента*

Год	Этанол	Биодизель
2004	25–30 (сахарный тростник, Бразилия) 40–50 (кукуруза, США) <i>44 (бензин, США)</i>	35–70 (соевое масло, США) <i>43 (дизель, США)</i>
2010	30–50 (сахарный тростник, Бразилия) 60–80 (кукуруза, США) <i>66 (бензин, США)</i>	40–80 (соевое масло, США) <i>71 (дизель, США)</i>
2012**	83–1,15 (кукуруза) 85–139 (пшеница) 55–89 (сахарный тростник) <i>86 (бензин, США)</i>	87–118 (соевое масло) 68–100 (пальмовое масло) 57–83 (яatroфа) 88–135 (рапсовое масло) <i>95 (дизель, США)</i>
2013	45–80 (сахарный тростник, Бразилия) 60–120 (кукуруза, США)	45–90 (соевое масло, США, Аргентина) 30–100 (пальмовое масло, Индонезия, Малайзия,

Глава 7. Перспективы продвижения биотоплив в транспортном секторе

Год	Этанол	Биодизель
		Таиланд, Перу) 120–140 (рапсовое масло, ЕС) 93 (дизель, США)
2015***	83 (бензин, США) 47–65 (сахарный тростник, Бразилия) 54–62 (кукуруза, США) 58 (бензин, США)	36–38 (соевое масло, США) 65 (дизель, США)

* – стоимость сырья.

** – расчетные среднемировые издержки.

*** – расчетные среднемировые издержки по данным Road Transport: the Cost of Renewable Solutions и OECD-FAO Agricultural Outlook 2016-2025.

Источники: Global Status Report 2005, Global Status Report 2011, Global Status Report 2014, Road Transport: the Cost of Renewable Solutions, OECD-FAO Agricultural Outlook 2016-2025.

Капитальные затраты в 2012 г. для производства этанола из сахарного тростника составляли от 1,5 до 3,2 долларов за литр в год, этанола из кукурузы – от 2,9 до 4 долларов за литр в год, биодизеля из соевого масла – от 2,5 до 4,4 долларов за литр в год⁹⁸.

Долгосрочные прогнозы мирового спроса на биотоплива

С учетом теплотворной способности биотоплив в 2014 г. этанол и биодизель «вытеснили» 1,34 млн. баррелей нефтепродуктов в день по сравнению с 0,97 млн. баррелей в день в 2010 г.⁹⁹ (рисунок 11).

⁹⁸ Road Transport: the Cost of Renewable Solutions. . IRENA 2013

⁹⁹ По оценкам Международного энергетического агентства, биоэтанол в сравнении с конвенциональным автомобильным бензином дает на единицу объема на треть меньше энергии, а биодизель в сравнении с конвенциональным дизельным топливом – на 10%.

Рисунок 11. Объем конвенциональных нефтепродуктов (бензин и дизель), вытесненных биотопливами, млн. баррелей в день.

Источник: рассчитано по данным Международного энергетического агентства.

По прогнозу МЭА к 2030 г. на биотопливо будет приходиться 3,8% совокупного мирового потребления топлива в дорожном транспорте. Лидером использования биотоплива останутся США (за счет биоэтанола и биодизеля будет покрываться 7,4% топливных потребностей транспортного сектора), Бразилия (22,3%) и страны Евросоюза (8,2%). В странах – членах ОЭСР в целом биотоплива будут покрывать 6,6% потребностей транспортного сектора, Китае – 2%. МЭА опирается на оптимистические оценки выполнения заявленных ранее планов по продвижению биотоплив в США и европейских странах и снижения издержек производства биотоплив.

В то же время Продовольственная и сельскохозяйственная организация ООН и Администрация энергетической информации более пессимистичны в оценке продвижения биотоплив и ожидают рост их потребления на 23–29% к 2025 г. (таблица 8).

Глава 7. Перспективы продвижения биотоплив в транспортном секторе

В развитых странах предел потребления, скорее всего, уже достигнут из-за стабилизации (США) и снижения (европейские страны) использования нефтяных топлив в транспорте при достижении технических ограничений на подмешивание биотоплив. Рост потребления биотоплив будет происходить в основном за счет крупных развивающихся стран – Китая, Индии и латиноамериканских стран.

Таблица 8.

Прогнозы мирового потребления биотоплив*, млрд. л

Страна	2013	2025	Рост, %
АЭИ	137,5	176,8	29
МЭА		225,9	64
Продовольственная и сельскохозяйственная организация ООН		169,8	23

* – все биотоплива, используемые в транспорте: этанол, биодизель, гидрогенизированное растительное масло и т.д.

Источники: рассчитано по International Energy Agency World Energy Outlook 2015, OECD-FAO Agricultural Outlook 2016-2025, Energy Information Administration International Energy Outlook 2016.

Основные выводы

Производство биотоплив первого поколения из сельскохозяйственных культур остается делом узкого круга стран, обладающих неэкономическими преимуществами: географическим положением и климатическими условиями. Потребление биотоплив преимущественно сосредоточено в странах, выращивающих сырье и являющихся производителями биотоплив.

Потребление биотоплив растет быстрее спроса на нефтяные топлива. Однако в развитых странах достигнут предел потребления биотоплив из-за стабилизации (США) и снижения (страны Европы) использования нефтяных топлив в транспорте, технических ограничений на возможности подмешивания биотоплив в бензин и дизельное топливо, а также высокой стоимости производства биодизеля. Рост потребления биотоплив будет происходить в основном за счет развивающихся стран – Китая, Индии, крупных латиноамериканских стран.

Производство биотоплив будет следовать за ростом спроса на них, основными производителями останутся США, Бразилия и европейские страны. Рост производства в развивающихся странах будет определяться активностью государственной политики, обязывающей национальных потребителей использовать биотоплива, а также доступом к экспортным рынкам: европейскому, американскому и растущим индийскому и китайскому.

Инвестиции в производство биотоплив чутко реагируют на динамику цены нефти, из-за падения последней в 2014–2015 гг. объем инвестиций в секторе биотоплив снизился на 29%. Объем субсидий производителям биотоплив в мире, достигнув пика в 25 млрд. долларов в 2010 г., к 2012 г. уменьшился на 25% и пока не восстановился до рекордного уровня.

По издержкам производство этанола выигрывает у биодизеля, поэтому этанол останется основным биотопливом в ближайшее десятилетие. В Бразилии издержки производства этанола из сахарного тростника ниже цен на бензин, а в США издержки производства этанола из кукурузы приблизительно равны ценам на бензин. В Европе издержки производства биодизеля выше цен на дизельное топливо.

Только в Бразилии из-за уникальных характеристик сырья (сахарного тростника) и возможности производителей гибко переключаться между производством сахара, этанола и электроэнергии из отходов этанол является рыночным конкурентом нефтяных топлив. В США биотоплива были конкурентоспособны относительно нефтяных топлив при высоких ценах на нефть, из-за снижения нефтяных цен перспективы рыночного успешного продвижения этанола отодвинулись как минимум до 2020-х гг.

Новым фактором развития рынка этанола является продвижение гибридных автомобилей (двухкомпонентных транспортных средств) в США, Бразилии и Европе, использующих топлива E10–E85. В зависимости от цен на нефть и этанол массовый потребитель в США и Бразилии сможет легко переключаться между потреблением бензина и этанола.

Использование биотоплив в авиатранспорте является перспективным в долгосрочном периоде после 2025 г. в результате введения контроля за выбросами парниковых газов в авиации.

Глава 8

Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

Важной тенденцией развития современной энергетики, оказывающей значительное влияние на мировой рынок нефти, особенно в среднесрочной и долгосрочной перспективе, является опережающее развитие субститутов нефтяных топлив. В настоящей главе эти тенденции анализируются на примере электроэнергетики и транспорта. В электроэнергетике сырая нефть и нефтепродукты конкурируют со всеми другими первичными источниками энергии. В транспортном секторе, в первую очередь дорожном и морском транспорте, растет конкуренция со стороны природного газа. Замещение нефти и нефтепродуктов идет под влиянием как рыночных факторов, так и в огромной степени определяется экологической политикой стран, принявших на себя определенные обязательства по сокращению выбросов вредных веществ и парниковых газов в атмосферу. Учитывая высокую неопределенность перспектив динамики цен на нефть, а также зависимость процесса замещения нефтяных топлив субститутами от политических решений, любые прогнозы в данной области носят вероятностный характер.

Перспективы замещения нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике

В 2014 г., последний год, на который имеются глобальные унифицированные данные, в мире в электроэнергетике было сожжено 260 млн. тонн сырой нефти и нефтепродуктов. Это составляет 6% от всего потребления нефти (рисунок 1).

Использование нефти в электроэнергетике начало снижаться с 1979 г., после того как из-за ценовых шоков 1970-х годов ее цена выросла в несколько раз. Однако в 2010-2014 гг. процесс денофтезации электроэнергетики приостановился, что главным образом обусловлено замедлением экономического роста в развитых странах.

Рисунок 1. Динамика потребления нефти и нефтепродуктов в мировой электроэнергетике в 1971–2014 гг., млн. тонн н.э. и % от глобального потребления нефти.

Источник: по данным Международного энергетического агентства.

Доля нефти и нефтепродуктов в совокупной структуре топлив, используемых в электроэнергетике, снизилась с 40% в 1971 и 1980 гг. до 22% в 1990 г. и 10% в 2010–2014 гг. (таблица 1). В развитых странах в электроэнергетике в 2014 г. было сожжено 62 млн. тонн н.э., что составило 5% от всех используемых топлив.

Таблица 1.

Динамика денейтезации мировой электроэнергетики

	1971	1980	1990	2000	2010	2013	2014
Мир							
потребление нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, млн. т н.э.	271	431	343	298	249	273	260
% от потребления топлив в	40	40	22	15	10	10	10

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

	1971	1980	1990	2000	2010	2013	2014
электроэнергетике							
Развитые страны							
потребление нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, млн. т н.э.	191	232	160	142	73	76	62
% от потребления топлив в электроэнергетике	40	33	16	11	6	6	5
<i>в том числе</i>							
Северная Америка							
потребление нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, млн. т н.э.	62	74	47	56	25	24	21
% от потребления топлив в электроэнергетике	27	21	9	9	4	4	3
Европа							
потребление нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, млн. т н.э.	73	85	46	39	21	14	14
% от потребления топлив в электроэнергетике	40	33	14	11	6	4	4
Япония							
потребление нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, млн. т н.э.	51	63	59	36	19	31	22
% от потребления топлив в электроэнергетике	100	90	56	27	15	29	23
Развивающиеся страны							
потребление нефти и	81	198	184	156	177	197	198

	1971	1980	1990	2000	2010	2013	2014
нефтепродуктов в электроэнергетике, млн. т н.э.							
% от потребления топлив в электроэнергетике	40	56	34	21	13	13	13
<i>в том числе</i>							
Страны ОПЕК							
потребление нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, млн. т н.э.	5	18	29	47	86	107	106
% от потребления топлив в электроэнергетике	65	69	61	59	59	64	60
Страны не ОПЕК							
потребление нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, млн. т н.э.	76	180	155	109	91	90	92
% от потребления топлив в электроэнергетике	39	55	32	17	8	7	7

Источник: по данным Международного энергетического агентства.

В наибольшей мере электроэнергетика денофтезирвана в Северной Америке и странах Евросоюза. В то же время в Японии генерация электроэнергии вплоть до настоящего времени критически зависит от прямого сжигания нефти и нефтепродуктов. Более того, после вынужденного закрытия атомных электростанций вследствие аварии на одном из ядерных реакторов абсолютные и относительные зависимости японской электроэнергетики от нефти заметно усилилось.

В развивающихся странах абсолютный объем нефти и нефтепродуктов, используемых в электроэнергетике, в 1980-2008 гг.

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

снижался, но в последние несколько лет вернулся на уровень 1990 г. Доля нефти и нефтепродуктов, используемых в электроэнергетике, в 2014 г. составила 13%.

Особенно сильно зависит от нефти энергетический сектор в странах ОПЕК. В 1971-2014 гг. объемы сжигания нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике выросли здесь с 5 до 106 млн. тонн н.э. В этих странах с 1990-х годов доля нефти в электроэнергетике составляет примерно 60%.

Конкурентом нефти и нефтепродуктов в структуре топлив, используемых в современной электроэнергетике, выступают как традиционные ископаемые ресурсы, так и возобновляемые источники энергии (ВИЭ). За последние десять лет глобальные инвестиции в возобновляемую энергетику выросли в два раза. В 2015 г. они составили 286 млрд. долларов (таблица 2), инвестиции увеличивались за исключением периода с 2012 по 2013 гг. Причем инвестиционный спад наблюдался в странах Западной Европы, инвестиции в странах Латинской Америки и Азии продолжали увеличиваться. После 2013 г. рост возобновился, причем наибольшие инвестиции осуществляются развивающимися странами Азии, в особенности Китаем. По данным Renewable energy policy network for the 21st century, число стран, вовлеченных в процесс развития возобновляемой энергетики, с каждым годом увеличивается. В 2015 г. 173 страны ставили перед собой определенные цели в развитии НВИЭ по сравнению с 79 странами в 2008 г.

Таблица 2.

Мир: индикаторы развития возобновляемых источников энергии

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ежегодные инвестиции в возобновляемую энергию, млрд. долл.	130	160	211	257	244	232	270	286
Суммарные установленные мощности возобновляемой электроэнергии,	1140	1230	1320	1360	1470	1578	1712	1849

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ГВт								
Число стран, имеющих цели развития возобновляемой энергии	79	89	98	118	138	144	164	173

Источник: Renewable energy policy network for the 21st century.

Поддержку развитию ВИЭ оказывает комплекс мер государственной помощи. Причем если ранее в основном это было бюджетное субсидирование, то в настоящее время к нему добавились квазирыночные инструменты: льготы производителям и потребителям, выделение квот, установление обязательств, требований и норм по потреблению ВИЭ, проведение открытых тендеров и аукционов по строительству новых генерирующих мощностей.

Для стимулирования инвестиций государство предоставляет производителям ВИЭ свободный доступ на рынок электроэнергии, зачастую частично или полностью компенсирует стоимость технологического присоединения к сетям. Распространенной является практика, когда сбытовые энергокомпании обязуют покупать выработанную из ВИЭ электроэнергию по фиксированным высоким ценам. Некоторые страны дополнительно премируют производителей, компенсируя тем самым затраты на производство, в течение достаточно продолжительных периодов (10-20 лет).

Большую популярность получили и зеленые сертификаты (green tags), которые первоначально являлись инструментом учета производства и потребления «зеленой энергии». Как правило, один такой сертификат подтверждает генерацию 1 МВт·ч электроэнергии. Обращение «зеленых сертификатов» позволяет контролировать выполнение государственных и корпоративных программ по продвижению НВИЭ.

Благодаря стимулирующей поддержке, мировые суммарные установленные мощности по электрогенерации в сфере ВИЭ

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

увеличились в 2008–2015 гг. в 1,6 раз, достигнув к концу указанного периода 1,8 ТВт.

Наиболее крупным источником возобновляемой энергии является гидроэнергия, которая в 2015 г. обеспечивала 2% мирового электропотребления. Странами, наиболее активно использующими ВИЭ в электроэнергетике, являются Китай, для которого гидроэнергетика является одним из наиболее перспективных источников энергии, США, Бразилия и Канада (таблица 3). Китай также широко использует ветровую энергию, фотоэлектрические панели, солнечные тепловые станции и биомассу. В странах Европы наиболее распространены ветровые установки и солнечные тепловые станции, они активно используются в Испании и Германии. Биомасса используется в США, Бразилии, Индии и Германии.

Таблица 3.

Топ-5 стран по установленным мощностям возобновляемых источников энергии в 2014 г.

