

ИНСТИТУТ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ  
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

# **Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России**

Москва  
ИМЭМО РАН  
2015

УДК 338.242

ББК 65.5

Перес 272

Серия «Библиотека Института мировой экономики международных отношений»  
основана в 2009 году

Рецензенты:

доктор экономических наук В.Г. Варнавский,

доктор исторических наук С.А. Караганов,

кандидат экономических наук О.С. Анашкин

Перес 272

Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России /  
Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2015. – 152 с.

ISBN 978-5-9535-0426-3

В сборник включены расширенные варианты докладов на международной конференции, проведенной Центром энергетических исследований ИМЭМО РАН и Факультетом международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в декабре 2014 г. В фокусе анализа находятся следующие проблемы: влияние крупнейших банков на ценообразования на рынке сырой нефти; предпосылки запуска новой глобальной нефтяной бенчмарки; механизм технологического прогресса в секторе неконвенциональных углеводородов; воздействие «сланцевой революции» в США на американскую и мировую нефтепереработку; перестройка рынка природного газа в континентальной Европы. Также рассматриваются стратегии США, Китая, Болгарии, стран Центральной Азии в энергетической сфере и корпоративные стратегии нефтегазовых компаний развивающихся стран.

**Restructuring of World Energy Markets: Opportunities and Challenges for Russia / S.V. Zhukov, ed. – Moscow, IMEMO RAN, 2015. – 152 p. ISBN 978-5-9535-0426-3**

The collection of articles combines the extended versions of reports presented at the international conference, held by the Center of Energy Studies, IMEMO RAN and Faculty of International Energy Business, Gubkin Russian State University of Oil and Gas in December, 2014. The analysis focuses on the following problems: influence of the largest banks on price setting mechanism for crude oil; prerequisites for launching a new global oil benchmark; mechanism of technological progress in unconventional hydrocarbons sector; impact of «shale revolution» in the USA upon American and world refining; restructuring of natural gas market in the continental Europe. Also energy strategies of Russia, USA, China, Bulgaria and Central Asia states as well as corporate strategies of oil and gas companies from developing countries are discussed.

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

ISBN 978-5-9535-0426-3

© ИМЭМО РАН, 2015

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Золина С.А. Неконвенциональные углеводороды в США: механизм технологического прогресса.....	5
Масленников А.О. Крупнейшие банки на рынке нефти: влияние на механизм ценообразования .....	14
Синицын М.В. Влияние «сланцевой революции» в США на американскую и мировую нефтепереработку .....	20
Литовченко Е.Е. Перспективы формирования нового маркерного сорта нефти ВСТО.....	27
Журавлев Н.Д. Интернационализация нефтегазовых компаний развивающихся стран как фактор перестройки мировых энергетических рынков.....	43
Еремин С.В. Региональная интеграция газовых рынков: опыт, проблемы, перспективы глобализации .....	52
Копытин И.А. Модель газового рынка США для Европы: ожидания и реалии.....	64
Михин А.Н. Рынок СУГ в России: структура, регулирование, перспективы.....	68
Канояма Рэне, Смирнова В.А., Тыртышова Д.О. Инвестиционно-технологическое сотрудничество России с государствами АТР в сфере энергетики (на материалах Китая и Японии).....	78
Йорданов Симеон Перспективы развития ТЭК Республики Болгария в рамках энергетического пространства ЕС.....	87
Резникова О.Б. Центральноазиатский газ в стратегии Китая.....	95
Ходжамуратов Я., Полаева Г.Б. Нефтегазовый комплекс Туркменистана. Перспективы развития.....	97
Абдухакимов А. Обеспечение энергетической безопасности Узбекистана в условиях интеграционных процессов на постсоветском пространстве .....	106
Халова Г.О., Иллерицкий Н.И. Энергетические проекты нефтегазодобывающих государств ЦАР: вызовы для России .....	121
Шабарова А.К. Энергетическое сотрудничество России и Казахстана как один из факторов создания Евразийского Экономического Союза. ....	131
Морозов В.В., Нурашов А.А. Особенности стратегии Евразийской интеграции в условиях реформирования мировых энергетических рынков .....	142
Об авторах.....	150



## **Неконвенциональные углеводороды в США: механизм технологического прогресса**

Прорывными для добычи трудноизвлекаемых углеводородов стали технологии горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пласта. Однако от момента изобретения этих технологий до достижения их рентабельного применения для бурения низкопроницаемых пластов прошло более 50 лет. В настоящей работе проанализирован технологический прогресс в секторе добычи трудноизвлекаемых углеводородов с точки зрения так называемых макро- и микроизобретений, а также вклад в процесс коммерциализации ключевых технологий государственных программ, усилий частного бизнеса и научно-исследовательских институтов.

Впервые идея систематического разделения всех технологических инноваций на макро- и микроизобретения была предложена Мокур (1990) в работе «The Lever of Riches: Technological Creativity and Economic Progress», где автор привел подробный исторический анализ технологического прогресса со времен античности. Эта идея была развита Аллен (2009) для анализа ключевых изобретений, которые привели к промышленной революции в Британии. Макроизобретения являются революционным технологическим прорывом, созданным индивидуальными усилиями ученых. Это так называемые “game changers”, которые кардинально изменяют отрасль и условия игры на рынке. В качестве примера можно привести создание парового двигателя или механических часов. Микроизобретения же нацелены на адаптацию и постепенное усовершенствование этих революционных технологических прорывов в практической деятельности, достижение экономической целесообразности их использования. Микроизобретения также можно назвать «обучением в производстве». Благоприятные общеэкономические условия и государственные программы, направленные на продвижение инновационной деятельности, главным образом, стимулируют создание изобретений на микроуровне.

Ключевые для добычи трудноизвлекаемых углеводородов макроизобретения были созданы в середине 20-го века. Первая горизонтальная скважина была пробурена в 1929 г., а первый гидроразрыв пласта (ГРП) для извлечения природного газа из известняка был проведен в 1947 г. Однако именно совокупность дальнейших микроусовершенствований этих технологий привела как к созданию новых макроизобретений – проведению в 1986 г. массивного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине, так и доведению этих макроизобретений до экономической рентабельности. Последовательное

усовершенствование ключевых для добычи ресурсов низкопроницаемых пластов макроизобретений за счет «обучения в производстве» представлено на схеме 1.

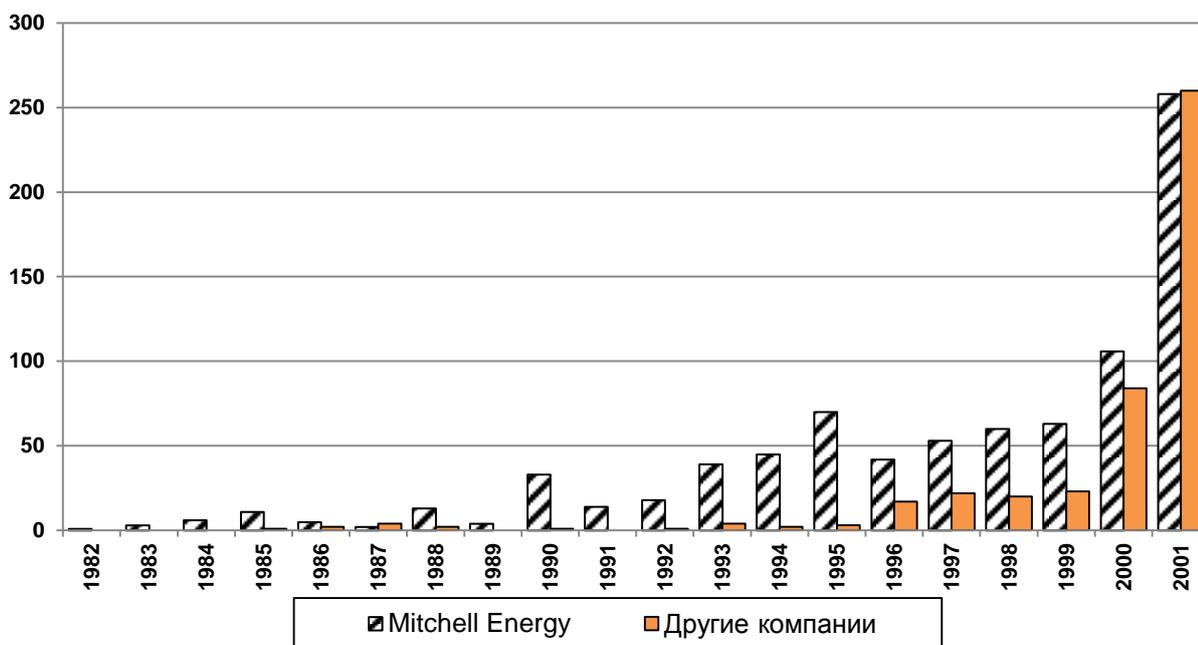
Схема 1

Эволюция ключевых для добычи трудноизвлекаемых углеводородов технологий в разбивке макро- и микроизобретений



Источник: Michael Shellenberger, Ted Nordhaus, Alex Trembath, Jesse Jenkins. Where the Shale Gas Revolution Came From. Government's Role in the Development of Hydraulic Fracturing in Shale / Breakthrough Institute Energy & Climate Program. May 2012.

Ключевую роль в разработке изобретений на микроуровне сыграла компания Mitchell Energy, которая первой добилась рентабельной добычи природного газа на сланцевой формации Barnett в 1997 г. Интересно, что до 1993 г. Mitchell Energy была практически единственной компанией, занимающейся разработкой поля Barnett и, соответственно, обучением в бурении низкопроницаемых сланцевых формаций (рисунок 1).



**Рисунок 1. Число обустроенных скважин на формации Barnett, 1982–2001 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.

Ключевым микроизобретением компании Mitchell Energy стало применение в 1997 г. раствора с низким содержанием проппанта (песка) для проведения гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине на формации Barnett. Более 10 лет, начиная с активного применения массивного ГРП на формации Barnett, понадобилось компании на подбор раствора для гидроразрыва пласта «методом проб и ошибок». Первоначально для ГРП на Barnett использовался дорогостоящий раствор, состоящий из большого количества воды с гелем, песка и азота. С 1994 г. Mitchell Energy пыталась сократить издержки проведения ГРП без снижения продуктивности. Сначала из раствора был исключен азот, что никак не повлияло на дебиты скважин. Затем дорогой качественный песок был заменен на более дешевый, содержание геля в растворе было незначительно снижено, что позволило сократить средние издержки на 10%<sup>1</sup>. 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 проппанта. Это позволило сократить издержки на проведение ГРП в расчете на одну скважину с 375 000 долларов до 85 000 долларов<sup>2</sup>, позволяя при этом добыть то же

<sup>1</sup> 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.

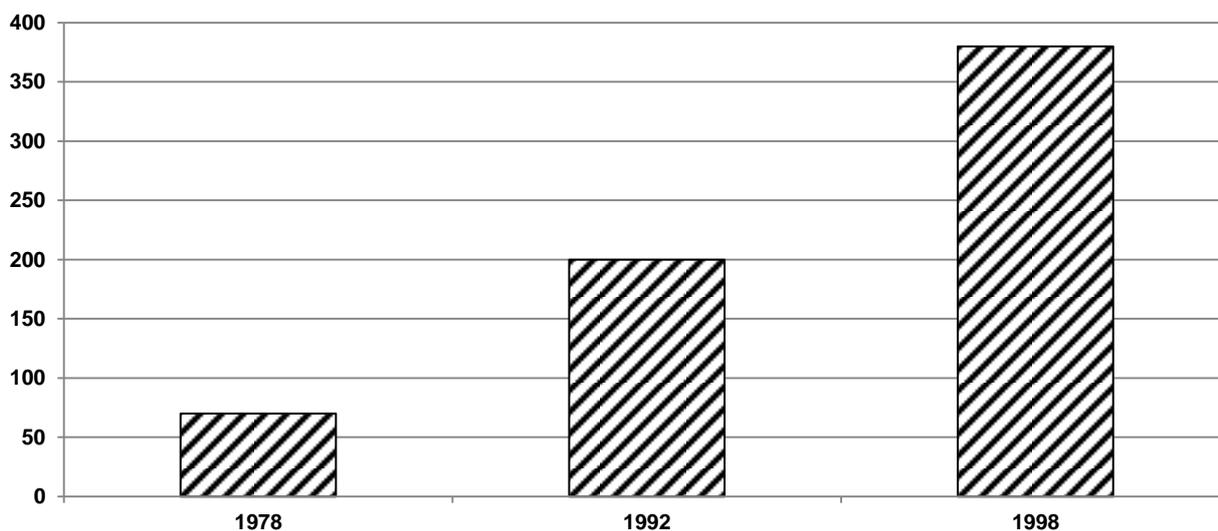
<sup>2</sup> The Breakthrough Institute. Interview with Dan Steward, Former Mitchell Energy Vice President. December 12, 2011.

количество природного газа. Именно это микроизобретение принято считать ключевым в процессе коммерциализации добычи природного газа из сланцевых формаций.

Однако стоит отметить, что микроизобретения, разработанные Mitchell Energy, в значительной степени поддерживались государством. Так, значительные издержки по бурению первой горизонтальной скважины на Barnett в 1991 г. взяло на себя государство: Mitchell Energy понесла издержки на бурение вертикальной части скважины в размере 800 тыс. долларов, Министерство энергетики оплатило бурение горизонтальной части скважины – 700 тыс. долларов<sup>3</sup>. Кроме того, в 1980–1990-х гг. Министерство энергетики субсидировало работы компании по изучению геологии низкопроницаемых пластов, изучению трещиноватости породы и оценке запасов природного газа. В 1999 г. совместно с Институтом газовых технологий США компания Mitchell Energy провела исследование вторичного гидроразрыва пласта для разработки сланцевых формаций.

В целом государственные механизмы продвижения технологического прогресса в секторе трудноизвлекаемых углеводородов в США можно разделить на целевые микроинвестиции и снятие барьеров входа в отрасль.

Целевые микроинвестиции осуществлялись через ряд государственных программ, ключевой из которых стал Восточный газовый сланцевый проект (Eastern Gas Shales Project). Он позволил нарастить добычу природного газа на восточных сланцевых формациях США в три раза с 70 млрд. куб. футов до 200 млрд. куб. футов за время действия программы с 1978 по 1992 гг. (рисунок 2).



**Рисунок 2. Добыча природного газа на восточных сланцевых формациях США, 1978–1998 гг., млрд. куб. футов.**

Источник: National Research Council. Energy Research at DOE: Was it Worth it? Energy Efficiency and Fossil Energy Research 1978 to 2000 (2001).

<sup>3</sup> The Breakthrough Institute. Interview with Dan Steward. Op. Cit.

В рамках проекта была проведена серия демонстрационных проектов на основе государственно-частного партнерства (ГЧП). При этом стоит подчеркнуть, что более 80% издержек по финансированию этого проекта взяло на себя государство (таблица 1).

**Таблица 1.**  
**Финансирование Восточного газового сланцевого проекта, 1978–1992 гг., млн. долларов 1997 г.**

Министерство энергетики США	137
Управление энергетических исследований и разработок США	20
Институт газовых исследований США	30
Частные компании	35

Источник: National Research Council. Energy Research at DOE: Was it Worth it? Energy Efficiency and Fossil Energy Research 1978 to 2000 (2001).

Кроме того, с 1980 г. по 2002 г. действовала такая государственная мера стимулирования технологического прогресса в секторе сланцевого газа, как налоговый кредит. Размер кредита составил 0,5 доллара на млн. куб. футов<sup>4</sup>. За 22 года действия программы совокупный размер налогового кредита для компаний–разработчиков неконвенциональных источников природного газа составил 10 млрд. долларов<sup>5</sup>.

Также государство значительно снижало барьеры входа в отрасль путем вывода операций по ГРП из-под действия ряда важнейших федеральных законов США в области экологического законодательства: Закон о безопасности питьевой воды(1974 г.); Закон о чистой воде (1972 г.); Закон о национальной политике в области защиты окружающей среды (1969 г.); Закон о сохранении и восстановлении ресурсов (1976 г.); Закон о чистом воздухе (1970 г.); Закон о планировании и праве на информацию в чрезвычайных ситуациях (1986 г.)<sup>6</sup>.

На уровне частного бизнеса механизмами продвижения технологического прогресса в секторе трудноизвлекаемых углеводородов в США стали, главным образом, слияния и поглощения, создание площадок обмена опытом и интеграция компанией Mitchell Energy всех макро- и микроизобретений, усилий государства и НИИ.

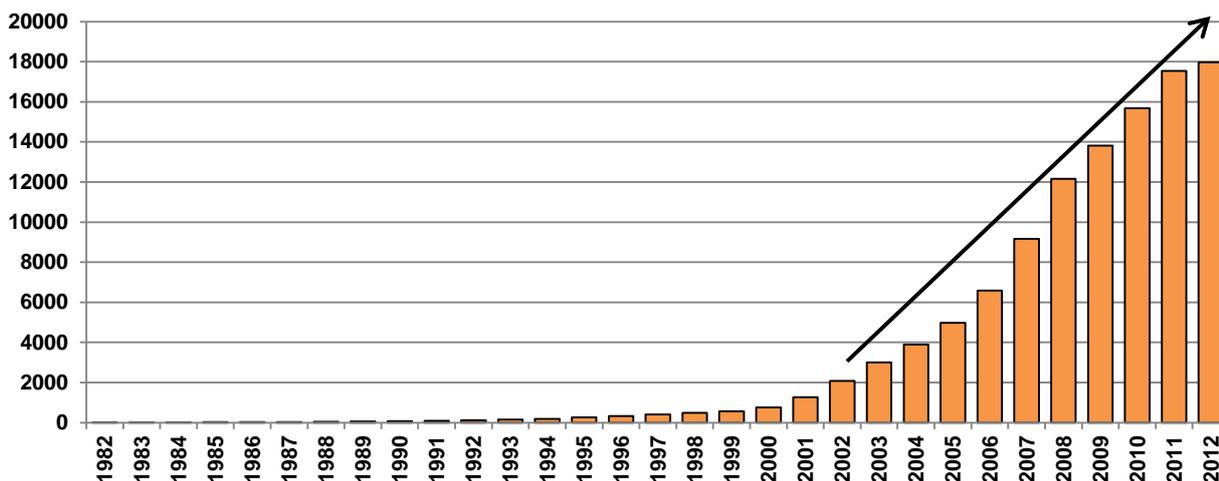
Наиболее ярким примером продвижения технологического прогресса путем слияния и поглощения является покупка Mitchell Energy компанией Devon Energy,

<sup>4</sup> Michael Shellenberger, Ted Nordhaus, Alex Trembath, Jesse Jenkins. Op. Cit.

<sup>5</sup> Kevin Begos. Tax Breaks, U.S. research play big part in success of fracking / Associated Press. September 24, 2012.

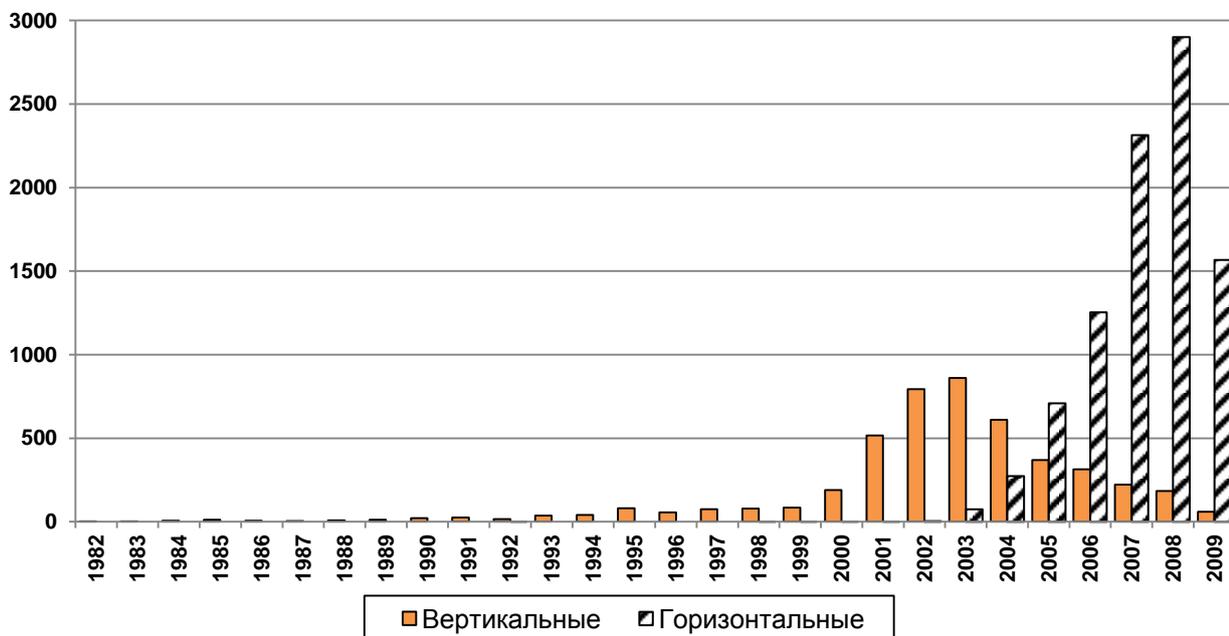
<sup>6</sup> С. Жуков, О. Резникова. «Революция сланцевого газа»: масштабы, перспективы и влияние на газовый рынок.

специализирующейся на горизонтальном бурении. До слияния Mitchell Energy пробурила 800 вертикальных скважин и только 4 горизонтальные<sup>7</sup>. Слияние компаний в 2002 г. позволило значительно увеличить интенсивность бурения: число продуктивных скважин на формации Barnett с 2012 г. выросло в 8,7 раз по сравнению с 2002 г. и составило 18000 (рисунок 3), а также резко нарастить горизонтальное бурение: уже в 2003 г. было пробурено 75 новых горизонтальных скважин, а уже в 2005 г. среди новых пробуренных скважин доля горизонтальных скважин превысила 50% (рисунок 4).



**Рисунок 3. Число продуктивных скважин на формации Barnett, 1982-2012 гг.**

Источник: Zhongmin Wang, Alan Krupnick. Op. Cit.



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

Источник: Zhongmin Wang, Alan Krupnick. Op. Cit.

<sup>7</sup> Zhongmin Wang, Alan Krupnick. Op. Cit.

В рамках Восточного газового сланцевого проекта были созданы площадки обмена опытом и накопленными знаниями по разработке сланцевых плеев.

Стоит отметить, что именно компания Mitchell Energy выступила интегратором усилий государства, частного бизнеса и научного сообщества, что позволило ей первой добиться рентабельной добычи газа сланцевых формаций. В целом, «если пытаться определить символ эффективного государственно-частного партнерства, то это – добыча сланцевого газа»<sup>8</sup>. Государство полностью или частично взяло на себя издержки по бурению первой горизонтальной скважины, проведению первого массивного ГРП и реализации ряда демонстрационных проектов на сланцевых формациях.

Mitchell Energy также аккумулировала изобретения, сделанные другими частными компаниями, в том числе вне сферы разработки сланцевых ресурсов. Например, алмазные буровые долота, созданные в результате ГЧП между General Electric и Управлением энергетических исследований и разработок США для разработки геотермальных источников. Кроме того, компания использовала буровой раствор с низким содержанием проппанта, созданный компанией Union Pacific Resources для бурения низкопроницаемых песчаников.

Также были интегрированы важнейшие разработки научно-исследовательских институтов: запатентованная Моргантаунским центром энергетических исследований технология наклонно-направленного и горизонтального бурения и созданные Национальной лабораторией Сандия новые методы электромагнитной телеметрии и микросейсмического моделирования.

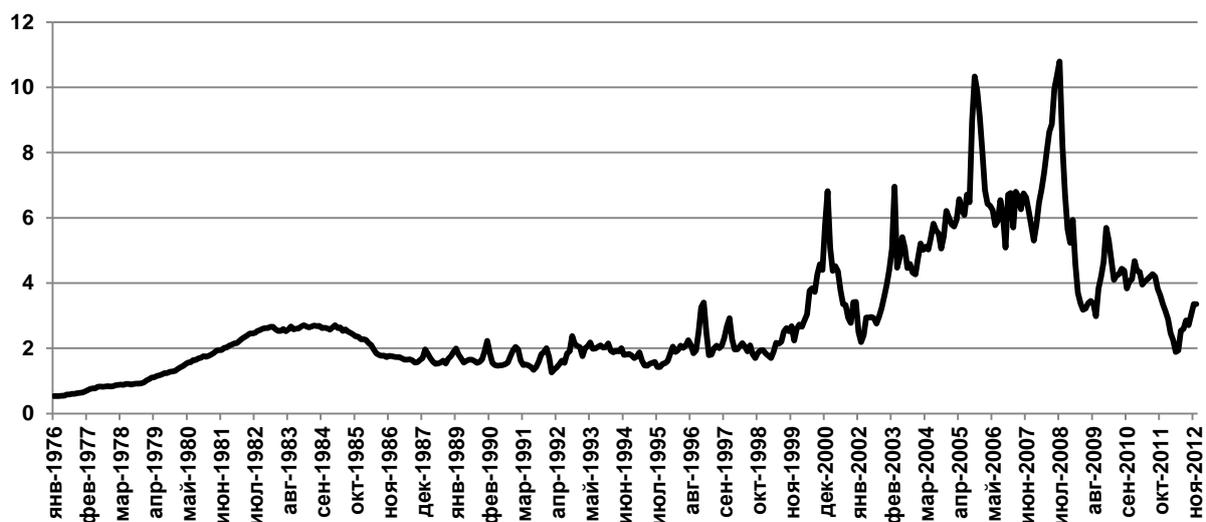
Кроме того, стоит отметить благоприятные для технологического прогресса общеэкономические и институциональные факторы. Поскольку для ресурсодобывающих компаний критерием максимизации функции полезности является достижение максимума дисконтированного денежного потока, цена ресурсов имеет важнейшее значение. Как видно из рисунков 1 и 4, число пробуренных и обустроенных скважин на формации Barnett в 2001 г. активно выросло. Если в 1991–1999 гг. среднегодовая цена американского природного газа на устье скважины колебалась примерно на уровне 2 доллара за тыс. куб. футов, то в 2000–2001 гг. она достигла уровня 4 доллара за тыс. куб. футов (рисунок 5).

Для анализа механизма технологического прогресса отдельно стоит отметить такой фактор институциональной среды, как ставка процента. Этот показатель характеризует доступность кредита. В США процентная ставка по полугодовым казначейским облигациям,

---

<sup>8</sup> The Breakthrough Institute. Terry Endelger on Federal Role in Shale Gas Revolution. January 5, 2012.

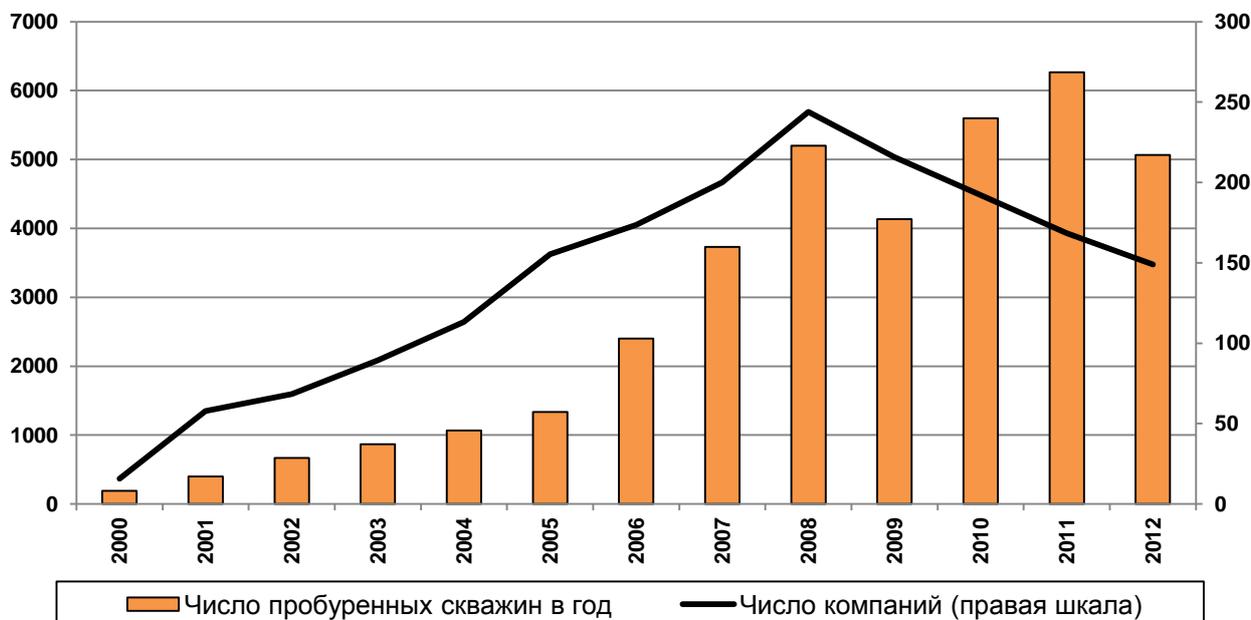
торгуемым на вторичном рынке, с 1991 г. не превышала 6%, а в периоды 1989–1993 гг., 2000–2003 гг. и 2006–2014 гг. резко сокращалась, достигнув в 2014 г. уровня 0,06%.



**Рисунок 5. Цена на природный газ на устье скважины в США, январь 1976–декабрь 2012 гг., долларов за тыс. куб. футов.**

Источник: Администрация энергетической информации США.

В заключение стоит отметить, что бизнес среда, государственная поддержка, сотрудничество между частными компаниями, государством и научными институтами привели к формированию сектора трудноизвлекаемых углеводородов в США с большим количеством компаний (рисунок 6).



**Рисунок 6. Число пробуренных скважин и компаний на крупнейших формациях сланцевого газа, 2000–2012 гг.**

Источник: Zhongmin Wang, Qing Xue. The Market Structure of Shale Gas Drilling in the United States / Resources for the Future. September 2014.

Участие в секторе большого числа компаний, каждая из которых в свою очередь занимается разработкой микроизобретений, приводит к специализации и сокращению издержек.

#### **Список использованной литературы:**

С. Жуков, О. Резникова «Революция сланцевого газа»: масштабы, перспективы и влияние на газовый рынок. Год планеты: ежегодник / Ин-т мировой экономики и международных отношений РАН. – М., 1992 – . – ISSN 0235-6627. Вып. 2012 г.: экономика, политика, безопасность / [гл. ред. В.Г. Барановский]. – М.: Идея-Пресс, 2012.

Benjamin Hofmann, Debbie Kane. Waterfracs prove successful in some Texas basins / Oil&Gas Journal. March 20, 2000.

Joel Mokyr. The Level of Riches: Technological Creativity and Economic Progress / Oxford University Press. April 9, 1992.

Kevin Begos. Tax Breaks, U.S. research play big part in success of fracking / Associated Press. September 24, 2012.

Michael Shellenberger, Ted Nordhaus, Alex Trembath, Jesse Jenkins. Where the Shale Gas Revolution Came From. Government's Role in the Development of Hydraulic Fracturing in Shale / Breakthrough Institute Energy & Climate Program. May 2012.

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

Robert C. Allen. The British Industrial Revolution in Global Perspective (New Approaches to Economic and Social History) / Cambridge University Press. April 27, 2009.

The Breakthrough Institute. Interview with Dan Steward, Former Mitchell Energy Vice President. December 12, 2011.

The Breakthrough Institute. Terry Endelger on Federal Role in Shale Gas Revolution. January 5, 2012.

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.

Zhongmin Wang, Qing Xue. The Market Structure of Shale Gas Drilling in the United States / Resources for the Future. September 2014.