	1	2	3	4	5
ВИЭ в целом	Китай	США	Бразилия	Канада	Индия
Биомасса	США	Китай	Индия	Германия	Бразилия
Геотермальная энергия	Индонезия	Филиппины	США	Италия	Новая Зеландия
Гидроэнергия	Китай	Канада	Бразилия	США	Россия
Концентрированная солнечная энергия	США	Китай	Германия	Испания	Индия
Фотовольтаика	Германия	Китай	Япония	Италия	США
Ветровая энергия	США	Китай	Германия	Испания	Индия

Источник: Международное энергетическое агентство.

Каковы перспективы замещения нефти в генерации электроэнергии за счет возобновляемых источников энергии?

Анализ показывает, что нефтяная электроэнергетика сконцентрирована преимущественно в странах ОПЕК, а также Японии (таблица 4). На эти страны приходится 49% всего мирового потребления нефти и нефтепродуктов в качестве топлива в электроэнергетике. Логично полагать, что именно в этих странах

сосредоточен основной потенциал по снижению нефтезации электроэнергетического сектора.

Таблица 4.

Страны с крупнейшими объемами потребления нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, 2014 г.: структура использования топлив в электроэнергетике

	Объемы потребления нефти и нефтепродуктов, млн. тонн н.э.	Уголь, %	Нефть и нефтепродукты, %	Природный газ, %	Ядерная энергия, %	Гидроэнергия, %	НВИЭ, %
Саудовская Аравия	42	0	52	48	0	0	0
Ирак	23	0	84	15	0	1	0
Япония	22	37	12	41	0	4	7
Иран	17	0	27	68	2	2	0
Кувейт	10	0	66	34	0	0	0
США	9	44	1	23	24	2	6
Пакистан	9	1	47	32	7	14	0
Мексика	9	14	14	53	4	6	9
Индия	8	81	3	4	3	4	6
Бразилия	8	8	10	21	5	43	13
Индонезия	6	44	9	19	0	2	26
Венесуэла	6	0	29	31	0	40	0
Египет	5	0	18	77	0	4	0
Аргентина	5	4	17	57	6	13	4
Ливия	4	0	49	51	0	0	0
Куба	4	0	83	11	0	0	6
Италия	4	20	8	34	0	10	28
Ливан	4	0	100	0	0	0	0

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

	Объемы потребления нефти и нефтепродуктов, млн. тонн н.э.	Уголь, %	Нефть и нефтепродукты, %	Природный газ, %	Ядерная энергия, %	Гидроэнергия, %	НВИЭ, %
Россия	4	17	1	59	17	5	1
Иордания	4	0	92	8	0	0	0
Корея	4	49	9	0	0	41	0
Испания	3	22	7	15	31	7	19
Китай	2	83	0	2	3	8	3

Источник: Международное энергетическое агентство.

На страны ОПЕК в 2014 г. пришлось 41% всей нефти и нефтепродуктов, используемых в электроэнергетике. В группе лидеров по сжиганию нефти и нефтепродуктов на электростанциях находятся Саудовская Аравия, Иран, Кувейт, Ирак, Индонезия, Венесуэла, Ливия.

Саудовская Аравия является самым быстро растущим потребителем электроэнергии среди стран Ближнего Востока и Персидского залива. Более половины электроэнергии в стране получается путем сжигания нефти. В 2012 г. Саудовская Аравия объявила о планах строительства мощностей солнечной энергии в 41 ГВт к 2032 г. (25 ГВт солнечная концентрированная энергия и 16 ГВт фотовольтаика). Также королевство объявило о строительстве к этому сроку 13 ГВт мощностей геотермальной и ветровой энергии. Тем не менее, позднее эти планы подверглись ревизии и были отложены, что объясняется тем, что производственные издержки в этом секторе существенно выше издержек генерации из природного газа или же ядерной энергии (рисунок 2). В мае 2016 г. Саудовская Аравия сократила планы по развитию ВИЭ в энергопортфеле страны, которые были сформулированы при более высоких ценах на нефть, и увеличила инвестиции в разработку газа. Также в

октябре 2016 г. министр энергетики Саудовской Аравии заявил, что в течение 12 месяцев будут выбраны площадки для строительства атомных электростанций, на которых предполагается разместить 6-7 ГВт электроэнергии к 2032 г. и 17 ГВт к 2040 г.

Рисунок 2. Издержки выработки электроэнергии в странах Ближнего Востока в 2015 г.

Источники: World energy outlook 2013 и расчеты авторов.

В результате низких цен на нефть и минимизации издержек выработки электроэнергии, как мы полагаем, увеличение использования НВИЭ в электрогенерации Саудовской Аравии в ближайшее время не произойдет. Доля нефти и нефтепродуктов будет сокращаться за счет увеличения доли природного газа и атомной энергии, согласно политике проводимой государством.

Принимая во внимание, что Саудовская Аравия, Катар, Бахрейн и ОАЭ объединены общими электросетями, целесообразно рассмотреть перспективы развития электроэнергетики и в этих странах. Объединенные Арабские Эмираты поставили перед собой цель вырабатывать к 2020 г. 7% от общей генерации электроэнергии из НВИЭ. Выполнение этой цели будет достигнуто за счет проектов по солнечной и ветровой энергии. В настоящее время проводятся тендеры на разработку фотоэлектрических проектов и проектов

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

тепловой солнечной энергии. Также 2017 г. в ОАЭ должно быть завершено строительство атомной электростанции (первой из четырех).¹⁰⁰ Завершение строительства всех реакторов ожидается к 2020 г., атомная энергетика будет обеспечивать до четверти всей электроэнергии ОАЭ. В Катаре и Бахрейне планы по развитию НВИЭ находятся в зачаточном состоянии.

Ирак в 2014 г. заявил, что будет использовать НВИЭ в краткосрочной перспективе для удовлетворения потребности в электроэнергии удаленных районов, не подключенных к общей сети.¹⁰¹ В среднесрочной и долгосрочной же перспективе будут развиваться солнечная и ветровая энергия. По прогнозу, мощности НВИЭ к 2030 г. достигнут 2 ГВт, что обеспечит 4% совокупной генерации. В середине 2016 г. состоялся аукцион на проект фотовольтаики в Аль-Сальман, район Аль-Мутанна, мощность 50 МВт.¹⁰²

Нефть и нефтепродукты являются основными источниками электроэнергии в стране. Сокращение доли нефти и нефтепродуктов в краткосрочной перспективе возможно за счет природного газа. Продвижение НВИЭ будет осуществляться при росте цен на нефть в среднесрочной и долгосрочной перспективе. По прогнозу ЦЭИ ИМЭМО до 2020 г. существенное сокращение потребления нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике Ирака не произойдет.

Япония после аварии в 2011 г. решила пересмотреть энергетическую политику страны. Окончательное решение об уходе от атомной энергии в сторону НВИЭ было принято лишь в 2014 г. С 2012 г. в стране были введены специальные тарифы, стимулирующие привлечение инвестиций в электроэнергетику. Также введение тарифов обязало часть японских электроэнергетических компаний покупать по весьма высоким ценам энергию НВИЭ, тем самым финансируя их развитие. Наиболее привлекательными в плане отдачи капиталовложений для Японии выглядят солнечная и ветровая энергия. Япония становится очень привлекательной для иностранных инвесторов, наиболее крупными являются инвесторы из Китая и США. Sky Solar возводит

¹⁰⁰ Bloomberg - Saudi Arabia to Select Nuclear Power-Plant Site «Very Soon».

¹⁰¹ Integrated National Energy Strategy of Iraq - Integrated National Energy Strategy.

¹⁰² The Ministry of Electricity of the Republic of Iraq - Investment opportunity.

в префектуре Тотиги солнечные электростанции мощностью 2 МВт, американская компания Greenpower Capital LLC намерена в ближайшее время ввести в эксплуатацию солнечных мощностей суммарной мощностью 500 МВт. Развитие НВИЭ поддерживает принятый в 2014 стратегический план в области энергетики¹⁰³, приоритетом которого является внедрение НВИЭ в средне и долгосрочной перспективе для обеспечения энергетической независимости и сокращения выбросов парниковых газов. К 2020 г. мощности на основе биомассы достигнут 3,3 ГВт (6 ГВт к 2030 г.), геотермальной энергии 0,53 ГВт (3,88 ГВт к 2030 г.), гидроэнергии 49 ГВт, фотовольтаики 28 ГВт, ветровой энергии 5 ГВт (8,03 ГВт к 2030 г.).

На текущий момент существенные доли в электроэнергетике Японии занимают уголь и природный газ. В перспективе до 2020 г. доля НВИЭ в электроэнергетике будет расти за счет снижения доли угля. Этому будет способствовать развитие солнечной и ветровой энергии в стране. Использование же нефти и нефтепродуктов изменится не сильно.

Иран в 2012 г. заявил о развитии солнечной и ветровой электроэнергетики с увеличением мощностей НВИЭ до 5 ГВт в перспективе до 2020 г. В долгосрочной перспективе к 2025 г. ожидается, что с увеличением мощности электростанций с 74 ГВт до 120 ГВт часть электроэнергии будет получена с помощью НВИЭ.¹⁰⁴ Несмотря на меры государства, направленные на привлечение инвесторов, данный сектор на текущий момент плохо развит и требует крупных инвестиций.

На конец 2014 г. почти 70% общей электрогенерации приходилось на природный газ и 27% – на нефтепродукты. Принимая во внимание тот факт, что даже при высоких ценах на нефть развитие НВИЭ не вызывало особый интерес со стороны инвесторов, то в настоящее время и в краткосрочной перспективе данное направление развитие не получит. Возможно даже незначительное увеличение доли нефтепродуктов в электрогенерации в перспективе до 2020 г.

¹⁰³ Agency for Natural Resources and Energy - Strategic Energy Plan, 2014.

¹⁰⁴ Renewable Energy Organization of Iran (SUNA).

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

Кувейт полностью зависит от сжигания ископаемого топлива и, по оценкам Министерства энергетики и водных ресурсов (MEW) Кувейта, спрос на электроэнергию вырастет в три раза к 2030 г.¹⁰⁵ Чтобы удовлетворить растущий спрос, правительство собирается вводить НВИЭ и диверсифицировать поставки электроэнергии. Сейчас идет запуск и тестирование экспериментальных проектов, например: проект солнечной энергии, запущенный в 2015 г. в Захре (фотогальванические панели), мини-ветровая ферма на западе Кувейта (ветровые турбины). К 2030 г. Кувейт планирует довести долю НВИЭ до 15% в электрогенерации. Упор делается на фотовольтаику (3,5 ГВт), солнечную концентрированную энергию (1,1 ГВт) и ветровую энергию (3,1 ГВт).

В настоящее время весь спрос на электроэнергию покрывается за счет нефти, нефтепродуктов и природного газа. В краткосрочной перспективе, по нашему мнению, в результате низких цен на нефть и зачаточного состояния развития НВИЭ в стране, приоритетными источниками электроэнергии останутся нефть и нефтепродукты.

США занимают второе место по потреблению ВИЭ в электроэнергетике после Китая. Цели по развитию США ставятся отдельно в каждом штате, учитывая его особенности и возможности. Так в штате Калифорния благодаря идеальным условиям для развития солнечной энергии и развитой инфраструктуре для передачи энергии осуществляется солнечная программа. К 2020 г. планируется ввести следующие мощности: гидроэнергия 102,3 ГВт, биомассы 14,2 ГВт, ветровая энергия 92,4 ГВт, фотоэлектричество 53,7 ГВт.¹⁰⁶

Ожидается, что солнечная, гидро и ветровая энергия будут вытеснять атомную промышленность, которая занимает значительную долю в электроэнергетике страны. Однако в отличие от солнечной энергии гидроэнергия и геотермальная более капиталоемки и имеют территориальные ограничения, поэтому наибольшее развитие сейчас получает именно солнечная энергия.

¹⁰⁵ Kuwait Institute for Scientific Research (KISR) - Renewable Energy Technology Program.

¹⁰⁶ EIA renewable energy - Medium-Term Market Report 2015.

Пакистан в 2011 г. принял новую политику в области альтернативных и возобновляемых источников энергии. Основными целями данной политики выступают: развитие НВИЭ, в первую очередь в слаборазвитых и удаленных районах, и введение стимулов для привлечения инвестиций.¹⁰⁷ Правительство планирует довести долю использования НВИЭ до 10% к 2020 г.

Развитие НВИЭ в стране только началось, поэтому говорить с высокой вероятностью, как поменяется структура потребления в электроэнергетике нельзя. В 2014 г. из нефтепродуктов получалось до 50% всей электроэнергии в стране. Страна имеет амбициозные планы по развитию НВИЭ, но их реализация в условиях низких цен на нефть по нашему мнению не реалистична.

В **Мексике** в 2013 г. прошла конституционная реформа энергетической системы, результатами которой стало принятие дополнительных законов, регулирующих развитие НВИЭ. В данный момент принят пятнадцатилетний план до 2027 г., в результате которого доля использования ВИЭ увеличится до 35%. Возобновляемые источники, по мнению правительства страны, послужат движущей силой для экономического роста и увеличения потребления энергии населением.¹⁰⁸ В 2014 г. была принята специальная программа по использованию возобновляемых источников. Цель программы — увеличить мощности ВИЭ до 23,3 ГВт к 2018 г., включая: гидроэнергию 13 ГВт, ветровая энергия 9 ГВт, геотермальная энергия 1 ГВт, биомассы 0,8 ГВт и фотovoltaика 0,6 ГВт. Реализация программы позволит обеспечить удаленные территории и отключить от общей сети часть текущих домохозяйств.

Мексика осуществляет крупную программу по развитию НВИЭ в электроэнергетике. К 2020 г. Согласно планам страны в среднесрочной и долгосрочной перспективе будет происходить существенное снижение использование нефтепродуктов в электроэнергетике за счет НВИЭ.

Индия имеет большой потенциал развития НВИЭ. В 2002 г. производилось лишь 3,5 ГВт электроэнергии из возобновляемых источников, в настоящее время – 44,2 ГВт. По оценкам Ministry of

¹⁰⁷ Ministry of Water and Power - Alternative Energy Development Board.

¹⁰⁸ The Secretary of Energy of Mexico - Energy Secretariat.

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

New and Renewable Energy¹⁰⁹, согласно пятилетнему плану¹¹⁰, принятому в 2012 г., к 2017 г. мощности электроэнергии из НВИЭ составят 55 ГВт. А к 2022 г. – 175 ГВт, в том числе биомассы – 10 ГВт, гидроэнергия – 5 ГВт, суммарно фотовольтаика и солнечная концентрированная энергия – 100 ГВт, ветровая энергия – 60 ГВт. В 2010 г. была принята Национальная Солнечная Миссия¹¹¹ (две фазы: 2010-2013 гг., 2017-2022 гг.), одной из целей которых является установка 20 млн. фотоэлектрических солнечных установок за 2010-2022 гг.

Около 80% всей электрогенерации в стране приходится на уголь. Мы считаем, что благодаря программам, проводимым в стране, а также привлечению дополнительного финансирования в ближайшее время будет происходить сокращение доли в первую очередь угля, а также нефтепродуктов, в электроэнергии за счет НВИЭ. Конкурентом НВИЭ выступает природный газ, который также имеет большие перспективы в Индии.

Бразилия, начиная с 2004 г., использует систему аукционов для закупки электроэнергии. После внесения изменений в 2007 г., на аукционах начали торговаться НВИЭ¹¹²: с 2008 г. мощности на основе биомассы, с 2009 г. на основе ветровой энергии. Сейчас на аукционах участвуют также крупные проекты по гидроэнергии (с начала с 2010-х годов) и фотовольтаики (с 2014 г.). Контракты на поставку электроэнергии заключаются на удовлетворение растущего спроса в будущем, поэтому они имеют обязательства о начале поставок либо через три года, либо через пять лет. Сами контракты заключаются сроком от 20 до 30 лет (гидроэлектростанции на 30 лет, ветровая энергия и биомасса на 20 лет). Это обусловлено тем, что в декабре 2010 г. Министерство горнодобывающей промышленности и энергетики Бразилии утвердило новый энергетический план 2010-2020 гг., который предполагает сокращение строительства электростанций работающих на ископаемых ресурсах, и расширение использования НВИЭ. На реализацию этого плана было выделено 420,2 млрд. евро. По этому плану Бразилия должна увеличить мощности к 2020 г.:

¹⁰⁹ Ministry of New and Renewable Energy - Presentations on Renewable Energy.

¹¹⁰ Planning Commission Government of India - Twelfth Five Year Plan (2012–2017).

¹¹¹ Ministry of New and Renewable Energy - Presentations on Renewable Energy.

¹¹² The Ministry of Mines and Energy (MME, Brazil).

гидроэнергии до 116,7 ГВт, малой гидроэнергетики до 7,8 ГВт, биомассы до 8,5 ГВт, ветровой энергии до 6 ГВт. Также стоит отметить программу Brazil Inova Energia Program¹¹³, принятую в 2013 г. Принятие программы стимулирует сотрудничество и обмен знаниями между компаниями и технологическими институтами в областях smart grid, НВИЭ и гибридных и энергоэффективных транспортных средств через предоставление грантов и льготных кредитов.

Около половины всей электроэнергии в стране получается из ГЭС. В результате проблем, связанных с низким уровнем осадков, последнее время наблюдается снижение потребления гидроэнергии в Бразилии за счет увеличения потребления природного газа, угля и нефти. Это послужит дополнительным стимулом к развитию НВИЭ. Тем не менее, в ближайшее время существенного увеличения доли НВИЭ в электроэнергии не произойдет, что связано с тяжелой экономической ситуацией в стране.

Индонезия в 2007 г. приняла энергетический закон № 30/2007 (EL7)¹¹⁴, который установил основные правила для развития НВИЭ в электроэнергетике. Закон распределил обязанности и полномочия между правительством, парламентом и региональными и местными властями. В 2014 г. парламент пересмотрел национальный план развития электроэнергетики, главными целями которого были объявлены обеспечение энергетической независимости Индонезии, оптимизация в потреблении НВИЭ, угля и природного газа, а также рассмотрены возможности развития ядерной энергетики. Согласно плану, Индонезия ставит перед собой цели увеличить использование НВИЭ в электроэнергетике в одиннадцать раз к 2025 г. за счет наращивания мощностей на основе геотермальной энергии (12,6 ГВт), гидроэнергии (2 ГВт), фотовольтаики (156,8 МВт), ветровой энергии (100 МВт).

Хорошим показателем является то, что почти треть всей электроэнергии Индонезии получается из НВИЭ. В среднесрочной и долгосрочной перспективе доля НВИЭ значительно вырастет за счет угля и нефтепродуктов, согласно планам предоставленным страной.

¹¹³ National Development Bank - Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social (BNDES).

¹¹⁴ Indonesia - Energy Law No. 30/2007 (EL7).

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

Венесуэла приняла в 2013 г. «Plan de la patria»¹¹⁵, целью которого является «становление Венесуэлы как лидера Латинской Америки» в социальной, экономической и политической сфере за период 2013-2020 гг. Достигнуть эти цели правительство страны планирует за счет развития эффективных энергетических технологий, в том числе внедрение технологий использования НВИЭ. Проводится политика обеспечения изолированных и сельских территорий возобновляемыми источниками энергии, в том числе ветровой энергией и солнечной. Планируется обеспечивать потребление энергией из возобновляемых источников 613 МВт в период 2013-2020 гг., в том числе ветровой энергией 500 МВт.¹¹⁶

Развитие НВИЭ в Венесуэле будет постепенно способствовать вытеснению нефтепродуктов из электроэнергетики. Но значительные доли останутся за гидроэнергией и природным газом. Перспективы электроэнергетики являются высоко неопределенными из-за экономического кризиса в стране.

Египет еще в 2008 г. принял план по генерации до 20% электроэнергии в стране из НВИЭ, причем 12% из энергии ветра. Осуществлять этот план на тот момент предполагалось за счет государственных инвестиций и привлечения иностранных инвесторов. Также чтобы стимулировать производство энергии из НВИЭ был принят закон о возобновляемых источниках энергии (Decree № 203/2014), который ввел различные льготные тарифы, установил конкурентный механизм торгов и разрешил продавать электроэнергию на внутреннем и внешнем рынке даже мелким производителям. В 2015 г. прошли аукционы на разработку проектов в регионе Западный Нил: ветровой энергии (250 МВт), фотовольтаики (200 МВт) и солнечной концентрированной энергии (50 МВт)¹¹⁷. Планируется довести долю ветровой энергии в общей генерации до 12% или 7,2 ГВт к 2020 г., гидроэнергии – до 2,8 ГВт, фотовольтаики – до 220 МВт (700 МВт к 2027 г.), солнечной концентрированной энергии – до 1,1 ГВт (2,8 ГВт к 2027 г.).

Доля природного газа составляет более 70% в совокупной электрогенерации, доля же нефтепродуктов около 20%. Согласно

¹¹⁵ Republica bolivariana de venezuela - asamblea nacional.

¹¹⁶ Ministerio del Poder Popular Para la Energía Eléctrica.

¹¹⁷ Ministry of Electricity and Energy of Egypt – Tenders.

статистике 2014 г. НВИЭ составляет лишь малую часть всего энергобаланса и по результатам проводимых аукционов лишь малая часть оказалась законтрактована. Поэтому мы считаем, что планы по производству энергии из НВИЭ к 2020 г. сбудутся лишь на четверть.

Аргентина с начала текущего года начала принимать активное участие в развитии НВИЭ. Еще с 2005 г. правительство заинтересовалось разработками ветровой энергетики, но развития данное направление не получило. Сейчас основным видом ВИЭ, используемым в энергетике является гидроэнергия. Принятые в 2016 г. указ 531 и закон 27.191 установили налоговые стимулы для независимых производителей электроэнергии, финансирование которых будет осуществляться из фонда для стимулирования НВИЭ Fondo para el Desarrollo de las Energias Renovables (FODER). С июля 2016 г. в Аргентине стартовала система аукционов на электроэнергию¹¹⁸. На аукционе торговались ветровая энергия (3,5 ГВт), солнечная энергия (2,8 ГВт). Законтрактованными оказалась лишь малая часть всех торгов, а именно 0,7 ГВт ветровой и 0,4 ГВт солнечной энергии, что в 6 раз меньше запланированных на 2016 г. ранее объемов НВИЭ.

Аргентина постепенно будет наращивать производство энергии из НВИЭ, тем не менее, ожидать сильного увеличения доли без интереса со стороны инвесторов, как это показали проведенные торги 2016 г., не приходится.

Ливия с 2007 г. занимается разработкой и реализацией проектов, связанных с НВИЭ. Первоначальный план, разработанный Renewable Energy Authority of Libya (REAOL), ставил перед собой цель достичь доли использования НВИЭ в электроэнергетике в 10% к 2020 г., но в настоящее время план был пересмотрен в сторону уменьшения до 7%. Часть электроэнергии к 2020 г. ожидается получать с помощью фотовольтаики — 344 МВт (844 МВт к 2025 г.), солнечной концентрированной энергии — 125 МВт (375 МВт к 2025 г.) и ветровой энергии — 600 МВт (1 ГВт к 2025 г.).

В связи с продолжающимися боевыми действиями на территории страны невозможно нарастить экспорт нефти, развитие НВИЭ в стране под вопросом.

¹¹⁸ The renewable energy auction programme of Argentina (RenovAr).

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

Куба с 2006 г. приняла решение об изменении вектора развития в сторону «Энергетической революции» (Energy Revolution). Правительство собирается увеличивать мощности на основе биомассы, солнечной энергии и малых гидростанций. Havana Energy совместно с Министерством Сахара имеет договоренности о создании пяти электростанций мощностью 32 МВт, работающих на отходах сахарного завода. 56 действующих сахарных заводов по оценкам могут покрыть 50% текущей потребности в энергии. Большое количество рек способствует возможному развитию малой гидроэнергетики. Сейчас Куба сотрудничает с английской турбинной компанией Gilbert Gilkes & Gordon Ltd, но в будущем планирует совместное производство на территории страны малых турбин мощностью 30 МВт.¹¹⁹

Планы страны по развитию НВИЭ вполне реальны за счет малых и средних предприятий. В 2014 г. более 80% общей электрогенерации получалось за счет сжигания нефти и нефтепродуктов и лишь 6% электроэнергии получалось из НВИЭ. Куба собирается увеличить получение энергии из НВИЭ в электроэнергетике до 24% к 2030 г.

Италия в соответствии с директивой ЕС 2009/28 страны-члены ЕС обязались разработать и представить European Commission National Renewable Action Plans (NREAPs) свои планы по НВИЭ, энергоэффективности и сокращению парниковых выбросов в атмосферу до 2020 г. Согласно Министерству экономического развития Италии к 2020 г. 17% потребления электроэнергии должно приходиться на НВИЭ¹²⁰, однако уже в настоящее время эта доля составляет 28%. Мощность электроэнергии получаемой из биомассы составит 2,8 ГВт, геотермальной энергии 0,9 ГВт, гидроэнергии 17,8 ГВт, ветровой энергии 12 ГВт к 2020 г., фотовольтаики 23 ГВт к 2017 г.¹²¹ В 2013 г. разработана и принята стратегия развития до 2030 г., одной из главных целей которой является устойчивое развитие НВИЭ.¹²²

Италия постепенно сокращает долю природного газа и нефтепродуктов в общей электрогенерации. Политика, проводимая

¹¹⁹ Havana Energy.

¹²⁰ National action plans, ЕС.

¹²¹ Renewables 2016 Global Status Report.

¹²² Ministry of Economic Development Italy.

страной, направлена на дальнейшее снижение зависимости от внешних поставок газа, таким образом, мы будем наблюдать и дальнейшее увеличение доли НВИЭ в электроэнергетике.

Ливан только недавно начал развивать направление, связанное с НВИЭ. На данный момент составляются атласы ветров и распределения солнечной энергии. Отсутствуют меры государственной поддержки и фонд финансирования проектов НВИЭ, однако используется система кредитования под низкий процент. В планах Ливана осуществить увеличение мощностей гидроэнергии до 40 МВт и ветровой энергии до 400-500 МВт.

На данный момент реализованных проектов НВИЭ в стране нет, вся электроэнергия получается за счет сжигания нефтепродуктов.

В настоящее время в **России** наиболее из НВИЭ распространено использование энергии ветра, солнца и малых гидропроектов. Мощности ТЭС России в электроэнергетике на 1 января 2016 г. составляют 160 ГВт, ГЭС – 48 ГВт, ВЭС – 10 МВт. Основное направление развития ВИЭ – Дальний Восток (Камчатский край, Сахалинская область). В основном реализацией проектов возобновляемых источников занимается компания Русгидро и ее дочерние компании. Многие проекты находятся еще на стадии анализа, проектирования или начала строительства.¹²³ Так же была разработана «дорожная карта развития ВИЭ на территории России до 2035 года», которая должна способствовать расширению сферы применения ВИЭ. Самым крупным в мире может стать проект Пенжинской ПЭС, срок реализации 2020-2035 гг. Так на Пенжинской губе проектируется строительство двух приливных электростанций, максимальная мощность которых может составить до 135 ГВт. Для реализации данного проекта необходимо привлечение крупных инвестиций из расположенных рядом государств (Японии, Китая и Южной Кореи), т.к. возврат инвестиций планируется за счет реализации энергоемкого продукта.

Согласно программе Россия 2030 общее производство ВИЭ к 2020 г. должно составить 6 ГВт или 4,5% от общей мощности.¹²⁴ Доля же НВИЭ в электрогенерации будет постепенно расти за счет

¹²³ Группа «Русгидро».

¹²⁴ Министерство Энергетики России.

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

реализации строящихся проектов и помощи государства, но без дополнительного привлечения инвестиций развитие будет осуществляться медленными темпами.

Иордания ставит перед собой амбициозные цели по развитию НВИЭ. Планируется, что доля НВИЭ в общем энергобалансе составит 10% к 2020 г. или 2 ГВт на основе солнечных и ветровых проектов. Уже сейчас Иордания использует фотоэлектрические панели для обеспечения удаленных деревень и сельских местностей, около 15% всех домохозяйств оснащены солнечными системами. Проекты солнечной энергии реализуются в Акабе и юго-восточной части страны. К 2020 г. ожидается увеличить мощности фотовольтаики до 300 МВт, солнечной концентрированной энергии до 300 МВт. Активное проведение аукционов позволяет привлечь инвесторов и стимулирует развитие НВИЭ. В настоящее время в стране работает три ветровых электростанции Ibrahimiyah, Hofa и Tafila. Планируется увеличить мощности ветровой энергии до 1,2 ГВт к 2020 г.

Согласно планам, в 2015 г. доля НВИЭ в электроэнергетике должна была составить 7%. Однако страна по прежнему продолжает сжигать нефтепродукты из-за их дешевизны.

Южная Корея приняла национальную стратегию Green Growth на период с 2009 по 2050 гг., которая основана на интенсивном экономическом росте Кореи и увеличении доли использования НВИЭ в электроэнергетике. На данный момент значимую долю в потреблении электричества Кореи занимает атомная энергетика. В январе 2012 г. правительство страны приняло новую тарифную систему с целью ускорения развития НВИЭ¹²⁵, требуя от 13 крупнейших энергетических компаний, мощности которых превышают 500 МВт, увеличить использование НВИЭ в электроэнергетике за период 2012-2024 гг. (таблица 5). Результатом проводимых мер должно стать увеличение к 2030 г. потребления НВИЭ: геотермальной энергии до 2 МВт·ч/год, гидроэнергии до 11,8 МВт·ч/год, фотовольтаики до 2 МВт·ч/год, солнечной концентрированной энергии до 2 МВт·ч/год и ветровой энергии до 16,6 МВт·ч/год.

¹²⁵ Korea Energy Management Corporation(KEMCO) - Renewable Portfolio Standards (RPS).

Таблица 5.

Южная Корея: ежегодные цели по выработке энергии из НВИЭ, %

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2	2,5	3	3	3,5	4	4,5	5	6	7	8	9	10

Источники: Korea Energy Management Corporation (KEMCO).

Не смотря на государственные меры стимулирования развития НВИЭ, реальная доля возобновляемых источников в электроэнергии составляет менее 1%. Что существенно отстает от заявленных ранее. Основными энергоресурсами остаются уголь и гидроэнергия.

Испания, согласно директиве ЕС2009/28, обязалась увеличить долю электроэнергии, получаемой из ВИЭ, до 22,7% к 2020 г.¹²⁶ Однако, согласно отчету Европейской комиссии, Испании удастся достичь показателя лишь в 20%. В конце 2015 г. в Испании завершился первый аукцион на использование НВИЭ: 500 МВт береговой ветровой энергии и 200 МВт биоэнергии.¹²⁷ Аукцион вызвал большой интерес со стороны крупных инвесторов. По данным Spanish NREAP¹²⁸ к 2020 г. мощности достигнут следующих показателей: гидроэнергия 22,3 ГВт, фотовольтаика 8,3 ГВт, солнечная концентрированная энергия 5 ГВт, ветровая энергия 35 ГВт, биомассы 1,6 ГВт. Основной упор из-за географических особенностей страна делает на ветровую и гидроэнергию.

Ситуация в Испании схожа с Италией, которая также стремится получить энергетическую независимость от других стран. Испания имеет все возможности для реализации поставленных перед собой задач.

По оценкам Национальной комиссии развития и реформ **Китая**, страна к 2020 г. должна увеличить долю электроэнергии, получаемой из ВИЭ, до 30%. Для этого привлекаются инвестиции в развитие гидро, ветровой, солнечной энергии и фотовольтаики. Так Китай планирует увеличить к 2017 г. мощности фотовольтаики до 70 ГВт, ветровой береговой энергии до 150 ГВт, а к 2020 г.