Администрация энергетической информации США - <http://www.eia.gov>

**Масленников А.О.**

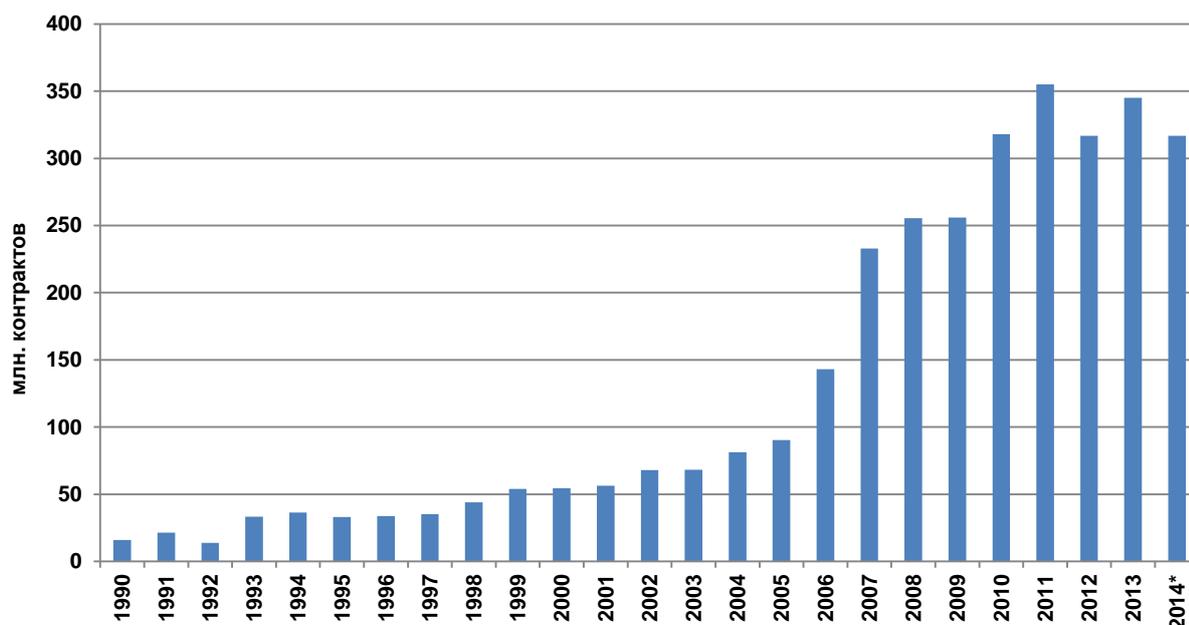
**Крупнейшие банки на рынке нефти: влияние на механизм ценообразования**

Установлено, что мировая цена нефти определяется, главным образом, на рынке фьючерсных контрактов на нефть. При этом рынок нефтяных фьючерсов оказывает как прямое, так и опосредованное воздействие на ценообразование. Примерами прямого влияния являются использование Саудовской Аравией в ценообразовании поставок нефти на европейский рынок среднемесячной котировки торгуемого на бирже Intercontinental Exchange (ICE) фьючерса на Brent в рамках так называемой системы BWAVE, а также тот факт, что официальная цена продажи нефти эмиратом Дубаи привязана к фьючерсному контракту на нефть сорта Oman, торгуемому на Дубайской товарно-сырьевой бирже.

Наибольшее распространение в качестве ценового индикатора в мировой торговле физической нефтью получил рассчитываемый ценовым агентством Platts индекс Dated Brent. Опосредованное влияние рынка нефтяных фьючерсов на ценообразование Dated Brent проявляется в том, что при выставлении заявок в так называемом «торговом окне» Platts участники рынка ориентируются на фьючерсные котировки. В отличие от «торгового окна» Platts, где сделки проходят в течение всего 30 мин в день и доступ к которому имеют только ограниченное количество игроков, ликвидность фьючерсного рынка гораздо выше.

За последние примерно 10 лет объем торгов нефтяными фьючерсными контрактами на двух крупнейших биржах – нью-йоркской NYMEX и лондонской ICE – существенно вырос и уже более чем в 10 раз превышает годовое потребление нефти в мире. За январь-ноябрь 2014 г. оборот фьючерсных контрактов на двух биржах составил около 320 млн. контрактов, что эквивалентно 320 млрд. баррелей нефти и в годовом выражении незначительно уступает своему максимальному значению, достигнутому в 2011 г. (рисунок 1).

В результате финансиализации нефтяного рынка на цену нефти все возрастающее влияние оказывают финансовые инвесторы, которые не имеют прямого отношения к добыче, транспортировке, переработке или потреблению физической нефти и нефтепродуктов, а используют нефтяные фьючерсы как инструмент для долгосрочных портфельных инвестиций или для извлечения краткосрочной спекулятивной прибыли. Согласно многим исследованиям, присутствие на рынке финансовых игроков в течение последних нескольких лет обуславливало наличие в цене нефти так называемой «спекулятивной премии».

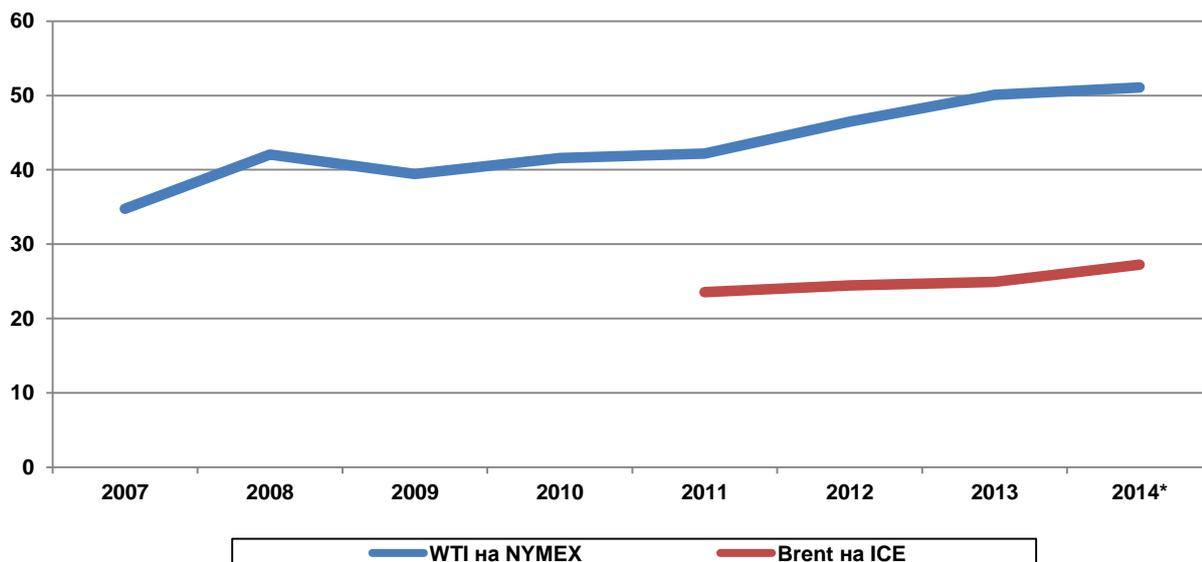


\* – за январь-ноябрь.

**Рисунок 1. Динамика совокупного оборота нефтяных фьючерсов Brent и WTI на NYMEX и ICE, млн. контрактов.**

Источник: рассчитано по данным CME Group и ICE.

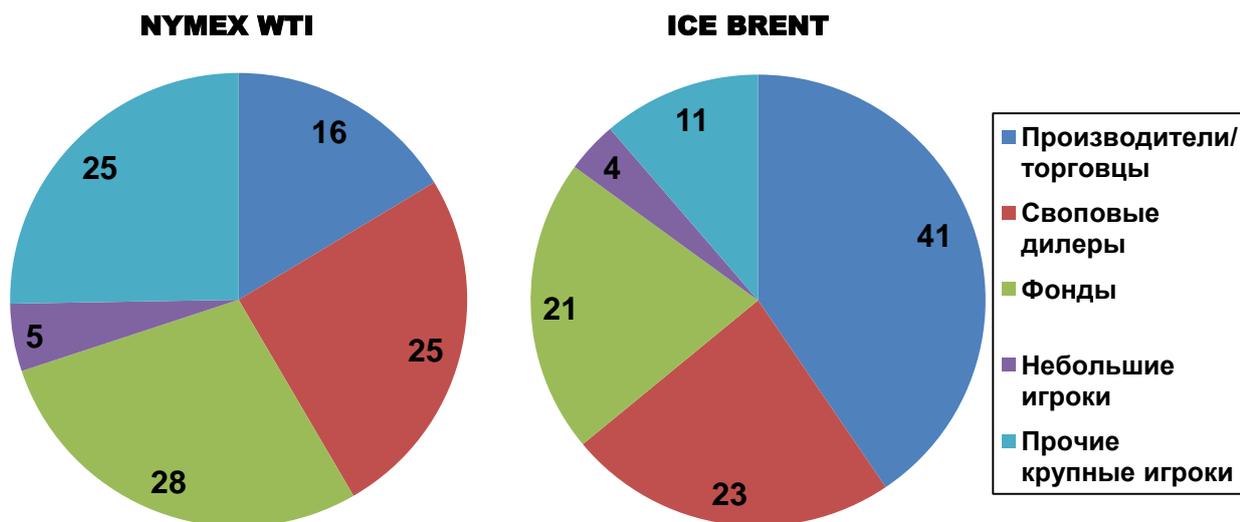
В 2014 г. доля финансовых инвесторов в структуре открытых позиций по нефтяным фьючерсам продолжила расти и в среднем за первые 11 месяцев 2014 г. этот показатель на американской бирже NYMEX превысил 50% (рисунок 2). На европейской бирже ICE финансовые инвесторы контролируют около 30% открытых позиций.



\* – за январь-ноябрь.

**Рисунок 2. Динамика доли финансовых игроков в открытых позициях по нефтяным фьючерсам, %.**

Источник: рассчитано по данным Комиссии по торговле сырьевыми фьючерсами.



**Рисунок 3. Структура открытых позиций по нефтяным фьючерсам на 25 декабря 2014 г., %**

Источник: рассчитано по данным Комиссии по торговле сырьевыми фьючерсами.

При этом крупнейшими держателями позиций в нефтяных деривативах являются банки, в т. ч. Goldman Sachs, J.P. Morgan Chase и др., которые используют нефтяные фьючерсы, во-первых, для извлечения прибыли от колебаний цен на нефть в собственных стратегиях за счет собственных средств; во-вторых, в целях обеспечения своей деятельности как финансовых посредников. При этом клиентами банков являются как игроки рынка физической нефти – нефтедобывающие компании, нефтеперерабатывающие заводы, авиакомпании и т.д., так и финансовые игроки, в т. ч хедж-фонды.

Кроме того, практически все крупнейшие банки до недавнего времени занимались также непосредственно торговлей физическими сырьевыми товарами, в том числе сырой нефтью, т.е. выступали в качестве сырьевых трейдеров. Совмещение операций на финансовом и физическом рынках давало им дополнительные конкурентные преимущества – банки получали информацию о том, что происходит на локальных непрозрачных рынках физической нефти, которую могли использовать в своих финансовых стратегиях.

Однако мировой финансовый кризис 2008-2009 гг. показал, что слабо регулируемые рынки производных финансовых инструментов представляют огромную угрозу для финансовой системы. Более того, после банкротства банка Lehman Brothers в 2008 г. финансовые регуляторы осознали, что крупнейшие банки являются системно значимыми институтами, банкротство которых недопустимо, поэтому сейчас мы наблюдаем попытки регуляторов крупнейших финансовых рынков установить контроль над рынком деривативов и, в частности, за деятельностью крупных банков на этом рынке.

Лидером в этом процессе выступают США. В 2010 г. здесь был принят рамочный закон Додда-Франка, который обрисовал направления ужесточения регулирования финансового рынка и с тех пор постепенно наполняется соответствующими подзаконными актами. Применительно к рынку нефтяных деривативов ужесточение регулирования идет по трем направлениям:

- лимиты на объем позиций по фьючерсам – ограничивается количество контрактов, которые один участник рынка может держать.

- «правило Волкера» – запрет банкам торговать деривативами в своих интересах, а также инвестировать собственные средства в хедж-фонды. Иными словами, банкам разрешается выступать только в качестве финансовых посредников.

- введение обязательного клиринга для внебиржевых свопов, что означает, в том числе, необходимость внесения гарантийного обеспечения под сделки на внебиржевом рынке, на котором работают банки и в конечном итоге приведет к значительному удорожанию этих операций.

Европейский Союз, хотя и с некоторым запаздыванием относительно США, также ужесточает регулирование рынка нефтяных деривативов. В настоящее время здесь разрабатываются два крупных закона в этой сфере – «О рынках финансовых инструментов» (MiFID II) и «О регулировании инфраструктуры европейского рынка» (EMIR). Кроме того, на международном уровне в рамках G20 осуществляется координация действий регуляторов, чтобы не дать возможность участникам рынка обходить ограничения путем совершения операций в менее регулируемых юрисдикциях.

Кроме того, значительные ограничения накладывает и имплементация требований Базеля 3, который повышает нормативы достаточности капитала для банков и тем самым также ограничивает их возможность совершать сделки с нефтяными деривативами.

Помимо этого, деятельность банков на рынке физической нефти также находится под вопросом. В 20 ноября 2014 г. Сенат США по итогам расследования, которое длилось с 2012 г., обвинил американские банки Goldman Sachs, Morgan Stanley и J.P. Morgan в манипулировании ценами на сырье на физическом рынке и использовании этих операций для извлечения прибыли на финансовых рынках.

Важно, что под удар ставятся не просто банки, но и сама ФРС США, которая не смогла установить должного контроля за деятельностью банков на этих рынках. ФРС США с 2003 г. разрешает банкам выступать в роли сырьевых трейдеров, однако ограничивает объемы такой деятельности на уровне 5% от капитала. В докладе Сената утверждается, что банки использовали лазейки и успешно обходили это ограничения.

Мы видим, что банки в массовом порядке полностью или частично избавляются от операций с физическими сырьевыми товарами – о таком решении уже заявили J.P. Morgan, Morgan Stanley, Barclays и ряд других крупных банков. Фактически из крупных игроков на этом рынке пока остаются только Goldman Sachs и Citigroup.

**Таблица 1.**

**Крупнейшие мировые банки, объявившие о продаже сырьевого трейдингового бизнеса (или его части)**

<b>Банк</b>	<b>Дата объявления о сделке</b>
Barclays	апрель 2014
J.P. Morgan	март 2014
Bank of America	январь 2014
Deutsche Bank	декабрь 2013
Morgan Stanley	декабрь 2013
UBS	октябрь 2012
Credit Agricole	декабрь 2011

Источник: составлено по отраслевой бизнес-периодике.

Несмотря на сокращение операций с физической нефтью, банки пока не уходят с рынка нефтяных деривативов. Однако если банки все же решат существенно сократить объем операций с производными финансовыми инструментами на нефть, это будет иметь серьезные последствия для нефтяного рынка, главное из которых – сокращение спекулятивной премии в цене нефти. Также существенное снижение ликвидности на рынке нефтяных деривативов может привести к значительному росту издержек не только у финансовых игроков, но и у хеджеров, в т. ч. нефтедобывающих компаний. Хотя реформа декларирует благие цели – снижение системных рисков в экономике и повышение прозрачности рынка, ужесточение регулирования нефтяных деривативов может сделать бизнес банков на этом рынке невыгодным.

В конечном счете, влияние финансовой реформы на рынок нефти будет зависеть от того, насколько жесткими на практике окажутся новые требования регуляторов. Изменение регулирования в США – это длительный и открытый процесс, в котором банки принимают активное участие. После публикации каждой промежуточной версии разрабатываемых подзаконных актов следуют этапы ее публичного обсуждения, сбора комментариев от участников рынка, анализа этих комментариев регуляторами и публикации как самих комментариев, так и результатов их анализа. Кроме того, банки активно оспаривают вводимые ограничения в судебном порядке. Мы считаем, что банки с высокой вероятностью найдут возможность обойти вводимые ограничения, хотя бы частично. Более того, так как технологии работы на рынке деривативов давно и хорошо отработаны, поддержку цене

нефти может оказать приход на этот рынок новых небанковских игроков. Так, например, часть сырьевых трейдеров уже ушли из крупнейших банков и создали собственные хедж фонды.

### **Список использованной литературы**

Комиссия по торговле сырьевыми фьючерсами – <http://www.cftc.gov>

Управление валютного контроля министерства финансов США – <http://www.occ.gov>

Ценовое агентство Platts – <http://www.platts.com>

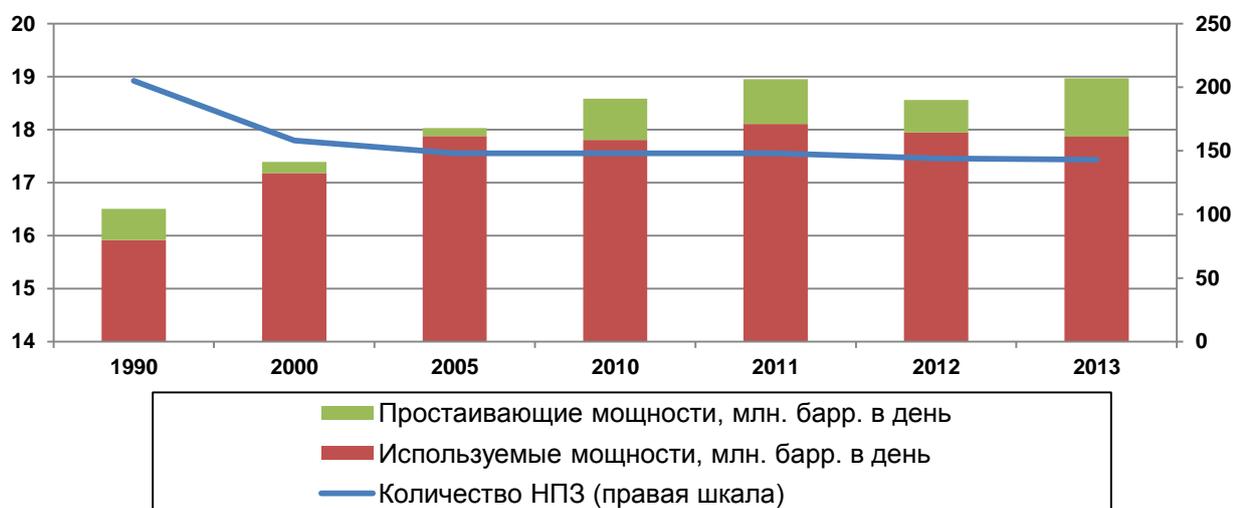
CME Group – <http://www.cmegroup.com>

Intercontinental Exchange – <http://www.theice.com>

## Влияние «сланцевой революции» в США на американскую и мировую нефтепереработку

«Сланцевая революция» привела к быстрому росту добычи неконвенциональных нефти и газа в Северной Америке. К концу 2014 г. на семи крупнейших сланцевых формациях в США добывалось более 5 млн. баррелей нефти в день. Прогнозы будущей добычи трудноизвлекаемой нефти остаются остро дискуссионным вопросом, но маловероятно, что уровень добычи будет ниже показателей 2014 г. в ближайшие 2-3 года. Увеличение объемов, изменение качества добываемой нефти привели к важнейшим для американской и мировой нефтепереработки последствиям, анализируемым в статье.

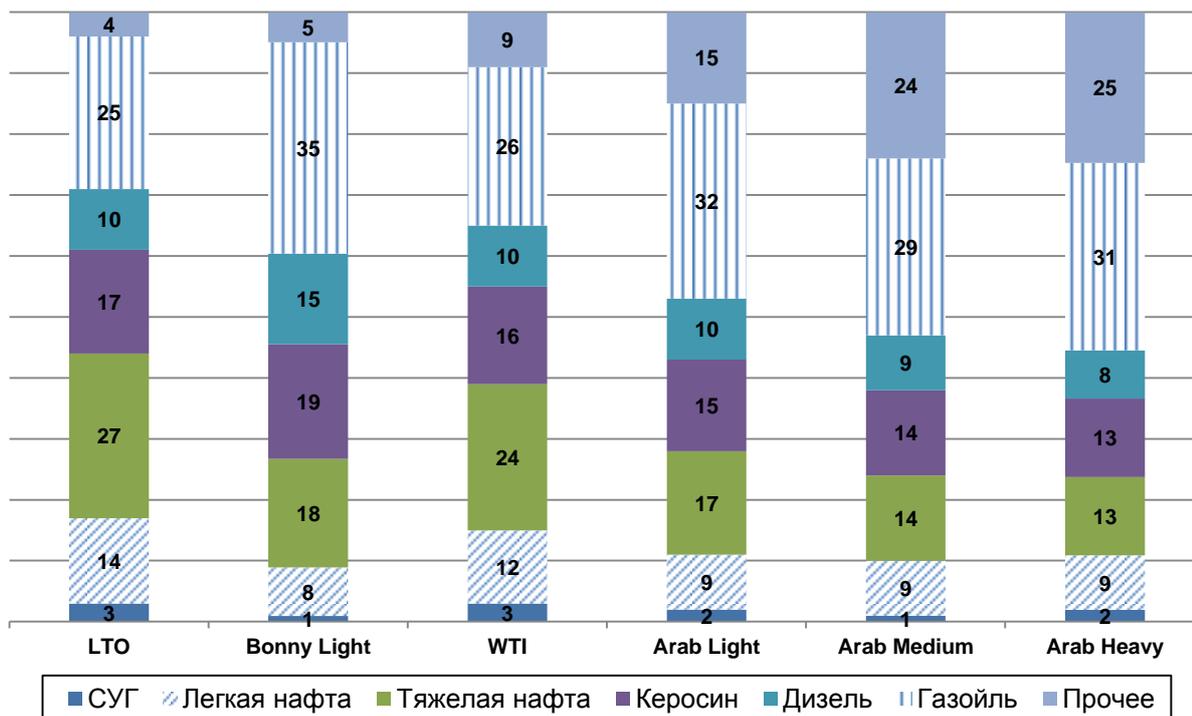
Во-первых, в структуре выпуска американской нефтепереработки произошел сдвиг к легким и средним дистиллятам, существенно вырос выпуск, что сократило ниши на рынке США для импорта нефтепродуктов. Во-вторых, растущий экспорт бензина и дизеля на рынки стран Северной и Южной Америки, вытеснив европейские нефтепродукты, негативно повлиял на европейский нефтеперерабатывающий сектор. В-третьих, импорт легкой нефти вытеснен сланцевой нефтью, что привело к переориентации потоков африканской и латиноамериканской нефти в Европу и Азию.



**Рисунок 1. Мощности американских НПЗ на 1 января года.**

Источник: Агентство энергетической информации США.

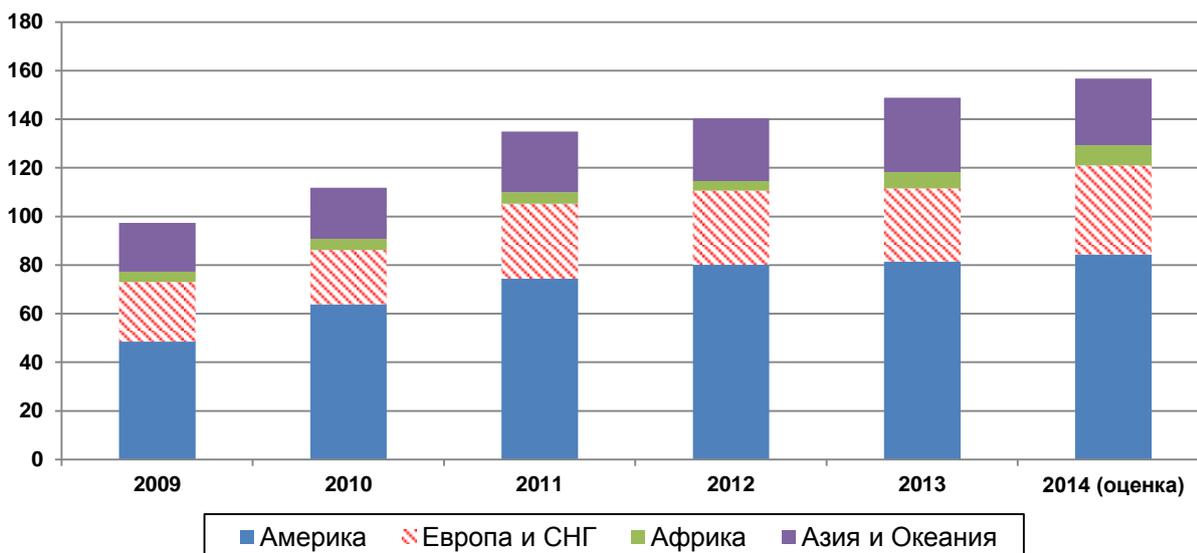
Высокие цены на нефть и стагнация внутреннего спроса на нефтепродукты после кризиса 2008-2009 гг. негативно повлияли на американскую нефтепереработку: в 2010 г. и 2012 г. объемы нефтеперерабатывающих мощностей снижались впервые с 1990 г. В 2012 г. объем выпуска нефтепродуктов незначительно превышал уровень 2005 г. (рисунок 1).



**Рисунок 2. Американская нефтепереработка: структура выпуска, %.**

Источник: McKinsey.

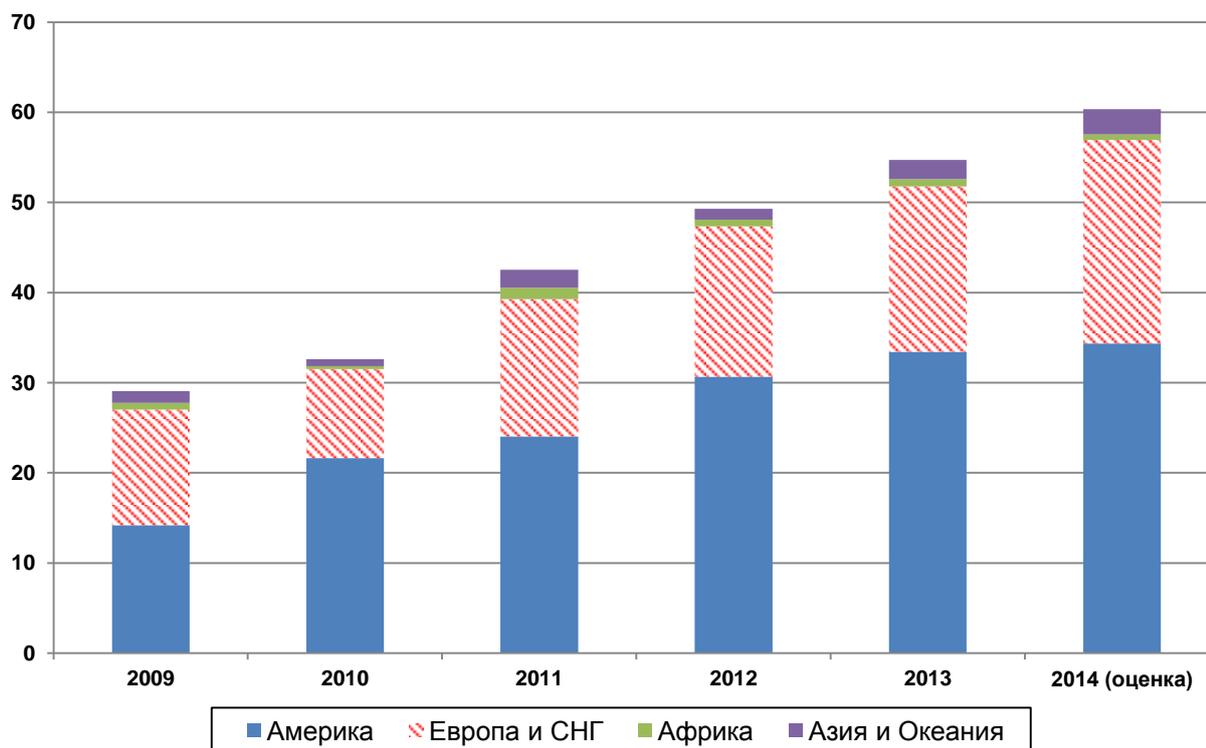
Сланцевая нефть является более легкой по сравнению с другими сортами нефти, в первую очередь, импортируемой конвенциональной нефтью, что позволяет получить в нефтепереработке больше легких и средних дистиллятов без проведения дополнительной переработки (рисунок 2).



**Рисунок 3. США: экспорт нефтепродуктов, млн. т.**

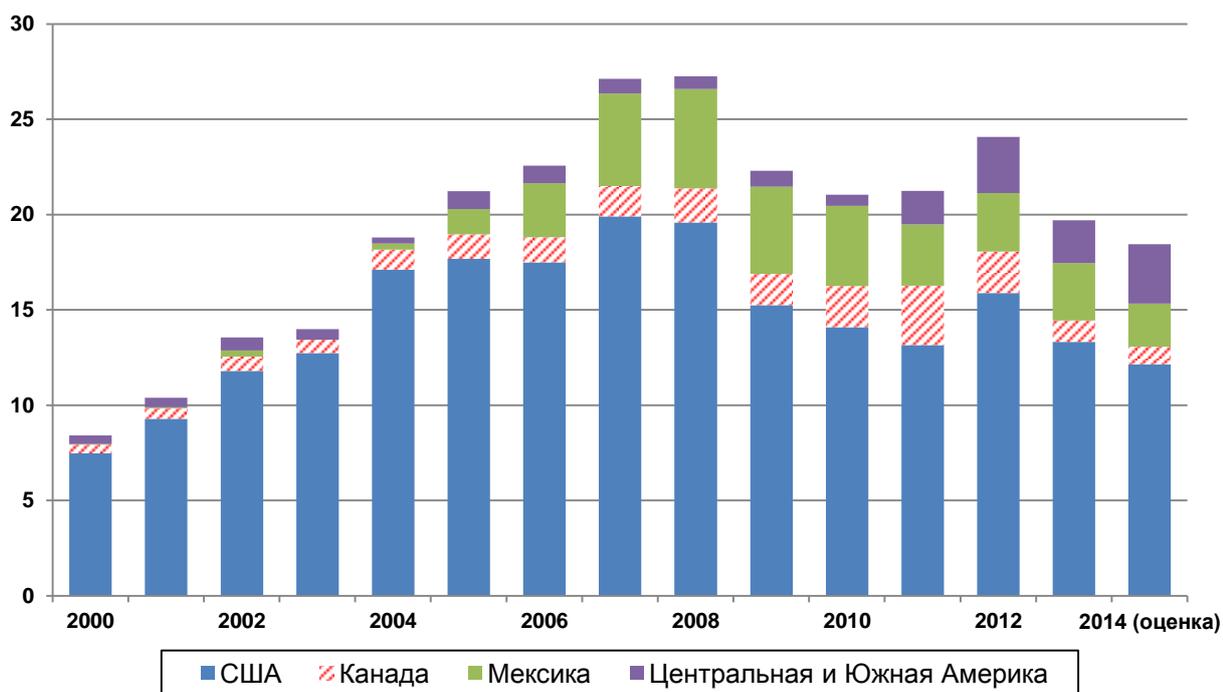
Источник: Международное энергетическое агентство.

Уменьшение издержек на нефтепереработку как из-за снижения цен на сырье из-за затоваривания внутреннего рынка, так и изменения структуры выпуска привело к значительному росту объемов нефтепереработки уже в 2013 г. (рисунок 1). Если в 2000-е годы США активно импортировали бензин для удовлетворения внутреннего спроса, то с 2013 г. этот импорт замещается внутренним производством. В условиях стабилизации спроса на нефтепродукты в США после кризиса 2008 г. наращивание объемов нефтепереработки означает рост экспорта нефтепродуктов до 157 млн. т в 2014 г. (рисунок 3). Самыми быстрыми темпами увеличивается объем экспорта дизеля, который удвоился за последние пять лет и достиг 60 млн. т в 2014 г. (рисунок 4). Основными экспортными рынками для США остаются страны Северной и Южной Америки и Европы, увеличиваются объемы экспорта на африканский рынок. Перспективными для американских компаний являются быстро растущие азиатские рынки: уже на 2016-2017 гг. заключены контракты на поставку дизеля и СУГ в Южную Корею. После расширения Панамского канала инфраструктурные ограничения на экспорт нефтепродуктов с побережья Мексиканского залива на восточное побережье Азии будут сняты.



**Рисунок 4. США: экспорт дизеля, млн. т.**

Источник: Международное энергетическое агентство.