¹²⁶ National action plans, EC, op. cit.

¹²⁷ MINETUR, Secretary of State for Energy.

¹²⁸ Spanish NREAP.

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

солнечной энергии до 100 ГВт, ветровой энергии до 200 ГВт. Развитие ветровой энергии будет проходить в северо-западных, северных и северо-восточных районах, потенциал ветровой энергетики которых максимален. Использование энергии биомассы будет осуществляться в районах производства зерна и хлопка, а также лесных районах. Выработка солнечной энергии и фотоэлектричества осуществляется в провинциях Цинхай и Ганьсу, автономных областях Синьцзян-Уйгурской и Внутренней Монголии, имеющих участки неиспользуемой земли и высокие солнечные показатели.¹²⁹ Каждый год выходят целевые установки на увеличение мощностей, которые будут добавлены в новом году и регулирование системы распределения. На данный момент при распределении энергии приоритет отдается местным сетям, излишки отправляются в общую сеть. Также интересным является тот факт, что многие китайские компании участвуют в развитии НВИЭ в других странах, например Японии. Компания Sky Solar строит солнечные электростанции более чем в 20 странах.

Реализация, поставленных перед страной задач, позволит постепенно сократить долю угля в электрогенерации.

Опираясь на статистику национальных стратегий, аналитические заметки и экспертные гипотезы мы оценили возможности стран по развитию НВИЭ в среднесрочной перспективе (таблица 6).

Таблица 6.

Прогноз доли НВИЭ в общей генерации электроэнергии в 2020 г., %

Страна	Доля НВИЭ
Саудовская Аравия	0
Ирак	0
Япония	10
Иран	0
Кувейт	0
США	8
Пакистан	0
Мексика	11

¹²⁹ China Internet Information Center - China's Energy Policy 2012, State Council.

Страна	Доля НВИЭ
Индия	10
Бразилия	14
Индонезия	30
Венесуэла	1
Египет	3
Аргентина	6
Ливия	2
Куба	12
Италия	34
Ливан	0
Россия	2
Иордания	0
Корея	2
Испания	20
Китай	5

Источник: Расчеты авторов.

Для Саудовской Аравии при ценах на нефть в 50-60 долларов за баррель будет невыгодно переходить на НВИЭ, поэтому увеличение доли НВИЭ в электроэнергетике до 2020 г. не произойдет. Зато будет расти доля природного газа и атомной энергии в результате строительства новых электростанций в Саудовской Аравии и ОАЭ. Остальные страны Персидского Залива только начинают развивать НВИЭ. Ощутимое сокращение доли нефти в электроэнергетике этих стран в ближайшее время происходить не будет.

Из стран Ближнего Востока стоит выделить Египет, который собирается активно использовать НВИЭ в электроэнергетике и повысит свою долю к 2020 г. до 3%, и Ливию – 2%.

Так же увеличатся доли НВИЭ в электрогенерации в азиатских странах АТР. Крупнейший потребитель ВИЭ Китай увеличит свою долю в электроэнергетике до 5% и скорее всего в ближайшие десятилетия будет осуществляться медленное сокращение доли угля и нефти за счет НВИЭ.

Также активно развитие НВИЭ происходит в странах Латинской Америки, правда последнее время наблюдается

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

снижение потребления электроэнергии из ВИЭ в Бразилии за счет увеличения потребления природного газа, угля и нефти в результате низкого уровня осадков.

Наиболее показательные результаты показывают страны Западной Европы, целью которых является энергетическая безопасность и независимость от нефти и природного газа, чьи доли уменьшаются каждый год. Так увеличение долей потребления НВИЭ в энергетике Италии и Испании вырастет до 34% и 20% соответственно.

Россия же имеет огромный потенциал для развития НВИЭ и сокращения доли нефти в электрической генерации, но из-за отсутствия достаточных инвестиций, развития технологий и обширных территорий проекты не получают дальнейшей реализации. Имеющихся мощностей достаточно для покрытия сторнирующего спроса.

Процесс замещения нефти в электроэнергетике будет продолжаться. Ускорение данного процесса могут обеспечить высокие цены на нефть, а также решения, принимаемые руководством страны. Проблемой НВИЭ является непостоянство генерации как в течении дня/года, так и в среднесрочной перспективе. Примером является Бразилия, где в результате отсутствия обильных осадков, количество энергии вырабатываемой гидростанциями значительно упало и произошло увеличение потребления природного газа, угля и нефти. Авторы полагают, что в краткосрочной перспективе развитие НВИЭ будет замедленным, но в долгосрочной перспективе данный вид электроэнергии займет значительным позиции, вытесняя нефть и уголь.

Согласно прогнозам электробалансов стран мира, выполненных в Центре энергетических исследований ИМЭМО РАН, можно оценить динамику использования нефти и нефтепродуктов в мировой электроэнергетике вплоть до 2030 г. включительно (таблица 7).

Таблица 7.

Прогноз объемов потребления нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, млн. тонн н.э. (страны ранжированы по показателям 2014 г.)

	2010 факт	2014 факт	2020 прогноз	2030 прогноз
Саудовская Аравия	35	42	26	22
Ирак	14	23	19	19
Япония	19	22	21	10
Иран	13	17	20	17
Кувейт	10	10	11	12
США	11	9	10	3
Пакистан	8	9	9	9
Мексика	11	9	12	8
Индия	7	8	6	10
Бразилия	4	8	3	3
Индонезия	8	6	16	17
Венесуэла	5	6	6	5
Египет	5	5	9	11
Аргентина	4	5	5	5
Ливия	5	4	6	6
Куба	5	4	6	6
Италия	7	4	7	2
Ливан	3	4	5	5
Россия	4	4	4	4
Иордания	1	4	-	-
Южная Корея	5	4	5	4
Испания	3	3	3	1
Китай	4	2	1	0
Всего 23 страны	191	212	210	179

Источники: Международное энергетическое агентство (факт) и ЦЭИ ИМЭМО (прогноз).

В 23 странах с крупным нефтяным сектором в электроэнергетике вплоть до 2020 г. ожидается стабилизация

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

абсолютных объемов использования нефти и нефтепродуктов. Их потребление начнет снижаться только после 2020 г., в 2030 г. объем сжигания нефти в электроэнергетике снизится до 179 млн. тонн н.э., что на 16% ниже в сравнении с 2014 г. Наибольший вклад в это снижение внесут Саудовская Аравия и Япония. В Иране, Кувейте, Пакистане, Мексике, Венесуэле, Аргентине, России, Южной Корее объемы сжигания нефти в электроэнергетике практически не изменятся. В Индии, Индонезии и Египте этот показатель может увеличиться.

Перспективы продвижения природного газа в транспортном секторе

Оценим возможные масштабы использования природного газа в транспортном секторе, где газ выступает конкурентом нефтяных топлив. Отдельно будет рассмотрена ситуация в морском транспорте.

В работе рассмотрены такие крупные потребители нефтепродуктов в транспортном секторе как США и Европа, которые реализуют целевые программы по замещению использования нефтепродуктов природным газом.

Также в некоторых развивающихся странах продвижение природного газа (в основном компримированного газа) в качестве субститута нефти обусловлено целенаправленной политикой властей, которые субсидируют низкие цены на газ (Иран, Пакистан, Индия) и/или законодательно закрывают некоторые субсектора транспорта для нефтяных топлив (например, такси в Дели могут использовать только газ).

США

Созданию объективных предпосылок для ускоренного продвижения газа в качестве топлива в транспортном секторе способствовала американская «сланцевая революция», одним из результатов которой стало существенное снижение цен на природный газ в США (рисунок 1).

* - для США использованы цены WTI и Henry Hub; для Европы – цены Brent и Heren NBP Index.

Рисунок 2. Динамика отношения цены природного газа к цене нефти в США и Европе (в энергетическом эквиваленте) %.

Источник: расчеты автора по данным CME Group (NYMEX).

Согласно данным Администрации энергетической информации министерства энергетики США, в 2015 г. на природный газ пришлось всего 0,2% от общего объема потребления топлив транспортным сектором (рисунок 3). При этом основными потребителями газа на транспорте были тяжелые грузовики (54% всего потребленного газотранспортом), легковые автомобили (23%) и автобусы (22%) (таблица 8).

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

Рисунок 3. США: прогноз доли природного газа в совокупном потреблении топлив транспортом, %.

Источник: рассчитано по прогнозу U.S. Energy Information Administration.

**Таблица 8.
США: доля субсекторов в совокупном потреблении природного газа транспортным сектором, %**

	2015 факт	2020 факт	2030 прогноз	2040 прогноз
Легковые автомобили	23%	33%	13%	4%
Тяжелые грузовики	54%	41%	28%	58%
Ж/Д (только СПГ)	0%	1%	35%	25%
Речной транспорт (только СПГ)	0%	1%	0%	0%
Автобусы	22%	22%	20%	10%

Источники: расчеты автора по прогнозу U.S. Energy Information Administration.

Согласно прогнозам, к 2020 г. на природный газ придется 0,3% всех топлив, потребленных транспортным сектором, к 2030 г. – 0,7%. Порог в 1% этот показатель достигнет только в 2034 г. При

этом с начала 2030 годов потребление газа в транспортном секторе будет расти опережающими темпами. Природный газ вытеснит в транспортном секторе в 2020 г. до 2 млн. тонн н. э., в 2030 г. – 4,2 млн. тонн н.э. (таблица 9).

Таблица 9.

США: оценка объемов нефти, вытесняемой из транспортного сектора природным газом, млн. тонн н.э.

Год	Объемы вытесненной нефти	Год	Объемы вытесненной нефти
2014	1,5	2028	3,4
2015	1,6	2029	3,8
2016	1,7	2030	4,2
2017	1,8	2031	4,7
2018	1,9	2032	5,3
2019	2	2033	6
2020	2,1	2034	6,8
2021	2,1	2035	7,8
2022	2,2	2036	9
2023	2,3	2037	10,3
2024	2,4	2038	11,7
2025	2,6	2039	13,3
2026	2,8	2040	14,8
2027	3		

Источник: расчеты автора по прогнозу U.S. Energy Information Administration.

При этом EIA считает, что до 2020 г. основной прирост спроса на природный газ со стороны транспорта обеспечат легковые автомобили, а в период 2020–2030 гг. – тяжелые грузовики (включая мусоровозы), а также железнодорожные локомотивы, так как из-за сравнительной дешевизны газа железным дорогам будет выгодно переводить локомотивы с дизельного топлива на природный газ.

Европа

Замещение нефти газом в европейских странах подталкивает экологическая политика. В странах Евросоюза потребление природного газа (практически исключительно компримированного,

Глава 8. Перспективы продвижения новых возобновляемых источников энергии и природного газа в электроэнергетике и транспорте

или сжатого) на транспорте заметно выросло с начала 2000-х годов и в 2008 г. достигло 3,1 млн. тонн н.э. В 2011 г. потребление газа на транспорте, заметно просевшее в результате финансово-экономического кризиса 2008/2009 г., восстановилось до 3,2 млн. тонн н.э., а в 2013-2014 гг. увеличилось до 3,5 млн. тонн н.э. Причины стабилизации спроса на природный газ со стороны транспорта – сравнительная дороговизна газа на европейском рынке, а также определенное исчерпание государственных мер поддержки потребителей газа (кредиты и бонусы покупателям транспортных средств на газовом двигателе).

Примерно одна треть всего европейского потребления газа транспортом приходится на Италию (34%) и еще около одной пятой на Германию (14%). Вместе эти две страны обеспечивают половину общеевропейского потребления газа в транспортном секторе. Сравнительно крупные объемы газа в транспорте потребляются также в Болгарии, Польше, Австрии и Франции.

Согласно прогнозам Еврокомиссии, доля природного газа в структуре топлив, используемых в дорожном транспорте, начнет расти только после 2020 г. К 2030 г. она возрастет до 1%.

Перспективы СПГ в морском транспорте

В силу отраслевой специфики и особенностей расчета глобальных статистических баз процесс продвижения природного газа в морском транспорте целесообразно анализировать отдельно.

В последние 10–15 лет экологическая политика национальных и международных регуляторов сформировала предпосылки для использования природного газа в морском транспорте.

Главным фактором, стимулирующим продвижение природного газа в водном транспорте, в первую очередь морском, являются требования регуляторов по выбросам в атмосферу серы. Обязывающие решения по выбросам морского транспорта были приняты Международной организацией по морскому транспорту в 2005 г., с тех пор постепенно внедряется. С 2012 г. для любых морских перевозок введен потолок на выбросы серы в 3,5% в бункерном топливе (таблица 10). 27 октября 2017 г. принято решение об ужесточении потолка выбросов до 0,5% к 2020 г. В

специальных морских зонах Европы (Балтийское и Северное моря), США и Канады уже введены существенно более строгие стандарты – 0,1% (введен с 1 января 2015 г).

Таблица 10.

Международные стандарты по выбросам серы топливом, используемым морским транспортом, %

	Специальные морские зоны*	Мир
2000	1,5%	4,5%
2010	1%	4,5%
2012	1%	3,5%
2015	0,1%	3,5%
2017	0,1%	0,5%

* – Балтийское и Северное моря, Мексиканский залив.

Источник: International Marine Organization.

Количественные оценки будущего использования газа морским транспортом сильно различаются. Основным препятствием для внедрения газа являются огромные масштабы инвестиций, необходимых для модернизации действующих и строительства новых судов с газовым двигателем. Неопределенность дополнительно повышается из-за того, что судовладельцы и перевозчики имеют в своем распоряжении альтернативу использованию газа. Такой альтернативой является оборудование судов специальными уловителями серы и других выбросов (scrubbers). В пользу какого варианта адаптации к новым стандартам по выбросам склонятся судовладельцы, пока неясно.

Наиболее фундированные сценарии динамики спроса на природный газ в морском транспорте, показывают, что к 2020 г. доля природного газа в совокупном объеме топлив, потребляемых морским транспортом, может составить от 0 до 6% (рисунок 4). В 2030 г. эта доля может возрасти до 5,5–11%.

Максимальный абсолютный объем использования газа морским транспортом может достичь 40 млн. тонн н.э. в 2020 г. и 48 млн. тонн н.э. в 2030 г. Однако, может реализоваться и сценарий, при котором природный газ вообще не будет использоваться до 2020 г. включительно, а его потребление в 2030 г. составит только 19 млн. тонн н.э.

Рисунок 4. Сценарные прогнозы доли природного газа (СПГ) в совокупном объеме топлив, потребляемых морским транспортом, %.

Источник: Lloyd's Register Marine.

С рыночной (ценовой) точки зрения процесс замещения нефти природным газом обоснован только в тех странах, где цена газа существенно ниже цены нефти (в энергетическом эквиваленте). Поэтому значительные возможности заместить нефть природным газом имеются только в США.

В целом процесс продвижения природного газа в транспортном секторе будет эволюционным. Ускорить этот процесс может увеличение платы за выбросы парниковых газов.

Таким образом, в наиболее вероятных сценариях развития следует ожидать дальнейшего снижения использования нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, и усиление тенденций к вытеснению нефти и нефтепродуктов из структуры энергоисточников в транспортном секторе. Чем выше окажутся темпы мирового экономического роста и цена нефти, тем быстрее будут разворачиваться эти тенденции. Справедливо и обратное.

Глава 9

Крупнейшие инвестиционные банки на рынках «бумажной» и физической нефти

Настоящая глава посвящена деятельности крупных банков, которые выступают главным связующим звеном между рынками физической и «бумажной» нефти.