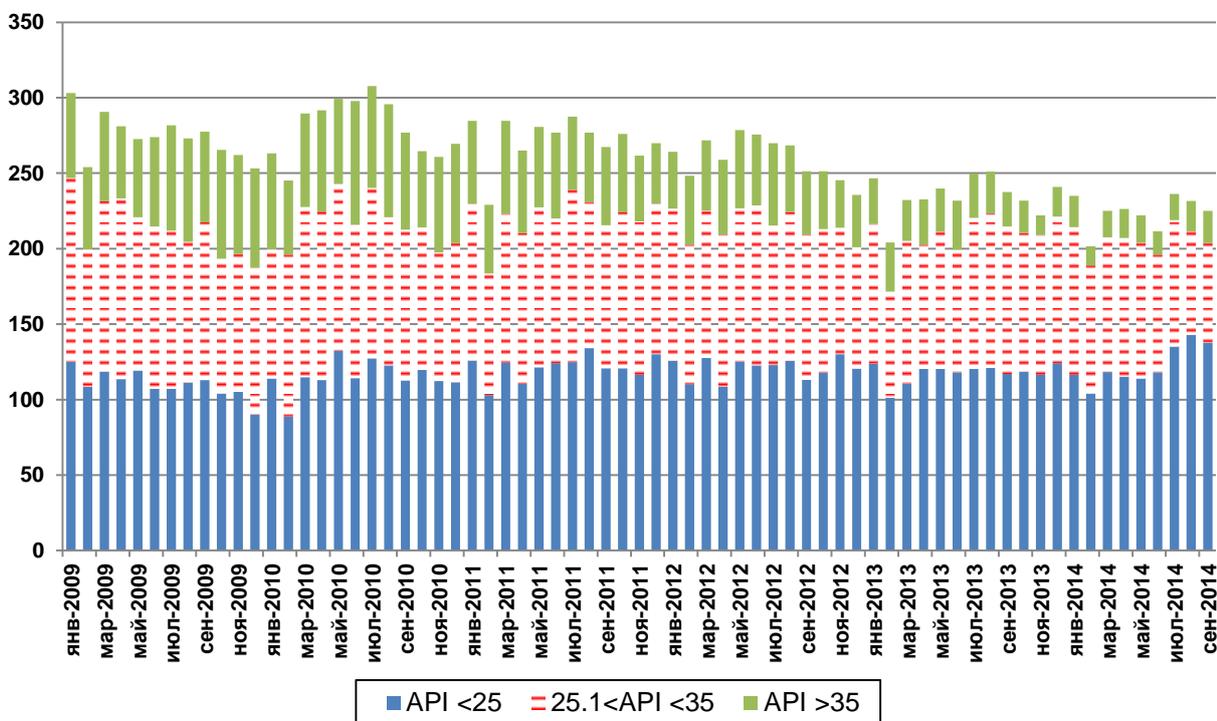
**Рисунок 5. Европа: экспорт бензина в страны Северной и Южной Америки, млн.**

т.

Источник: Международное энергетическое агентство.

Усиление конкуренции на мировых рынках нефтепродуктов, в первую очередь бензина, негативно сказывается на европейской нефтепереработке, столкнувшейся с серьезными структурными проблемами. Вплоть до 2008 г. европейские нефтепереработчики пытались решить структурные проблемы за счет наращивания экспорта бензина, преимущественно в США (рисунок 5), на которые приходилось до 65% всего экспорта. После «сланцевой революции» американские НПЗ смогли получить конкурентные преимущества на внутреннем рынке и вытеснить европейцев, более того они начали вытеснять остальных экспортеров нефтепродуктов с рынков Канады и Мексики. Европейские НПЗ наращивают экспорт на латиноамериканские рынки, но с учетом продолжающегося роста экспорта США и планов стран Южной Америки по развитию собственных нефтеперерабатывающих мощностей можно ожидать, что экспортные ниши для европейской нефтепереработки не будут велики. В ситуации сжимающегося внутреннего и внешнего спроса европейская нефтепереработка нуждается в значительных инвестициях в модернизацию, так как без подтягивания технологического уровня и повышения технологической гибкости заводов подстроить структуру выпуска под постоянно меняющуюся структуру спроса невозможно. Однако в условиях вялого общеэкономического роста и соответственно вялого спроса на нефтепродукты и растущей глобальной

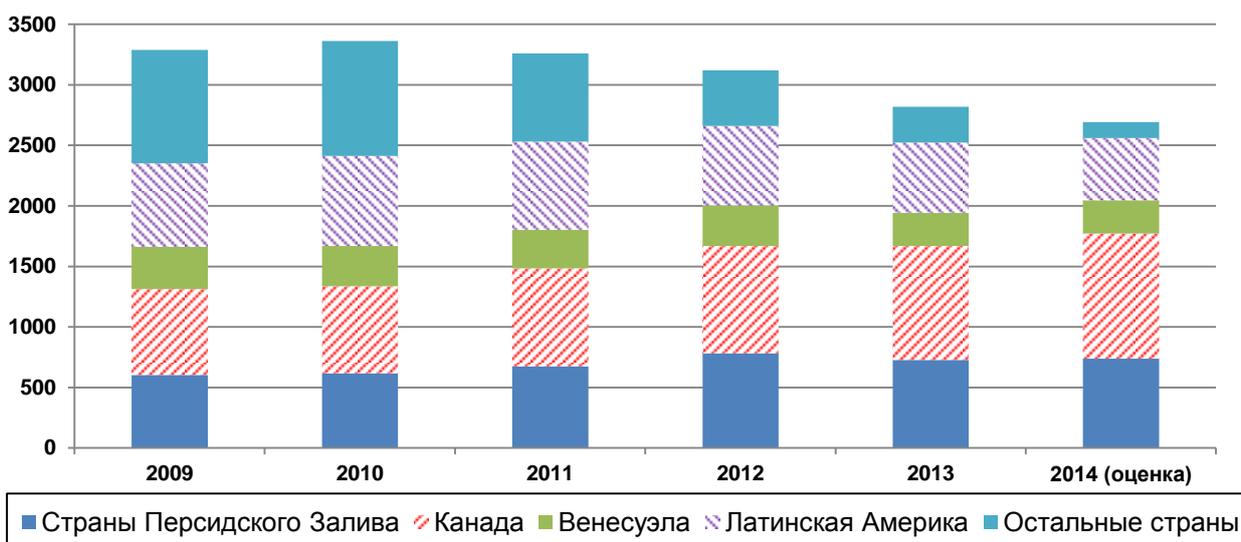
конкуренции осуществить этот инвестиционный маневр будет вряд ли возможно. Это привело к закрытию 47 млн. т перерабатывающих мощностей (5,8% от общего объема мощностей) в 2013 г. и снижению загрузки оставшихся. По прогнозу ОПЕК до 2020 г. в Европе будет закрыто еще не менее 50 млн. т мощностей.



**Рисунок 6. Импорт нефти в США, млн. баррелей в месяц.**

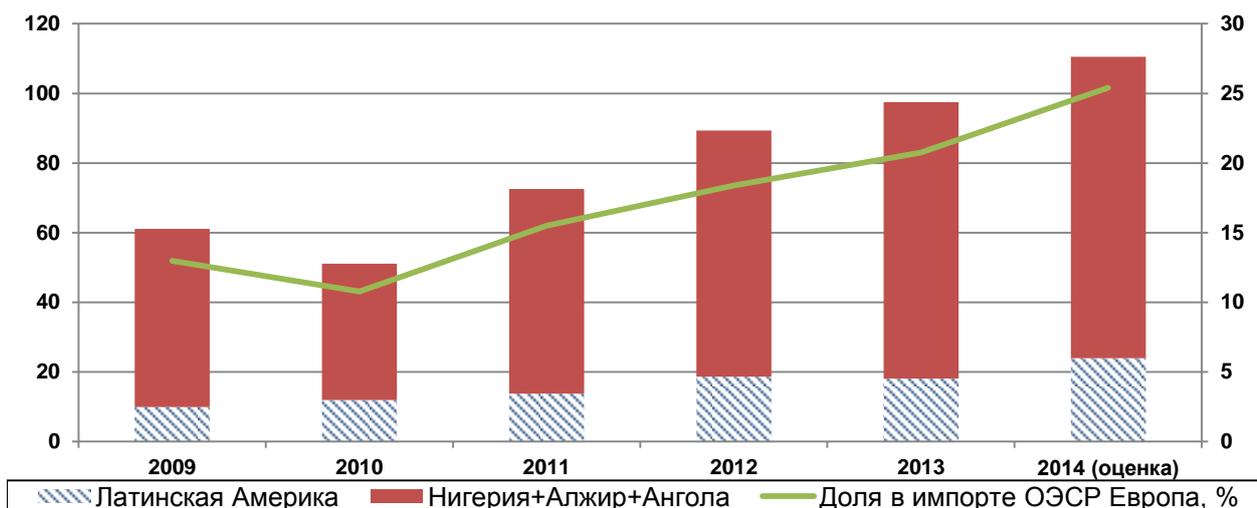
Источник: Международное энергетическое агентство.

Сланцевая нефть вытеснила легкую импортную нефть, в первую очередь, африканскую (Нигерия, Алжир, Ангола). В то же время объемы импорта средней нефти из стран Арабского залива стабильны, а импорт тяжелой нефти в последние полгода даже увеличился (рисунок 6). Связано это с тем, что долгое время американская нефтепереработка приспособивалась к тяжелой нефти из Латинской Америки и шельфа Мексиканского залива, но из-за роста добычи легкой неконвенциональной нефти вынуждена смешивать ее с тяжелой канадской нефтью. Несмотря на уменьшение объемов импорта, доля и абсолютные объемы канадского импорта возрастают. Из-за «сланцевой революции» вытеснение легкой и средней нефти продолжится.



**Рисунок 7. Географическая структура импорта нефти в США, млн. баррелей.**  
 Источник: Агентство энергетической информации США.

При сжатии ниш на американском рынке для экспортеров нефти последние быстро перенаправили свою нефть на рынки Европы и азиатских стран. В первую очередь это африканские страны с легкой нефтью – Нигерия, Алжир и Ангола, которые существенно нарастили поставки в европейские страны (рисунок 8), а также производители тяжелой нефти – Венесуэла и, в меньшей степени, Эквадор и Колумбия. Экспорт этих стран в Европу увеличивается, несмотря на то, что общий европейский импорт сырой нефти уменьшается. Также африканские страны начали активно конкурировать на китайском рынке со странами Арабского залива.



**Рисунок 8. ОЭСР Европа: импорт нефти из Африки и Латинской Америки, млн.**

т.

Источник: Международное энергетическое агентство.

Дальнейшее наращивание добычи сланцевой нефти в США приведет к тому, что американской нефтепереработке придется увеличить и модернизировать мощности, чтобы приспособиться к переработке больших объемов легкой нефти. Высоко вероятно снятие ограничений на экспорт нефти из США, как один из способов решить проблему как избыточного предложения на внутреннем рынке, так и проблему приспособления нефтепереработки. Экспорт нефтепродуктов будет увеличиваться, перспективными рынками для него являются азиатские рынки, в первую очередь быстро растущий китайский. Все это приведет к усилению конкуренции на рынках нефти и нефтепродуктов Европы, Азии и Латинской Америки.

### **Список использованной литературы**

Администрация энергетической информации министерства энергетики США – <http://www.eia.doe.gov>

Международное энергетическое агентство – <http://www.iea.org>

Министерство энергетики США – <http://www.doe.gov>

Федеральная комиссия по регулированию энергетических рынков США – <http://www.ferc.gov>

Fitzgibbon T., Rogers M. Implications of Light Tight Oil Growth Refiners in North America and Worldwide. McKinsey, 2014

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

Morse E., Дуу 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

An Analysis of U.S. Light Tight Oil Absorption Capacity. Baker & O'Brien, Inc., 2014

Золина С.А. Прогнозирование добычи трудноизвлекаемой нефти в США / под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2014

## **Перспективы формирования нового маркерного сорта нефти ВСТО**

Российское правительство уже не первый год говорит о своём намерении создать на мировом рынке новый маркерный сорт нефти на базе российской нефти сорта ESPO (East Siberia – Pacific Ocean, то есть Восточная Сибирь – Тихий океан). Для нашей страны, являющейся одним из крупнейших мировых экспортёров нефти, решение данного вопроса имеет огромное значение. Наличие собственного эталонного сорта позволит создать справедливый механизм ценообразования на качественную российскую нефть и позволит России занять заслуженное место среди лидеров нефтяной отрасли, которые своими действиями способны оказывать значительное влияние на её деятельность. В данной статье рассматривается история создания маркерных сортов нефти и формирования их цены, которая в настоящее время образуется в результате биржевых торгов; даётся оценка сорту ESPO с точки зрения его возможности стать новым эталоном на мировом рынке нефти.

### **1. Развитие механизма ценообразования на нефть**

Механизм ценообразования на нефть неоднократно менялся в процессе развития нефтяной отрасли. Международный нефтяной картель (МНК), или организация Семи Сестёр, – семи крупнейших в мире нефтяных компаний, которые соглашением закрепили свои доли на мировом рынке нефти в 1928 году, оказывал значительное влияние на формирование цены вплоть до конца сороковых годов 20 столетия. Впоследствии на ценообразование стали влиять действия созданной в 1960 году Организации стран экспортеров нефти (ОПЕК), члены которой к тому времени национализировали нефтяной сектор в пределах своих государств. Обладая огромными запасами нефти и технологиями, позволяющими легко сокращать или наращивать добычу в короткие сроки, ОПЕК стала новой силой, влияющей на объём мирового предложения поставляемой на рынок нефти, цену и, в конечном счёте, – на спрос, который предъявляется при заданных параметрах. В то же время основной мотивацией организации при изменении предложения всегда были исключительно локальные, национальные интересы, а не желание сбалансировать мировой рынок нефти. И именно из-за расхождений интересов внутри самой ОПЕК, организация никогда не была в состоянии долгое время поддерживать цены на выбранном уровне. В дальнейшем, с развитием финансовых рынков, контракты на нефть начали торговаться на бирже. Уже примерно с 1986 года ценообразование стало определяться не на физическом, а на «бумажном» (фондовом) рынке. Более того, по мере стремительного развития биржевой

торговли, ценообразование на нефть всё больше отрывается от товарного рынка, связанного с реальными поставками сырья. От спотовой и форвардной торговли, которая подразумевает реальные поставки нефти (сиюминутные или срочные) и составление индивидуальных договоров, трейдеры перешли к фьючерсной торговле биржевыми контрактами. Последняя представлена стандартизованными договорами со сроком исполнения через фиксированный период (месяц, несколько месяцев, год и т.д.), однако только порядка 4% подобных сделок приводят к физическим поставкам нефти. Ещё одной особенностью современной биржевой торговли является высокий уровень развития информационных технологий, благодаря которым трейдеры, торгующие на бирже, могут гораздо быстрее получать новую информацию о рынке и быстрее на неё реагировать, покупая или продавая соответствующие контракты. Таким образом, биржевой рынок становится всё более чувствительным и более репрезентативным в плане отражения общих настроений и тенденций. А цены на контракты с реальной нефтью начинают определяться ценами фьючерсных контрактов на аналогичные партии нефти. При этом основным фактор, влияющий на ценообразование на «бумажном» рынке, остаётся тем же, что и на любом физическом рынке, – это соотношение спроса и предложения. При учёте состояния экономики, политической обстановки, развитии технологий, уровня запасов и т.д. Дополнительное влияние на биржевой рынок оказывают спекулянты, которые заинтересованы не в реальных поставках сырья, а в получении прибыли за счёт выгодных сделок по покупке и продаже различных контрактов. При этом спекулянты «разогревают» рынок огромным количеством стандартизованных сделок, которые формируют репрезентативный уровень цен. На него ориентируются в том числе те, кто совершает сделки с нефтью на реальном, физическом, рынке.

## **2.1. Создание эталонных сортов нефти**

Основными центрами торговли «бумажными» контрактами на нефть являются биржи NYMEX в Нью-Йорке, IPE в Лондоне (приобретена американской ICE в 2001 году, новое название – ICE Futures) и SYMEX в Сингапуре. При этом на любой бирже было бы затруднительно представить всё многообразие существующих в мире сортов нефти, которые различаются по качеству и издержкам добычи. Это также воспрепятствовало бы формированию ликвидного рынка с достаточным количеством сделок для каждого сорта и ввело бы в заблуждение инвесторов, вынужденных отдельно отслеживать факторы, влияющие на стоимость каждого сорта. В связи с этим были созданы так называемые маркерные, или эталонные, сорта нефти. Их ценообразование определяется в процессе

биржевой торговли соответствующими фьючерсными контрактами, а цены на остальные сорта нефти рассчитываются взятием дифференциалов по отношению к эталону. В результате, конкретный сорт торгуется с дисконтом или премией к цене маркерного сорта. В дифференциал закладываются разница в качестве выбранного и эталонного сортов нефти и разница в транспортных издержках по доставке нефти до потребителя. Как правило, определённый маркерный сорт торгуется на бирже, расположенной в том же регионе, что и физический рынок нефти данного сорта. Например, контракты на эталонный сорт WTI размещены на Нью-Йоркской бирже, поскольку торговля с реальными поставками этого сорта происходит исключительно в пределах США.

В целом, любой маркерный сорт нефти должен удовлетворять четырём основным условиям, которые подразумевают наличие:

- Стабильного хорошего качества нефти
- Достаточного спроса на данный сорт
- Достаточных запасов нефти, из которой получается данный сорт
- Достаточных мощностей по транспортировке нефти данного сорта до потребителя

## **2.2. Существующие маркерные сорта нефти**

Рассмотрим историю появления основных маркерных сортов нефти.

Brent (по названиям месторождений Broom, Rannoch, Etive, Ness, Tarbert) – нефть, добываемая Норвегией и Великобританией на шельфе Северного моря с середины 1970-х годов. Контракты на нефть этого сорта начали торговаться на Международной нефтяной бирже в Лондоне (сейчас ICE Futures) в 1981 году. С 1988 года там же началось обращение фьючерсов на Brent. С 1990-х годов цена на Brent постепенно становится базой для формирования цены всё большего количества других сортов нефти (в том числе поставляемых из Африки или Южной Америки). Эти сорта, как правило, торгуются с дисконтом по отношению к лёгкой малосернистой нефти Brent (см. качественные характеристики в табл. № 1), которая используется преимущественно для производства наиболее ценных нефтепродуктов (бензинов и дистиллятов). Проблемой данного маркерного сорта является истощение запасов на месторождениях, составляющих основу Brent. Добыча Brent в 2014 году составила менее 2 млн. бар/день. Это подрывает основу для совершения большого количества сделок, которое необходимо для формирования справедливой цены как самого эталона, так и зависящих от него в ценообразовании сортов нефти. В связи с этим с 2002 года цены некоторых сортов нефти стали привязываться к цене не Brent, а смеси BFOE,

в которую помимо Brent добавлена добываемая в том же регионе нефть сортов Oseberg, Ekofisk и Forties. Однако это – лишь временное решение проблемы с обеспечением достаточного уровня запасов.

WTI (West Texas Intermediate) – американский сорт нефти, добываемый на месторождениях в Техасе. В то время, когда рынок нефти находился под значительным влиянием Семи Сестёр, цена на нефть формировалась с упрощающей предпосылкой о том, что вся нефть в мире добывается в США и из Мексиканского залива доставляется в любую точку земли. С 1930-х годов базовым американским сортом в этих расчетах стала нефть WTI. Первое время она торговалась по более высоким ценам, чем Brent, однако примерно с 2011 года это соотношение изменилось. Среди причин можно указать, например, на активный рост развивающихся экономик, покупающих нефть, ценообразование которой привязано именно к Brent. Интересным фактом является то, что с 2013 года Управление энергетической информации при Министерстве энергетики США в качестве основы для своих прогнозных расчётов стало использовать цены на Brent, а не на национальный сорт WTI, ссылаясь на то, что розничные цены на нефтепродукты в США повторяют динамику именно европейского сорта. При этом объёмы добычи WTI, как и Brent, невелики и заставляют игроков рынка искать альтернативные смеси для привязки ценообразования на другие сорта к ним.

Ещё одним мировым эталоном является Dubai Crude, несмотря на то, что это достаточно тяжёлый и высокосернистый сорт. В основном используется в качестве базы для определения стоимости экспортных поставок нефти из Персидского залива в АТР.

Сопоставление мировых маркерных сортов, основного российского экспортного сорта Urals и нового российского сорта ESPO (ВСТО) по плотности и содержанию серы представлено в таблице №1.

**Таблица 1.**

Характеристики/Сорт	Brent	WTI	Dubai	Urals	ESPO
Плотность	38°API	40°API	30°API	31°API	34,8°API
Сернистость	0,37%	0,24%	2,13%	1,3%	0,6%

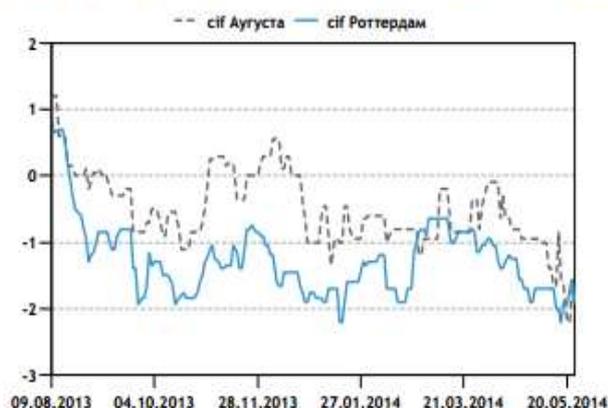
Источник: таблица составлена автором на основе данных из различных источников, представленных в списке литературы.

### **2.3. Российские сорта нефти**

Основной сорт российской нефти, поставляемой на экспорт, – это Urals, представляющий собой смесь лёгкой малосернистой нефти Западной Сибири (Siberian Light с плотностью 36,5°API, содержанием серы 0,57%) и тяжёлой высокосернистой нефти

Поволжья и Урала. Основные поставки сорта Urals предназначены для Европы и направляются либо по трубопроводу «Дружба», либо через морские порты. Ценообразование сорта привязано к Brent. На представленном ниже графике, иллюстрирующем динамику ценового спреда между Brent и Urals в августе 2013г.- мае 2014г., можно увидеть, что Urals продаётся с дисконтом по отношению к североморскому эталонному сорту.

Дифференциал Юралс к Североморскому дат. \$/барр.



Сибирская легкая к Североморскому дат. \$/барр.



**Рисунок 1. Ценовой спред между Brent, Urals и Сибирской легкой нефтью.**

Источник: <http://www.argus.ru>.

Главная причина дисконта заключается в добавлении в смесь низкокачественной нефти Татарстана и Башкортостана. Если посмотреть отдельно на динамику спреда между высококачественной сибирской нефтью Siberian Light, добавляемой в Urals, и Brent, то можно увидеть, что сибирская нефть, добываемая в ХМАО, торгуется с премией в 1-3 доллара за баррель по отношению к североморскому эталону. Однако, будучи основой для смеси Urals, как самостоятельный сорт Siberian Light продаётся в очень малых количествах.

В 2006-2012гг. российское руководство предприняло попытку организовать биржевую торговлю российской нефтью Urals, чтобы отделить её ценообразование от привязки к эталону. На Нью-Йоркской бирже знакомый сорт появился под названием Rebco (Russian Export Blend Crude Oil), причём от покупателей ожидалось, что они будут платить за то же качество более высокую цену. Тем не менее, фьючерсы на Rebco оказались неинтересны местным игрокам в принципе. Данный сорт не был представлен на физическом рынке Северной Америки, ликвидный рынок для Rebco не был обеспечен, и за 6 лет обращения на NYMEX контрактов на Rebco не было заключено ни одной сделки.

Помимо Urals и Siberian Light, российская нефть также представлена двумя сортами, добываемыми в небольших объёмах на Сахалине. Это Sokol (в рамках проекта «Сахалин-1») с плотностью 37,9°API, содержанием серы 0,23% и Vityaz (в рамках проекта «Сахалин-2») с

плотностью 43,7°API, содержанием серы 0,17%. Ценообразование этих сортов привязано к котировкам нефти сорта Dubai Crude.

Ещё один российский сорт нефти – ESPO (на который возлагаются особые надежды) - также значительно превосходит основной экспортный сорт Urals по своим качественным характеристикам (плотность 34,8°API, сернистость 0,6%), поскольку ресурсную базу ESPO составляют исключительно сибирские месторождения с лёгкой малосернистой нефтью. В настоящий момент ценообразование сорта привязано к цене на Dubai Crude. Однако первоначальная торговля с дисконтом по отношению к эталону в августе 2010г. сменилась на торговлю с премией, которая в начале 2014г. составляла 6,25\$ за баррель.



**Рисунок 2. Котировки сорта ESPO за период 08.12.2013-08.12.2014, \$/баррель.**

Источник: <http://www.nefttrans.ru>.

Тем не менее, российское правительство намерено сделать ценообразование на ESPO независимым в принципе, а сам сорт превратить в маркерный. В целом аналитики из разных стран и агентств положительно оценивают шансы ESPO на становление в качестве мирового эталона в силу его характеристик и в силу ослабления позиций текущих маркерных сортов. Таким образом, у России имеется реальная возможность создать механизм справедливого ценообразования на качественную российскую нефть и занять заслуженное место среди ключевых игроков нефтяного рынка. Однако прежде чем переходить к позитивным выводам, необходимо проанализировать, насколько сорт ESPO удовлетворяет основным требованиям к маркерному сорту: стабильному высокому качеству, достаточному спросу, достаточной ресурсной базе и достаточным мощностям по транспортировке.

### 3.1. Транспортировка сорта ESPO на рынки АТР и основные потребители

Начнём анализ соответствия сорта ESPO требованиям к эталону с рассмотрения потенциальных рынков сбыта и способов транспортировки до покупателей.

Поставки потенциального маркерного сорта ESPO, предназначенного, главным образом, для рынка АТР, осуществляются через новый трубопровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», который начинается в городе Тайшет Иркутской области и заканчивается в посёлке Козьмино Приморского края в заливе Находка. Карта маршрута приведена ниже.



**Рисунок 3. Нефтепроводы ВСТО и ВСТО-2.**

Источник: <http://indpgr.ru>.

Общая протяжённость маршрута – 4,7 тысяч км. Строительство трубопровода было разбито на две очереди: отрезок ВСТО-1, соединяющий города Тайшет и Сквородино, и ВСТО-2 – от Сквородино непосредственно до порта в Козьмино. Строительство первой очереди началось весной 2006 года; отрезок ВСТО-1 был готов к эксплуатации в конце 2009 года. Второй этап строительства начался в 2010 году; к концу 2012 году отрезок ВСТО-2 также был готов к использованию. Текущая мощность ВСТО составляет 30 млн. тонн нефти в год, однако в октябре 2014 г. началось заполнение трёх нефтеперекачивающих станций (НПС), которые должны расширить пропускную способность участка ВСТО-1, а в 2015г. начнутся проектировка и строительство четырёх НПС, которые вместе должны увеличить

пропускную способность ВСТО-2 до 50 млн. тонн в год. В целом до 2020 года трубопровод ВСТО должен выйти на проектную мощность 80 млн. тонн в год.

От города Сковородино идёт ответвление трубопровода до городского округа Доцин китайской провинции Хэйлунцзян через станцию Мохэ. Соглашением России с китайской China National Petroleum Company (CNPC) от 2009 г. в этом направлении предусмотрен ежегодный экспорт 15 млн. тонн нефти в течение 20 лет. Однако в настоящий момент ведутся работы по увеличению пропускной способности данной ветки трубопровода с текущих 15 млн. тонн до 30 млн. тонн нефти к 2018 г. в связи с заключением нового договора от 2013 г. о поставке в Китай дополнительных 365 млн. тонн нефти за 25 лет (в среднем 14.6 млн. тонн нефти в год).

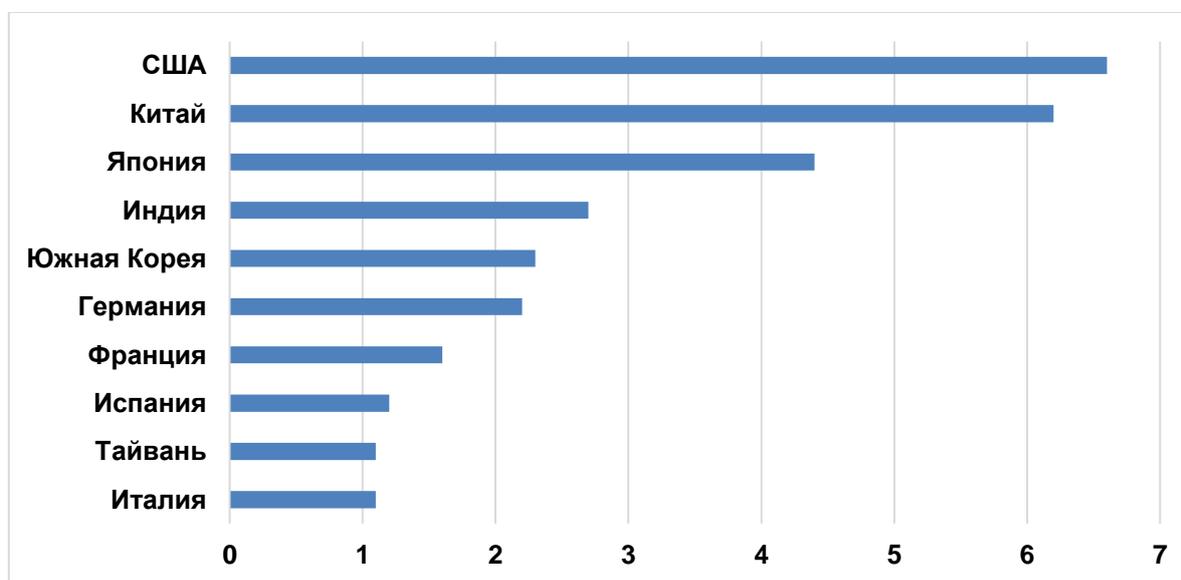
Ожидается, что значительная часть потоков нефти по маршруту «Сковородино-Мохэ» будет предназначена для совместного нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса «Роснефти» и «CNPC» на территории Китая с мощностью первичной переработки нефти 16 млн. тонн нефти в год. Планируемая конфигурация завода подразумевает глубину переработки более 95%, то есть в структуре выпуска НПЗ будут преобладать светлые нефтепродукты, для производства которых предпочтительно использование более качественной, то есть лёгкой и малосернистой, нефти. Начало эксплуатации НПЗ запланировано на конец 2019 года.

Что касается спроса со стороны российских компаний, на 2015 год запланировано введение в эксплуатацию отвода от ВСТО длиной 28 км – до Хабаровского НПЗ, принадлежащего НК «Альянс». Производственные мощности данного НПЗ – порядка 5 млн. тонн нефти в год – в перспективе будут полностью загружаться нефтью из ВСТО. Несмотря на глубину переработки 73%, что соответствует наличию достаточной доли тёмных нефтепродуктов в выпускаемой корзине, НПЗ в результате реконструкции значительно увеличил в 2014 году объём выпускаемого дизтоплива и бензина высшего класса ЕВРО-5, для производства которых предпочтительно использование более качественного сырья.

Кроме того, «Роснефть» планирует реализовать амбициозный проект по строительству в городе Находка Восточного нефтехимического комплекса (ВНХК), специализирующегося на выпуске качественных топлив и полимерной продукции. Планируемая мощность комплекса составляет 30 млн. тонн в год. Однако отсутствие у «Роснефти» в настоящее время достаточных средств для строительства, окончание которого изначально было намечено на 2028г., а также сомнения экспертов относительно необходимости увеличивать мощности комплекса свыше 15 млн. тонн нефти в год, не

позволяют точно сказать, когда ВНКК сможет предъявить спрос на нефть из ВСТО и в каком объёме.

Тем не менее, говоря о перспективах создания нового маркерного сорта ESPO, необходимо понимать, что Россию интересует в первую очередь не удовлетворение внутреннего спроса, а поиск новых экспортных возможностей. Уже в год сдачи первой очереди ВСТО в 2010 г. страна экспортировала новый сорт в целый ряд стран Азиатско-Тихоокеанского региона, который рассматривается как главный потенциальный рынок для поставок ESPO. По данным агентства Platts, в 2010 г. структура экспорта через трубопровод ВСТО и его конечную точку – порт Козьмино- выглядела следующим образом: 30% поставок пришлось на спрос из Японии, 29% – на спрос из Южной Кореи и 16% – из США. Ещё 11% составил экспорт в Таиланд и 8% – в Китай. Среди других потребителей сорта ESPO можно было отметить Филиппины, Сингапур, Тайвань, Вьетнам, Индонезию. В целом за первый год торговли новым сортом ESPO, объём его экспортного потока, проходящего через трубу ВСТО и далее через порт Козьмино, составил 16,8 млн. тонн. Страны АТР продемонстрировали готовность покупать новый сорт, что является хорошим знаком, тем более, что многие из них являются крупнейшими нетто-импортёрами нефти в мире (см. график ниже).