Современный мировой рынок нефти имеет дуальную структуру: рынок физической нефти тесно интегрирован в рынок «бумажной» нефти¹³⁰. Нефтяные деривативы широко используются как компаниями, связанными с производством, переработкой, торговлей и потреблением сырой нефти и нефтепродуктов для хеджирования ценовых рисков, так и инвестиционными фондами, пенсионными фондами, страховыми компаниями и другими институциональными инвесторами, которые через сырьевые свопы диверсифицируют свои портфели активов. Круг участников рынка нефтяных деривативов охватывает также и финансовых игроков, совершающих краткосрочные спекулятивные операции с целью извлечения прибыли.

В современной системе ценообразования на нефть финансовый рынок играет ключевую роль. Ценовые формулы в большинстве долгосрочных и спотовых контрактов на поставку физической нефти содержат в качестве основной компоненты либо непосредственно котировки глобальных фьючерсных контрактов на Brent и WTI, либо спотовые индексы Brent, WTI и Dubai, рассчитываемые специализированными котировальными агентствами Platts и Argus. При этом методология расчета спотовых индексов также в значительной степени опирается на фьючерсные котировки. Таким образом, динамика цен на фьючерсном рынке, формирующаяся под воздействием множества факторов, в том числе информационных сигналов с рынка физической нефти, сразу же отражается в ценах на нефть по всему миру.

¹³⁰ Жуков С.В., Копытин И.А., Масленников А.О. Интеграция финансового и нефтяного рынков: влияние на процесс ценообразования на нефть. М.: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 2012.

Динамика рынка «бумажной» нефти

Рынок «бумажной» или «финансовой» нефти состоит из двух сегментов – биржевого и внебиржевого. Несмотря на мировой финансовый кризис 2008–2009 гг., а также обвальное снижение нефтяных котировок в конце 2014–2015 гг., биржевой рынок «бумажной нефти» продолжает стремительно развиваться. Совокупный объем торгов фьючерсами и опционами на нефть на двух крупнейших биржах NYMEX и ICE¹³¹ в 2015 г. составил 510 млн. контрактов, что в 1,8 и почти 5 раз превышает показатели 2008 и 2005 гг. соответственно. В первом полугодии 2016 г. биржевой оборот нефтяных деривативов превзошел свое значение за аналогичный период прошлого года на 23% (рисунок 1).

* - по данным за январь-июнь.

Рисунок 1. Динамика биржевой торговли на рынке бумажной нефти.

Источники: рассчитано по данным CME Group, Intercontinental Exchange и BP.

¹³¹ На двух биржах – входящей в холдинг CME Group нью-йоркской NYMEX и лондонской ICE Futures Europe – сосредоточено более 98% всей глобальной биржевой торговли фьючерсами на сырую нефть (Масленников А. О., Мировая система биржевой торговли нефтяными фьючерсами: новейшие тенденции. Деньги и кредит №3, 2015.).

На внебиржевом рынке, напротив, наблюдается устойчивое снижение объемов операций в денежном выражении, что частично имеет статистическую природу из-за снижения нефтяных котировок в конце 2014–2015 гг., но также связано с ужесточением регулирования этого рыночного сегмента, длительное время находившегося вне поля ответственности экономических регуляторов. Введение обязательного клиринга для большинства внебиржевых свопов, а также ограничение деятельности банков на рынке внебиржевых деривативов привело к значительному удорожанию этих операций¹³². За последние пять лет номинальный объем внебиржевого рынка всех сырьевых деривативов, за исключением драгоценных металлов, по оценке Банка международных расчетов, сократился с 2,6 трлн. долл. в июне 2011 г. до 1 трлн. долл. в декабре 2015 г. (рисунок).

Рисунок 2. Номинальный объем внебиржевых свопов на сырьевые товары, за исключением драгоценных металлов, и цена нефти.

Источник: рассчитано по данным Банка международных расчетов.

¹³² Масленников А.О. Крупнейшие мировые банки на рынке нефтяных деривативов // Мировая экономика и международные отношения. 2015. № 9. С. 69-79.

Глава 9. Крупнейшие инвестиционные банки на рынках «бумажной» и физической нефти

Спрос на биржевые нефтяные деривативы растет у всех категорий участников рынка (рисунок 3). За последние пять лет так называемые «коммерческие» участники рынка нарастили свои совокупные позиции по фьючерсам и опционам на Brent и WTI в июне 2016 г. на 68% по сравнению с июнем 2011 г. К этой группе игроков относятся компании, имеющие прямое отношение к рынку физической нефти и нефтепродуктов, в том числе производители нефти, потребители нефтепродуктов, нефтеперерабатывающие компании и нефтетрейдеры. Совокупные позиции инвестиционных фондов выросли за аналогичный период времени на 66%, прочих финансовых игроков – на 74%, своповых дилеров – на 17%.

Рисунок 3. Динамика совокупных открытых позиций* различных групп участников рынка по фьючерсам и опционам на Brent и WTI на биржах NYMEX и ICE, тыс. контрактов.

* – рассчитывается как среднее длинных и коротких позиций группы.

Источник: рассчитано по данным Банка международных расчетов.

В результате «сланцевой революции» значительно вырос спрос производителей на инструменты хеджирования ценовых

рисков¹³³. Фиксирование цены нефти на один–два года вперед оказалось для них критически необходимым не только чтобы снижать волатильность прибыли, но главным образом в целях привлечения необходимого для проведения буровых работ финансирования. Фактически, именно развитый рынок нефтяных деривативов позволил революции трудноизвлекаемой нефти в Северной Америке реализоваться в наблюдаемом масштабе.

Нефть сохраняет свою привлекательность и как финансовый актив. Различные финансовые институты, в том числе хедж-фонды, пенсионные и страховые фонды и др., держат определенную долю активов своих инвестиционных портфелей в привязанных к сырьевым товарам, прежде всего к нефти, своповых и фьючерсных контрактах. Эта практика получила широкое распространение начиная с первой половины 2000-х годов. В фундаментальном исследовании Gorton и Rouwenhorst в 2006 г. показали, что на длительном инвестиционном горизонте с 1959 по 2004 гг. портфель сырьевых деривативов продемонстрировал такую же среднюю доходность, что и традиционные финансовые инструменты – акции и облигации. Более того, корреляция доходностей сырьевого индекса с традиционными инструментами оказалась отрицательной, поэтому включение сырьевых деривативов в инвестиционный портфель в соответствии с теорией Марковица позволяло существенно улучшить его характеристики с точки зрения соотношения доходности и риска¹³⁴.

В 2015 г. Gorton и Rouwenhorst расширили свое исследование, включив данные с 2005 по 2014 гг. Авторы отмечают, что несмотря на насыщенность анализируемого периода значимыми для рынка сырьевых товаров событиями (подталкивающая рост мировой экономики индустриализация Китая, бум и крах ипотечного рынка в США, крупнейший со времен Великой депрессии мировой финансовый кризис, за которым последовала мягкая монетарная политика и снижение процентных ставок к нулевым отметкам), основные выводы предыдущего исследования сохранили свою актуальность. Премия за риск широкого сырьевого

¹³³ Подробнее этот вопрос рассмотрен в Главе 1 «Технологические и финансовые драйверы «сланцевой революции» в США».

¹³⁴ Gorton G., Rouwenhorst G. Facts And Fantasies About Commodity Futures. Financial Analysts Journal, 2006, v62(2,Mar/Apr), 47-68.

Глава 9. Крупнейшие инвестиционные банки на рынках «бумажной» и физической нефти

индекса в этот период (3,67%) оказалась близка к своему среднему значению за 1959–2004 гг. (5,23%). Доходность сырьевых деривативов в последнее десятилетие продолжала положительно коррелировать с инфляцией, при этом корреляция с другими финансовыми активами, а также между отдельными сырьевыми товарами, хотя и существенно выросла в период финансового кризиса, однако затем опустилась до уровня долгосрочных средних значений¹³⁵.

Одновременно с ростом номинального объема рынка «бумажной» нефти происходит и трансформация его структуры и принципов функционирования под воздействием начавшейся после мирового финансового кризиса масштабной реформы системы регулирования финансовых рынков в США и Европе. Особое внимание регуляторы уделяют ужесточению надзора за деятельностью крупных банков, которые являются системно значимыми институтами. В силу характера и масштаба операций системно значимых банков крах даже одного из них способен спровоцировать кризис всей мировой финансовой системы, что стало очевидно после банкротства Lehman Brothers в 2008 г. Учитывая, что крупнейшие мировые банки являются активными участниками рынков не только «бумажной», но и физической нефти, регулятивная реформа может оказать значительное влияние на эти рынки, в том числе на систему ценообразования на нефть.

Банки на рынке «бумажной нефти»

Крупнейшие банки являются ведущими участниками рынка нефтяных деривативов. Банки выполняют очень важную на современном нефтяном рынке функцию своповых дилеров по внебиржевым деривативам. Банки являются крупнейшими продавцами и покупателями внебиржевых своповых контрактов на нефть¹³⁶, заключаемых в интересах клиентов.

¹³⁵ Bhardwaj, G., Gorton G., Rouwenhorst G. Facts and fantasies about commodity futures ten years later. National Bureau of Economic Research, 2015.

¹³⁶ Здесь и далее под свопами понимаются финансовые инструменты, предусматривающие выплату денежного потока между контрагентами в зависимости от динамики цены базового актива, в данном случае нефти. К таким инструментам не относятся своповые соглашения между отдельными компаниями на обмен правами собственности на физические объемы нефти в различных географических локациях.

Своповые дилеры

Услуги своповых дилеров пользуются высоким спросом среди участников рынка. Именно через внебиржевые своповые контракты предпочитают хеджировать свои риски как компании, работающие на рынке физической нефти, так и финансовые инвесторы (рисунок 4). В отличие от биржевых фьючерсов и опционов, свопы обеспечивают им наибольшую гибкость ведения бизнеса, и при этом не требуют особых навыков и опыта работы на финансовом рынке. Также своповые дилеры оказывают консультационные услуги своим клиентам, предлагая каждому конкретному участнику рынка оптимальную для него стратегию хеджирования.

Рисунок 4. Упрощенная схема взаимосвязи биржевого и внебиржевого рынков нефтяных деривативов.

Источник: составлено автором.

Накопленный крупнейшими банками опыт операций на финансовых рынках, наряду со значительными размерами их капитала, дает им сильные конкурентные преимущества на рынке внебиржевых свопов на сырьевые товары перед небанковскими

организациями. Банки были пионерами на этом рынке. В 1986 г. *Chase Manhattan Bank* стал инициатором и организатором первого нефтяного свопового контракта, при этом банк выступил в роли посредника между сырьевым торгово-производственным холдингом *Koch Industries* и авиакомпаний *Cathay Pathific*¹³⁷.

Среди 67 компаний, зарегистрированных в Комиссии по торговле сырьевыми фьючерсами (CFTC) в качестве своповых дилеров¹³⁸, 49 ведут коммерческий банковский бизнес. Масштабы банковских операций с биржевыми инструментами на сырьевые товары, которые банки используют для хеджирования ценовых рисков по проданным клиентам свопам («вторичное хеджирование»), также говорят о лидирующей роли банков на внебиржевом рынке. Объем открытых позиций банков на бирже NYMEX по фьючерсному контракту на нефть WTI в октябре 2016 г. составлял 45,8% от объема позиций, открытых всей группой своповых дилеров¹³⁹. Если рассматривать только короткие позиции, используемые при хеджировании рисков снижения нефтяных цен, в том числе нефтедобывающими компаниями, то аналогичный показатель составил 58,1%. При этом с середины 2015 г. наблюдается постепенное снижение этого показателя (рисунок 5).

Рисунок 5. Динамика отношения коротких позиций банков к коротким позициям всех своповых дилеров по обращающемуся на NYMEX фьючерсному контракту на WTI.

¹³⁷ Roderick Bruce. Making Markets. *Energy Risk*, July 2009.

¹³⁸ Без учета аффилированных компаний.

¹³⁹ По данным CFTC Bank participation report

(<http://www.cftc.gov/marketreports/bankparticipationreports/index.htm>)

Источники: рассчитано по отчетам CFTC Bank participation report <http://www.cftc.gov/marketreports/bankparticipationreports/index.htm> и Commitments of Traders (<http://www.cftc.gov/Marketreports/CommitmentsofTraders/index.htm>).

Ужесточение регулирования рынка внебиржевых сырьевых деривативов

С момента принятия в США рамочного закона Додда-Франка в 2010 г. регуляторы финансовых рынков далеко продвинулись в усилении контроля над рынком внебиржевых деривативов. Регуляторы преследуют две главные цели: во-первых, пресечь распространенную до кризиса 2008–2009 гг. практику заключения необеспеченных или слабо обеспеченных сделок со свопами; во-вторых, повысить информационную прозрачность внебиржевого рынка, прежде всего для регуляторов.

Законодательно введен обязательный клиринг для стандартизируемых внебиржевых свопов, критериям отнесения к которым удовлетворяет большинство внебиржевых свопов. Аналогично биржевому клирингу, клиринг внебиржевых свопов означает, что участники сделки должны вносить центральному контрагенту гарантийное обеспечение под каждый контракт для покрытия возможных убытков (первоначальная маржа). Также требуется ежедневно доносить денежные средства для компенсации текущих потерь по открытым позициям при их возникновении (вариационная маржа), в противном случае центральный контрагент принудительно закрывает убыточную сделку. Таким образом, требование обязательного клиринга существенно ограничивает как объем позиций, которые участник рынка потенциально может поддерживать, исходя из размера его ликвидных активов, так и его возможности накапливать убытки по открытым позициям. По оценке CFTC, если в 2007 г. только 15% всех свопов в США проходили через клиринг, то в 2015 г. этот показатель вырос до 75%¹⁴⁰.

¹⁴⁰ Testimony of Chairman Timothy G. Massad before the U.S. House Committee on Financial Services. December 8, 2015 (<http://www.cftc.gov/PressRoom/SpeechesTestimony/opamassad-36>)

Глава 9. Крупнейшие инвестиционные банки на рынках «бумажной» и физической нефти

Для тех свопов, которые не подлежат обязательному клирингу, также будут установлены особые требования по формированию соответствующих резервов.

В целях повышения прозрачности рынка закон требует от его крупных участников передавать информацию обо всех заключенных сделках в специальные репозитории данных. Также участники рынка, совершающие большие объемы операций, должны регистрироваться как своповые дилеры или крупные участники свопового рынка.

Внебиржевая торговля свопами, подлежащими обязательному клирингу, за исключением ряда случаев должна быть переведена на специальные своповые торговые площадки, что в совокупности с обязательным клирингом максимально приближает ее к биржевой торговле. Одновременно повышается прозрачность рынка для самих его участников, так как заявки на покупку и продажу соответствующих свопов видны всем участникам торгов. Хотя часть сделок по-прежнему будет заключаться в частном двустороннем порядке, например, когда один из участников сделки имеет право на «исключение для конечного пользователя», информация об этих сделках все равно будет передаваться регуляторам. В первом квартале 2015 г. через специальные своповые торговые площадки было заключено около 55% всех свопов на процентные ставки (в четвертом квартале 2013 г. – 46%)¹⁴¹.

Спекулятивные операции с деривативами

Банки также могут совершать спекулятивные операции с нефтяными деривативами за свой счет, однако вступление в силу принятого в конце 2013 г. «правила Волкера» вынудило их практически полностью отказаться от подобных сделок. Динамика открытых позиций банков на рынке фьючерсных контрактов сильно коррелирует с позициями группы своповых дилеров в целом, что свидетельствует о преобладании дилерских операций банков над спекулятивными (таблица 1).

¹⁴¹ SwapsInfo First Quarter 2015 Review. ISDA.

(<https://www2.isda.org/attachment/NzUzNw==/SwapsInfo%20Q1%202015%20Review%20FINAL.pdf>)

Таблица 1.

Коэффициенты корреляции по приростам длинных и коротких открытых позиций банков с различными группами участников рынка, за период с октября 2014 по октябрь 2016 гг. (по месячным данным).

Корреляция с динамикой позиций группы:	Длинные позиции	Короткие позиции
Своповые дилеры	0,35	0,85
Инвестиционные фонды	0,32	-0,58
Прочие финансовые инвесторы	0,08	-0,02

Источники: рассчитано по отчетам CFTC Bank participation report и Commitments of Traders.

21 июля 2015 г. истек срок переходного периода, в течение которого банки должны были привести свои балансы в соответствие с требованиями «правила Волкера». Закон запрещает банкам, участвующим в системе страхования депозитов населения, осуществлять спекулятивные операции за счет собственных средств с целью извлечения прибыли от краткосрочных ценовых колебаний. Банкам разрешено инвестировать средства в хедж-фонды и другие инвестиционные фонды, но не более 3% капитала первого уровня.

Банки начали сворачивать объемы торговли деривативами за счет собственных средств еще до принятия окончательных норм и правил регулирования. Ряд ключевых и наиболее высокооплачиваемых трейдеров уволились из крупнейших банков, включая Goldman Sachs, JPMorgan, Morgan Stanley и Barclays, и организовали собственные хедж-фонды¹⁴².

Специальное исключение из «правила Волкера» позволяет банкам продолжить дилерскую деятельность на рынке внебиржевых свопов. Однако воспользоваться этим исключением банки могут только при соблюдении целого ряда условий, включая внедрение и независимый аудит специальных корпоративных процедур

¹⁴² Halah Touryalai. Top JPMorgan Prop Trader Leaves To Launch Hedge Fund. (<http://www.forbes.com/sites/halahouryalai/2013/02/15/top-jpmorgan-prop-trader-leaves-to-launch-hedge-fund/#58d7acab5154>)

внутреннего контроля, а также сбор и хранение детальной информации об операциях, что может снизить прибыльность этого бизнеса для банков.

Закон обязывает банки доказывать регуляторам, что сделки со свопами заключаются исключительно в интересах и по запросу клиентов, а сопутствующие операции на смежных рынках проводятся в минимальном объеме, необходимом для хеджирования заключенных свопов. Под особенно пристальный контроль регуляторов ставятся своповые сделки банков с другими банками. Более того, «правило Волкера» предусматривает, что регулятор в индивидуальном порядке может запретить определенным банкам совершать разрешенные законом операции с деривативами, если такие операции являются высоко рискованными, либо сопровождаются конфликтом интересов между банком и его контрагентом, либо угрожают кредитоспособности самого банка или стабильности финансовой системы США¹⁴³.

Банки на рынке физической нефти

Крупные коммерческие банки работают не только на рынке нефтяных деривативов, но и ведут значительный бизнес, связанный с физической нефтью. В 1993 г. банкам впервые было разрешено проводить ограниченный набор операций с сырьевыми товарами на физическом рынке. В частности, банкам было разрешено осуществлять поставку сырьевых товаров по фьючерсным контрактам. Федеральная резервная система США (ФРС) с 2003 г. начала выдавать крупным банкам в индивидуальном порядке специальные разрешения на проведение на физическом рынке так называемых сопутствующих операций, т.е. связанных с деятельностью банков на рынке сырьевых деривативов. В настоящее время такое разрешение имеют 14 банков (таблица 2), при этом объем операций с физическим сырьем не должен превышать 5% от величины банковского капитала первого уровня.

Два банка находятся в исключительном положении: Goldman Sachs и Morgan Stanley имеют специальные разрешения на

¹⁴³ Hammar J., Ireland O. Impact of the Volker Rule on Derivatives Markets. The Review of Banking and Financial Services, Vol. 31 No. 11, November 2015 (<http://www.mofo.com/~media/Files/Articles/2015/11/151100VolckerRuleImpactDerivatives.pdf>)

осуществление ряда запрещенных для других банков видов деятельности, включая добычу, транспортировку, хранение и переработку сырьевых товаров. Этим банкам также установлено более мягкое ограничение на масштаб сырьевого бизнеса – 5% от величины совокупных активов, а не капитала.

В 2006–2008 гг. компания *Morgan Stanley*, зарегистрированная в то время как инвестиционный, а не коммерческий банк, приобрела значительные активы на физических рынках нефти и нефтепродуктов, в том числе на различных стадиях нефтяной производственной цепочки. Компания контролировала нефтехранилища мощностью более 55 млн. баррелей, около ста нефтяных танкеров, почти 10 тыс. км нефтепроводов и более двухсот заправочных станций. Также *Morgan Stanley* осуществляла толлинговые операции с нефтью и поставляла нефтепродукты конечным потребителям, в том числе авиакомпаниям¹⁴⁴.

Таблица 2.

Перечень банков, получивших разрешение на осуществление операций с физическими сырьевыми товарами

Банк	Год получения разрешения	Тип операций
Citigroup	2003	Сопутствующие
Barclays Bank	2004	Сопутствующие
UBS	2004	Сопутствующие
Deutsche Bank	2005	Сопутствующие
JPMorgan Chase & Co	2005	Сопутствующие
Société Générale	2006	Сопутствующие
Wells Fargo	2006	Сопутствующие
Bank of America	2007	Сопутствующие
BNP Paribas	2007	Сопутствующие
Credit Suisse	2007	Сопутствующие
Goldman Sachs	2008*	Сопутствующие и дополнительные
Morgan Stanley	2008*	Сопутствующие и дополнительные
The Royal Bank of	2008	Сопутствующие

¹⁴⁴ *Wall Street Bank Involvement with Physical Commodities*. United States Senate Permanent Subcommittee on Investigations, November 2014, pp.3,268.

Глава 9. Крупнейшие инвестиционные банки на рынках «бумажной» и физической нефти

Scotland		
Scotiabank	2011	Сопутствующие

* – Goldman Sachs и Morgan Stanley могли вести бизнес в сфере сырьевых товаров и до 2008 г., т.к. до этого времени были зарегистрированы как инвестиционные банки и не вели коммерческой банковской деятельности.

Источник: Федеральная резервная система США.

Одновременно с ужесточением регулирования операций с деривативами в США происходит попытка усилить контроль и над операциями банков с сырьевыми товарами на физическом рынке. В ноябре 2014 г. Сенат США по итогам расследования, которое длилось с 2012 г., обвинил американские банки Goldman Sachs, Morgan Stanley и JP Morgan в нескольких случаях манипулирования ценами на сырье на физическом рынке для извлечения прибыли на финансовых рынках. Сенат поручил регуляторам разработать законы, ограничивающие деятельность банков на физическом рынке.

Регуляторы считают, что банковские операции с физическими сырьевыми товарами сопряжены с высокими рисками. Это не только риски получения убытков вследствие неблагоприятного развития рыночной конъюнктуры, но и риски, связанные с возможными техногенными катастрофами. Если в результате этой деятельности будет нанесен ущерб окружающей среде, на банк могут быть наложены многомиллиардные штрафы, способные поставить под угрозу не только существование самого банка, но и стабильность всей американской финансовой системы. Сумма штрафов, выставленных ВР после произошедшей в 2010 г. катастрофы в Мексиканском заливе, составила почти 20 млрд. долл. Регуляторы полагают, что подобные штрафы могут быть наложены и на работающие на физическом рынке банки, причем даже в том случае, если банк лишь оказывал консультационные услуги оператору актива и напрямую не участвовал ни в управлении, ни в собственности компании, допустившей экологическую катастрофу. При этом объем зарезервированного крупнейшими банками капитала и приобретенных страховых полисов не достаточен для защиты от подобных рисков.

Сенат также исходит из того, что банки обладают несправедливыми конкурентными преимуществами на рынке физических сырьевых товаров перед небанковскими участниками. Во-первых, банки имеют возможность фондироваться под более низкие процентные ставки, чем компании физического рынка. Во-вторых, требования по резервированию капитала для банков также существенно ниже. В 2012 г. капитал компаний в нефтегазовой сфере составлял в среднем 42% от активов, в то время как банки должны были резервировать лишь 8–10%¹⁴⁵. Также Сенат отметил и потенциальную возможность банков отказывать в предоставлении кредитов своим конкурентам на физическом рынке.

Наряду с этим, деятельность банков с физическими сырьевыми товарами дает им доступ к важной непубличной информации, которую они могут использовать для получения несправедливых преимуществ перед другими игроками при торговле сырьевыми деривативами.

В сентябре 2016 г. Федеральная резервная система США (ФРС), осуществляющая контроль за банковской деятельностью, опубликовала законопроект, призванный ограничить ряд операций банков с физическими сырьевыми товарами¹⁴⁶. Предполагаемые ограничения коснутся только тех сырьевых товаров, которые представляют угрозу для окружающей среды, включая нефть и природный газ, но не затронут операции с сельскохозяйственной продукцией, лесом, скотом и некоторыми металлами. Текущие ограничения на деятельность банков на рынке физического сырья, а также предлагаемые ФРС нововведения представлены на схеме 1.

ФРС предлагает существенно повысить нормативы по резервированию капитала под разрешенные банкам сопутствующие операции, установив по ним коэффициент риска на уровне 300%–400%. Также законопроект предполагает запрет банкам оказывать электрогенерирующим компаниям консультационные услуги, а также участвовать в толлинговых сделках. В перечне разрешенных сопутствующих операций останутся только торговые операции,

¹⁴⁵ *Wall Street Bank Involvement with Physical Commodities*. United States Senate Permanent Subcommittee on Investigations, November 2014, p.7

¹⁴⁶ Federal Reserve, Press Release

(<https://www.federalreserve.gov/newsevents/press/bcreg/20160923a.htm>)

включая сделки купли-продажи физической нефти на спотовом рынке и осуществление физической поставки по дериватам.

Goldman Sachs и Morgan Stanley по-прежнему смогут осуществлять расширенный набор операций с нефтью, но к ним будет применяться максимальный коэффициент риска 1250%, что, учитывая среднюю норму резервирования в банковской отрасли около 8%, означает необходимость резервировать капитал под весь объем таких операций в отношении 1 к 1.

Повышенные требования к капиталу затронут и пассивные инвестиции банков в капитал компаний сырьевого сектора, в которых банки не оказывают влияние на управление (merchant banking investments). К таким инвестициям предлагается применять коэффициент риска от 300% до 1250% в зависимости от вида деятельности таких компаний.

Законопроект также расширяет действующую трактовку запрета банкам на осуществление деятельности по добыче, хранению, транспортировке и переработке сырьевых товаров. Предлагается запретить банкам вообще оказывать какое-либо влияние на процесс принятия решений в компаниях из этих сфер бизнеса, включая даже консультационные услуги.

Законопроект обяжет банки публиковать более детальную информацию об операциях на рынке физического сырья. Сейчас банки раскрывают только совокупную рыночную стоимость своих запасов сырьевых товаров. Законопроект обяжет банки публиковать не только совокупную рыночную стоимость своих запасов сырьевых товаров, как сейчас, но и их структуру в разбивке по группам сырьевых товаров, а также по видам деятельности, в т.ч. выделять объемы сопутствующих операций, пассивных инвестиций, а также стоимость принадлежащих банкам инфраструктурных активов.

Схема 1. Действующие и намеченные ограничения на операции банков на рынке физических сырьевых товаров с учетом основных положений законопроекта ФРС от 12 сентября 2016 г. Предлагаемые нововведения выделены пунктиром, отменяемые положения перечеркнуты пунктиром.

Источник: составлено автором.

Влияние ужесточения регулирования на рынок

Высоко вероятно, что банки продолжат сокращать объемы операций на физическом рынке. По оценке ФРС, только для выполнения новых требований к капиталу банки должны будут дополнительно зарезервировать под эти операции до 4,1 млрд. долл. В 2013–2014 гг. запасы сырьевых товаров на балансах шести крупнейших американских банков сократились по сравнению с уровнем 2010–2012 гг. более чем в 3 раза до 13,4 млрд. долл. (таблица 4). Однако в 2015 г. банки придерживались различных стратегий. JPMorgan Chase и Goldman Sachs несколько нарастили свои товарные запасы в денежном выражении даже с учетом снижения цен на сырье. В то же время другие банки продолжают сокращать объемы операций на физическом рынке – Bank of America Merrill Lynch и Morgan Stanley сократили объемы запасов физических сырьевых товаров на 80%, Citigroup – на 53%.

В целом в торговле физическим сырьем банки играют небольшую роль. ФРС оценивает долю банков на физическом рынке сырьевых товаров менее 1%, поэтому сворачивание банками этого направления деятельности вряд ли негативно скажется на функционировании рынка физического сырья. Учитывая однако, что в ряде случаев банки занимают существенную долю на отдельных локальных рынках, структура игроков на них может значительно трансформироваться.

Таблица 4.

Рыночная стоимость запасов физических сырьевых товаров, доступных для продажи, в крупнейших по размеру активов американских коммерческих банках, млрд. долл.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
JPMorgan Chase	10	21	26	16,2	10,2	4,5	4,7
Bank of America Merrill Lynch	0,7	0,6	0,5	0,7	0,4	0,6	0,1
Citigroup	0,1	0,3	0,3	6,4	1,9	2,8	1,3
Wells Fargo	0	0	0	0	0	0	0
Goldman Sachs	3,7	13,1	5,8	11,7	4,6	3,8	3,9
Morgan Stanley	5,3	6,8	9,7	7,3	3,3	1,6	0,3
Шесть банков	19,8	41,8	42,3	42,3	20,4	13,4	10,4

Источник: рассчитано по консолидированным финансовым отчетам банковских холдингов.

Гораздо большую опасность нововведения несут для рынка внебиржевых свопов, который играет очень важную роль в обеспечении слаженного функционирования отдельных компонентов современной системы рынков физической и «бумажной» нефти. Компании на всех стадиях производственного цикла используют свопы для гибкого управления ценовыми рисками, что в условиях высокой волатильности нефтяных цен необходимо для обеспечения конкурентоспособности их бизнес-моделей. Это в первую очередь относится к вертикально не интегрированным компаниям, бизнес которых сконцентрирован, например, только в секторе добычи нефти или в нефтепереработке.

Ужесточение регулирования внебиржевого рынка уже привело к удорожанию этих своповых контрактов для конечных пользователей. Однако если банки будут вынуждены сократить объемы дилерской деятельности, состав игроков изменится, услуги по хеджированию ценовых рисков могут стать дороже, а их качество может снизиться, особенно в первое время, пока остальные игроки не приобретут достаточного опыта.

Банки заинтересованы в дилерской деятельности по своповым контрактам, которая является для них стабильным источником прибыли, независимо от рыночной конъюнктуры. Операции с сырьевыми деривативами принесли банкам доход даже в убыточном для отрасли 2008 г. (таблица 5). Тем не менее, в совокупных доходах банков от торговых операций сырьевые деривативы, как правило, составляют лишь 5–8%.

Таблица 5.

Доходы американских банков от торговых операций с деривативами, млн. долл.

	Все деривативы	Сырьевые деривативы	Доля сырьевых деривативов в доходе от торговых операций
2007	5489	295	5,4
2008	-836	1542	–
2009	22592	1460	6,5
2010	22518	624	2,8
2011	25285	1443	5,7
2012	18377	1182	6,4
2013	22083	1392	6,3
2014	22703	1711	7,5

Глава 9. Крупнейшие банки на рынке «бумажной» и физической нефти

2015	22767	1316	5,8
------	-------	------	-----

Источник: рассчитано по консолидированным финансовым отчетам банковских холдингов.

Банки пока остаются основными игроками на рынке своповых контрактов. По состоянию на конец второго квартала 2016 г. совокупный номинальный объем биржевых и внебиржевых сырьевых деривативов, находящихся в портфелях американских банков, составил 1,3 трлн. долл., что всего на 5% ниже рекордного уровня конца 2012 г. (рисунок 6). Однако остается открытым вопрос, смогут ли банки сохранить свои конкурентные преимущества в новых регулятивных условиях, особенно после продажи большей части бизнеса с физическими сырьевыми товарами.