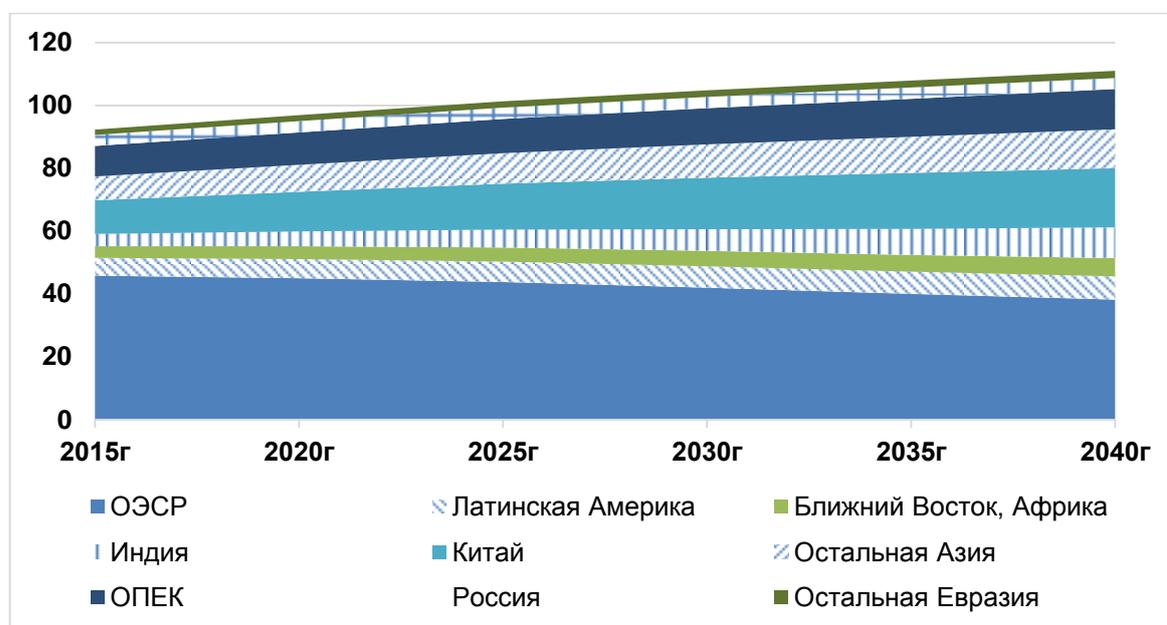
**Рисунок 4. Топ-10 чистых импортёров нефти, 2013г, млн. бар./ день.**

Источник: <http://www.eia.gov>.

Так, по данным МЭА в 2013 году чистый импорт Китая составлял порядка 6,2 млн. баррелей в день (около 310 млн. тонн в год); Японии – 4,4 млн. баррелей в день (около 220 млн. тонн в год), Индии – 2,7 млн. баррелей в день (около 135 млн. тонн в год), Южной

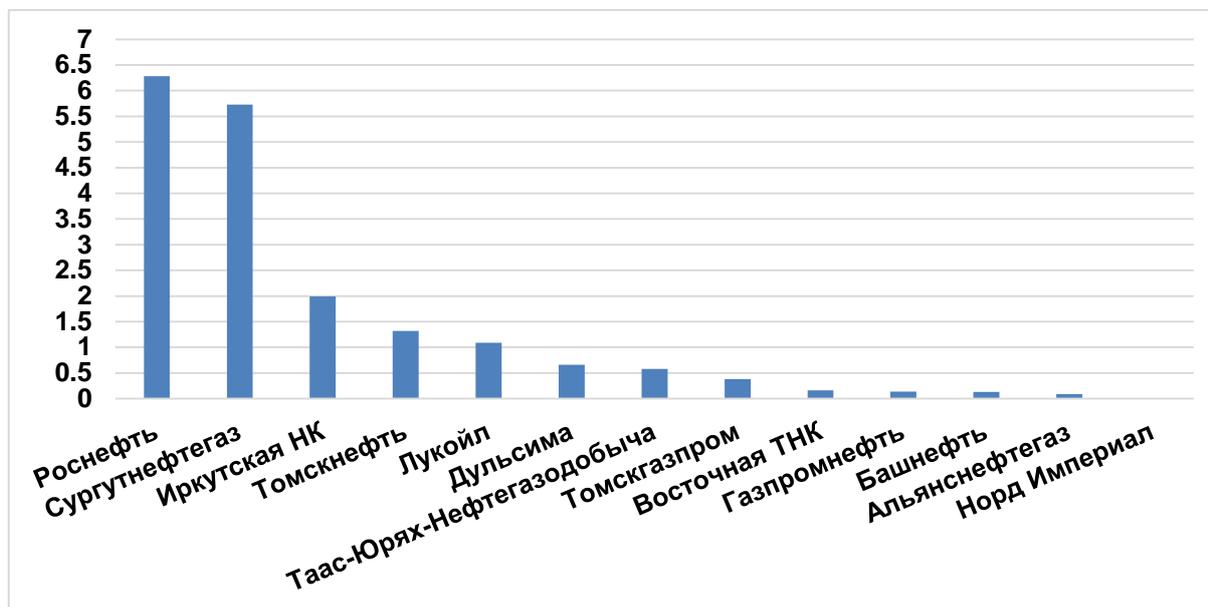
Кореи – 2,3 млн. баррелей в день (около 115 млн. тонн в год), Тайваня – 1,1 баррелей в день (около 55 млн. тонн в год). При этом крупные импортёры нефти Азиатско-Тихоокеанского региона стараются диверсифицировать свои поставки с политически-нестабильного Ближнего Востока. Так, в октябре 2014 года Китай импортировал на 0,7% меньше нефти из Саудовской Аравии (своего главного поставщика) и на 5,6% меньше из Анголы в сравнении с прошлым годом. В то же время импорт из Ирака за год вырос на 45,1%, из ОАЭ – на 42,2%. Часть диверсификации приходится на импорт из России, который к октябрю 2014 года вырос на 38,7% в годовом выражении, сделав нашу страну третьим крупнейшим импортёром сырой нефти в Китай. Очевидно, что продуманная политика может способствовать и дальнейшему увеличению российских поставок, которые в октябре 2014 года были представлены не только экспортом ESPO через порт Козьмино, но и танкерными поставками Urals через Новороссийск и Vytiаз с Сахалина. Учитывая, что ESPO не уступает по качеству остальной нефти, экспортируемой из России, и экспорт этого сорта связан с наиболее коротким транспортным плечом, оптимальным решением будет удовлетворение растущего спроса со стороны Китая с помощью увеличения отгрузок ESPO.

Представленная ниже прогнозная динамика мирового спроса на нефть иллюстрирует тот факт, что замедлившийся в настоящее время экономический рост в странах АТР в долгосрочной перспективе восстановится, что приведёт к значительному росту спроса на нефть во всём регионе, а потенциально – к увеличению спроса именно на нефть сорта ESPO.



**Рисунок 5. Прогноз мирового спроса на нефть, млн. баррелей в день.**  
 Источник: <http://www.opec.org>.

Что касается текущего экспорта ESPO в АТР, за январь-сентябрь 2014 года поставки нефти ESPO через Козьмино составили порядка 18,6 млн. тонн (около 11% общероссийского экспорта нефти). Структура предложения выглядела следующим образом:



**Рисунок 6. Объем экспорта ESPO за январь-сентябрь 2014 года, млн. тонн.**  
 Источник: <http://thomsonreuters.ru>.

За весь 2014 год объем экспорта ESPO через Козьмино может составить 24,6 млн. тонн. На 2015 год намечен годовой объем прокачки через ВСТО порядка 24,8-25 млн. тонн нефти.

По оценке директора Platts по мировым рынкам и рыночной информации, нефть ESPO сможет стать маркерным сортом, если её годовой экспорт достигнет порядка 50 млн. тонн в год (минимальный требуемый объем – 30 млн. тонн в год). Очевидно, в скором времени АТР сможет предъявить спрос на такие объемы российской нефти. Однако возникает проблема с транспортными мощностями, скорость увеличения которых не успевает ни за растущим спросом на ESPO, ни за желанием российских компаний увеличить отгрузки нефти по ВСТО. Кроме того, в настоящее время долгосрочный контракт «Роснефти» с Китаем использует практически все мощности ВСТО, что препятствует транспортировке другими компаниями нефти на свободный рынок.

### 3.2. Ресурсная база для нефти ESPO

Что касается ресурсной базы сорта ESPO, нефть для смеси будет добываться на месторождениях Сибири. Причём, если на первых этапах заполнение трубы ВСТО происходило за счёт давно и активно разрабатываемой Западной Сибири, в будущем основу

должны составить месторождения Восточной Сибири (Красноярского края, Якутии, Иркутской области), которые ранее были не интересны компаниям в силу отдалённости месторождений от основных рынков сбыта. В первую очередь речь идёт о Ванкорском, Талаканском, Верхнечонском, Юрубчено-Тохомском, Курумбинском и Среднеботуобинском месторождениях. Также рассматриваются варианты разработки месторождений-спутников и возможность формирования перспективных центров нефтегазодобычи на основе базовых и прилегающих месторождений. Приведём описание базовых месторождений нефти для сорта ESPO.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение – крупнейшее месторождение Иркутской области, открытое в 1988 году и введенное «Роснефтью» в эксплуатацию в 2010 году. Начальные извлекаемые запасы нефти<sup>9</sup> и конденсата по состоянию на 2014 год оцениваются в 500 млн. тонн. В 2013 году на месторождении было добыто порядка 20 млн. тонн нефти. Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (Иркутская область), открытое в 1978 году, было запущено «Роснефтью» в эксплуатацию в 2008 году. Извлекаемые запасы по состоянию на 2013 год – около 198 млн. тонн нефти. На 2014 год был запланирован выход на полную мощность с ежегодной добычей в 7,8 млн. тонн нефти. Талаканское месторождение (Якутия), разделённое на три блока, разрабатывается с начала 1990х годов. Извлекаемые запасы нефти составляют порядка 123 млн. тонн. Восточный блок месторождения с извлекаемыми запасами порядка 20 млн. тонн был введён в эксплуатацию «Сургутнефтегазом» в 2013 году. Юрубчено-Тохомское месторождение (Красноярский край) открыто в 1982 году; начало эксплуатации запланировано «Роснефтью» на 2017 год, выход на операционные мощности в 5 млн. тонн нефти в год – к 2019 году. Извлекаемые запасы – более 350 млн. тонн. Курумбинское месторождение (Красноярский край) открыто в 1973 году, начало разработки Славнефтью, Роснефтью и Газпромом запланировано на 2017 год. Извлекаемые запасы - порядка 282 млн. тонн. Планируется выход на ежегодную добычу в 6,6-7,6 млн. тонн после 2020 года. Среднеботуобинское месторождение (Якутия) открыто в 1970 году, эксплуатация была начата в 2013 году. Запасы составляют порядка 134 млн. тонн жидких углеводородов, выход на годовую добычу, превышающую 5 млн. тонн, планируется «Роснефтью» после 2017 года. На карте маршрута ВСТО можно увидеть, что рассматриваемые месторождения находятся поблизости от инфраструктуры трубопровода.

Следует отметить, что Восточная Сибирь в принципе рассматривается в настоящее время в качестве основного драйвера роста нефтедобычи в России, поскольку добыча в

---

<sup>9</sup> Под извлекаемыми запасами здесь и далее подразумеваются запасы категории C1+C2.

Европейской части страны стабильна, а в Западной Сибири – идёт на спад. Согласно данным Минэнерго, последние несколько лет прирост российской нефтедобычи происходит именно за счет месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока.



**Рисунок 7. Добыча нефти на новых месторождениях, в т. ч. Восточной Сибири и Дальнего Востока, млн. тонн.**

Источник: <http://minenergo.gov.ru/activity/oil>.

Ожидается, что введение в эксплуатацию трубопровода ВСТО и частичная переориентация на экспорт нефти в АТР сделает проекты по поиску и разработке новых месторождений в Восточной Сибири рентабельными. Это имеет огромное значение как для поддержки сорта ESPO, так и для российской нефтедобычи в целом, поскольку из описания базовых месторождений для трубы ВСТО, можно заметить, что основная их часть была открыта ещё в прошлом столетии, несмотря на то, что к их разработке компании приступили не так давно. Дополнительные инвестиции в геологоразведку имеют смысл ещё и потому, что открываемые в последнее время месторождения в России не обладают столь значительными запасами нефти, как, например, Ванкор.

В целом, следует отметить, что построение транспортной инфраструктуры на востоке страны действительно оказало положительное влияние на желание российских компаний работать в этом регионе. Учитывая, что добыча «лёгкой» нефти на традиционных месторождениях в России идёт на спад, нефтяные компании в любом случае вынуждены инвестировать в разведку хотя бы для поддержания добычи нефти на текущем уровне. Более дешёвые, быстрые и безопасные поставки нефти по трубопроводу ВСТО в сравнении с другими экспортными маршрутами заставляют отвлечь внимание нефтяных компаний от истощённой Западной в пользу неразработанной Восточной Сибири. Хорошим примером в

подтверждение привлекательности восточного экспортного направления является тот факт, что после введения в эксплуатацию трубопровода ВСТО нефть Верхнечонского месторождения, изначально экспортируемая на Запад, была сразу же перенаправлена по трубе в АТР. По сообщению президента «Транснефти», к осени 2013 года, объёмы нефти, которые хотели прокачать по ВСТО российские нефтяные компании, уже значительно опережали план введения в эксплуатацию необходимых мощностей.

При этом на фоне подобного энтузиазма относительно восточного экспортного направления, необходимо соблюсти первоначальные намерения по поддержанию высокого качества нефти сорта ESPO, к которому уже привыкли потребители в АТР. Летом 2013 года стало известно, что в ВСТО будет закачиваться тяжёлая и сернистая башкирская нефть, в связи с ухудшением качества Urals, содержание серы в котором может превысить предельные значения. Подобное решение увеличит содержание серы уже в сорте ESPO с 0,49% до 0,65% и негативно скажется на плотности. Несмотря на заверения вице-президента «Транснефти» в том, что данный прецедент не повлияет на популярность сорта ESPO в АТР, факт закачки в ВСТО башкирской нефти может отрицательно сказаться на уверенности участников нефтяного рынка в том, что сорту ESPO в дальнейшем будет обеспечено стабильное высокое качество. Тем более что необходимость поддерживать в рамках предельных значений ухудшающиеся характеристики Urals сохраняется.

### **3.3. Биржевая торговля сортом ESPO**

Если все технические требования к сорту как потенциальному маркеру будут выполнены (стабильное высокое качество плюс достаточные спрос, предложение и транспортные мощности), то возникнет заключительный вопрос о том, на какой бирже следует запустить котировки ESPO. Как правило, «бумажные» торги на конкретный сорт проходят там же, где сосредоточена основная торговля физическими объёмами нефти этого сорта. Для российской нефти ESPO представляется два варианта размещения соответствующих контракты. Первый – на Сингапурской бирже (SIMEX), которая является центром фьючерсной торговли нефтью в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Второй вариант – размещение контрактов на Санкт-Петербургской товарно-сырьевой бирже (СПТСБ). Это, в свою очередь, могло бы привлечь в Россию дополнительные финансовые потоки и переместить сюда один из мировых центров ценообразования на нефть. Однако слаборазвитый российский фондовый рынок и недоверие инвесторов к политической и институциональной обстановке в России делают реализацию второго варианта маловероятной, как минимум, – в ближайшем будущем.

Помимо непосредственно выбора биржи необходимо обеспечить достаточный объём предложения нефти, не законтрактованной долгосрочными договорами, для того, чтобы стало возможным совершение большого количества сделок, которые приведут к формированию справедливой цены на сорт.

В целом, у российской нефти ESPO имеются объективные предпосылки для того, чтобы стать новым маркерным сортом нефти. Это и хорошее качество, и потенциальное наличие достаточной ресурсной базы, и принятие сорта на рынке АТР в сочетании с ростом спроса на него и наличием удобной инфраструктуры по его транспортировке. Однако для того, чтобы ESPO действительно стал эталоном, российскому руководству следует принимать более активные действия по поддержке ESPO и его продвижению на рынке. В частности, необходимо решить проблемы с медленным расширением мощностей ВСТО, которых уже недостаточно при текущем соотношении спроса и предложения; с недостаточным уровнем инвестиций в геологоразведку в Восточной Сибири; с поддержкой доверия к качеству нового сорта. Необходимость оперативного решения данных проблем обостряется тем фактом, что у российской нефти есть конкуренты (например, иракский сорт Basra), которые претендуют на позицию эталона на Сингапурской бирже. Очень важно не упустить момент, когда на базе ESPO действительно может сформироваться новый мировой маркерный сорт нефти.

#### **Список использованной литературы:**

1. «А есть ли дефицит? Азбука нефтяной экономики», Боб Типпи/ Пер. с англ. – Москва, 2005
2. «Основы международного нефтетрейдинга», П.Б. Катюха, курс лекций РГУНГ им. И.М. Губкина, Москва, 2012
3. <http://www.oilcapital.ru/transport/context/vsto.html>
4. <http://www.kommersant.ru/doc/2619965>
5. <http://www.rosneft.ru/Downstream/refining/Construction/>
6. <http://www.oilcapital.ru/transport/248693.html>
7. <http://www.vestifinance.ru/articles/25076>
8. <http://www.rbcdaily.ru/industry/562949992731596>
9. <http://www.vedomosti.ru/companies/news/24160241/rosneft-prosit-mnogo-benzina>
10. <http://www.platts.com/im.platts.content/insightanalysis/industrysolutionpapers/espo0211.pdf>

11. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>
12. [http://www.oilcapital.ru/transport/context/vsto.html?PAGEN\\_2=2](http://www.oilcapital.ru/transport/context/vsto.html?PAGEN_2=2)
13. <http://indpg.ru/nik/2012/11/62637.html>
14. [http://oilnews.com.ua/a/news/Kitay\\_v\\_oktyabre\\_uvelichil\\_import\\_nefti\\_iz\\_Irana\\_na\\_36/21\\_5386](http://oilnews.com.ua/a/news/Kitay_v_oktyabre_uvelichil_import_nefti_iz_Irana_na_36/21_5386)
15. <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=rbrte&f=m>
16. <http://www.nefttrans.ru/news/rebco-umer-kotirovki-na-nymex-perestali-obnovlyatsya-13-noyabrya.html>
17. <http://www.nefttrans.ru/info/variety/>
18. <http://thomsonreuters.ru/2014/11/rpi-rosneft/>
19. [http://www.cbr.ru/statistics/print.aspx?file=credit\\_statistics/crude\\_oil.htm](http://www.cbr.ru/statistics/print.aspx?file=credit_statistics/crude_oil.htm)
20. <http://www.platts.com/latest-news/oil/london/russian-espo-crude-oil-differential-lowest-since-26858929>
21. <http://neftegaz.ru/news/view/95011>
22. <http://rogtecmagazine.com/ru/>
23. [http://www.rosneft.ru/Upstream/ProductionAndDevelopment/eastern\\_siberia/vankorneft/](http://www.rosneft.ru/Upstream/ProductionAndDevelopment/eastern_siberia/vankorneft/)
24. [http://www.rosneft.ru/news/news\\_in\\_press/010420142.html](http://www.rosneft.ru/news/news_in_press/010420142.html)
25. [http://www.vedomosti.ru/companies/news/4730511/rosneft\\_nachnet\\_dobychu\\_na\\_yurubche\\_notohomskom](http://www.vedomosti.ru/companies/news/4730511/rosneft_nachnet_dobychu_na_yurubche_notohomskom)
26. <http://www.rosneft.ru/news/pressrelease/15102013.html>
27. [http://neftegaz.ru/tech\\_library/view/4260](http://neftegaz.ru/tech_library/view/4260)
28. <http://minenergo.gov.ru/activity/oil/>
29. [http://www.nefttrans.ru/majornews/transneft-zakachaet-bashkirskuyu-neft-v-vsto.html?sphrase\\_id=16802](http://www.nefttrans.ru/majornews/transneft-zakachaet-bashkirskuyu-neft-v-vsto.html?sphrase_id=16802)
30. <http://www.kommersant.ru/doc/2327263>
31. [http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/WOO\\_2014.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO_2014.pdf)
32. <http://www.nefttrans.ru/info/quotes/gr.php>
33. <http://www.vestifinance.ru/articles/29066>
34. <http://ptr-vlad.ru/news/economics/>
35. <http://top.rbc.ru/economics/20/12/2013/896107.shtml>

## **Интернационализация нефтегазовых компаний развивающихся стран как фактор перестройки мировых энергетических рынков**

Нефтегазовая отрасль остается одной из важнейших в мировом хозяйстве. На протяжении последних 150 лет «нефтяной», а затем и «нефтегазовый» факторы оказывали определенное влияние на развитие мировой экономики и расстановку геополитических центров регионального и мирового уровня. Нефть и газ как стратегически важные ресурсы способствовали начальной интеграции в мирохозяйственную систему многих стран. Неравномерное распределение этих ресурсов, а также различные объемы их потребления способствуют развитию международной деятельности нефтегазовых компаний. Первую половину XX в. в нефтегазовой сфере господствовали компании развитых стран, однако прошедшие волны национализаций в добывающих странах, а также появление новых игроков на мировом рынке сильно пошатнуло их позиции. В последнее время стало характерно расширение международного присутствия нефтегазовых компаний из развивающихся<sup>10</sup> стран, которые решили ряд проблем, мешавших им выходить на мировую нефтегазовую арену (малая интеграция государств в мировую экономику, слабое развитие технологий или недостаточный управленческий опыт компаний и т.д.). Их географическое расширение своего присутствия может сильно изменить не только региональные рынки нефти и газа, но и мировые рынки всех первичных энергоносителей (ПЭР).

Ситуация в нефтегазовом секторе развивающихся стран несколько отличается от развитых. Во-первых, в развивающихся странах находится большая доля мировых разведанных запасов этих ресурсов. В 2013 г. на них приходилось порядка 85% мировых запасов нефти и почти 90% мировых запасов природного газа, при этом во многих развивающихся странах и их акваториях до сих пор не полностью проведена геологоразведка. Огромные запасы делают развивающиеся страны центрами международной кооперации в добыче ресурсов, формируют международные торговые потоки в менее богатые нефтью и газом страны и регионы. Во-вторых, в большинстве развивающихся стран нефтегазовые компании частично или полностью контролируются государством, а также сложилась система, в которой на внутреннем рынке оперируют либо несколько крупных компаний либо вообще существует монополия, где все нефтегазовые операции

---

<sup>10</sup> К развивающимся странам в данной статье отнесены страны, определяемые международным валютным фондом в своем отчете IMF World Economic Outlook как «Emerging market and developing economies» («страны с формирующимся рынком и развивающейся экономикой»). В их число отнесены и некоторые бывшие социалистические страны (в т. ч. и Россия).

контролируются одной крупной компанией. Подобная система в свое время усложнила доступ компаний развитых стран к развивающимся рынкам, а также сильно повлияла на формирование цен на нефть.

Интернационализация нефтегазовых компаний может проходить по-разному. В зависимости от обеспеченности ресурсами в стране своего базирования, компании выходят на мировой рынок либо путем экспортно-импортных операций с иностранными партнерами, либо сразу входят в сектор добычи нефти и газа за рубежом. В зависимости от дальнейшего развития и операционных возможностей, их иностранная деятельность может расширяться вовлечением в транспортировку нефти и газа, переработку ресурсов, развитием сервисных услуг, созданием центров НИОКР, либо включением в смежные отрасли (например, нефтехимию, электроэнергетику).

Особенность компаний развивающихся стран состоит в том, что далеко не все крупные компании ставят интернационализацию одним из важнейших положений своей корпоративной стратегии. Объясняется это целым рядом факторов, в том числе и следующими. Во-первых, компании, принадлежащие правительствам своих стран базирования, выполняют ряд некоммерческих функций. Во-вторых, данные компании зачастую «увлекаются» уходом в непрофильные для себя отрасли. В-третьих, органы государственной власти в развивающихся странах могут активно вмешиваться в деятельность своих компаний, мешая выполнять им непосредственно коммерческие функции и развивать производственную деятельность. В приоритете большинства нефтегазовых компаний развивающихся стран оказывается насыщение внутренних рынков своей продукцией. В таком случае, кто же из данных компаний наиболее активен на мировой арене?

В первую очередь это компании, которые преимущественно нацелены на рыночную эффективность и стараются догнать супермейджеров (наиболее крупных нефтегазовых ТНК развитых стран) по многим критериям. Это могут быть как компании-представительницы стран, богатых углеводородным сырьем, так и компании, в странах базирования которых пик добычи уже прошел. При этом их международные стратегии могут проявляться совсем по-разному.

Таблица 1.

## Показатели деятельности некоторых нефтегазовых компаний развивающихся стран и супермейджеров, 2013.

компании	добыча углеводородов, млн. баррелей н.э.	число занятых	добыча на одного занятого, баррелей н.э.	отношение нефтепереработки к добыче нефти, %	выручка на баррель добытых углеводородов, долл.
Saudi Aramco	4196,54	57283	73259,7804	28,1	н.д.
Газпром	3748,45	459500	8157,67	96,36	44
Petrobras	2540,3	86111	29500,30	108,89	55,7
Роснефть	1778,65	228000	7801,10	47,2	65,8
Petrochina*	1400	544083	2573,14	106,37	308,6
КРС	1180,06	25162	46898,50	35,1	н.д.
Лукойл	839,33	110000	7630,27	73,01	141,9
Petronas	777,82	49153	15824,36	48,45	129,5
CNNOC	621,39	108646	5719,40	44,30	154,4
ONGC	412,82	33911	12173,63	35,3	69,9
ExxonMobil**	1523,88	75000	20318,40	208,22	267,5
Royal Dutch Shell**	1222,4	92000	13286,96	214,40	376
BP**	1178,95	83900	14051,85	166,24	336,1
Chevron**	947,91	61345	15452,12	94,63	232,5

\* - данные по выручке соответствуют CNPC (China National Petroleum Company)

\*\* - серым цветом выделены нефтегазовые супермейджеры развитых стран

Источники: рассчитано по годовым отчетам компаний, fortune global 500.

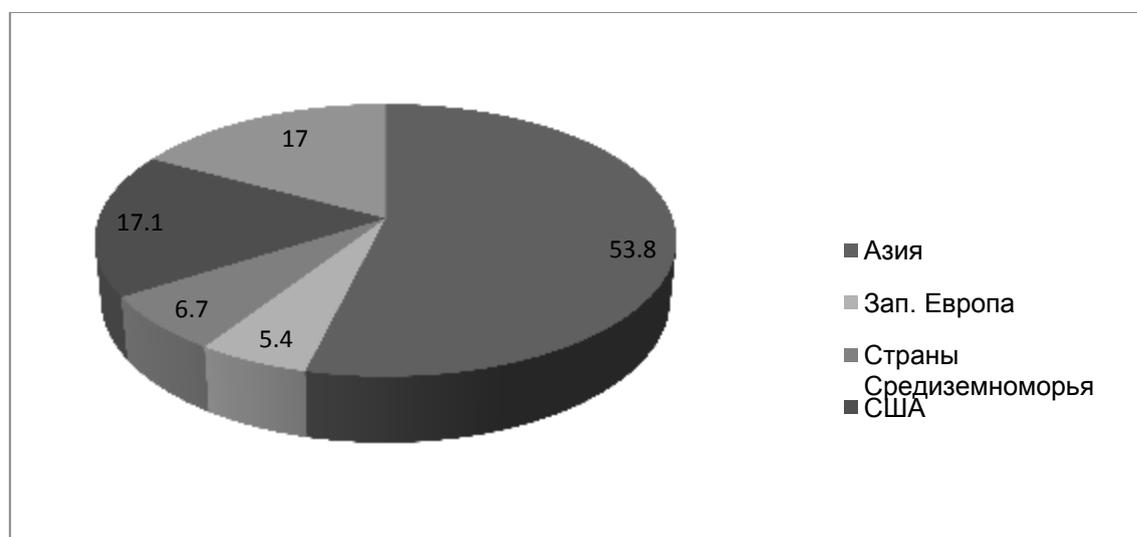
В целом следует отметить, что для большинства компаний из развивающихся стран до сих пор в приоритете реализация сырой нефти и газа, поскольку их показатели добычи значительно превышают мощности их НПЗ (см. табл. 1), тогда как в супермейджерах объемы нефтепереработки, как правило, не меньше объемов их добычи либо превышают их, что говорит об их ориентации на реализацию продуктов с большей добавленной стоимостью. Финансовые показатели компаний развивающихся стран (выручка от продаж в расчете на 1 баррель добытых углеводородов) также были в основном заметно ниже, чем у западных ТНК (по компаниям, богатым нефтью и газом типа Saudi Aramco и КРС нет данных). Это подтверждает тезис об их более низкой эффективности.

Наиболее богатые углеводородным сырьем компании, выходящие на мировой рынок, в размещении предприятий за рубежом в большей степени ориентируются на сектор нефтепереработки и нефтехимии, выстраивая таким образом и экспортные потоки углеводородного сырья. Это объясняется их более чем достаточной обеспеченностью

нефтью и газом внутри страны, а также желанием получить доступ к технологиям производства продукции с большей добавленной стоимостью, в том числе для последующего применения их у себя на родине. В основном, это относится к компаниям из стран Персидского залива, а также компании Sonatrach (Алжир), похожей стратегии придерживается «Газпром» (однако с большей ориентацией на газовый бизнес). На примере крупнейшей из них – Saudi Aramco можно рассмотреть подобную стратегию.

Так хотя из статистики следует, что Aramco выступает в основном поставщиком сырой нефти на мировой рынок (в 2013 г. Aramco экспортировала 2489 млн. баррелей сырой нефти, что составило примерно 72,5% от ее общей добычи), однако при этом, компания часто направляет свою экспортированную нефть на местные нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы, которые находятся у нее в частичной собственности (например, заводы в Сеуле в Республике Корея и в провинции Фуцзянь в Китае). По аналогичной схеме Aramco работает в Японии, Западной Европе и США, и это помогает компании удерживаться на крупнейших рынках стран мира.

Аравийская компания оперирует более чем в 20 странах по всему миру, основывая дочерние предприятия в ключевых для себя рынках сбыта и стремительно развивает азиатское направление.



**Диаграмма 1. Географическая структура экспорта сырой нефти Saudi Aramco, %, 2013.**

Источник: Saudi Aramco annual review 2013.

В 2013 г. почти 55% нефти было направлено в азиатский регион, при этом туда же было экспортировано 46,6% нефтепродуктов, отправленных за рубеж. Из таблицы 2 очевидна тенденция динамичного развития экспортно-импортных отношений между Саудовской Аравией и крупными азиатскими рынками – Китаем и республикой Корея.

Переориентация в сторону Азии для Агапсо понятна – азиатские рынки стремительно развиваются и увеличивают свою емкость, в то время как страны Европы и США проводят политику диверсификации поставок углеводородов и развивают альтернативные источники энергии, в том числе нетрадиционные углеводороды. Нарастание экспортных мощностей способствует компании закреплению своих позиций на перспективных азиатских рынках.

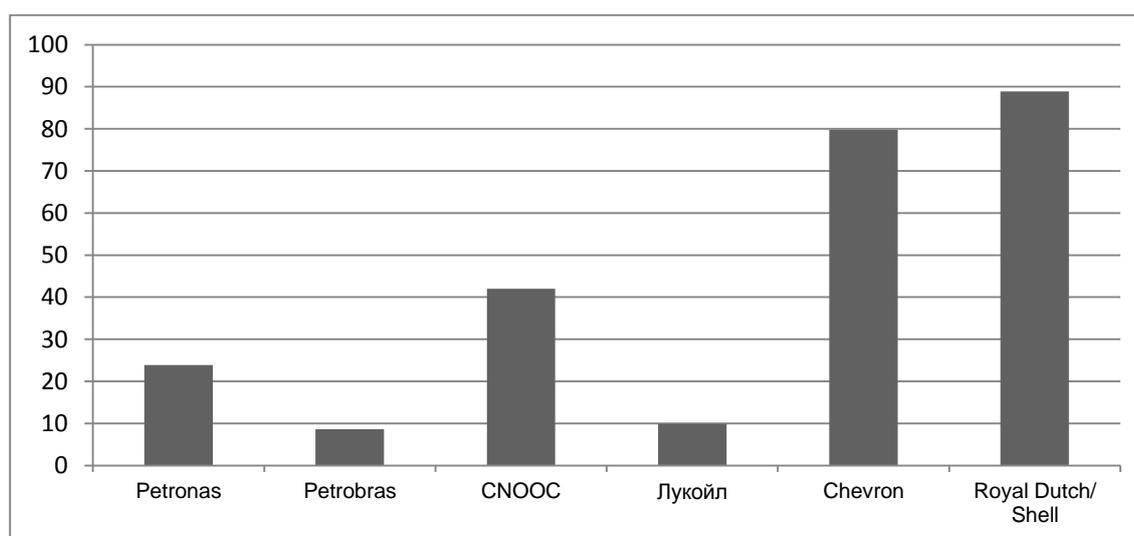
**Таблица 2.**

**Экспорт нефти из Саудовской Аравии в некоторые страны Азии.**

Р. Корея				Китай			
2010,% от импорта страны всего	2010, млн. баррелей	2013,% от импорта страны всего	2013, млн. баррелей	2010,% от импорта страны всего	2010, млн. баррелей	2013,% от импорта страны всего	2013, млн. баррелей
28	237,1	34	316,4	18,7	325,9	19	388,4

Источник: рассчитано по eia.gov.