По состоянию на октябрь 2016 г. только три нефинансовые компании были зарегистрированы в США в качестве своповых дилеров – BP, Royal Dutch Shell (RDS) и сельскохозяйственный гигант Cargill. Тем не менее, эти компании уже готовятся занять банковскую нишу в своповых операциях. Так, в 2016 г. RDS выступила одним из семи организаторов программы хеджирования рисков снижения цены нефти для Мексики¹⁴⁷. На протяжении пятнадцати лет Мексика регулярно хеджирует ценовые риски своего нефтяного экспорта, при этом впервые одним из контрагентов выступила компания реального сектора. В 2016 г. Мексика потратила на опционы 1 млрд. долл., которые позволили ограничить минимальную границу цены мексиканской экспортной нефтяной корзины на 2017 г. на уровне 38 долл. за баррель. Неудивительно, что одной из первых нефинансовых компаний на внебиржевой рынок сырьевых деривативов вышла именно RDS, т.к. ежедневные обороты трейдингового подразделения компании составляют 13 млн. баррелей в день, что более чем в 10 раз превышает объем ее собственной нефтедобычи¹⁴⁸.

¹⁴⁷ Blas J., Cattan N. Shell Becomes First Non-Bank to Join Mexico's Oil Hedge. Bloomberg, September 1, 2016.

(<http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-09-01/shell-said-to-become-first-non-bank-to-join-mexico-s-oil-hedge>)

¹⁴⁸ Investors' Handbook 2011-2015. Shell (<http://reports.shell.com/investors-handbook/2015/data/exploration-and-production-data/oil-gas-synthetic-crude-oil-and-bitumen-production.html>)

Рисунок 6. Номинальный объем биржевых и внебиржевых сырьевых деривативов в активах американских банков, млрд. долл., на конец года.

* – на конец второго квартала 2016 г.

Источники: Office of the Comptroller of the Currency.

ФРС оценивает потенциальное влияние законопроекта на рынок сырьевых деривативов как незначительное, так как совокупные позиции банков по фьючерсным контрактам на различные сырьевые товары в основном составляют от 2% до 15%. Однако, на наш взгляд, ФРС не учитывает, что в группе своповых дилеров доля банков существенно выше. Как было отмечено выше, по фьючерсам на нефть сорта WTI банки держат около половины открытых своповыми дилерами позиций. Многие компании реального сектора, в т.ч. Boeing, Dow Chemical, Hess и др., направили в ФРС комментарии к законопроекту, в которых подчеркнули уникальные компетенции банков, необходимые для удовлетворения потребностей участников рынка физических сырьевых товаров, а также выразили сомнения в способности других игроков заменить банки¹⁴⁹.

¹⁴⁹Statement of Goldman Sachs: Background and Facts on Financial Intermediation, Certain Investments and Risk Management in the Commodities Markets. November 19,

В качестве главного вывода проведенного анализа следует отметить, что вплоть до самого последнего времени крупнейшие банки, используя механизмы своповых контрактов, обеспечивали слаженную работу физического и финансового сегментов мирового рынка нефти. На настоящий момент невозможно точно оценить, в какой степени уход банков с рынка физической нефти повлияет на масштаб их посреднической деятельности на рынке сырьевых свопов, особенно в условиях ужесточения регулирования последнего. Очевидно, однако, что резкий и массовый уход банков из этого бизнеса неизбежно спровоцирует рост волатильности нефтяных котировок. В этом случае последствия для системы ценообразования на нефть будут зависеть от того, насколько другие игроки окажутся способными заменить банки на рынке нефтяных деривативов.

Представляется, что регуляторы финансовых рынков полностью осознают ту критическую роль, которую банки играют в качестве посредников на рынке сырьевых деривативов, включая рынок «бумажной нефти», и поэтому преследуют цель не вытеснить банки с рынка в качестве важнейшего его участника, но только снизить масштабы системного риска в экономике. Тем не менее, снижение риска неизбежно ведет к увеличению издержек по сделкам с деривативами, и существует высокая вероятность того, что эти издержки будут переложены в цены сырьевых товаров, в том числе цену нефти.

Литература и источники

- Азиатские энергетические сценарии 2030 / под. Ред. С.В. Жукова. – М.: Магистр, 2012.
- Апанович Ю.Г., Байков Н.М., Берлин М.А. и др. Нефть СССР (1917-1987 гг.). М.: Недра, 1987. - 384 с.
- Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий / – М.: Издательство Института Гайдара, 2012. – 84 с. : ил. – (Научные труды / Издательство Института эконом. политики им. Е.Т. Гайдара; № 161Р).
- Гайдар Е., Чубайс А. Развилки новейшей истории России. М.: ОГИ, 2011.
- ГЭВУ, 2013. Биотопливо и продовольственная безопасность: Доклад Группы экспертов высокого уровня по вопросам продовольственной безопасности и питания Комитета по всемирной продовольственной безопасности. Рим, 2013
- Жуков С.В, Резникова О.Б. «Революция сланцевого газа»: масштабы, перспективы и влияние на газовый рынок. Год планеты: ежегодник. Вып. 2012: экономика, политика, безопасность. Гл. ред. – чл.-корр. РАН В.Г. Барановский. М., Идея-Пресс. 2012. 480 с.
- Жуков С.В., Копытин И.А., Масленников А.О. Интеграция финансового и нефтяного рынков: влияние на процесс ценообразования на нефть. М.: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 2012.
- Закон РФ № 409-ФЗ «О таможенном тарифе» в редакции от 6 декабря 2011 г.
- Заславский А. Иностранные компании и российская нефть// Pro et Contra, сентябрь–октябрь 2011.
- Солина С.А., Резникова О.Б. Перспективы глобализации американской «революции сланцевой нефти». Год планеты. Вып. 2015 г. Москва, 2015, с. 59–69.
- Солина С.А. Прогнозирование добычи трудноизвлекаемой нефти в США / под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2014

- Конопляник А. Борьба против СРП: кому она выгодна и почему? Некоторые вопросы экономической теории и последствия их применения на практике/ Нефть и Капитал, №6, июнь 2003.
- Конопляник А. Ошибка президента. В чьих интересах фактически ликвидирован режим СРП?/ Нефть и Капитал, №№9–10, октябрь 2003.
- Конопляник А., Трошина Н., Попова Ю. Двадцать лет топтания на месте. Преимущества Закона «О СРП», принятого 20 лет назад, так и не были востребованы в России/ Нефть и Капитал, №9, сентябрь 2016.
- Копытин И.А. Влияние мировой цены нефти на рынки акций стран-нефтеэкспортеров / под ред. Жукова С.В. Москва, Магистр, 2015. – 176 с.
- Крюков В.А., Токарев А.Н. Нефтегазовые ресурсы в трансформируемой экономике. – Новосибирск: Наука-Центр, 2007. – 565 с.
- ЛУКОЙЛ. Основные тенденции развития глобальных рынков нефти и газа до 2025 года. 2013. 64 С.
- Масленников А.О. Крупнейшие мировые банки на рынке нефтяных деривативов // Мировая экономика и международные отношения. 2015. № 9.
- Масленников А.О., Мировая система биржевой торговли нефтяными фьючерсами: новейшие тенденции. Деньги и кредит №3, 2015
- Мастепанов А.М. Топливо и энергетика России. Ежегодный статистический сборник. Министерство энергетики, 2000.
- Нефть современной России: +/- 20 лет. Юбилей «Вертикали» и отрасль/ Нефтегазовая вертикаль, №21, 2015.
- Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник. В двух книгах. Под редакцией Максимова С.П. – М.: Недра, 1987.
- Паппэ Я.Ш. «Олигархи». Экономическая хроника 1992–2000. М.: Государственный университет Высшая школа экономики, 2000.
- Перспективы российской нефтегазовой отрасли в свете низких цен на нефть и снятия международных санкций с Ирана. Режим доступа: <http://www.energy-experts.ru/online17126.html>
- Пусенкова Н. Нефтяная промышленность России на этапе перехода к рынку / РАН ИМЭМО. - М., 1995.

- Пусенкова Н.Н. Российская нефтяная промышленность: двадцать лет, которые потрясли мир - С .437//История новой России: очерки, интервью: в 3 т. / под ред. П. С. Филиппова. - СПб. : Норма. – Т. 2. – 2011
- Раздел продукции за и против/ Под ред. Субботина М.А., Бородай А.Ю., Онуфриева А.С., Сидорова А.К. – М.: Тактика, 2007.
- Сейфульмулюков И. Рыночные реформы в нефтяном комплексе России: проблемы ценообразования// Становление рыночной экономики в России. М.: Моск. обществ. науч. фонд, 1997.
- Симонов К. Русская нефть. Последний передел. М.: Алгоритм, 2005.
- Синицын М.В. «Влияние «сланцевой революции» в США на американскую и мировую нефтепереработку» в сб.: Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России. Под ред. С.В. Жукова. М.: ИМЭМО РАН, 2015
- Синицын М.В. «Перспективы рынков этанола в Бразилии и США». В сб.: Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика. Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2016. – С. 222-226
- Энергетическая политика России обзор 2002. Международное энергетическое агентство. В сотрудничестве с секретариатом энергетической хартии. ОЭСР/МЭА, Франция, Париж, 2002.
- Янин А. Н. Ретроспективный обзор показателей разработки крупнейших месторождений Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2010. – № 7/8. – С. 58–61.
- Agency for Natural Resources and Energy - Strategic Energy Plan, 2014, http://www.meti.go.jp/english/press/2014/0411_02.html
- Alekperov V. Oil of Russia: Past, Present & Future. East View Press, Minneapolis. 2011.
- An Analysis of U.S. Light Tight Oil Absorption Capacity. Baker & O'Brien, Inc., 2014
- Babcock, B.A. The impact of US biofuel policies on agricultural price levels and volatility. ICTSD Programme on Agricultural Trade and Sustainable Development, Issue Paper No. 35. Geneva, Switzerland, ICTSD International Centre for Trade and Sustainable Development. 2011 (available at www.ictsd.org)
- Baker Hughes. Available at: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsoverview>.

- Bhardwaj, G., Gorton G., Rouwenhorst G. Facts and fantasies about commodity futures ten years later. National Bureau of Economic Research, 2015
- Blas J., Cattan N. Shell Becomes First Non-Bank to Join Mexico's Oil Hedge. Bloomberg, September 1, 2016. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-09-01/shell-said-to-become-first-non-bank-to-join-mexico-s-oil-hedge>
- Bloomberg - Saudi Arabia to Select Nuclear Power-Plant Site 'Very Soon', <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-10-20/saudi-arabia-to-select-nuclear-power-plant-site-very-soon>
- Board of Governors of the Federal Reserve System. Shared National Credits Review Notes High Credit Risk and Weakness Related to Leveraged Lending and Oil and Gas. Available at: <https://www.federalreserve.gov/newsevents/press/bcreg/20151105a.htm>
- Bullis K. China Has Plenty of Shale Gas, But It Will Be Hard to Mine (December 11, 2012). Available at: <http://www.technologyreview.com/news/508146/china-has-plenty-of-shale-gas-but-it-will-be-hard-to-mine/>.
- CarbonTracker. U.S. Shale Oil and Gas. Going over the Hedge? Available at: <http://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2015/05/CTI-Shale-Gas-Report-Designed-Web-v4.pdf>
- Carroll J. Chesapeake Pledges Almost Everything It Owns to Secure Debt. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-04-11/chesapeake-energy-amends-4-billion-credit-agreement-due-in-2019>
- Cefeidas Group. Argentina's Shale Oil and Gas: Challenges and Opportunities. 44 P.
- CFTC Bank participation report <http://www.cftc.gov/marketreports/bankparticipationreports/index.htm>
- China Faces Challenges To Meet Shale Gas Goals (February 6, 2015). Available at: <http://emergingequity.org/2015/02/06/china-faces-choices-on-shale-gas-goals/>.
- China Internet Information Center - China's Energy Policy 2012, State Council, http://www.gov.cn/english/official/2012-10/24/content_2250497.htm

- CNPC and Shell establish joint shale oil research centre in Beijing (November 13, 2013). Available at: <https://www.oilandgaseurasia.com/en/news/cnpc-shell-establish-shale-oil-research-center>.
- Country Analysis Brief: Iraq// U.S. Energy Information Administration (April 28, 2016).
- Dai S. Borrowing Base Redetermination 101. Available at: <http://blogs.wsj.com/privateequity/2015/09/29/borrowing-base-redetermination-101/>
- Deloitte & Touche RCS Ltd. Oilfield services market conditions and trends 2016. Segments: drilling, well maintenance and workover. July 2016. – www2.deloitte.com
- EIA. Argentina and China lead shale development outside North America in first-half 2015. June 26, 2015. Available at: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=21832>.
- EIA. Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries. February 13, 2015. Available at: <http://www.eia.gov/TODAYINENERGY/detail.cfm?id=19991>.
- EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. June 10, 2013. 730 P.
- Energy Intelligence Finance. Don't Dismiss Contagion Fears From Bad Oil Debt. March 16, 2016. 3 p.
- Energy Intelligence Finance. Editorial: Hedging for Survival. March 23, 2016, p. 1.
- Energy Intelligence Finance. Is Debt Bomb About to Blow Up US Shale? November 25, 2015. 2 p.
- Energy Intelligence Finance. Weak Hedging Compounds US E&P Balance Sheet Pain. January 6, 2016, pp. 3-4.
- Energy Intelligence International Oil Daily. Synergy Plans Second Share Offering. April 12, 2016. 1 p.
- Energy Research at DOE: Was it Worth it? Energy Efficiency and Fossil Energy Research 1978 to 2000 / National Research Council. 2001. 240 p.
- Expectations and Interest High for Argentina's Emerging Vaca Muerta Shale Play; Potential Lures Explorers but Sweet Spots Still Undefined, IHS Says. Available at: <http://press.ihs.com/press-release/argentina/expectations-and-interest-high-argentinas-emerging-vaca-muerta-shale-play-po>.