Однако далеко не все компании могут так же просто выходить на ключевые рынки сбыта, поскольку либо не обладают таким же ресурсным потенциалом как Saudi Aramco, либо международные отношения между странами развиты меньше. Ввиду меньших объемов добычи углеводородов другие компании не могут получать соизмеримо большие объемы прибыли, за счет которой можно было бы активно развивать международную экспансию, получать доступ к нефтегазовым активам за рубежом. При этом некоторым национальным компаниям, в странах базирования которых пик добычи уже прошел, отведено уникальное право на разработку нефти и газа внутри своих стран. Поэтому они оказываются «привязанными» к домашним ресурсам при всем желании расширить географию нефте- и газодобычи (см. диаграмму 2).



**Диаграмма 2. Доля некоторых нефтегазовых компаний развивающихся стран в добыче углеводородов за рубежом в сравнении с супермейджерами, 2013, %.**

Источники: рассчитано по отчетам компаний.

Отметим, что в отличие от компаний развивающихся стран, у западных нефтегазовых ТНК нет привязки к национальной ресурсной базе, поэтому у них имеется большая свобода действий для расширения добычи по всему миру. Политика интернационализации некоторых компаний из развивающихся стран вынуждена быть более гибкой, чтобы наращивать свой производственный потенциал не только в добыче нефти и газа, но и в нефтепереработке и сервисных услугах, имея при этом ограниченные средства.

Наиболее острой проблемой для компаний, не так богатых нефтью и газом как Aramco, является выход на рынки развитых стран и размещение там своих производств. Как правило, таким компаниям просто нечего предложить, кроме более дешевой рабочей силы, ведь компании-представительницы развитых стран располагают передовыми технологиями добычи и переработки нефти и газа, а также будут иметь более низкие издержки на производстве у себя в стране, нежели иностранные представители. В частности, поэтому нефтегазовый бизнес «Лукойла» в США постепенно сворачивается. Вследствие этого, компании развивающихся стран начинали свою международную экспансию с близлежащих стран – Petrobras развил свою производственную сеть по всей Латинской Америке, «Лукойл» начал работать в странах Центрально-Восточной Европы и бывшем СНГ, а компании из Китая и Малайзии – с района Юго-Восточной Азии. И только в последнее десятилетие стал характерным выход за пределы соседних географических ареалов для таких компаний. Особенно активным стало проникновение в Африку, а также Латинскую Америку и страны Персидского залива. Это стало возможным благодаря обретению некоторых конкурентных преимуществ. Petrobras стала одним из лидеров по технологиям глубоководной добычи (более 70% добываемой нефти компании приходится на морские месторождения глубиной 300 и более метров). Petronas активно сотрудничает со странами, где также базируются национальные нефтяные компании, что облегчает международные переговоры, обучает местный персонал и осуществляет трансферт технологий, что создает мультипликативный эффект для принимающих государств. Китайские компании активно инвестируют в инфраструктуру принимающих стран, получая для себя бонусы в добыче углеводородов, экспорт нефти и газа из африканских стран в Китай ежегодно растет. Укреплению их позиций на таких рынках служит дальнейшее включение в нефтепереработку, сервисные услуги и другие отрасли. Так, Petrobras развила сеть АЗС в Аргентине, Колумбии, Парагвае, Перу, Уругвае и Чили, участвует в электроэнергетических проектах в странах Латинской Америки. Petronas наладила сбытовую сеть моторных масел по всему миру, наращивает нефтепереработку в Африке и Латинской Америке, активно развивает сектор СПГ, чему

способствует относительная географическая близость крупных потребителей (Тайвань, р. Корея, Япония) по сравнению с большинством конкурентов. В последнее время на международной арене активизировалась «Роснефть», получившая при поддержке государства значительные средства и возможности для расширения своего присутствия, особенно стараясь нарастить свои зарубежные мощности по нефтепереработке, но и не забывая об участии в проектах по добыче ресурсов, участвуя в стратегических альянсах. В этом плане компании развивающихся стран берут пример с супермейджеров, с которыми также идет активное сотрудничество во множестве иностранных предприятий. Сотрудничество позволяет компаниям развитых стран делить риски в крупных проектах и снижать издержки, в основном за счет более дешевой рабочей силы. Для компаний развивающихся стран такое сотрудничество позволяет получить доступ к новейшим технологиям в отрасли (не только в добыче, но и в нефтепереработке и нефтехимии), а также получить управленческий опыт. В долгосрочной перспективе, данные компании могут упрочить свои лидерские позиции и сильно потеснить супермейджеров, перенеся их стратегии международного развития.

Несмотря на примеры, рассмотренные выше, большинство нефтегазовых компаний развивающихся стран до сих пор слабо представлены на международном рынке. В основном, они ограничиваются экспортом углеводородов, а в некоторых случаях вынуждены импортировать продукты нефтепереработки в виду слабого развития данной отрасли. Это компании-представительницы таких регионов как Латинская Америка (Аргентина, Эквадор, Колумбия, Мексика), Африка (главным образом, Нигерия, Ангола, Ливия, Египет), страны Персидского залива (Иран, Ирак), Юго-Восточная Азия (Индонезия, Вьетнам), а также страны бывшего СССР (Азербайджан, Казахстан, Туркменистан, Узбекистан). В 2013 г. только на эти страны приходилось порядка 25% мировой добычи нефти и 18% мировой добычи газа, значительные доли запасов данных ресурсов, а также они выступили крупными экспортерами (порядка 30% мирового экспорта нефти и 15% мирового экспорта газа). Помимо проблем эффективности, отмеченных для двух групп компаний, описанных ранее, у этой группы компаний, как правило, просто не хватает финансовых средств для экспансии. Это может быть связано либо с тем, что на территории данных стран оперируют зарубежные компании, и выручка национальных представителей становится значительно ниже, либо с активным вмешательством государства, что может проявляться изъятием значительных долей прибыли с операционной деятельности. В результате чего у компаний не хватает средств для инвестирования в разведку и добычу даже в своей стране, чтобы возмещать углеводородные запасы, что автоматически сказывается и на развитии всей нефтегазовой

отрасли вверх по цепочке добавленной стоимости. Особенно тяжелое положение испытывают такие страны как Мексика, где местная компания Pemex являлась монополистом во всех нефтегазовых операциях внутри страны. Отсутствие иностранных партнеров не позволяло получать дополнительные инвестиции, вследствие чего вся нефтегазовая промышленность страны оказалась в кризисной ситуации, а запасов углеводородов при нынешних темпах добычи стране осталось немногим более чем на 10 лет. Вышедшее в 2014 г. постановление правительства страны о снятии монополии с Pemex должно помочь компании в долгосрочной перспективе.

В целом, можно сказать, что на сегодняшний день в мире в плане международного развития продолжают доминировать нефтегазовые ТНК развитых стран. Основные причины этого – большой опыт пребывания за рубежом, накопленный управленческий опыт и технологические преимущества, а также сконцентрированность непосредственно на коммерческих функциях. Однако в эпоху глобализации компании из развивающихся стран, преодолев определенные барьеры, начинают теснить позиции своих западных конкурентов на рынках многих стран при том, что большая часть таких компаний еще не полностью вышла на мировой рынок. При использовании опыта супермейджеров и «пионеров» среди своих «собратьев», а также стремлении к коммерциализации и меньшему вмешательству национальных правительств, активная международная экспансия компаний развивающихся стран может в корне перераспределить полюса влияния в нефтегазовой отрасли.

### **Список использованной литературы**

Годовой отчет ОАО «Газпром» за 2013 год (<http://www.gazprom.ru/f/posts/52/479048/gazprom-annual-report-2013-ru.pdf>)

Годовой отчет ОАО «Нефтяная компания Лукойл» за 2013 год ([http://www.lukoil.ru/materials/doc/AGSM\\_2014/%D0%93%D0%9E\\_2013.pdf](http://www.lukoil.ru/materials/doc/AGSM_2014/%D0%93%D0%9E_2013.pdf))

Годовой отчет ОАО «НК Роснефть» за 2013 год ([http://www.rosneft.ru/attach/0/02/01/a\\_report\\_2013.pdf](http://www.rosneft.ru/attach/0/02/01/a_report_2013.pdf))

Жуков С.В., Келимбетов К.Н. Казахстан. Нефть – новые возможности для развития. М.: ИМЭМО РАН, 2014. – 180с.

Пусенкова Н.Н. Новые звезды мировой нефтянки: Истории успехов и провалов национальных нефтяных компаний. – М.: Идея-пресс, 2012. -332 с.

BP annual report and form 20-F 2013

([http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/BP\\_Annual\\_Report\\_and\\_Form\\_20F\\_2013.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/BP_Annual_Report_and_Form_20F_2013.pdf))

BP statistical review of world energy (<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>)

Chevron annual report 2013  
(<http://www.chevron.com/annualreport/2013/documents/pdf/Chevron2013AnnualReport.pdf>)

CNOOC annual report 2013  
(<http://www.cnooltd.com/upload/Attach/mrfj/2014/04/2395984295.pdf>)

Energy intelligence group (<http://www.energyintel.com/>)

ExxonMobil 2013 summary annual report ([http://cdn.exxonmobil.com/en/shareholder-archive/~/\\_media/Reports/Summary%20Annual%20Report/2013\\_ExxonMobil\\_Summary\\_Annual\\_Report.pdf](http://cdn.exxonmobil.com/en/shareholder-archive/~/_media/Reports/Summary%20Annual%20Report/2013_ExxonMobil_Summary_Annual_Report.pdf))

KPC annual report 2013 (<https://www.kpc.com.kw/press/KPCPublications/Pages/Annual-Reports.aspx>)

ONGC annual report 2013-14 (<http://www.ongcindia.com/wps/wcm/connect/c1199b2c-9f53-43cc-a200-5cb739d922ec/Annual+Report+Final.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=c1199b2c-9f53-43cc-a200-5cb739d922ec>)

OPEC statistical bulletin 2014  
([http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/ASB2014.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2014.pdf))

Petrobras sustainability report 2013 (<http://www.petrobras.com.br/en/society-and-environment/sustainability-report/>)

Petrochina 2013 annual report  
(<http://www.petrochina.com.cn/ptr/ndbg/201404/545ec16ff32a44fb929bbabdd678e223/files/40615da8916144309bc9f4960ba35739.pdf>)

Petronas annual report 2013 (<http://www.petronas.com.my/investor-relations/Pages/annual-report.aspx#>)

Royal Dutch Shell 2013 annual report and form 20-F ([http://reports.shell.com/annual-report/2013/servicepages/downloads/files/entire\\_shell\\_ar13.pdf](http://reports.shell.com/annual-report/2013/servicepages/downloads/files/entire_shell_ar13.pdf))

Saudi Aramco annual review  
([http://www.saudiaramco.com/content/dam/Publications/Annual%20Review/AnnualReview2013/2013AnnualReview\\_EN.pdf](http://www.saudiaramco.com/content/dam/Publications/Annual%20Review/AnnualReview2013/2013AnnualReview_EN.pdf))

U.S. Energy Information Administration (<http://www.eia.gov/>)

## **Региональная интеграция газовых рынков: опыт, проблемы, перспективы глобализации**

Процессы глобализации и регионализации в мировой экономике обуславливают рост взаимной зависимости стран, предприятий и людей. Для рынков нефти и газа такая взаимозависимость начинает проявляться, когда изменение (либо прогноз изменения) объема предложения энергоресурса в одном регионе способно повлиять на уровень цен, направление транспортных потоков и, в целом, на архитектуру рынков, – в других регионах мира. Цены на нефть и преобладающие маршруты ее доставки весьма чувствительны к краткосрочным сигналам, таким как квотирование экспорта, геополитические кризисы, эмбарго на поставки, техногенные и природные бедствия. Рынки газа пока не столь взаимозависимы. Однако, судя по их трансформациям, в своих ключевых характеристиках они воспроизводят эволюционный путь нефтяных рынков и, вероятно, приобретут аналогичную чувствительность в будущем. Ускоряющаяся интернационализация производственной, коммерческой и финансовой деятельности в газовом секторе обосновывает данное предположение. Модели рынка газа, складывающиеся на глобальном и региональном уровнях, приобретают черты универсальности, критериями которой являются ценовое дерегулирование; устранение тарифных и нетарифных барьеров в международной торговле газом; открытие доступа к товарам, услугам и капиталам; стандартизация и гармонизация регуляторных политик и практик.

### **Интернационализация: максимизация эффектов внешних обменов.**

Под интернационализацией толковый словарь инвестиционной компании Финам<sup>11</sup> понимает «формирование устойчивых международных связей в производственно-экономической сфере на основе международного разделения труда». Исходя из этого определения, можно предположить, что объектами интернационализации могут быть производство, капитал и институты.

Производство интернационализируется в виде формирования (удлинения) производственно-стоимостных цепочек (Value Chain), в которых производственный процесс в одной стране становится частью процесса, протекающего в интернациональном масштабе.

Инвестиции, направляемые в зарубежные страны, приводят к интернационализации капитала.

---

<sup>11</sup> Словарь Финам <http://www.finam.ru/dictionary/wordf01518/default.asp?n=13>

Создание наднациональных институциональных образований (например, Евросоюз), осуществляющих регулирование экономической деятельности – суть институциональной интернационализации.

Главный драйвер интернационализации – повышение благосостояния общества в конкретных странах за счет максимизации эффектов внешних обменов. Эти эффекты возникают в результате переноса хозяйственной деятельности в международную плоскость.

Интернационализация – феномен, известный с древнейших времен, - с тех самых пор, как возникла внешняя торговля товарами и услугами, а факторы производства приобрели мобильность. На ранних этапах интернационализация принимала форму межстрановых обменов, которые хотя и создавали устойчивые экономические связи между контрагентами, не порождали их устойчивой взаимозависимости. На данном этапе интернационализации подвергается, главным образом, производственная деятельность. В отношении капитала и институтов она проявляется ограниченно. Главная причина – неприемлемо высокие транзакционные издержки вследствие слабых транспортных и информационных коммуникаций, а также закрытость рынков и низкая покупательная способность потенциальных потребителей товаров и услуг. Снижению транзакционных издержек до приемлемого уровня способствовал научно-технический прогресс, в результате которого стала возможной масштабная переброска товаров на значительные расстояния. Последовавший рост благосостояния сформировал спрос на товары производственного и потребительского назначения.

И в дальнейшем мобильность товаров, капиталов и услуг не получала должного развития из-за жесткости национальных режимов регулирования и протекционизма. Инструментом преодоления этих барьеров становится международная экономическая интеграция. Теория интеграции достаточно подробно проработана в научной литературе и в настоящей статье мы не будем останавливаться на ее рассмотрении. Отметим только, что исторически экономическая интеграция возникла и получила развитие на региональном уровне. Возникшие в результате экономической интеграции и набирающие силу региональные производственно-финансовые кластеры обеспечивают переход к новейшей фазе интернационализации – глобализации.

По мере углубления интернационализации происходит ослабление роли традиционных национальных государств, которые формально либо неформально делегируют часть своих полномочий возникающим наднациональным институтам.

Глобализация рынков газа означает такую степень интернационализации, при которой производственно-стоимостные газовые цепочки (Value Chains), объединяющие добычной,

газотранспортный, распределительный и сбытовой сегменты, преодолевают национальные границы и формируют устойчивые международные связи. Изначально это происходит в периметре консолидированных трубопроводных систем, а возможности транспортировать газ в сжиженном состоянии вывели этот процесс на глобальный уровень.

С учетом высоких рисков и капиталоемкости газовой отрасли реализация крупных инвестиционных проектов возможна только при усилении многих стран и корпораций. Здесь объективной необходимостью становится интернационализация капитала и институтов. Последняя реализуется на наднациональном уровне и принимает форму органов, координирующих международную деятельность в газовой отрасли. Такие органы определяют направления трансформации институциональных структур международных рынков газа, механизмов торговли и контрактных отношений, моделей ценообразования и режимов доступа к газовым ресурсам, газотранспортным инфраструктурам и потребителям. В рамках указанных трансформаций происходит своего рода «настройка», взаимная адаптация регуляторных интерфейсов взаимодействующих стран. В результате институциональная среда в региональных союзах становится все более однородной, а ключевые регуляторные политики и практики приобретают универсальность.

### **Региональная интеграция рынков газа**

Международная экономическая интеграция, как отмечалось уже выше, возникла и получила развитие на региональном уровне. Рассмотрим опыт интеграции газовых рынков таких крупнейших региональных интеграционных группировок, как Европейский союз (ЕС), Североамериканское соглашение о свободной торговле (НАФТА) и Общий рынок стран Южного конуса (Меркосур).

Масштаб и ключевые характеристики рассматриваемых интеграционных объединений приведены в таблице на Рисунке 1. Здесь же суммарно указаны их некоторые фундаментальные показатели газовой отрасли. Обращает на себя внимание зависимость стран от трансграничной торговли газом, которая, во многом, является драйвером интеграции. Только Евросоюз зависит от газа, поставляемого из-за периметра интеграции, в первую очередь, из России и Норвегии, а страны американского континента зависят от импортных поставок, осуществляемых в пределах границ интеграционного союза. По этой причине Евросоюз в отличие от НАФТА и Меркосур более нацелен на формирование внешнего измерения интеграционного интерфейса, обеспечивающего взаимодействие со странами-поставщиками газа, не являющимися членами ЕС. Страны же американского континента исторически фокусировались на внутреннем региональном измерении. Их

стратегии исходили из максимизации интеграционных эффектов через реализацию потенциала комплементарности локального газового ресурса. Например, Меркосур, где в интеграционную группировку объединились нетто-импортеры газа (Бразилия, Уругвай, Парагвай) и нетто-экспортеры Аргентина, Венесуэла и Боливия (как ассоциированный член).

	<b>EU</b>	<b>NAFTA</b>	<b>MERCOSUR</b>
Число стран	28	3	4 (+6 ассоциирован.)
Площадь (млн.м <sup>2</sup> )	4,3	21,5	13,8
Население (млн.чел.)	490	440	200
Явный лидер	Нет	США	Бразилия
Дата объединения	1993	1994	1991
Наличие наднациональных регулирующих органов	Да	Нет	Нет
Зависимость от региональных поставок	Низкая	Высокая	Высокая
Зависимость от экспорта/импорта	Высокая от импорта	Низкая	Низкая
Наличие общих юридически обязывающих норм по газу	Да	Нет	Нет
Объем производства газа (млрд.куб.м)	160	900	110
Объем потребления газа (млрд.куб.м)	450	924	120

**Рисунок 1. Масштаб и ключевые характеристики.**

Источник: составлено автором по материалам World Bank, BP Statistics.

Интеграция позволяет осуществлять обмен товарами, произведенными с наименьшими издержками. Например, газовый потенциал Канады, Норвегии и Боливии наиболее эффективно может быть реализован только при наличии крупных рынков сбыта в соседних странах (США, Евросоюз, Бразилия). Разработка национальных газовых запасов при ограниченности спроса внутреннего рынка вряд ли была бы рентабельной.

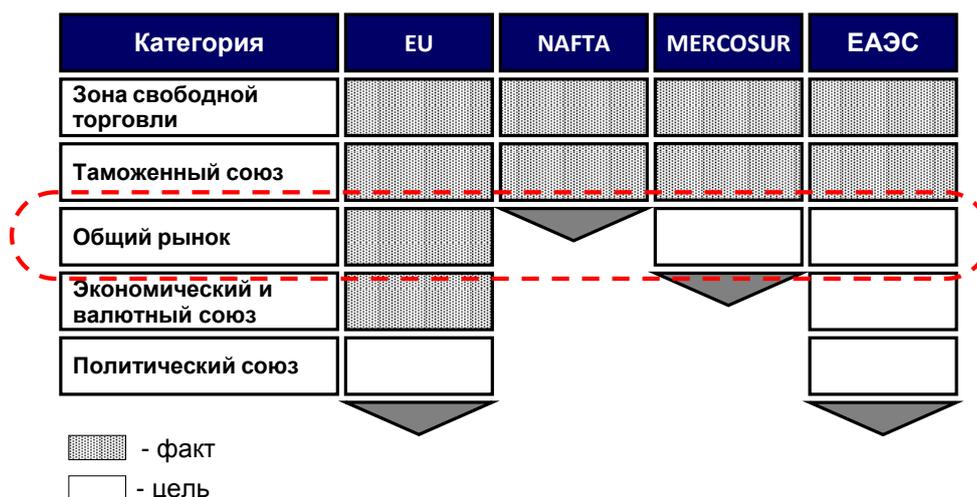
#### **Формат и этапы региональной интеграции рынков газа.**

Региональная газовая интеграция может осуществляться в двух форматах. «Регулируемая интеграция» не предусматривает изменения структуры газовой производственно-стоимостной цепи, прав собственности на ее составные звенья. Доступ к газотранспортным инфраструктурам остается ограниченным. Контуры регуляторного режима совместно сооружаемой газотранспортной инфраструктуры, объемные, ценовые и иные контрактные параметры поставок, включая назначение компаний, уполномоченных

выполнять контрактные обязательства, определяются межправительственными соглашениями.

Данный формат имеет место при интеграции рынков газа, находящихся на ранних этапах своего развития,<sup>12</sup> либо когда интегрируются разные по зрелости рынки. Примером может служить взаимодействие зрелых рынков США и Канады, с одной стороны, и рынка Мексики, – с другой. В странах Южного конуса существенные преобразования газового сектора произошли только в Аргентине (в начале 2000-х гг.). При этом они не затронули рынки соседних стран – партнеров по интеграции – Бразилии, Чили, Уругвая, Боливии. Сложившиеся диспропорции затрудняют развитие интеграционных процессов.

Другим интеграционным форматом является т.н. «либеральная интеграция». Она предполагает конкуренцию, разделение вертикально-интегрированных энергетических компаний, открытие рынков для новых участников. Особые требования предъявляются к прозрачности систем ценообразования на газ и тарифам на услуги по его транспортировке. По такому сценарию осуществляется интеграция в Евросоюзе.



**Рисунок 2. Декларируемые и фактически достигнутые цели региональной интеграции.**  
 Источник; составлено автором по материалам Б. Балаша.

Классическая классификация по Б. Балаша<sup>13</sup> различает 5 этапов региональной интеграции: «Зона свободной торговли» (ЗСТ), главной характеристикой которой является отмена таможенных пошлин и квот; «Таможенный союз», предполагающий кроме ЗСТ установление единого таможенного тарифа и формирование единой торговой политики в

<sup>12</sup> Подробнее об этапах эволюции рынков газа см. Лейрд Э. Регулирование газового рынка и опыт Великобритании // Газ, энергия и возобновляемые источники в Великобритании: Тез. докл. семинар ВР и МЭРТ РФ в ЦСР. 23-24.07. 2002 г.

<sup>13</sup> Balassa Bela A., “The Theory of Economic Integration”, Homewood, Illinois, R.D. Irwin, 1961.

отношении третьих стран; «Общий рынок» – свободное передвижение товаров, капиталов и трудовых ресурсов; «Экономический и валютный союз» – предусматривает наличие единой валюты и осуществление общей экономической политики; и, наконец, «Политический союз», предполагающий проведение согласованной внутренней и внешней политики. На Рисунке 2 показаны декларируемые и фактически достигнутые цели интеграции рассматриваемых экономических блоков и Евразийского экономического союза (добавлено для сравнения). Как видно, газовая повестка региональной интеграции исчерпывается формированием общего рынка газа.

### **Интеграция газовых рынков в ЕС.**

Интеграция газовых рынков – стержневой инструмент Евросоюза, преследующего цель обеспечения энергобезопасности стран континента. Газовая интеграция – это часть более масштабной работы, предусмотренной Маастрихтским договором, по созданию внутреннего рынка, «целью которого является устойчивое развитие Европы на основе сбалансированного экономического роста и стабильности цен, конкурентоспособной социальной рыночной экономики, а также высокий уровень охраны окружающей среды»<sup>14</sup>.

В рамках региональной газовой интеграции осуществляется формирование единого инфраструктурного пространства, техническая и коммерческая интеграция работы магистральных газопроводов, согласование и строительство новых объектов газотранспортной инфраструктуры, в том числе, в рамках т.н. «проектов, представляющих общественный интерес».

В итоге интеграционные усилия Евросоюза и его профильных организаций должны привести к созданию единого ликвидного рынка газа в Европе. Целевая модель такого рынка разрабатывается в настоящее время. Предварительные предложения неоднократно рассматривались на различных формальных и неформальных дискуссионных площадках<sup>15</sup>.

Наиболее ценным представляется следующий опыт региональной интеграции европейских газовых рынков.

По сравнению с другими региональными интеграционными группировками, Евросоюз располагает наиболее полным и структурированным законодательством по гармонизации норм и требований к участникам рынка. Его фундаментом являются газовые директивы и регламенты. Интернационализации институтов достигла здесь самой высокой степени.

---

<sup>14</sup> Ст. 3 Договора о Европейском Союзе (Маастрихт, 7 февраля 1992 г.) (в редакции Лиссабонского договора 2007 г.) Система ГАРАНТ: [http://base.garant.ru/2566557/1/#block\\_1000#ixzz3LtV5ktnW](http://base.garant.ru/2566557/1/#block_1000#ixzz3LtV5ktnW)

<sup>15</sup> Подробнее – Madrid Forum [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/gas/forum\\_gas\\_madrid\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/gas/forum_gas_madrid_en.htm)

В результате либерализации ослабла «жесткость» газовой производственно-сбытовой цепочки, сформировались новые услуги и компетенции, расширился состав участников рынка. Трансформировались бизнес-модели крупнейших европейских газовых компаний.

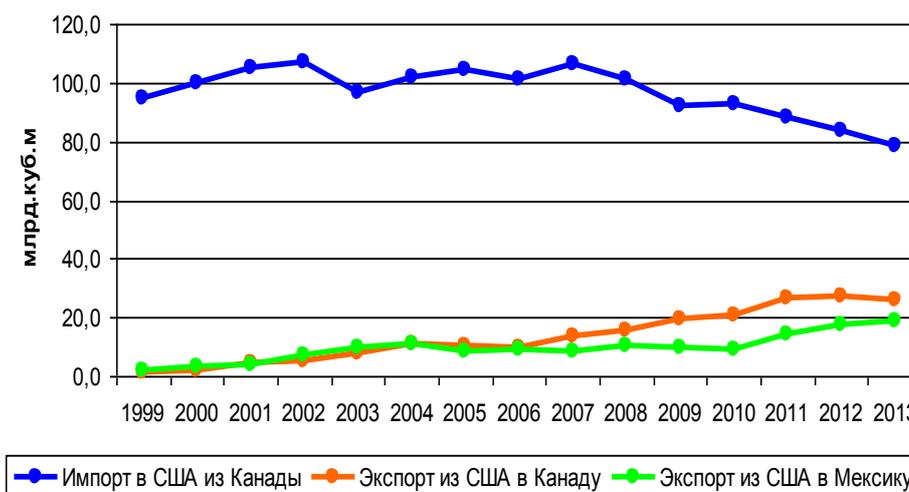
Целевой моделью европейского рынка газа предусмотрена разработка унифицированных национальных Сетевых кодексов, регулирующих отношения в инфраструктурном сегменте.

Сложилась устойчивая структура контрактных отношений. Доказала свою состоятельность организованная торговля газом в спотовом режиме. Рост ее объемов создает условия для обеспечения ценовой индикации не только для долгосрочных внутренних, но и импортных контрактов. Так с 2013 г. Норвегия полностью перешла на привязку газовых цен к спотовым индексам.

Газ активно используется как финансовый актив биржевой торговли, что содействует глобализации газовых рынков.

### Интеграция газовых рынков в странах, входящих в НАФТА

Изначально необходимость взаимодействия стран Северной Америки в газовой сфере диктовалась необходимостью устранения угрозы дефицита газа в США и задачами более полного раскрытия ресурсного потенциала Канады и Мексики. С началом «сланцевой революции» США угроза дефицита была устранена, и теперь уже США стали наращивать экспорт газа в Канаду и Мексику (Рисунок 3). Сегодня в рамках газовой интеграции преобладающей становится тема координации будущего экспорта газа из Северной Америки в Европу и страны Азиатско-Тихоокеанского региона.



**Рисунок 3. Динамика потоков газа в зоне НАФТА.**

Источник: составлено автором по материалам BP Statistics.

Рынки США и Канады весьма однородны по ключевым характеристикам и принципам регулирования. Поэтому их интеграция выглядит логичной и не вызывает проблем. Однако другое дело – Мексика. Она пользуется многочисленными изъятиями из Соглашения, ее рынок газа остается монополизированным и закрытым для внешних игроков. Поэтому газовая интеграция осуществляется в формате, который можно условно назвать «2+1», т.е. США и Канада, – с одной стороны, Мексика – с другой. Диспропорции в рыночных структурах и регуляторных политик и практик препятствуют созданию общего рынка газа в Северной Америке. Вместе с тем, реформы газового сектора в США и Канаде подталкивают Мексику к либерализации. Закон об отмене государственной монополии на добычу, переработку и продажу углеводородов был подписан президентом Мексики в августе 2014 г. Нефтегазовая отрасль, национализированная в 1938 г., теперь открывается для иностранных инвестиций, объем которых может составить 15-20 млрд. долл. / год<sup>16</sup>.

Само Североамериканское соглашение о свободной торговле не устанавливает специальных требований по интеграции газовых рынков. Оно сфокусировано на «активизации торговли энергоресурсами в рамках устойчивой и постепенной либерализации»<sup>17</sup>, и предусматривает следующие общие рамочные условия.

- НАФТА формализовала коммерческий торговый режим для трех стран, имеющих устоявшиеся и продолжительные связи;
- НАФТА не предусматривает жестких требований по развитию конкуренции, четких механизмов разрешения споров;
- НАФТА установила возможность концессий в газовой отрасли;
- НАФТА не содержит указаний по поводу разукрупнения государственных монополий или распространения на Мексику положений Соглашения о свободной торговле между США и Канадой.

Ключевым механизмом универсализации рынков газа, сложившимся в Северной Америке, является система ценовой индикации. Система основана на индексах, рассчитываемых по итогам конкурентной торговли физическими и виртуальными (фьючерсами и другими деривативами) объемами газа. Сделки по физическим поставкам осуществляется в главных пунктах торговли (хабах), которых в США и Канаде насчитывается порядка 30. Торговля «бумажными контрактами» ведется как на ведущих биржевых площадках (например, NYMEX).

---

<sup>16</sup> По мнению Citigroup Inc., участие иностранных компаний может удвоить добычу нефти в Мексике, что может означать «появление на мировом рынке новой Нигерии» с объемом добычи около 2.5 млн. барр./день. <http://www.bloomberg.com/news/2013-12-16/north-america-to-drown-in-oil-as-mexico-ends-monopoly.html>

<sup>17</sup> ст.601 Договора НАФТА.

В качестве маркерной цены используются котировки Хенри-Хаба (штат Луизиана). Разница в ценах на газ между ним и другими хабами называется «базисным дифференциалом». Его величина зависит, в первую очередь, от затрат на газотранспорт и других факторов, в т. ч. рыночной конъюнктуры, погодно-климатических условий. Устойчивый рост (снижение) дифференциалов говорит об увеличении (падении) спроса в определенном регионе, что свидетельствует о необходимости увеличения (сокращения) инвестиций в развитие ГТС на определенном участке.

Принятая в США и Канаде система ценовой индикации положена в основу модели конкурентного ценообразования на газ (т.н. «газ-газ конкуренции»). Эта модель, конкурирующая с ценообразованием на газ по методу индексации к альтернативному топливу (нефти) все больше распространяется в Европе и Азии, причем применительно как к сетевому, так и танкерному газу (СПГ).

### **Интеграция газовых рынков в странах Меркосур.**

Договор о создании общего рынка стран Южного конуса, заключенный в 1991 г. между Аргентиной, Бразилией, Уругваем и Парагваем,<sup>18</sup> не предусматривал специальных условий по интеграции газовых рынков. Они были детализированы в Меморандуме о торговле газом и интеграции в газовой сфере от 7.12.1999 г.<sup>19</sup>

Стороны договорились развивать конкуренцию в сегменте газодобычи; гарантировать соответствие цен и тарифов на газ экономическим издержкам; разрешать поставщикам и крупным потребителям газа свободно выбирать источники поставки и заключать с ними договоры в соответствии с действующим законодательством каждой страны-члена и договорами между странами-участницами Меркосур; обеспечивать доступ к остаточной мощности (*capacidad remanente*) систем магистрального газотранспорта и распределения, включая доступ к международным интерконнекторам, без дискриминации по признакам страны происхождения и направления поставки.

Интеграционный процесс развивается на основе реализации потенциала комплементарности локального газового ресурса и роста потребления газа в ведущей стране региона – Бразилии.

Газовые рынки стран Меркосур, за исключением Аргентины, находятся на ранних этапах своей институциональной эволюции. Для них характерны слабая интернационализация капиталов и институтов, диспропорции регуляторной повестки.

---

<sup>18</sup> Позже к нему присоединились Венесуэла, Боливия и Чили (последние - в качестве ассоциированных членов).

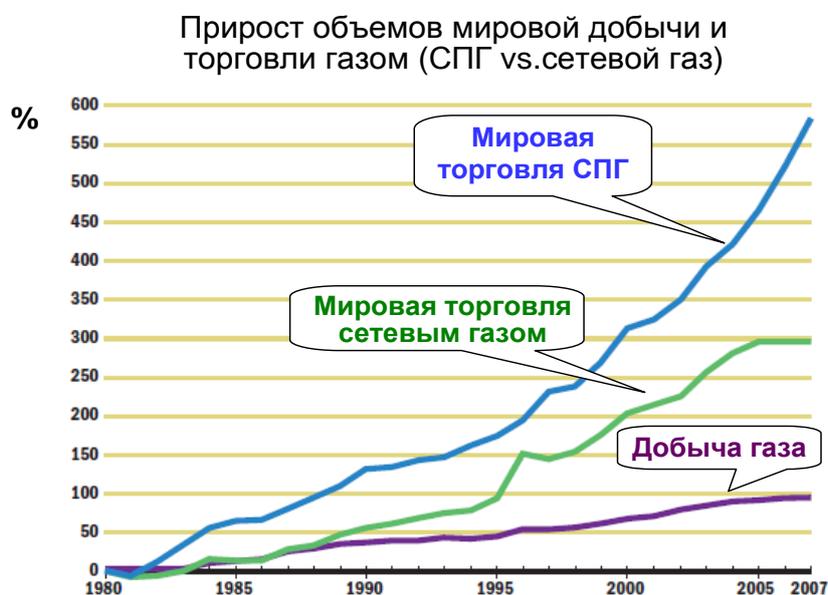
<sup>19</sup> Текст Меморандума – на ресурсе <http://www.loa.org.ar/legNormas.aspx?grupo=2>

Наблюдается определенное замедление интеграционных процессов. Это связано с экономическим кризисом в странах региона в первой половине 2000 г., вызвавшим усиление протекционизма, временное (до 2013 г.) введение экспортной пошлины, репатриации валютной выручки.

### **СПГ – ключевой драйвер глобализации газовых рынков.**

За последние 20 лет объем мировой торговли СПГ увеличивался на 10 % ежегодно, это существенно превышает динамику сетевого газа. Ожидается, что объемы рынка СПГ будут расти и в дальнейшем, хотя несколько более скромными темпами. Все будет зависеть от скорости усовершенствования технологий и от динамики спроса.

Сегодня объемы международной торговли СПГ растут опережающими по сравнению с сетевым газом темпами и не только на дальних и сверхдальних маршрутах. Особенно впечатляющим отмечался рост с конца 1980-х до 2007 г. (см. Рисунок 4). Появились региональные поставки СПГ с относительно коротким плечом поставки (Перу-Мексика, Тринидад-Аргентина, Норвегия – Великобритания/Испания, Алжир – Испания/Турция и т.п.). В 2013 г. вступил в строй приемный терминал в Израиле, ориентированный на поставки из Алжира и Египта, что свидетельствует о том, что даже сверхкороткие маршруты становятся привлекательными для инвесторов.



**Рисунок 4. Прирост объемов мировой добычи и торговли газом.**

Источник: GIIGNL, LNG Industry 2007 Report.

Рост объемов и инфраструктуры СПГ создает возможности для межконтинентального ценового арбитража. Новацией газового контракта на поставку СПГ стало условие «гибкости пункта назначения», в соответствии с которым танкер СПГ, уже вышедший в море, может быть перенаправлен в иной порт доставки, если складывающаяся там цена СПГ более выгодна продавцу, либо покупателю. Таким образом, поставка СПГ сегментируется, как это ранее происходило с трубопроводным газом (долгосрочная поставка vs. спотовая торговля). Так, наряду с сохранением «жестко привязанных» поставок СПГ, закрывающих спрос покупателя на газ в базовом режиме, начинает функционировать сегмент «гибкой» поставки СПГ. Он ориентирован на удовлетворение сезонного (пикового) спроса покупателя. Здесь мы имеем дело с примером универсализации практики, характерной для сетевого газа, и ее использовании в торговле СПГ.

Увеличение масштабов «гибкой» поставки СПГ скорее всего приведет в определенный момент к возникновению корреляции цен на газ на различных континентальных рынках и формированию между ними устойчивых ценовых дифференциалов. Этот переход количества в качество положит начало фактической глобализации мирового газового рынка, в рамках которого произойдет конвергенция принципов и механизмов ценообразования, усилится взаимосвязь между ценами, которые подпадут под влияние одних и тех же факторов и фундаментальных показателей.

В рамках региональной интеграции ускоряется интернационализация производственной, коммерческой и финансовой деятельности в газовом секторе. Этот процесс приводит к универсализации моделей рынков газа, национальных, а впоследствии – региональных.

В процессе универсализации унифицируются регуляторные политики и практики, институциональная структура рынков; происходит конвергенция механизмов торговли газом, принципов и методологий ценообразования, а также режима доступа к запасам газа, газотранспортным инфраструктурам, рынкам и потребителям.

Возникая на региональном уровне, универсализация рынков газа обеспечивает переход к новейшей фазе интернационализации – глобализации.

### **Список использованной литературы**

1. Лейрд Э. Регулирование газового рынка и опыт Великобритании // Газ, энергия и возобновляемые источники в Великобритании: Тез. докл. семинар ВР и МЭРТ РФ в ЦСР. 23-24.07. 2002 г.

2. Международная экономическая интеграция. // Уч. пособие под редакцией Н.Н. Ливенцева, Москва, Экономистъ, 2006
3. Договор о Европейском Союзе (Маастрихт, 7 февраля 1992 г.) // Система ГАРАНТ: [http://base.garant.ru/2566557/1/#block\\_1000#ixzz3LtV5ktnW](http://base.garant.ru/2566557/1/#block_1000#ixzz3LtV5ktnW)
4. Договор о Североамериканской зоне свободной торговли // <http://www.naftanow.org/>
5. Меморандум Меркосур о торговле газом и интеграции в газовой сфере от 7.12.1999 г.// <http://www.loa.org.ar/legNormas.aspx?grupo=2>
6. Balassa Bela A., «The Theory of Economic Integration» // Homewood, Illinois, R.D. Irwin, 1961
7. GIIGNL, LNG Industry 2007 Report // [www.giignl.org/publications](http://www.giignl.org/publications)
8. BP Statistics Historical // <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

## Модель газового рынка США для Европы: ожидания и реалии

После кризиса 2008/2009 гг. цены на природный газ в Европе стабильно выше в сравнении с аналогичными ценами в США (рисунок 1). В дискуссии об идущей в континентальной Европе перестройке газового рынка эксплицитно или имплицитно полагается, что новая модель рынка может привести и к снижению европейских цен на газ, а также на электроэнергию. Основная задача настоящей работы – показать, что в действительности Евросоюз преследует иную цель. Не просто перестроить рынок природного газа, но сформировать такую его конфигурацию и утвердить такие правила игры, которые подчинили бы сектор природного газа обслуживанию интересов и потребностей электроэнергетики, которая сама находится в фазе кардинальных перемен.

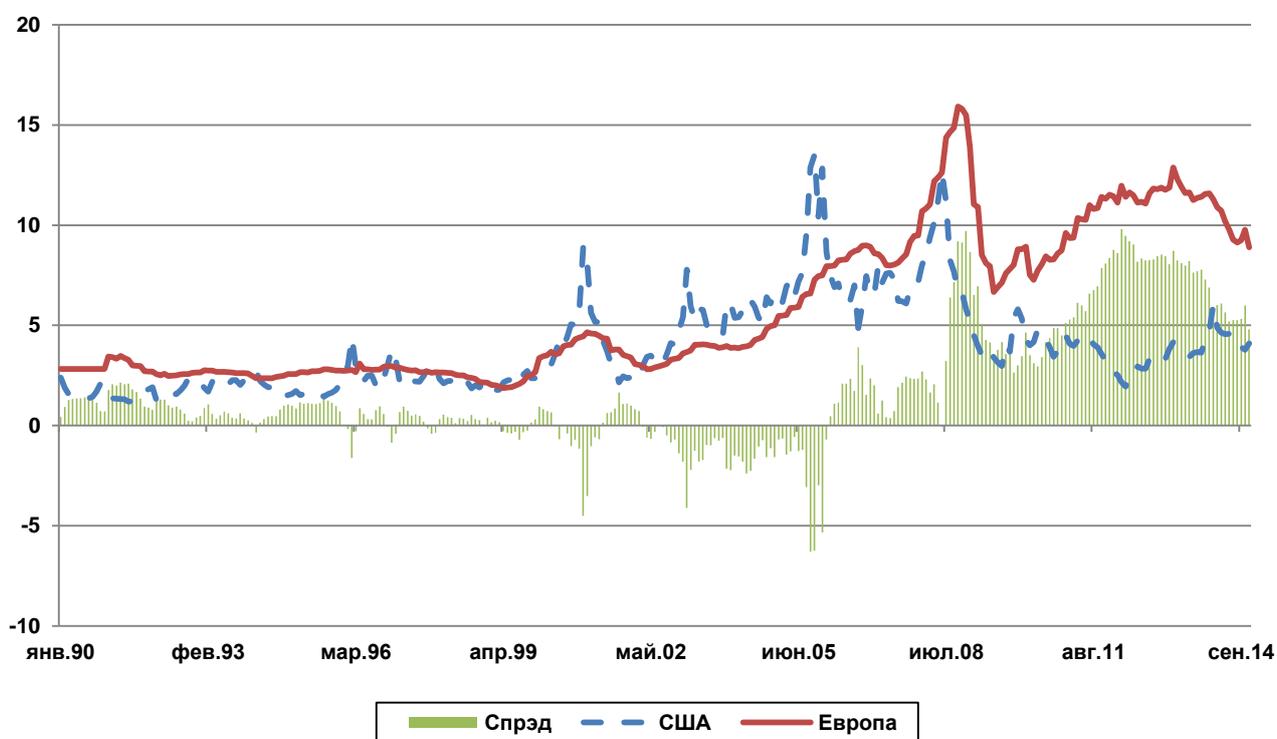


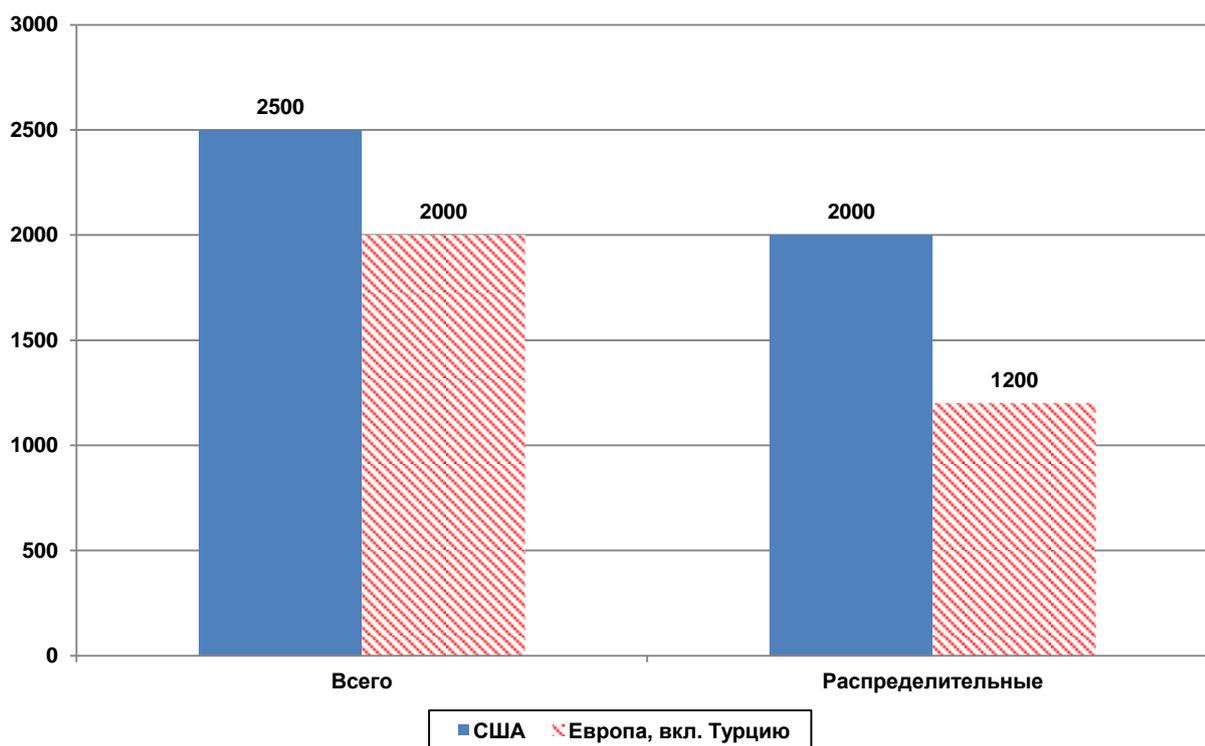
Рисунок 1. Динамика цен на газ в Европе и США, долл. за 1 млн. бте.

Источники: World Bank.

Три энергетических пакета последовательно реализуемых странами–членами Евросоюза, идеологически преследуют цель создания рынков природного газа и электроэнергии. Рынков в строго экономическом смысле этого слова, то есть таких экономических систем, вектор цен в которых определяется балансом спроса и предложения в режиме времени близком к реальному. Зачастую считается, что Евросоюз пытается воспроизвести американскую модель газового рынка.

Напомню базовые характеристики американской модели рынка природного газа. Во-первых, в США действует рынок добычи, транспортировки и хранения (с эффективным государственным регулированием газопроводов и газохранилищ). Во-вторых, цену газа диктует текущий баланс спроса и предложения. По объективным причинам, воспроизведение американской модели рынка в европейских условиях, вряд ли, возможно.

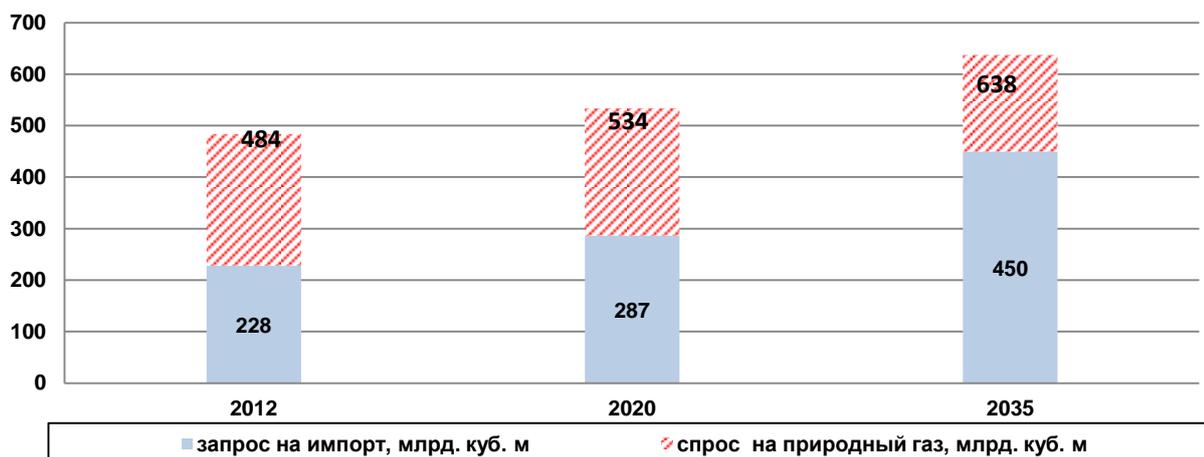
В Европе рынок газа существенно отличается от американского, и эти различия будут сохраняться. Во-первых, по плотности газопроводной сети Европа уступает США (рисунок 2). Но главное – в США действует развитый первичный и вторичный рынок прав по прокачке и хранению газа.



**Рисунок 2. Протяженность газопроводов в Европе и США, тыс. км.**

Источники: Копытин И.А., Масленников А.О., Сеницын М.В. США: проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергии. М.: Магистр, 2014; отраслевая периодика.

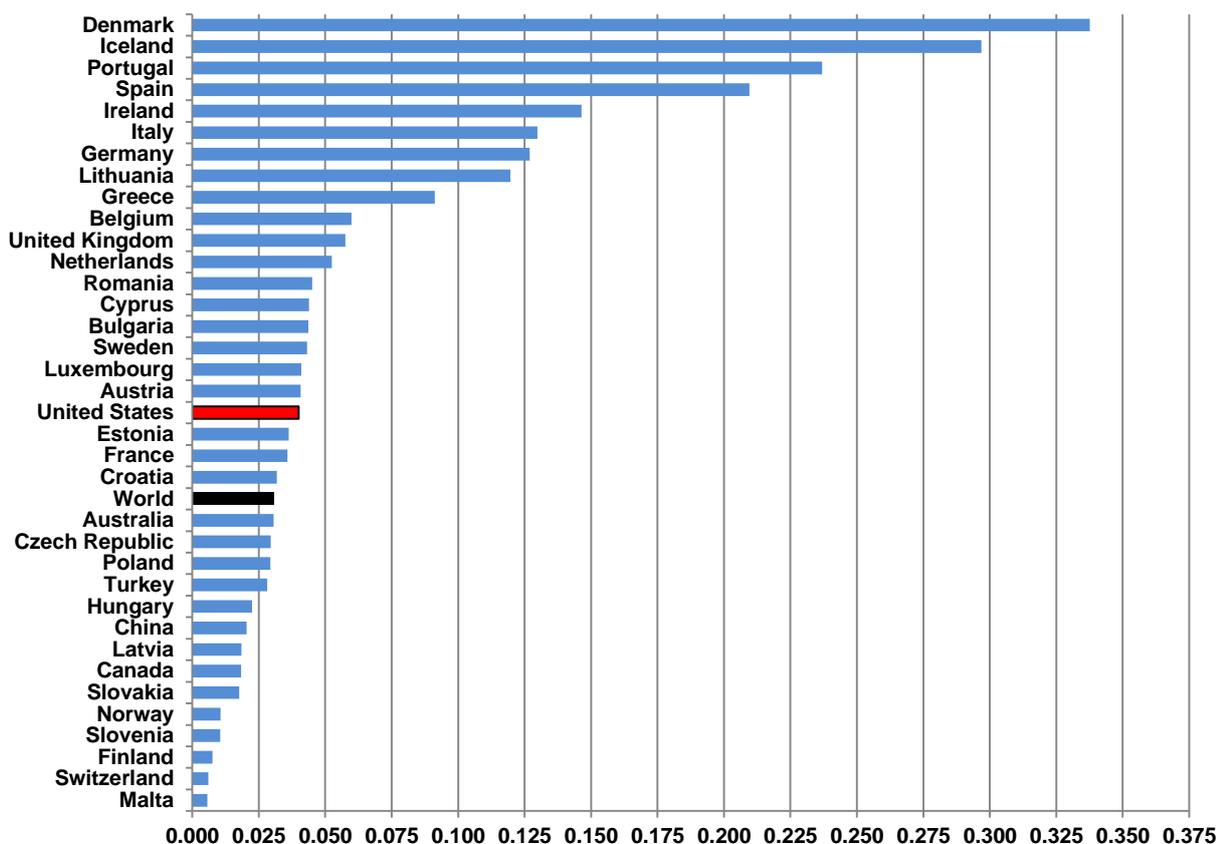
Во-вторых, и это более важное отличие, Европа все больше зависит от импорта природного газа. В 2012 г. импорт извне обеспечивал 47% потребления газа в расширенной Европе. В обозримой перспективе зависимость от импорта будет только нарастать (рисунок 3). К 2020 г. этот показатель возрастет до 54%, 2035 г. – 71%.



**Рисунок 3. Европа: прогноз динамики спроса и импорта природного газа.**

Источники: Центр энергетических исследований ИМЭМО РАН.

Наконец, в-третьих, и это решающее отличие, в Европе уровень проникновения новых возобновляемых источников энергии в электроэнергетике существенно выше, чем в США (рисунок 4). В Европе электроэнергетика, в основном ветровая и солнечная электроэнергетика, является или стремительно становится «хозяином» газового рынка.



**Рисунок 4. Доля НВИЭ в генерации электроэнергии, 2012 г.**

Источники: International Energy Agency.

Таким образом, переход к новой модели газового рынка в Европе подчинен стратегически более важной задаче – обеспечить перестройку рынков электроэнергии. При этом газовой электроэнергетике отводится вспомогательная роль дублера сектора возобновляемой энергии. Газовая электрогенерация идеально подходит для страховки труднопредсказуемой и прерывистой ветровой и солнечной энергии. В период снижения генерации электроэнергии новыми возобновляемыми источниками энергии газовая электрогенерация должна практически мгновенно заменить последнюю. И наоборот, в период наращивания генерации энергии новыми возобновляемыми источниками газовая электрогенерация должна практически мгновенно остановиться, освободив место для ветровой и солнечной энергетики.

Издержки «зеленой» энергетики оплатят конечные потребители энергии, а также газогенерирующие электростанции, которые будут работать меньшее число часов в год, чем это было ранее. Неудивительно, что ведущие европейские энергокомпании стремятся избавиться от генерирующих мощностей, использующих в качестве топлива природный газ, и/или замораживают строительство новых газовых электростанций.

## Рынок СУГ в России: структура, регулирование, перспективы

### Введение

Сжиженные углеводородные газы (СУГ) (англ. Liquefied petroleum gas (LPG)) – это углеводороды или их смеси, которые при нормальном давлении и температуре окружающего воздуха находятся в газообразном состоянии, а при увеличении давления на относительно небольшую величину без изменения температуры переходят в жидкое состояние. Состав СУГ может существенно различаться, включая разные доли основных компонентов, таких как: пропан, пропилен, изобутан, изобутилен, н-бутан и бутилен.

СУГ может быть или чистым однокомпонентным газом, или многокомпонентной смесью разных газов, и может быть использован и для отопления домов, и в качестве автомобильного топлива, и производства нефтехимической продукции. Основным сырьем для сжиженных углеводородных газов являются широкие фракции углеводородов (ШФЛУ), которые, в свою очередь, получают из попутного нефтяного газа (ПНГ). Разделение ШФЛУ на составляющие ее компоненты — индивидуальные углеводороды — происходит на газофракционирующих установках (ГФУ). Этот процесс разделения очень похож на разделение ПНГ. Однако в данном случае разделение ШФЛУ производится более тщательно при помощи процесса газофракционирования, получая различные продукты. Это может быть пропан или бутан, а также смесь пропан-бутана (СПБТ). СПБТ — наиболее распространенный вид сжиженных газов — именно в этом виде этот продукт поставляется населению, промышленным предприятиям и отправляется на экспорт.

Технологические особенности получения сжиженного газа определяют следующие источники его производства: нефтепереработка, газопереработка и нефтехимия. При нефтепереработке сжиженный газ является фактически побочным дополнительным продуктом в процессе возгонки нефти при получении легких бензиновых и прочих фракций продуктов нефтепереработки. В отраслях газопереработки и частично в нефтехимии ситуация иная, так как производимый там сжиженный газ является основным продуктом для его реализации или сырьем для последующей переработки в продукцию более высоких переделов.

### Структура производства

Так, для понимания объемов рынка СУГ в России рассмотрим объемы его производства по типам предприятий (График 1). Из графика видна, что за 5-ти летний

период (с 2009 по 2014 годы) общий объем производства СУГ увеличился более чем на 3 млн. т. При этом, основная доля производства СУГ приходится на предприятия газопереработки и нефтехимии. Рост производства СУГ можно объяснить проводимой государственной политикой, требующей от нефтедобывающих компаний снижение объемов сжигания ПНГ и повышения уровня его утилизации. Доля производства СУГ нефтеперерабатывающими заводами из года в год является стабильной и составляет около 2,5 млн. т., так как для них этот продукт является побочным.

Компании-лидеры производства СУГ выглядят следующим образом: «Газпром» с долей 18%; «СИБУР» с долей 32%; Лукойл – 8%; Газпромнефть – 5%; Сургутнефтегаз – 5% и другие. (График 2).

Известно, что в связи с большими инвестициями в «ЗапСибНефтем» компания Сибур может еще нарастить объемы производства СУГ. Для более глубокого понимания устройства рынка сжиженных углеводородов рассмотрим основные балансовые строки рынка, такие как производство, экспорт и внутренний рынок (График 6). Как видно из графика, практически весь рост производства за последние годы отправлялся на экспорт, однако и внутренний спрос немного вырос. Это можно объяснить тем, что были увеличены объемы пиролиза, «избыточное предложение на рынке широких фракций углеводородов в условиях практически полной загрузки существующих мощностей по газофракционированию заставляло направлять сырье на пиролиз».<sup>20</sup> Кроме того был восстановлен и запущен завод Ставролен после аварии.

### **Основные направления использования внутреннего рынка СУГ**

Основными направлениями использования СУГ в России на внутреннем рынке являются нефтехимия, коммунально-бытовое потребление и использование в виде моторного топлива. В данный момент преобладающими направлениями являются нефтехимия и коммунально-бытовое хозяйство. Таким образом (График 3), половину всего внутреннего потребления сжиженных углеводородов занимают предприятия нефтехимии (51%), больше четверти коммунально-бытовое потребление (26%), а оставшаяся часть идет на газомоторный транспорт (23%). Однако такое долевое распределение использования не характерно абсолютно для всех стран мира, так, например, в Польше большую долю занимает потребление автотранспортом.

---

<sup>20</sup>Нефтегазовая Вертикаль № 22 2014 г. стр. 35.

## Экспорт СУГ

Необходимо отметить, что объемы внутреннего спроса существенно меньше предложений сжиженных углеводородов производимых отечественными предприятиями. Достаточно большие объемы продукции отправляются на экспорт, (График 4). Так, начиная с 2009 года по настоящее время, объемы экспорта возросли более чем в 2 раза, и превратился из балансирующей строки в определяющую. Среди наиболее приоритетных направлений является: Южные порты (27%); страны Северо-Западной Европы (24%); Польша (14%), Финляндия (13%); страны СНГ (12%); и страны Юго-Восточной Европы (10%) (График 5)

Таким образом, рост производства был сбалансирован возросшей потребностью Европейских рынков. Кроме того, отсутствие вывозных пошлин на «чистые» продукты (пропан, бутан) стимулировало их производство и вывоз. Однако, начиная с 2015 года, планируется ввести «экспортную пошлину в размере 10% от ставки на смеси»<sup>21</sup>, тем самым перенаправив поток с экспорта на внутренний рынок.

Однако В. Путин отметил, что рост экспортной ставки на СУГ нужно проводить, не меняя фундаментальных основ принятых решений. Так как на данный момент эти компании можно назвать экспортоориентированными. Однако внутреннее потребление не столько высоко, чтобы потребить эти «чистые продукты» и вводимый государством налоговый «маневр» может привести к тому, что перераспределить объемы экспорта в таких количествах будет некуда кроме факела. Более того, «экономическая целесообразность» может заставить некоторых нефтехимиков перейти на пиролизе с газа на нефть. А это увеличит объемы потребления нефти, так как целевых продуктов пиролиза образуется куда меньше, чем из СУГ.

### **Что выгоднее: экспорт или внутренний рынок?**

Для того чтобы понять выгоды производителя от поставки СУГ на внутренний рынок или на экспорт сопоставим цены от его реализации (Таблица 1)<sup>22</sup>. Для определения внутренней цены были использованы данные компании Газпром газэнергосеть и Санкт-Петербургской биржи, так как это две наиболее активные биржи где происходит торговля сжиженными углеводородными газами. Так например Газпром газэнергосеть ежедневно осуществляет продажу одного и того же объема СУГ, но к сожалению в связи с техническими барьерами не все могут прийти на эту площадку и купить необходимый объем СУГ, так как его отправка осуществляется только со станции Сургут. Это отчасти

<sup>21</sup>Нефтегазовая Вертикаль №22 2014г стр37.

<sup>22</sup>Раздаточный материал конференции «Рынок СУГ и СПГ России: новые рубежи развития 2014 г.

подтверждает мнение Михаила Аксенова, заместителя начальника отдела закупок «Новотэк-Трейдинг»: – «Внебиржевой рынок СУГ монополизирован, и доступ к продуктам имеет ограниченное число компаний. На биржевом рынке отсутствует конкуренция в связи с небольшим количеством предложений, что приводит к дефициту продукта и завышению цен для конечного потребителя».<sup>23</sup> Кроме того имеются следующие проблемы: нестабильность состава потребителей на рынке; не исполнение трейдерами обязательств по сделкам; у предприятий – ограниченность парка хранения. В связи с отсутствием общепризнанного индикатора цен в РФ, крупные нефтехимические потребители используют котировки Европейских рынков для её определения. Несмотря на то, что в РФ вроде бы «функционирует биржевая торговля газами», эта биржевая цена пока не может служить индикатором в связи с очень незначительными объемами продаж СУГ. С одной стороны, может показаться, что цены на мировом рынке куда выгоднее, чем на внутреннем, но на данный вид продукции существует экспортная пошлина на СПБТ которая «рассчитывается с учетом средней цены на сжиженные углеводородные газы на границе с Республикой Польша (DAF Брест), сложившейся за период мониторинга, проводимого в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2013 г. N 154». Соответственно чем выше становится цена на DAF Бресте, тем выше поднимается пошлина, тем самым компенсируя разницу в ценах между внутренним рынком и мировым. (График 7). Однако изменение поставок продукта из РФ в Польшу в пользу других направлений может способствовать изменению формулы. Так согласно словам Жаринова, «с 2010 года экспорт сжиженных газов из России в Польшу упал на 5%, в то время как экспорт в страны Юго-Восточной Европы увеличился на 59%, а поставки в Северо-Западную Европу через балтийские порты РФ выросли почти в 5,5 раза. При этом доля Польши в географической структуре экспорта снизилась с 25% до 15%».<sup>24</sup> Однако менять DAF Брест или вводить дополнительный индекс, например Роттердамский индекс, тоже может оказаться не выгодным, так как бывает, что он оказывается дороже польского на 100 долларов, а по экспортной альтернативе рассчитывается цена СУГ на внутреннем рынке. Таким образом, нужно отслеживать котировки на разных базисах для оценки адекватной цены.

### **Государственное регулирование**

Для решения вопроса обеспечения населения сжиженным газом в 1999 году была использована мера административного регулирования этого рынка в виде системы так

---

<sup>23</sup> СУГ 2013 - CREON.

<sup>24</sup> СУГ 2013 - CREON.

называемых балансовых заданий. «Она подразумевает под собой, что предприятия – производители СУГ обязаны сдавать определенный объем СУГ по регулируемым государством ценам. Этот объем рассчитывался Министерством энергетики исходя из потребностей регионов. Федеральный регулирующий орган, в настоящее время это Федеральная служба по тарифам (ФСТ), устанавливает оптовые цены на балансовый газ, а региональные регулирующие органы – его розничную цену в соответствии с методикой, разработанной ФСТ. Региональные власти также назначают уполномоченные организации, которые обеспечивают доставку и продажу балансового газа населению».<sup>25</sup>

Уже в первые несколько лет, система балансовых заданий показала себя не с лучшей стороны, в ряде регионов стало обычной практикой, когда балансовый газ через специально созданные фирмы реализовывался по коммерческим ценам, которые тем самым формировали его искусственный дефицит. Сама по себе система балансовых заданий устроена так, что на поставках газа зарабатывают его перевозчики и в большей степени продавцы, использующие серые схемы, тогда как основная нагрузка ложится на производителей. Некоторые из нефтегазовых компаний, имеющие мощности по производству сжиженного газа, для того чтобы уйти от балансовых заданий вообще прекратили поставки на экспорт, так как для них эти издержки оказались слишком высоки.

Таким образом, по моему мнению, основной причиной образования «серого рынка» является отсутствие институтов, обеспечивающих простой доступ потребителей к возможности приобретения необходимого продукта непосредственно у его производителей.

Однако процесс отмены данной процедуры занял длительное время. В начале государство из желания помочь производителям в период кризиса 2008 года «временно» отменило экспортные пошлины на пропан-бутан, в связи с этим возникли опасения, что может образоваться дефицит сжиженного углеводородного газа на внутреннем рынке. А затем, 31 декабря 2013 года, балансовые задания были отменены вовсе и заменены на контрактные отношения.

### **Заключение:**

Подводя итог, хотелось бы сказать, что российский рынок сжиженных углеводородов переживает не самые лучшие времена, так как государство пытается его регулировать крайне неэффективными мерами, мировая конъюнктура цен слишком волатильна, а конкуренция среди других экспортеров нарастает. Все это оказывает отрицательное влияние на

---

<sup>25</sup> Newchemistry Государственное регулирование Рынка СУГ.