- FACTBOX: History of OPEC oil production changes//<http://in.reuters.com/article/opec-meeting-production-idINKCN12416U> (October 4, 2016).
- Farchy J. EU's Russia sanctions fail to dent oil deals// Financial Times, June 14, 2015.
- Fattouh B. The US Tight Oil Revolution and Its Impact on the Gulf Cooperation Council Countries: Beyond the Supply Shock. Oxford Institute for Energy Studies, 2014
- Federal Reserve, Press Release
<https://www.federalreserve.gov/newsevents/press/bcreg/20160923a.htm>
- Fitzgibbon T., Rogers M. Implications of Light Tight Oil Growth Refiners in North America and Worldwide. McKinsey, 2014
- Frequently Asked Questions Relating to the Lifting of Certain U.S. Sanctions Under the Joint Comprehensive Plan of Action (JCPOA) on Implementation Day// https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/jcpoa_faqs.pdf
- Gellert J.H. Predicting Energy Defaults. Available at: <http://www.ogfj.com/articles/print/volume-13/issue-2/features/predicting-energy-defaults.html>
- Glozer, K.G. Corn ethanol: who pays? who benefits? Stanford, USA, Hoover Institution Press. 2011.
- Goichi Komori and Sanae Kurita. Change in the Vertical Integration in the Russian Oil Industry and Management Strategies of Vertically-Integrated Oil Companies. IEEJ: November 2004.
- Goichi Komori. Russian Oil Policy. IEEJ: November 2010.
- Gopinath S., Henry D. U.S. Shale Oil Firms Feel Credit Squeeze as Banks Grow Cautious. Available at: http://www.reuters.com/article/us-oil-energy-banking-idUSKCN0X80D2?feedType=RSS&feedName=topNews&utm_source=twitter
- Gopinath S., Schneyer J. As U.S. Shale Drillers Suffer, Even the Bankrupt Keep Pumping Oil. Available at: <http://www.reuters.com/article/us-usa-energy-bankruptcies-idUSKCN0WY3JU>
- Gorton G., Rouwenhorst G. Facts And Fantasies About Commodity Futures. Financial Analysts Journal, 2006, v62(2,Mar/Apr)

- Halah Touryalai. Top JPMorgan Prop Trader Leaves To Launch Hedge Fund. <http://www.forbes.com/sites/halahtouryalai/2013/02/15/top-jpmorgan-prop-trader-leaves-to-launch-hedge-fund/#58d7acab5154>
- Halliburton's new China JV targets Xinjiang tight oil, gas. July 10, 2014. Available at: <http://www.reuters.com/article/halliburton-china-jv-idUSL4N0PL1K220140710>.
- Hammar J., Ireland O. Impact of the Volker Rule on Derivatives Markets. The Review of Banking and Financial Services, Vol. 31 No. 11, November 2015 <http://www.mofo.com/~media/Files/Articles/2015/11/151100VolckerRuleImpactDerivatives.pdf>
- Haynes and Boone, LLP. Borrowing Base Redeterminations Survey: Spring 2016. Summary of Results. January 19, 2016. 10 p.
- Haynes and Boone, LLP. Oil Patch Bankruptcy Monitor. October 19, 2016. 12 p.
- Hess, PetroChina sign China's first shale oil deal. Available at: <http://www.reuters.com/article/2013/07/24/us-cnpc-hess-shale-idUSBRE96N0EL20130724>.
- Hornby L. China's Cnooc shelves shale project (March 27, 2015). Available at: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/fa536e1c-d47b-11e4-8be8-00144feab7de.html#axzz3isVjQ8s3>
- Hughes J.D. Drilling Deeper. A Reality Check on U.S. Government Forecasts for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom. Post Carbon Institute, October 2014. 308 p.
- Hughes J.D. Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance? Post Carbon Institute, February 2013. 166 p.
- Ieda Gomes, Roberto Brandt. Unconventional Gas in Argentina: Will it become a Game Changer? October 2016 / The Oxford Institute for Energy Studies. 104 P.
- Indonesia - Energy Law No. 30/2007 (EL7), http://faolex.fao.org/cgi-bin/faolex.exe?rec_id=063348&database=faolex&search_type=link&table=result&lang=eng&format_name=@ERALL
- Integrated National Energy Strategy of Iraq - Integrated National Energy Strategy, [http://www.iier.org/i/uploadedfiles/publication/real/1371283063_150613SummaryoftheFinalReport\(IntegratedNationalEnergyStrategy\(INES\)forIraq\).pdf](http://www.iier.org/i/uploadedfiles/publication/real/1371283063_150613SummaryoftheFinalReport(IntegratedNationalEnergyStrategy(INES)forIraq).pdf)

- Investors' Handbook 2011-2015. Shell <http://reports.shell.com/investors-handbook/2015/data/exploration-and-production-data/oil-gas-synthetic-crude-oil-and-bitumen-production.html>
- Iraq starts installation of new crude export point// <http://www.argusmedia.com/pages/NewsBody.aspx?id=1154615&menu=yes> (December 16. 2015).
- Joel Mokyr. The Level of Riches: Technological Creativity and Economic Progress /Oxford University Press. 1990. 349 p.
- José Goldemberg «The Brazilian biofuels industry» Biotechnology for Biofuels 1 (6)
- Ju Y., Wang G., Bu H. et all. China organic-rich shale geologic features and special shale gas production issues// Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 6 (2014).
- Julieta Andrea Puerto Rico. «Programa de Biocombustíveis no Brasil e na Colômbia: uma análise da implantação, resultados e perspectivas» (in Portuguese). Universidade de São Paulo. Retrieved 2008-10-05. Ph.D. Dissertation Thesis, pp. 81–82
- Keeney, D. 2009. Ethanol USA: Environmental, social, economic, and food issues brought on by the rapidly expanding ethanol-from-corn industry in the United States are reviewed and discussed. Environ. Sci.Technol., 43(1): 8–11.
- Klein J.X. U.S. Companies at Risk of Default Near Crisis Peak, Says Moody's. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-02-03/u-s-companies-at-risk-of-default-near-crisis-peak-says-moody-s>
- Korea Energy Management Corporation (KEMCO) - Renewable Portfolio Standards (RPS), http://www.kemco.or.kr/new_eng/pg02/pg02040705.asp
- Kumar D.K. As 2017 Oil Rebounds to \$45, U.S. Drillers Begin to Hedge Anew. Available at: <http://www.reuters.com/article/us-usa-oil-hedging-idUSKCN0VS01J>
- Kuwait Institute for Scientific Research (KISR) - Renewable Energy Technology Program, <http://www.kisr.edu.kw/en/research/energy-and-building/programs/innovative-and-renewable-energy-program>
- Locatelli C.. The Russian oil industry between public and private governance : obstacles to international oil companies' investment strategies. Energy Policy, Elsevier, 2006, 34 (9), pp.1075-1085.

- Loder A. Banks Brace for Bigger Losses After Oil Drops Below \$30. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-01-15/banks-brace-for-bigger-losses-as-oil-drops-below-30-a-barrel>
- Loder A. Millions of Barrels of Oil Are About to Vanish. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-05-21/oil-s-whodunit-moment-coming-with-millions-of-barrels-to-vanish>
- Loder A., Dexheimer E. Cheap Oil Burns \$390 Billion Hole in Investors' Pockets. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-01-30/oil-plunge-puts-390-billion-hole-in-investors-pockets>
- Mandating Food Insecurity: The Global Impacts of Rising Biofuel Mandates and Targets
- Mandel J. Will U.S. shale technology make the leap across the Pacific? (July 17, 2012). Available at: <http://www.eenews.net/stories/1059967354>.
- MINETUR, Secretary of State for Energy, <http://www.minetur.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/2016/documents/np%20subasta%20renovables%2015%2001%2016.pdf>
- Ministry of Economic Development Italy, http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/SEN_EN_marzo2013.pdf
- Ministry of Electricity and Energy of Egypt – Tenders, http://www.moeegov.eg/english_new/tender_exp.aspx
- Ministry of New and Renewable Energy, <http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/draft-jnnsmpd-2.pdf>
- Ministry of New and Renewable Energy, Presentations on Renewable Energy <http://www.mnre.gov.in/information/presentations/>
- Ministry of Water and Power - Alternative Energy Development Board, <http://www.aedb.org/index.php>
- Morgan Stanley. Global Insight: Is the US shale revolution replicable? October 14, 2014. 55 P.
- Morse E., Lee E., Dray D., Bond K., Fordham T., Fediuk S. Energy 2020: Independence Day. Global Ripple Effects of the North American Energy Revolution. Citi GPS: Global Perspectives & Solutions, 2013
- National action plans, EC, <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>
- NEB. Energy Briefing Note. Tight Oil Developments in the Western Canada Sedimentary Basin. December 2011. 38 P.

- NEB. Market Snapshot: Canadian Tight Oil Production Update. October 22, 2014. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2014/10-01tghtl-eng.html>.
- Newberry C. Struggles no cut cost delay oil production in Argentina: At the Wellhead. August 17, 2015. Available at: <http://blogs.platts.com/2015/08/17/cut-cost-delay-oil-play-argentina/>.
- Nussbaum A., Roschnotti M. Oil Investors See \$7.4 Billion Vanish as Dividends Targeted. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-17/oil-investors-see-7-4-billion-vanish-as-dividends-are-targeted>
- Office of the Comptroller of the Currency. Handbook of Oil and Gas Exploration and Production Lending. Washington. March 2016. 84 p.
- Orttung R., Perovic J., Pleines H., Schröder H.-H. (eds.). Russia's Energy Sector between Politics and Business. Working Papers of the Research Centre for East European Studies, Bremen No. 92. February 2008.
- Planning Commission Government of India - Twelfth Five Year Plan (2012–2017),
http://planningcommission.gov.in/plans/planrel/12thplan/pdf/12fyp_vol2.pdf
- Reig P., Luo T., Proctor J.N. Global Shale Gas Development. Water Availability and Business Risks. World Resources Institute, 2014. 88 P.
- República Argentina por provincia. Densidad de población. Año 2010. Available at: <http://www.sig.indec.gov.ar/censo2010>
- Republica bolivariana de Venezuela - asamblea nacional,
http://www.asambleanacional.gob.ve/uploads/botones/bot_90998c61a54764da3be94c3715079a7e74416eba.pdf
- Robert C. Allen. The British Industrial Revolution in Global Perspective (New Approaches to Economic and Social History) / Cambridge University Press. April 27, 2009. 342 p.
- Roderick Bruce. Making Markets. Energy Risk, July 2009
- Rystad Energy. Available at: <http://www.rystadenergy.com/>
- SEC. Modernization of Oil and Gas Reporting. Available at: <http://www.sec.gov/rules/final/2008/33-8995.pdf>
- Sechin I. New Age of Petroleum. CERA Week 203, March 2013.
- Shale and Wall Street: Was the Decline in Natural Gas Prices Orchestrated? Energy Policy Forum, February 2013. 30 p.

- Soviet Legacy on Russian Petroleum Industry. Center for Energy Economics. Bureau of Economic Geology – The University of Texas at Austin. 2002.
- Spanish NREAP, http://auresproject.eu/files/media/documents/wp7_-_case_study_report_spain_1.pdf
- Spegele B. Oil Producers Sound Retreat From China (March 26, 2015). Available at: <http://www.wsj.com/articles/oil-producers-sound-retreat-from-china-1427407192>
- Statement of Goldman Sachs: Background and Facts on Financial Intermediation, Certain Investments and Risk Management in the Commodities Markets. November 19, 2014 <http://www.goldmansachs.com/media-relations/in-the-news/current/commodities-markets-and-financial-intermediation.pdf>
- SwapsInfo First Quarter 2015 Review. ISDA <https://www2.isda.org/attachment/NzUzNw==/SwapsInfo%20Q1%202015%20Review%20FINAL.pdf>
- Testimony of Chairman Timothy G. Massad before the U.S. House Committee on Financial Services. December 8, 2015
- The Breakthrough Institute. Interview with Dan Steward, Former Mitchell Energy Vice President. Available at: http://thebreakthrough.org/archive/interview_with_dan_steward_for
- The Breakthrough Institute. Where the Shale Gas Revolution Came From. Government's Role in the Development of Hydraulic Fracturing in Shale. May 2012. 13 p.
- The Goldman Sachs Group. 420 projects to change the world. Shale and OPEC fight for market share; rest of industry fights for relevance. 251 P.
- The Ministry of Electricity of the Republic of Iraq - Investment opportunity, <http://investpromo.gov.iq/newsticker/investment-opportunity-electricity/>
- The Secretary of Energy of Mexico - Energy Secretariat, http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/ENE_2013-2027.pdf
- The renewable energy auction programme of Argentina (RenovAr), http://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS_14695676441.pdf
- Thomas M. Momentum Builds In China's Emerging Shale Gas Sector. January 13, 2015. Available at: <http://www.epmag.com/momentum-builds-chinas-emerging-shale-gas-sector-778291>.

- U.S. Energy Information Administration. Drilling Productivity Report. October 17, 2016.
- Uganskfracmaster: A Joint Enterprise Between Canadian Fracmaster Ltd. And The Usst// <https://www.onepetro.org/conference-paper/PETSOC-90-23>
- Verhage J. Goldman Sachs: The Energy Collapse Isn't Even Close to the Subprime Crisis. Available at: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-02-25/goldman-sachs-the-energy-collapse-isn-t-even-close-to-the-subprime-crisis>
- von Hirschhausen C., Opitz P., and Engerer H. The Globalization of the Russian Energy Industry – A Way out of the Financial Crisis? International Journal of Global Energy Issues, Vol. 17, No. 4, 292-310 (2002).
- Wall Street Bank Involvement with Physical Commodities. United States Senate Permanent Subcommittee on Investigations, November 2014
- Wilkinson, J. & Herrera, S. 2010. Biofuels in Brazil: debates and impacts. The Journal of Peasant Studies, 37(4): 749–768.
- Zhongmin Wang, Alan Krupnick. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States. What led to the boom? / Resources for the Future. April 2013. 39 p.
- Ministerio del Poder Popular Para la Energía Eléctrica, http://www.mppee.gob.ve/download/publicaciones_varias/PDSEN%20web.pdf

Публикации и материалы национальных статистических служб, международных и исследовательских организаций, базы данных, сайты

- BP Statistical Review of World Energy, July 2016.
- EIA renewable energy - Medium-Term Market Report 2015
- EIA. Annual Energy Outlook 2015.
- EIA. Annual Energy Outlook 2016.
- EIA. International Energy Outlook 2016.
- EIA. Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015
- Energy Intelligence International Oil Daily, 2010–2016.
- Energy Intelligence Petroleum Intelligence Weekly, 2010–2016.

- Energy Policy Act of 2005. Available at: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf>
- EU Biofuels Annual 2015. USDA Foreign Agricultural Service, 2015
- Havana Energy, <http://www.havana-energy.com>
- IEA. Medium-Term Oil Market Report 2015.
- IEA. Medium-Term Oil Market Report 2016.
- IEA. World Energy Outlook 2014.
- IEA. World Energy Outlook 2015.
- International Marine Organization, <http://www.imo.org/en/Pages/Default.aspx>
- Lloyd's Register Marine, <http://www.lr.org/en/marine/>
- National Development Bank - Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social (BNDES), <http://www.bndes.gov.br>
- National Renewable Energy Laboratory – <http://www.nrel.gov>
- OECD-FAO Agricultural Outlook 2016-2025
- OPEC Oil Monthly Report, 2010–2016.
- OPEC. World Oil Outlook 2014.
- OPEC. World Oil Outlook 2015.
- PIRA Energy Group. Available at: <http://www.pira.com>
- Ren21 <http://www.ren21.net>
- REN21. Global Status Report 2011
- REN21. Global Status Report 2014
- REN21. Global Status Report 2016
- Renewable Energy Organization of Iran (SUNA), <http://www.suna.org.ir/en/home>
- Road Transport: the Cost of Renewable Solutions. IRENA 2013
- The Ministry of Mines and Energy (MME, Brazil), <http://www.planalto.gov.br>
- U.S. Energy Information Administration, <http://www.eia.gov/>
- UNICA – <http://english.unica.com.br>
- Международное энергетическое агентство – <http://www.iea.org>
- Международное энергетическое агентство – www.iea.org
- Министерство Энергетики России, <http://minenergo.gov.ru>
- Министерство энергетики США – <http://www.doe.gov>
- Отчеты Минтопэнерго РФ
- Оценки Минпромторг РФ и комитета Государственной Думы РФ по энергетике на конец 2015 г.
- Данные Минэнерго на 2015 – <http://nvdaily.ru/info/43114.html>

- Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861,
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/
- Роснедра. Проект (версия 12 сентября 2016 года) Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года. Москва, 2016. 27 С.
- Русгидро– <http://www.rushydro.ru/activity>
- Федеральная комиссия по регулированию энергетических рынков США – <http://www.ferc.gov>
- Электронная база данных Bloomberg www.bloomberg.com
- Электронная база данных *United Nations Comtrade Database* – <http://comtrade.un.org/db>
- Электронная база данных внешнейторговой статистики Южной Кореи
- Электронная база данных внешнейторговой статистики Японии
- Электронная база данных Госкомстат РФ – <http://www.gks.ru>
- Электронная база данных ООН UNdata – <http://data.un.org>
- Электронная база данных таможенной статистики КНР
- Электронная база данных Центрального банка РФ – <http://www.cbr.ru>

Научное издание

Трансформация мирового рынка нефти

*Ответственный редактор:
Жуков Станислав Вячеславович*

Коллективная монография

Подписано в печать 21.11.2016.
Формат 170×240. Печать офсетная.
Объем 37,5 п.л., 10,5 а.л. Тираж 500 экз. Заказ № 39

Издательство ИМЭМО РАН
Адрес: 117997, Москва, Профсоюзная ул., 23