производителей СУГ, и им не остается ничего, кроме как прекращать им заниматься (или отправить его на факел). Перспективным направлением могло стать использование СУГ в виде газомоторного топлива, но согласно выступлению Зубкова и Распоряжению Правительства РФ от 13 мая 2013 г. N 767-р «О регулировании отношений в сфере использования газового моторного топлива, в том числе природного газа в качестве моторного топлива» основным сырьем, используемым как топливо для автомобилей, становится газ природный, тем самым нефтяной газ как перспективное направление не находит себе места. Однако не все так печально, СУГ является идеальным сырьем для пиролиза, а в связи с вводимыми экспортными пошлинами на «чистые» продукты, достаточно большие объемы должны остаться на внутреннем рынке. Нашлись бы еще специалисты, знающие и умеющие его использовать.

### **Список использованной литературы**

- 1) Данные ИГ «Петромаркет»
- 2) Нефтегазовая Вертикаль №22 2014г
- 3) Раздаточный материал конференции «Рынок СУГ и СПГ России: новые рубежи развития 2014г
- 4) СУГ 2013 - CREON
- 5) Newchemistry Государственное регулирование Рынка СУГ

## Приложение

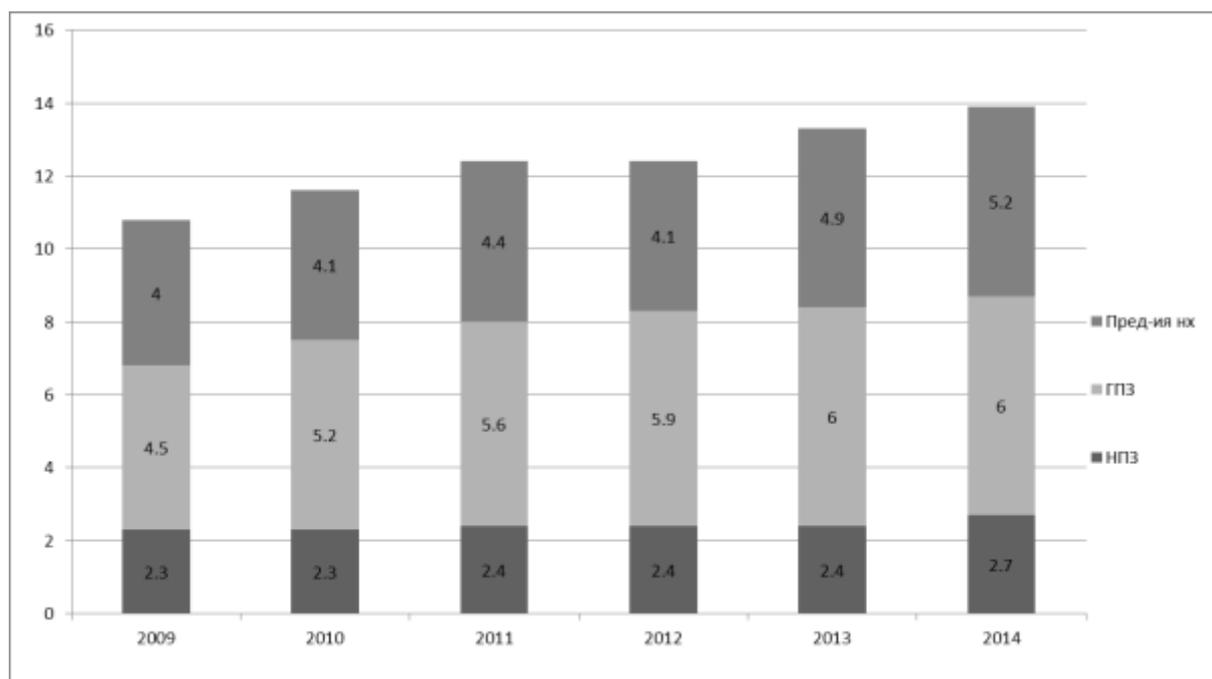


График 1.<sup>26</sup> Производство СУГ в РФ млн. т.

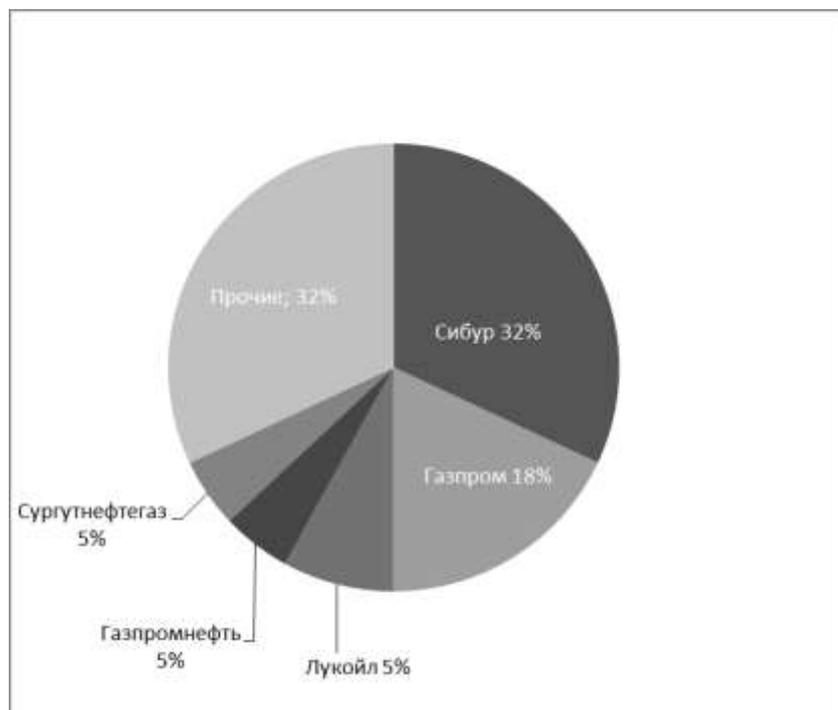


График 2.<sup>27</sup> Структура производства СУГ по компаниям 2014 г.

<sup>26</sup> Данные ИГ «Петромаркет».

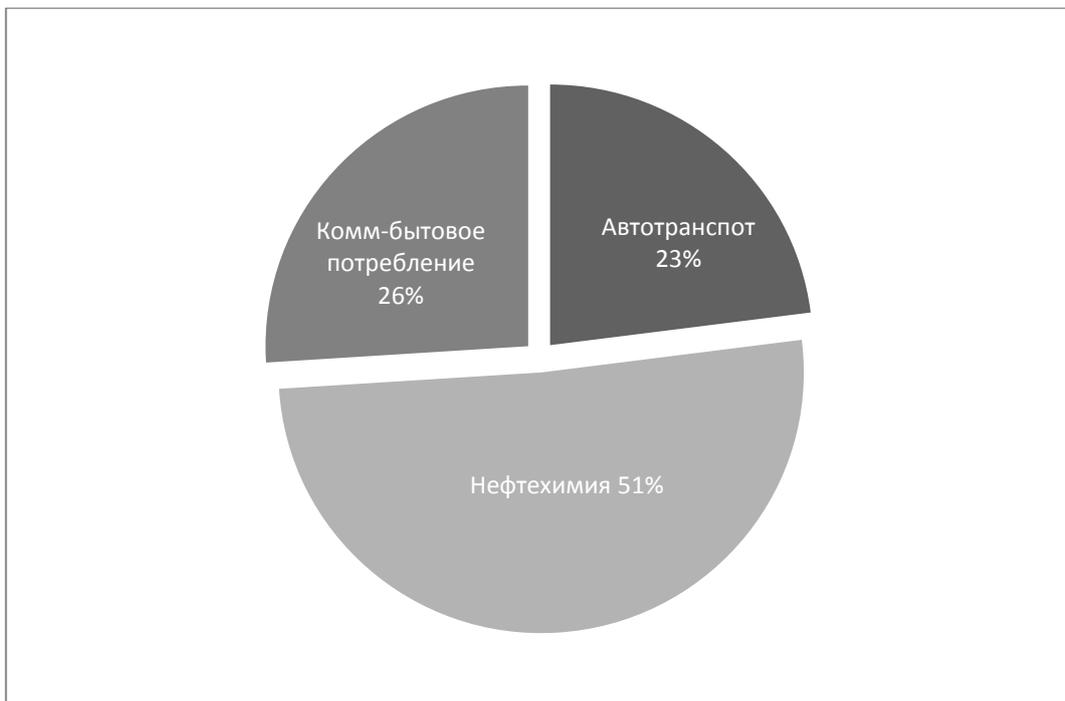


График 3.<sup>28</sup> Структура потребления СУГ в РФ 2013 г.

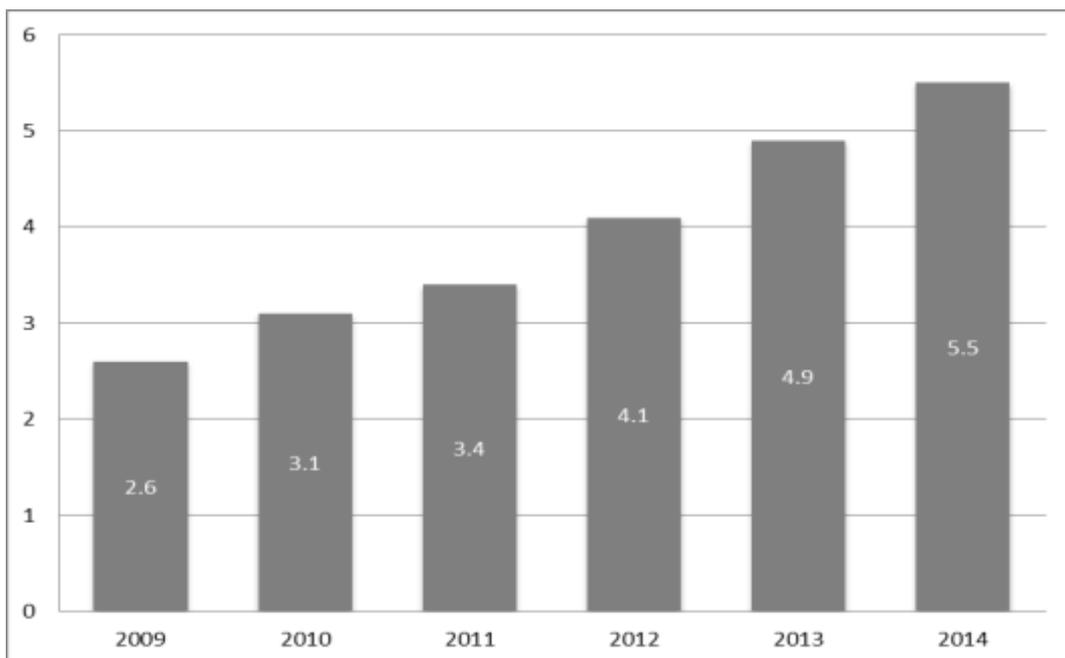


График 4.<sup>29</sup> Экспорт в млн. т.

<sup>27</sup> Данные ИГ «Петромаркет».

<sup>28</sup> Данные ИГ «Петромаркет» 2013 год.

<sup>29</sup> Данные ИГ «Петромаркет».



График 5.<sup>30</sup> Основные направления экспорта.

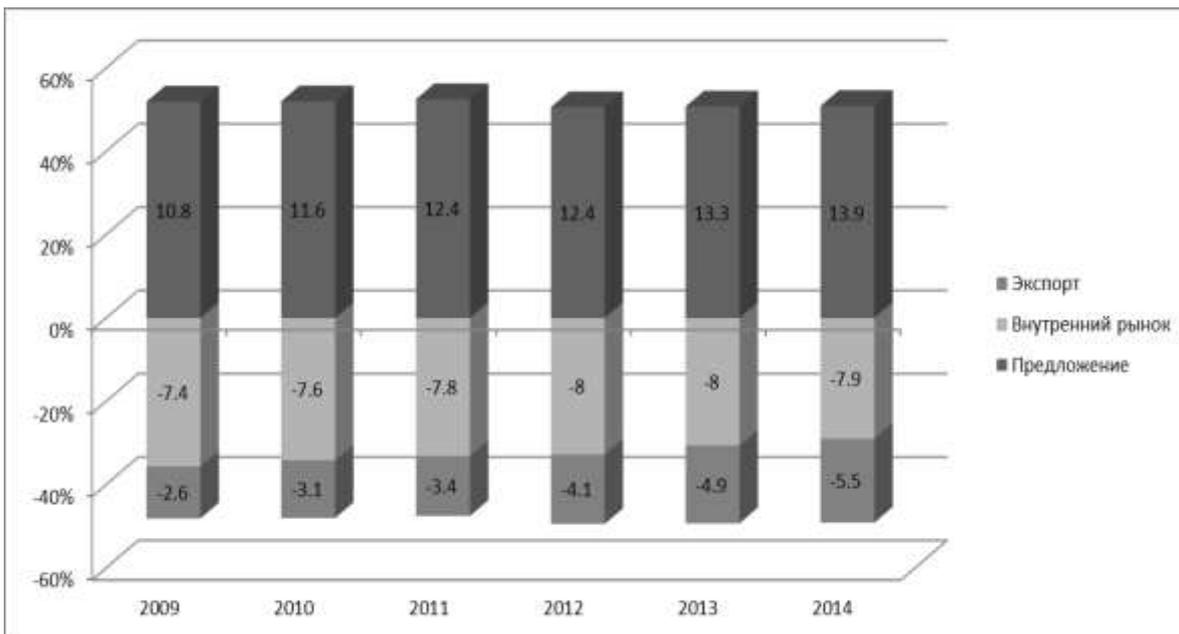


График 6.<sup>31</sup> Баланс рынка СУГ.

<sup>30</sup> Нефтегазовая Вертикаль № 22 2014г. стр. 38.

<sup>31</sup> Данные ИГ «Петромаркет».

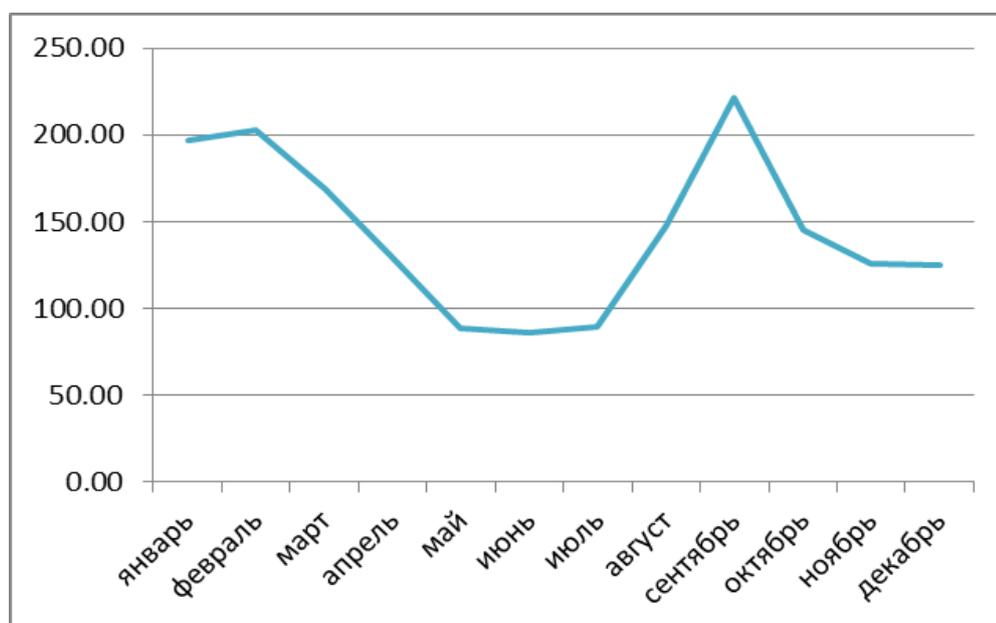


График 7. Экспортная пошлина на СУГ 2014 (\$/т).<sup>32</sup>

Таблица 1<sup>33</sup>

	Внутренний рынок		Экспорт		
	Газэнергосеть	Биржа спб	1\$=32	1\$=42	1\$=47
2012	17438	19970	710(22720)	29980	33370
2013	17596	20350	705(22560)	29610	33135
2014	21474	31430	740(23680)	31080	34780

<sup>32</sup> Данные ИГ «Петромаркет».

<sup>33</sup> Раздаточный материал конференции «Рынок СУГ и СПГ России: новые рубежи развития 2014 г.

## **Канояма Рэне, Смирнова В.А., Тыртышова Д.О. Инвестиционно-технологическое сотрудничество России с государствами АТР в сфере энергетики (на материалах Китая и Японии)**

Сегодня в связи с изменениями на энергетических рынках для российской экономики как никогда важной становится «диверсификация» инновационно-технологического сотрудничества. Располагаясь в непосредственной близости к быстро развивающимся странам АТР, а особенно к финансово-экономическому и торговому полю Северо-Восточной Азии, российская экономика пока не получает в полной мере адекватных выгод от своего уникального положения.

По данным Минэнерго и Минпромторга, 25% оборудования, используемого в нефтегазовой отрасли, приобретается российскими компаниями за рубежом.<sup>34</sup> Сложная ситуация у российских нефтяников и газовиков может возникнуть в сейсморазведке, при разработке трудноизвлекаемых запасов, использовании высокотехнологичных скважин (горизонтальное бурение), разработке запасов сланцевой нефти, так как в этих сегментах аналогов импортным технологиям у России нет.<sup>35</sup> А для того, чтобы самим начать производить такого рода оборудование и технологии необходимо в лучшем случае пять лет.

### **Основы трансфера технологий**

Перевести экономику в сторону перерабатывающих высокотехнологичных отраслей достаточно сложно без привлечения технологий, оборудования и инвестиционных вложений зарубежных стран. А в связи с повышением политической и экономической нестабильности в мире, иностранному капиталу свойственно осторожно относиться к вложениям<sup>36</sup> в новые технологии.

Сложность инвестиций в инновации и технологии заключается в том, что их владельцы не стремятся делиться своими наработками. В то же время, по мере того как абсорбированная рынком новая технология переходит из ранней стадии в более зрелую, упорное воздержание ее владельцев от передачи вовне «полного пакета» чревато потерей

---

<sup>34</sup> Самые жесткие со времен холодной войны: согласованные ЕС и США санкции могут стоить России трети годового бюджета (<http://www.newsru.com/finance/30jul2014/eusanctions.html>).

<sup>35</sup> Макаренко Г. США опубликовали свой список энергетических санкций для России. (<http://top.rbc.ru/economics/06/08/2014/941355.shtml>).

<sup>36</sup> Халова Г.О., Смирнова В.А., Тыртышова Д.О. «Журнал «Инвестиции и инновации», №12, 2014 год «Перспективы инвестиционно-технологического сотрудничества России и КНР в нефтегазовой сфере».

возможности получения дополнительной прибыли (за счет оказания профессионального комплекса услуг по техподдержке, эксплуатационному обслуживанию, ремонту и т. п.).<sup>37</sup>

На данном этапе существует следующее распределение позиций в области технологий. Наверху «технологической пирамиды» находится очень небольшая группа стран (США, Япония и ведущие европейские государства), следующий уровень — это страны — кандидаты на повышение в технологическом статусе (Китай, азиатские «драконы», некоторые европейские страны, а также Индия и Бразилия), третий слой — пара десятков неопределившихся стран. Место России тяжело отнести к конкретному уровню.

**Таблица 1.**

**Основные каналы международного трансфера технологий**

Рыночные	международная торговля продуктами и услугами
	прямые зарубежные инвестиции
	лицензирование технологий
	создание совместных предприятий и организация совместных научно-исследовательских проектов/альянсов
	легальное трансграничное перемещение персонала
Нерыночные	технологическая имитация (копирование)
	Реинжиниринг
	использование открытых данных патентных заявок и анализ прочей технической информации
	технологическая разведка
	переманивание и вербовка зарубежного персонала

Источник: журнал «Эксперт», «Неявное знание строителей пирамиды», «Эксперт» №12 (795), март 2012 год.

<sup>37</sup> Клочков В.В., Институт проблем управления РАН, «Центры технологического развития в наукоемком машиностроении и кадровое обеспечение модернизации отрасли»

Выделяют рыночные и нерыночные каналы международного трансфера технологий (табл.1).

Для представителей второго и третьего ярусов мировой технологической пирамиды нерыночные методы получения доступа к новейшим разработкам (копирование и реинжиниринг, переманивание техперсонала и промышленный шпионаж) — это один из немногих доступных им способов приобщиться к технологическому знанию технологических лидеров. И благодаря ему страны второго яруса, прежде всего Китай, добились в последнее время немалых успехов.<sup>38</sup>

Относительные успехи Китая и других стран второго яруса в мировом трансфере технологий были бы невозможны, если бы ими использовались только рыночные каналы трансфера технологий.

В процессе инвестиционно-технологического сотрудничества Россия очень заинтересована в коммерциализации достигнутого научного знания, в то время как страны АТР обращаются к обширному наследию технологических патентов советской эпохи, которые могут быть завершены с использованием современных лабораторных комплексов и щедрого финансирования.

### **Перспективы инвестиционно-технологического сотрудничества России и Китая в сфере энергетики**

С учетом опыта и позиций Китая в области инвестиций и технологии, а также осложнения геополитической ситуации переориентация инвестиций на Восток имеет огромное значение для Российской Федерации.

Главным локомотивом экономического сотрудничества России и Китая в настоящее время является многовекторное взаимодействие в энергетической сфере, где мы последовательно движемся в направлении формирования прочного российско-китайского энергетического альянса. Считаю, что потенциал двустороннего сотрудничества в этой области поистине неисчерпаем.

«Роснефть» продала 10% в перспективном Ванкорском проекте China National Petroleum Corporation, а проект «Ямал СПГ» в ближайшее время может получить более чем \$10 млрд. китайских инвестиций. В этом проекте CNPC купила 20% в 2013 году.<sup>39</sup>

---

<sup>38</sup> Журнал «Эксперт», «Неявное знание строителей пирамиды», «Эксперт» №12 (795), март 2012 год.

<sup>39</sup> Журнал РБК, «Роснефть и китайская CNPC расширяют сотрудничество в РФ», май 2013 года.

Реализуются такие масштабные проекты, как строительство нефтепровода из России в Китай, созданы совместные предприятия «Роснефти» с китайскими партнерами ООО «Восток-Энерджи» по разведке и добыче углеводородов в Иркутской области, ОАО «Удмуртнефть» и «Восток-Нефтехимия» по строительству Тяньцзиньского НПЗ и реализации продуктов нефтепереработки в КНР и на региональных рынках. Компании КНР подключились к проектам добычи газа на российском арктическом шельфе (полуостров Ямал) и на сахалинском шельфе («Сахалин-3»). В соответствии с подписанным в марте 2013 года в ходе визита Председателя КНР Си Цзиньпина межправительственным соглашением об увеличении поставок сырой нефти заключен контракт, который предусматривает поставки до 2038 г. в общем ценовом выражении до 270 млрд. долл. США.

**Таблица 2**

**Основные действующие соглашения России и Китая с 2011 по 2014 гг.**

Соглашение	Дата	Объем (\$ млрд)
CNOOC-"Ямал СПГ"	Июль 2014	1,6
Газовая сделка	Май 2014	400
CNPC - "Ямал СПГ"	Сентябрь 2013	-
"Роснефть" - Китай (нефтяная сделка)	Сентябрь 2013	270
Кредиты Китая банкам России	Июнь 2013	1,9
Инвестиции Китая в российскую угольную отрасль	Октябрь 2013	2
China Development Bank - "Сбербанк"	Март 2013	2
Коммерческие соглашения	Декабрь 2012	15
Инвестиционный фонд России и Китая	Октябрь 2011	1

Построены первая очередь Тяньваньской АЭС в составе 1 и 2 блоков, четыре очереди завода по производству ядерного топлива, китайский экспериментальный реактор на быстрых нейтронах. Идет сооружение второй очереди (3 и 4 энергоблоки) ТАЭС. Обсуждаются возможности сотрудничества по строительству плавучих АЭС и по сооружению в Китае АЭС на быстрых нейтронах. Развивается взаимодействие по другим темам мирного использования атомной энергии.

В области электроэнергетики наметился переход от простой торговли электроэнергией к реализации совместных инвестиционных проектов, предполагающих создание новых генерирующих мощностей на нашей территории. Например, группа «Синтез» и Государственная электросетевая корпорация Китая подписали рамочное соглашение о сотрудничестве в сфере энергетики, которое предусматривает возможность совместного строительства электростанций в Сибири и на Дальнем Востоке, часть

электроэнергии которых будет экспортироваться в Китай. Общий объем инвестиций в это направление оценивается в 20 млрд. долл. Аналогичные совместные с китайской стороной планы есть у «ИнтерРао ЕЭС», «Русгидро», группы «Эн+».

Кроме развития традиционной энергетики, одной из приоритетных совместных задач является дальнейшее развитие альтернативной энергетики, особенно в регионе Дальнего Востока. Неиспользованный потенциал энергии ветра, геотермальных ресурсов, энергии приливов и отливов – это интересные и актуальные темы для обеих стран.

Сформирована договорно-правовая база российско-китайских отношений, ключевым элементом которой является Договор о добрососедстве, дружбе и сотрудничестве между Российской Федерацией и Китайской Народной Республикой от 16 июля 2001 г. Для его последовательного воплощения в жизнь принимаются четырехлетние планы действий по реализации положений Договора, которые утверждаются на высшем уровне. В марте 2013 г. на Московском саммите был утвержден План действий на 2013-2016 гг. Меморандум о взаимопонимании по реализации Плана российско-китайского инвестиционного сотрудничества, август 2013 года.<sup>40</sup>

Западное нефтегазовое оборудование в связи с санкциями можно заменить на аналоги, производимые в Китае. Более того, эксперты утверждают, что китайское оборудование обойдется даже дешевле западного на 20%.<sup>41</sup> Китайские компании активно сотрудничают с американскими в разработке шельфа и сланцевых месторождений. При правильной стратегии инвестиционно-технологического партнерства России и Китая необходимые американские технологии могут прийти на отечественный рынок в ближайшей перспективе. Поэтому даже если сейчас Китай не обладает оборудованием для разработки арктического шельфа или трудноизвлекаемых запасов Западной Сибири, по мнению экспертов, в ближайшие 1-3 года его передача представится возможной.

Хотя КНР пока и не стала технологической державой первого порядка, там на хорошем качественном и ценовом уровне налажено массовое производство многих видов оборудования, что делает эту страну привлекательной для кооперации по производству продукции, необходимой для технологического перевооружения предприятий отечественной промышленности.

---

<sup>40</sup> Видеоконференция Россия - Китай открывают новые возможности научно-технического сотрудничества, 2007 год.

<sup>41</sup> Санкции против России помогают азиатской нефтянке (<http://www.vestifinance.ru/articles/45867>).

## **Перспективы инвестиционно-технологического сотрудничества России и Японии в сфере энергетики**

Исторически сложилось так, что сектор технологий и инноваций всегда имел значительный вес во всестороннем сотрудничестве между Японией и Россией, и сейчас продолжает оставаться важнейшим элементом двустороннего сотрудничества.

Данное сотрудничество основывается на Договоре между РФ и Японией о научно-техническом сотрудничестве от 2000 года, который также способствовал созданию Российско-японской комиссии по научно-техническому сотрудничеству в 2010 году. Программа Комиссии прописывает информацию о сотрудничестве в 13 областях, в том числе в области энергетических исследований.

Уже официально в сотрудничество вовлечено достаточное количество университетов и научно-исследовательских институтов.

Со стороны России:

- Российская академия наук;
- Российские университеты и исследовательские институты медицинских наук и сельскохозяйственных наук;
- Арктический и Антарктический научно-исследовательский институт (Санкт-Петербург).

Со стороны Японии:

- Японское агентство морских геологических наук и технологий;
- Национальный институт прогрессивной промышленной науки и технологии;
- Национальный институт полярных исследований;
- Японский консорциум по арктическим исследованиям;
- Организация по исследованиям на ускорителях высоких энергий;
- Институты физики и химии и главные университеты.

Японская национальная нефтегазовая корпорация участвует в разработке проекта, согласно которому газ будет преобразовываться в жидкое топливо, возможно, с утилизацией попутного нефтяного газа на местах добычи нефти в Иркутской области. Здесь также должна быть затронута тема применения технологий в развитии всей СПГ-транспортной цепи (разработка места добычи, транспортного маршрута, строительство танкера, подходящего для конкретного маршрута и строительство объектов по производству газа из СПГ), так как в будущем большинство таких проектов может быть реализовано в России с японским финансированием и технологиями.

Во время совместной пресс-конференции в 2013 году обсуждались конкретные способы сотрудничества в исследовании российской Арктики, вместе с Восточной Сибирью. 2013 был также годом, когда состоялись первые переговоры между Россией и Японией относительно возможного производства водорода при газохимических заводах России и его транспортировки на японских кораблях в Японию для широкого потребления в качестве топлива.

Россия на сегодняшний день обладает огромнейшим потенциалом в разработке ресурсно-минеральной базы (углеводородные ресурсы Дальнего Востока, ресурсы трудно извлекаемой нефти Баженовской свиты Сибири, шельфа Арктического моря, прибрежных регионов Сахалина и Черного моря), масштабными инфраструктурными проектами открытыми для вхождения японских корпораций (строительство газотранспортного коридора «Сила Сибири», расширение мощностей нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан) и группой проектов по переработке углеводородного сырья в производственном процессе товаров с высокой добавленной стоимостью (проекты нефтегазохимии в Татарстане, Башкирии и Дальнем Востоке).

### **1.1. Меры по развитию сотрудничества со странами АТР**

Растущий уровень технологических разработок, накопленный государствами АТР, огромный опыт их коммерциализации и внедрения в производство, наличие хорошей материально-технической базы для исследований и значительных финансовых ресурсов дают большие возможности для придания двустороннему научно-техническому сотрудничеству мощного импульса.<sup>42</sup>

Для успешной реализации принципа открытых инноваций между Россией и государствами АТР необходимо:

- определение приоритетов технологического развития на национальном (государственном) уровне;
- стимулирование роста компаний на базе университетов, для которых КРІ может быть выражен в количестве стартапов;
- создание инновационной экосистемы с отлаженными каналами коммуникации;

---

<sup>42</sup> Российско-китайский семинар, Текст выступления А.Б. Кулика, директора Первого департамента Азии МИД России 17.04.14.

- развитие и укрепление цепочек создания инновационных продуктов — от фундаментальных исследований через НИОКР, институты развития, инжиниринговые центры к компаниям и конечному продукту;

- поддержка выходов стартапов на международные рынки;

- создание территорий опережающего развития.<sup>43</sup>

Согласно законопроекту Правительства, внесенному в Госдуму в 2014 года, в рамках ТОРов должно быть обеспечено максимальное упрощение процедуры реализации инвестиционных проектов, предусмотрены налоговые льготы и создана инфраструктура. На первом этапе планируется создание на Дальнем Востоке 14 таких территорий.

По нашему мнению, необходимо построить эффективную модель интеграционного взаимодействия России со странами АТР. Полномасштабная интеграция предполагает охват широкого диапазона сфер экономической активности, включая банковское сотрудничество, смешанные инвестиции, интегрирование бизнеса, технопарки, особые экономические зоны, региональные кластеры и ряд других направлений. Но из названных сфер сотрудничества между Россией и экономиками АТР используются лишь некоторые и в ограниченном виде.

Речь идет о создании новой модели научно-технического сотрудничества, которая предполагала бы не одностороннее заимствование технологий, как было до сих пор, а совместное осуществление крупных и долгосрочных проектов и программ, в которых российские и азиатские участники обладали бы примерно равными потенциалами и вносили сопоставимый вклад в исследования и разработки при эффективном соблюдении прав интеллектуальной собственности.

### **Список использованной литературы**

1. «Самые жесткие со времен холодной войны: согласованные ЕС и США санкции могут стоить России трети годового бюджета» (<http://www.newsru.com/finance/30jul2014/eusanctions.html>)

2. Макаренко Г. «США опубликовали свой список энергетических санкций для России» (<http://top.rbc.ru/economics/06/08/2014/941355.shtml>)

3. Халова Г.О., Смирнова В.А., Тыртышова Д.О. Журнал «Инвестиции и инновации», №12, 2014 год «Перспективы инвестиционно-технологического сотрудничества России и КНР в нефтегазовой сфере», стр. 41-45

---

<sup>43</sup> Выводы Саммита технических директоров на Форуме «Открытые инновации» октябрь, 2014 года

4. Клочков В.В., Институт проблем управления РАН, «Центры технологического развития в наукоемком машиностроении и кадровое обеспечение модернизации отрасли»
5. Журнал «Эксперт», «Неявное знание строителей пирамиды», «Эксперт» №12 (795), март 2012 год
6. Журнал РБК «Роснефть и китайская CNPC расширяют сотрудничество в РФ», май 2013 года
7. Материалы видеоконференции «Россия - Китай открывают новые возможности научно-технического сотрудничества», 2007 год
8. ВестиФинанс «Санкции против России помогают азиатской нефтянке» (<http://www.vestifinance.ru/articles/45867>)
9. Российско-китайский семинар, Текст выступления А.Б. Кулика, директора Первого департамента Азии МИД России, апрель 2014 года
10. Выводы Саммита технических директоров на Форуме «Открытые инновации» октябрь 2014 года

**Йорданов Симеон**  
**Перспективы развития ТЭК Республики Болгария в рамках энергетического пространства ЕС**

Болгария находится в юго-восточной Европе и в северо-восточной части Балканского полуострова (см. рис. 1). Территория Болгарии составляет 111 тыс. км<sup>2</sup>.



**Рисунок 1. Расположение Болгарии (тёмный цвет) в ЕС.**

В 2013 г. ВВП страны составил - 39,940 млрд. евро, или 5 493 евро на душу населения. О высокой социальной цене перехода страны от плановой к рыночной экономике свидетельствует тот факт, что только в 2006 году уровень ВВП Болгарии достиг уровня производства 1989 года.<sup>1</sup> Население страны за рассматриваемый период сократилось почти на 1,5 млн. чел. (см. табл.1, рис. 2-3).<sup>2</sup>

Структура ВВП страны серьезно изменилась: на 23 пункта упала доля промышленности, почти вдвое уменьшилась доля сельского хозяйства. Вместе с тем, в структуре ВВП доля услуг увеличилась почти в 3 раза. Во внешнеторговом обороте страны почти 60% товарооборота Болгарии приходилось на государства СЭВ. Когда рынок СЭВ распался, экономика стала «неконкурентной». Только за 1991 г. был зарегистрирован спад ВВП - 31% по сравнению с 1989 г.<sup>3</sup>

Таблица 1.

## Основные макроэкономические показатели

Показатели	1989	1997	2007	2013
ВВП, млрд. USD	28, 43	10,38	38, 14	49,57
ВВП рост, %	-1,9	-5,6	6,2	1,2
ВВП на душу населения, USD	3162	1198	4348	4721
население, чел.	8990	8230	7640	7245
безработица,%	na	14,4	6,73	11,3
инфляция, %	na	547,7	6.4	0.9
валютный курс, BGL/USD	0,8	3000/ф.к.	1,57424	1.57424
экспорт FOB, млн.BGLv	3060	4256,2	26426.9	43 559,2
импорт CIF, млн. BGLv	4100	10 948	42756.9	50 515,4
торговый баланс, млн. BGLv	- 1040	- 15 204	- 16330	-6956,2
инвестиции, мил. USD	80*	636,2	1182,76	1357,19



Source: TheGlobalEconomy.bg, Световната банка

Рисунок 2. Рост ВВП Болгарии 1979/2013 г.



Source: TheGlobalEconomy.bg, Световната банка

**Рисунок 3. Суммарный рост численности населения Болгарии.**

Топливо-энергетический комплекс имеет огромное значение для Болгарии не только с точки зрения внутренних энергетических потребностей и энергетической безопасности в стране, но и как отрасль традиционно покрывающей постоянный дефицит в общем энергетическом балансе в Балканском регионе. Переход экономики страны на рыночные отношения и вступление Болгарии в ЕС повлияло на развитие ТЭК страны.

В структуре ВВП Болгарии доля ТЭК составляет 18-20%. В 2012 г. производство энергоресурсов было представлено, в первую очередь, углем (49%), атомной энергией (38%) и ВИЭ (7,5%). Производство первичной энергии обеспечивает менее 55% валового внутреннего потребления энергии в стране при сравнительно неизменной структуре производства. В потреблении ПЭР доминируют уголь (37%) и атомная энергия (22%), а также нефть (21%) и газ (12%).<sup>4</sup>

Официальные статистические данные за последние 20 лет показывают негативную тенденцию, связанную с уменьшением доли промышленного потребления и ростом бытового в общем конечном потреблении энергии. Ликвидация ряда отраслей тяжелой промышленности, энергоемких производств привели к значительному снижению энергетической интенсивности экономики (за последние 10 лет примерно на 30%), но не к увеличению эффективности конечного потребления энергии.

Большая часть нефти потребляемой в Болгарии – около 80 %, поступает из России, в то время как остальная часть импорта осуществляется из Казахстана через Каспийский

трубопроводный консорциум и танкерами от порта Новороссийск. В 2012 году Болгария потребляла почти 80 000 баррелей в день, что эквивалентно 3,8 млн. тонн в год или было на 20% меньше, чем в предыдущие годы. Основной экспортер нефти и оператор нефтеперерабатывающий завод – «ЛУКОЙЛ Бургас» (самая большая нефтяная нефтеперерабатывающая установка на Балканском полуострове). Мощность предприятия – 9,8 млн. тонн нефтепродуктов. Компания производит около 9 % ВВП Болгарии. В 2012 году завод импортировал около 5,7 млн. тонна сырой нефти, что было на 24,1% больше, чем в 2011 году.

В 2013 г. было произведено 6,38 млн. тонн нефтепродуктов, которые реализовывались как на внутреннем рынке топлива (автомобильное, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей и масла), так и внешнем рынке.<sup>5</sup>

В 2013 году в Болгарии функционировали 16 угольных шахт. Структура добытого угля следующая: бурый уголь – 93,6%, каменный уголь – 6,3% и антрацит – 0,1%. Добыча угля постоянно снижается. Согласно последним статистическим данным организации Европейской угольной промышленности ЕВРОКОУЛ, в 2013 году в стране было добыто 26,4 млн. тонн бурого угля и 2,1 млн. тонн каменного угля.<sup>6</sup>

В Болгарии запасы урановых руд исчисляются в 20 000 т. Подходящей для добычи по геотехнологическому методу руды – 12 000 т, на практике может быть добыто 6500 тонн. В 1991 г. добыча урана достигала 645 тонн в год, в 1992г. добыча урана была прекращена.

В последние 10 лет среднегодовое производство электроэнергии колебалось в интервале 43-51 ТВт·ч. В конце 2013 г. в Болгарии были инсталлированы суммарно около 13 750 МВт электрогенерирующих мощностей. Из них приходилось на: АЭС – 2000 МВт; ТЭС – 6880 МВт; ГЭС – 3160 МВт; ФЭС и ВеЭС – 1690 МВт; биомассу – 20 МВт.

Общее годовое производство тепловой энергии в 2013 г. превысило 7,5 млн. МВт·ч., а производство электроэнергии составило приблизительно 2 млн. МВт·ч., причем 99,8% произведенной электроэнергии признано высокоэффективным производством.

Инсталлированные мощности, возобновляемых источников в 2014 г. составили 3 894 МВт (доля мощности ВИ в общей структуре инсталлированных мощностей в стране достигала 41,37%).<sup>8</sup>

В 2013 г. импорт природного газа составлял 2,697 млн. кубометров или 89,13% от потребления природного газа в стране (100% импорта приходилось на Газпром). Внутреннее производство газа в 2013 году достигло 278 млн. кубометров, что составляло 9,7% от общего объема потребляемого природного газа в стране.

**Транзитная газотранспортная сеть.** Техническая возможность транзитного переноса природного газа суммарно по трем направлениям составляет 18,7 млрд. м<sup>3</sup>/ год, а максимальное рабочее давление – 54 бар. Транзитный перенос природного газа осуществляется через газопроводы общей длины 945 км и шесть компрессорных станций с общей инсталлированной мощностью 214 МВт, обеспечивающих доставки по трем основным направлениям – Турция, Греция и Македония. Распределение транзитного переноса природного газа в 2013г. по государствам было следующим: Македония – 1%, Греция – 16,6 %, Турция – 82,4%. Протяженность газораспределительных сетей Болгарии превышает 3000 км. Все газораспределительные компании в стране реализуют суммарно около 500 млн. куб. м, что составляет 17% общего объема потребления.<sup>9</sup>

В 1989 г. электроэнергетическая система Болгарии была соединена со всеми соседними государствами. С линией 750 кВ через Румынию (1988г.) система была связана с украинской, а через нее и с российской системой.<sup>10</sup>

В конце 1989г. электроэнергетика Болгарии не отличалась от таковой в странах-членах Европейского союза. Энергетические характеристики страны были схожими со средними по ЕС. По структуре – ТЭС/ГЭС/АЭС энергетический микс для ЕС составлял - 58/18,6/23,4; а для Болгарии он составлял 59/17,1/23,9. По отношению к специфичным показателям инсталлированной мощности кВт/ч стоимости для ЕС были – 1,33, а для Болгарии – 1,36, по показателю специфичного потребления кВт·ч/ч они составляли - 5521 для ЕС к 5340 для Болгарии.<sup>11</sup>

В начале 1997 г. болгарская экономика пережила невиданный по своим масштабам финансовый кризис. Страна была вовлечена в разрушительную гиперинфляцию и резкое обесценивание национальной валюты. Только за февраль 1997 г. рост цен (измеренный через индекс потребительских цен) достиг 243%, а лев обесценивается в 2-3 раза по отношению к доллару. За период 1996/ 97г. 17 кредитных учреждений стали банкротами. Валютный резерв страны упал до критического уровня ниже 400 млн. долларов.

В 1998г. Правительство отказалось от участия в проекте «Синий поток 2». В 1998 г. после неудачной приватизации обанкротилась нефтяная компания «Плама Плевен». В конце 1999г. правительство приватизировало 58% капитала Нефтохима. Стоимость сделки по договору с «ЛУКОЙЛ петрол» (дочерняя компания «ЛУКОЙЛ Европа») составила 101 млн. долларов, из которых государственный бюджет реально получил 81 млн. долларов.<sup>12</sup>

Реформа болгарской энергетики началась в 2000 г. с организационной реструктуризации (НЕК). Были созданы 15 самостоятельных компаний: производственных, по электропередаче и электrorаспределению.<sup>13</sup>

С 1993 г. до конца 2005 приватизировано суммарно 73% государственных активов. В основных секторах энергетики – электроэнергетика, теплоэнергетика, газоснабжение и угледобыча - проведена частичная приватизация. Общее количество приватизированных торговых компаний от системы энергетика составляет 104.<sup>14</sup>

### **ТЭК Республики Болгария**

18 января 2008 г. между Болгарией и Российской Федерацией были подписаны 4 двусторонних соглашения в присутствии президентов Болгарии и России. Три – в области энергетики: о газопроводе «Южный поток», о строительстве АЭС «Белене» и о создании международной проектной компании для строительства нефтепровода «Бургас – Александруполис» – и соглашение о сотрудничестве по возвращении в Россию отработанного ядерного топлива от исследовательского реактора. Все проекты остановлены в 2012-2014 гг.<sup>15</sup>

ТЭК Болгарии был спланирован, построен и эксплуатировался долгие годы в технологической обвязке с ТЭК Российской Федерации. Любая попытка нарушить или изменить эти технологические связи приведет к уничтожению ТЭК страны. Технологические связи между ТЭК Болгарии и ТЭК России работают и показывают в рыночных условиях оптимальные экономические результаты, например – «ЛУКОЙЛ нефтехим» и «АЭС Козлодуй» (около 10% от ВВП страны). В этом смысле реализация «пакета» Болгаро - российских энергетических проектов по строительству АЭС Белене, газопровода Южный поток и нефтепровода Бургас Александруполис должны были усилить ТЭК Болгарии, превратив его в региональный энергетический центр в Юго-Восточной Европе.

Политика ЕС по развитию общего энергетического пространства, применяемая правовая система союза (*acquis communautaire*) и интеграция целевого «плана по климату и энергетике 2020» (2008г.) не принесли положительного развития ТЭК Болгарии. Наоборот, она привела к кризису в энергетической системе Болгарии, закрытию шахт, производственных мощностей, спровоцировала относительно высокие цены на электроэнергию и природный газ для промышленности и населения, привела к потере конкурентоспособности экономики и созданию социальной напряженности в обществе.

При реализации целей пакета ЕС «Энергетика/ климат 2030», учитывая негативные тенденции при реализации «энергетического пакета 2020» ожидается, что в ближайшие годы активы единого ТЭК Болгарии будут окончательно раздроблены на мелкие и средние энергетические предприятия по добыче, производству, передаче, распределению, торговле и поставкам электроэнергии и природного газа с преобладающей частной собственностью. Из-

за одновременного требования увеличения доли ВЭИ в энергетическом миксе, повышения энергетической эффективности и понижения эмиссий парниковых газов, доля генерации ТЭС, использующих низкокалорийный уголь, должна быть ограничена 10-15%, что означает спад в добыче угля и закрытие базовых электрогенерирующих мощностей. Для повышения доли ВЭИ необходимо инвестировать в улучшение электрической сети и сооружение маневренных мощностей. Ввиду неустойчивости производства ВЭИ, значительно увеличивается риск безопасности электроэнергетической системы. То есть существует внутреннее противоречие между целями ЕС по уменьшению эмиссии и увеличению доли ВЭИ, повышению энергетической независимости с одной стороны и увеличением энергетической с другой. Реализация этих целей приведет к разрушению единой ТЭК Болгарии, закрытию шахт и ТЭС до 1200 МВт, увеличению безработицы, повышению цен на энергию, потери конкурентоспособности и в среднесрочной перспективе прекращению реиндустриализации страны.

Негативные последствия вряд ли будут ограничены только сферой энергетики. Не существует никаких сомнений, что они будут «перетекать» в реальный и банковский сектора, и ослабят болгарскую экономику в ближайшие десятилетия.

### **Предложения:**

- Необходима переоценка приоритетов, целей и задач национальной энергетической стратегии Болгарии, исходя из реальной ситуации в ТЭК страны.
- Географическое положение Республики Болгария, структура и мощности ТЭК страны, исторически сложившееся взаимовыгодное сотрудничество с компаниями энергетического сектора Российской Федерации создают возможность по созданию регионального энергетического центра. Данный центр может стать координатором при дистрибуции электроэнергии и природного газа в ЮВЕ, как части единого регионального энергетического рынка. Региональный энергетический рынок можно будет интегрировать в общий энергетический рынок ЕС. Польза создания регионального энергетического центра для энергетического рынка ЮВЕ – покрытие дефицита электроэнергии (ежегодно оцениваются на 12/14 млрд. кВт•ч), обеспечение потребления природного газ (рынок природного газа оценивается на 28,2 млрд. м<sup>3</sup>) стабилизация цен на энергию. А также формирование прогнозируемой и прозрачной рыночной среды через создание энергетической биржи и снижение уровня риска безопасности энергетических поставок.

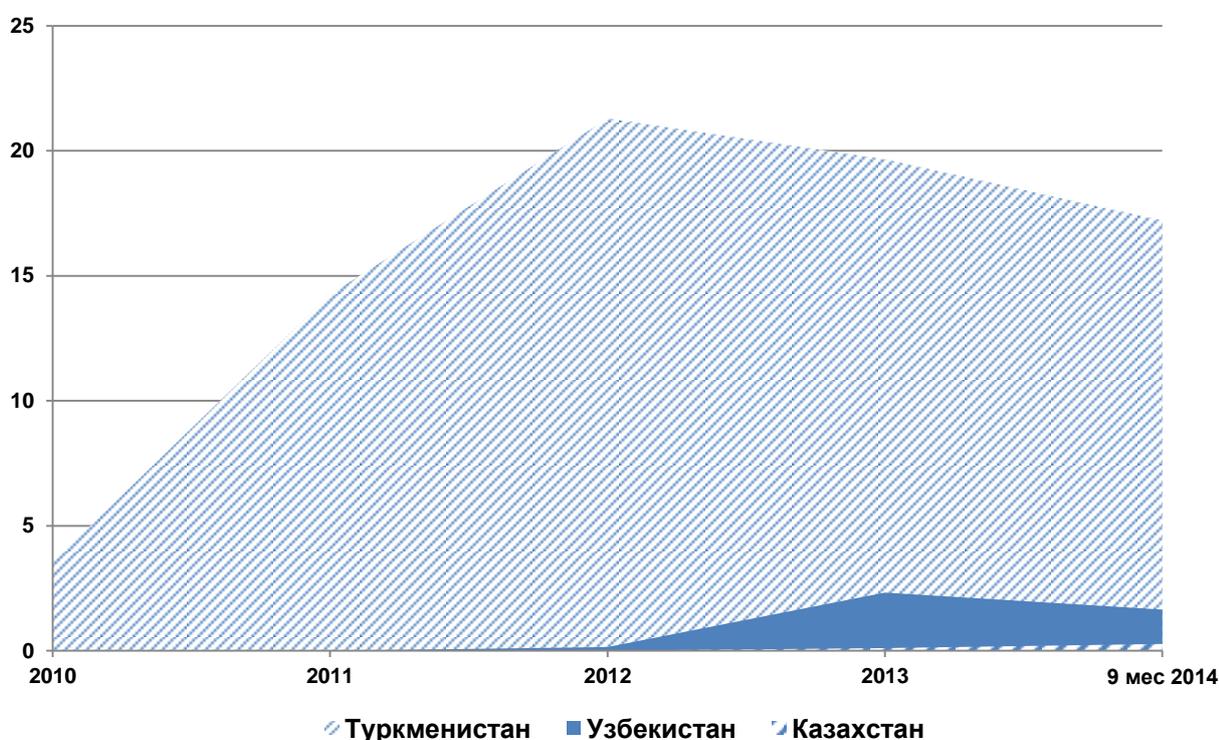
## Список использованной литературы

1. Статистически годишник 2012 г. Националният статистически институт, г.София
2. Актуализирана национална стратегия за демографско развитие на населението в Република България 2012- 2030 г. Министерство на труда и социалната политика, 2013 г., г. София
3. Годишен отчет на БНБ за 1990 г. БНБ. 1991 г. г.София
4. Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Република България за 2013 г. Министерство на икономиката и енергетиката. 2014 г., г. София
5. «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» ЕАД, България Отчет о деятельности 2013 г., Основные факты – стр. 70-71, 2014 г., ОАО «ЛУКОЙЛ» - [www. lukoil.ru](http://www.lukoil.ru)
6. Coal industry across Europe 2013. <http://www.euracoal.org/pages/medien.php?idpage=1410>
7. Uranium 2011: Resources, production and demand. OECD 2012
8. МИЕ 2013г. <http://www.mi.government.bg>.
9. Десетгодишен план за развитие на мрежите на «Булгартрансгаз» ЕАД за периода 2014 - 2023 г., 2013 г., г. София <http://www.bulgartransgaz.bg>
10. Електрификация Болгарии и ее строители. Историография. Том 1 (1879-1947 г.). Мире Спиров, Херон Прес, София, 1999 г.
11. Енергетика и химията на България (кратка история). Атанас Георгиев, Георги Панков, ИК «Хера», 2001 г.
12. 122 – ро Заседание на 37-мо НС.1998 г. <http://www.parliament.bg/bg/plenaryst/ns/6/ID/2233>
13. Энергетическая стратегия Республики Болгарии. Министерство энергетики и энергетических ресурсов, 2002 г. г. София
14. Статистика. Распределения сделок по секторам. Агентство по приватизации. 2014 г. <http://www.priv.government.bg/statistics>.
15. Совет Министров Республики Болгарии– <http://www.government.bg>.

**Резникова О.Б.**  
**Центральноазиатский газ в стратегии Китая**

В 2006 г. Китай заключил несколько прорывных контрактов с Туркменистаном по развитию газового сектора в этой центральноазиатской республике. В обмен на значительные инвестиции в разведку, обустройство и добычу газа, а также строительство экспортной инфраструктуры, китайские компании получили доступ к крупным месторождениям природного газа на суше. За восемь лет Китай построил систему магистральных экспортных газопроводов, связавших газовые месторождения Туркменистана с Синьцзян-Уйгурским автономным районом КНР через территорию Узбекистана и Казахстана. В конце 2014 г. началось строительство новой ветки магистральной системы газопроводов Туркменистан–Китай через территорию Таджикистана и Кыргызстана.

Результатом стратегического сотрудничества Китая и Туркменистана в газовом секторе стало быстрое наращивание туркменского газового экспорта на китайский рынок. Экспорт природного газа из Туркменистана в Китай вырос с менее 5 млрд. куб. м в 2010 г. до примерно 20 млрд. куб. м в 2013 и 2014 гг. (рисунок 1). Начиная с 2010 г. природный газ в Китай начал экспортировать Узбекистан, а с 2013 г. – Казахстан, правда, в несопоставимо более скромных объемах, чем Туркменистан. Весь объем центральноазиатского газа экспортируется в КНР по трубопроводам.

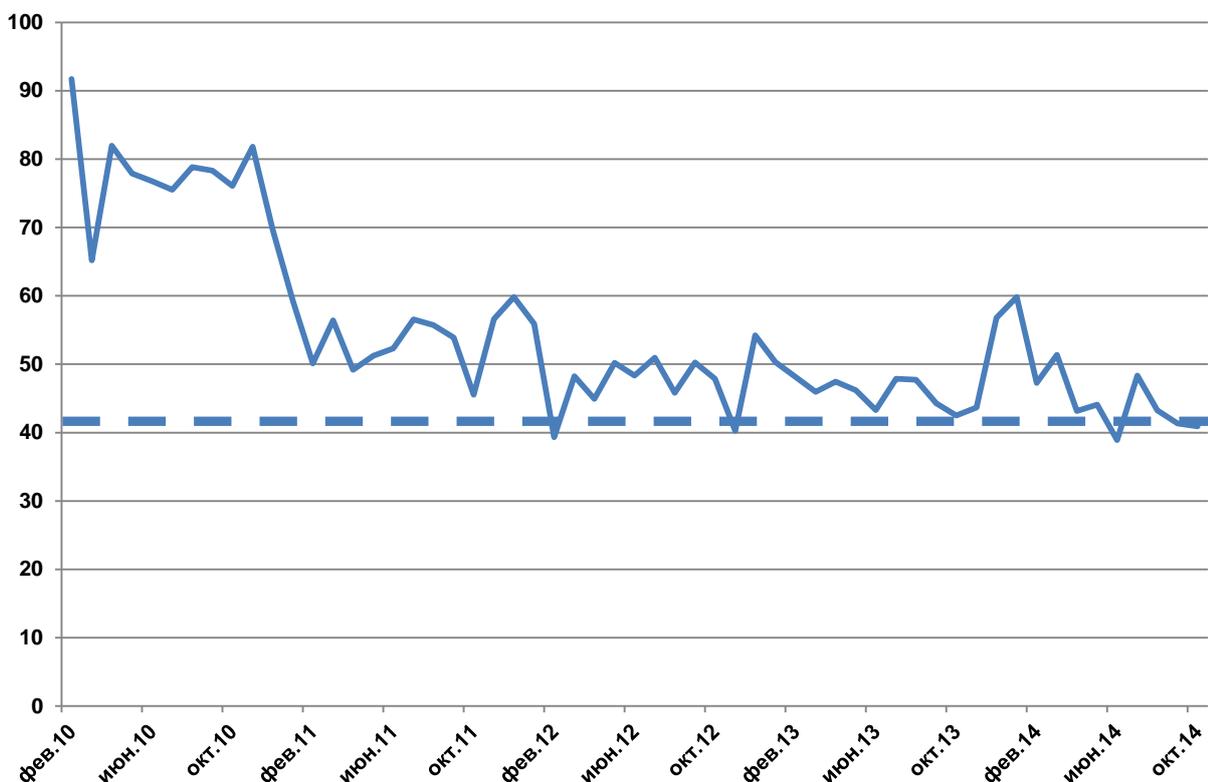


**Рисунок 1. Китай: импорт природного газа из Центральной Азии, млрд. куб. м.**

Источники: BP Statistical Review of World Energy; национальная статистика КНР.

Помимо государств Центральной Азии газ по трубопроводу Китай с 2014 г. импортирует также из Мьянмы. Однако пока поставки газа из этой страны пока уступают по объему даже скромным поставкам газа из Узбекистана.

Важное значение имеет не только то, что импорт Китаем центральноазиатского газа постоянно растет, но и то, что этот газ поставляется по трубопроводам. Центральноазиатский газовый экспорт позволяет Китаю поддерживать баланс между импортом сжиженного природного газа и трубопроводного газа. С начала 2011 г. импорт СПГ и трубопроводного газа поддерживается Китаем в пропорции 50:50 (рисунок 2).



**Рисунок 2. Китай: доля СПГ в совокупном импорте природного газа, %**  
Источники: национальная статистика КНР.

Центральноазиатский газ дает возможности Китаю добиваться более выгодных условий импорта у экспортеров сжиженного природного газа. Столь же острую конкуренцию Китай поддерживает и между постсоветскими поставщиками трубопроводного газа. Добившись очень выгодных условий импорта туркменского газа, экспорт которого в КНР к 2020 г. может возрасти до 70–80 млрд. куб. м китайские компании могут с сильных позиций вести переговоры по импорту природного газа из России.

**Ходжамурадов Я., Полаева Г.Б.**

**Нефтегазовый комплекс Туркменистана. Перспективы развития**

Туркменистан, как и многие другие страны постсоветского пространства, настойчиво вел поиск эффективных путей перехода к развитой рыночной системе. Структурные преобразования в стране в известной мере соответствовали стратегическим целям построения рыночной экономики.

Экономика Туркменистана в последние годы была одной из наиболее быстро растущих экономик в мире (таблица 1). В частности, за период 2000-2013 гг. ВВП страны вырос почти в 10 раз. Объемы промышленного производства возросли в 9 раз, сельского хозяйства – в 6 раз. Инвестиции в основной капитал увеличились в 16 раз, доходы государственного бюджета – в 8 раз, расходы государственного бюджета – в 7 раз. Внешнеторговый оборот Туркменистана за 2013 год достиг уровня свыше 31 млрд. долл. США, характеризуя устойчивый внешний спрос и инвестиционную направленность импорта.

**Таблица 1.**

**Основные социально-экономические показатели развития экономики Туркменистана**

<b>Показатели</b>	<b>2000</b>	<b>2010</b>	<b>2013</b>	<b>2013 к 2000, %</b>
Численность населения (млн. чел)	4,8	4,9	5,1 <sup>44</sup>	106
Среднемесячная заработная плата работающих (манаты)	119,4	742,8	978,7	820
ВВП (млрд. манат)	11	57	99,2	197
Продукция промышленности (млн. манат)	3 354	31 944	49 333,3	1471
Продукция сельского хозяйства (млн. манат)	1 574	9 615	9 922,4	630
Инвестиции в основной капитал (млн. манат)	1 814	29 131	46 362,5	2556
Пассажиروоборот всех видов транспорта (млн. пас/км)	11 504	32 203	35 573,7	309
Грузооборот всех видов транспорта (млн. т/км)	37 585	32 635	45 991,2	122
Розничный товарооборот (млн. манат)	1 865	22 471	36 042,1	1933
Доходы госбюджета (млн. манат)	1 206,8	10 169,9	20 561,2	1704
Расходы госбюджета (млн. манат)	1 224,2	8 877,5	18 852,9	1540
Прибыль, полученная в государственном секторе экономики (млн. манат)	1 732,5	11 483,8	19 717,9	1138
Внешний торговый оборот (млн. долл.)	4 291,0	17 882,8	31 747,8	740

<sup>44</sup> По данным Бюро Цензов США. В связи с тем, что с 2011 года по 2013 год нет никаких официальных публикаций о численности населения страны.

Показатели	2000	2010	2013	2013 к 2000, %
Экспорт (млн. долл.)	2 506,0	9 679,2	17 205,9	686
Импорт (млн. долл.)	1 785,0	8 203,6	14 541,9	815

Источник: Статистический ежегодник Туркменистана 2011 г., 2014 г., г. Ашхабад, Государственный комитет Туркменистана по статистике.

Большая часть туркменского ВВП создается в промышленности. Промышленность Туркменистана, концентрируя почти половину основных фондов, является пока еще довольно механизированной отраслью с высоким уровнем фондовооруженности труда. За рассматриваемый период развитие промышленности было обеспечено за счет высоких темпов роста топливно-энергетической отрасли, 50% в которой занимает нефтегазовый комплекс (диаграмма 1).



**Диаграмма 1. Отраслевая структура промышленного производства за 2000 и 2010 гг., %.**

Источник: составлено по Статистический ежегодник Туркменистана 2011 г., г. Ашхабад, Государственный комитет Туркменистана по статистике.

Рост экономики Туркменистана подтверждается увеличением показателей внешнеторгового оборота страны. Объем внешней торговли Туркменистана составил в 2013 году 31,7 млрд. долл. США, что было в 7 раз больше, чем в 2000 году. При этом объем экспорта вырос почти в 6 раз, а импорта – почти в 8 раз. Доля экспорта в общем объеме внешней торговли в 2013 году составила около 55%. Основными статьями экспорта Туркменистана является продукция отраслей промышленности – топливно-энергетической, химической, текстильной, стройматериалов и пищевой. За последние годы более 35% импорта приходится на технологическое оборудование, машины и механизмы (без учета транспортных средств), 35-40% – на сырье и материалы для промышленности, строительства и других отраслей, менее 20% – на потребительские товары. Стоит отметить тенденцию снижения импорта сырья и материалов, начавшуюся с мая 2013 года, что связано с обеспечением внутренних потребностей продукцией отечественного производства.

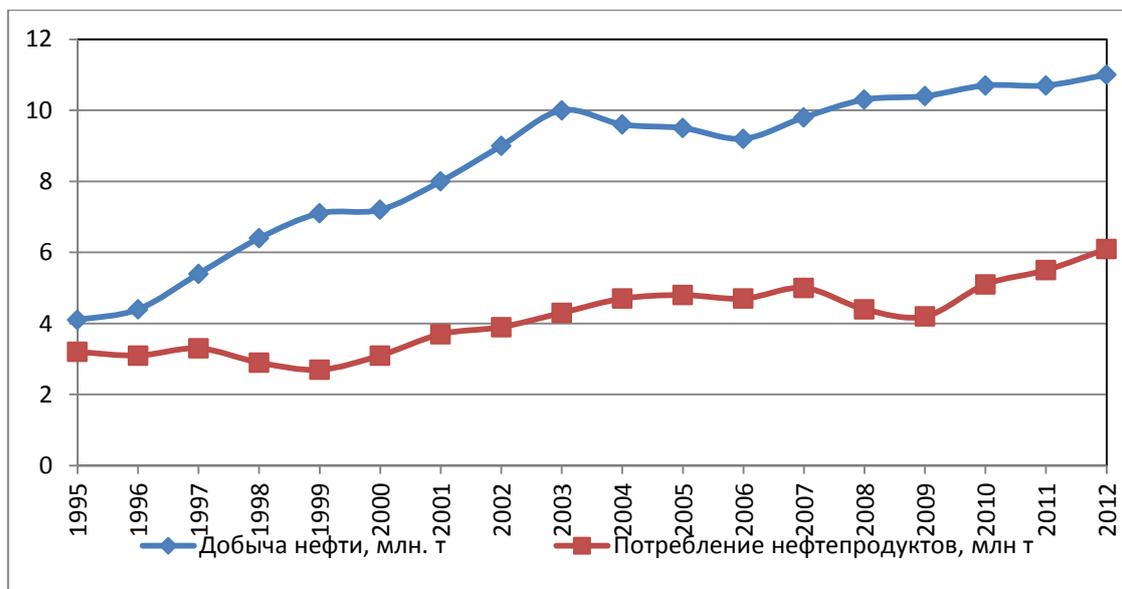
Хотя Россия и продолжает занимать ведущие позиции в рейтинге крупнейших внешнеторговых партнеров Туркменистана (по итогам 2012 года товарооборот между двумя странами составил около 4 млрд. долл. США), в 2011 году в Туркменистане было зарегистрировано 188 субъекта с участием российского капитала, 180 инвестиционных проектов на сумму 1,5 млрд. долл. США. Но после 2009 года крупнейшим торговым партнером Туркменистана стал Китай. Во внешнеторговом обороте Туркменистана доля Китая составляет 27%, Российской Федерации – 15%, Турции – 14%, Ирану – 9%, ОАЭ – 5%.

Определяющую роль в структуре экономики страны занимает топливно-энергетический комплекс. По данным BP Statistical Review в 2012 году разведанные запасы нефти и конденсата составляли 100 млн. т, газа – 17,5 трлн. куб. м<sup>45</sup>. По объёму доказанных запасов газа в Туркменистане на конец 2012 года занимал 4 место в мире (9,3% от общемировых запасов газа, а по нефти – менее 0,05%).

Объемы добычи нефти достигли своего максимума в 10 млн. т в 2003 году с дальнейшим снижением объемов до 9,2 млн. т в 2006 году. Начиная с 2007 года объемы добычи каждый год возрастали (график 1).

---

<sup>45</sup> Согласно данным U.S. Energy Information Administration доказанные запасы нефти в 2012 году составили примерно 82 млн. т., газа – 7,4 млрд. куб. м.

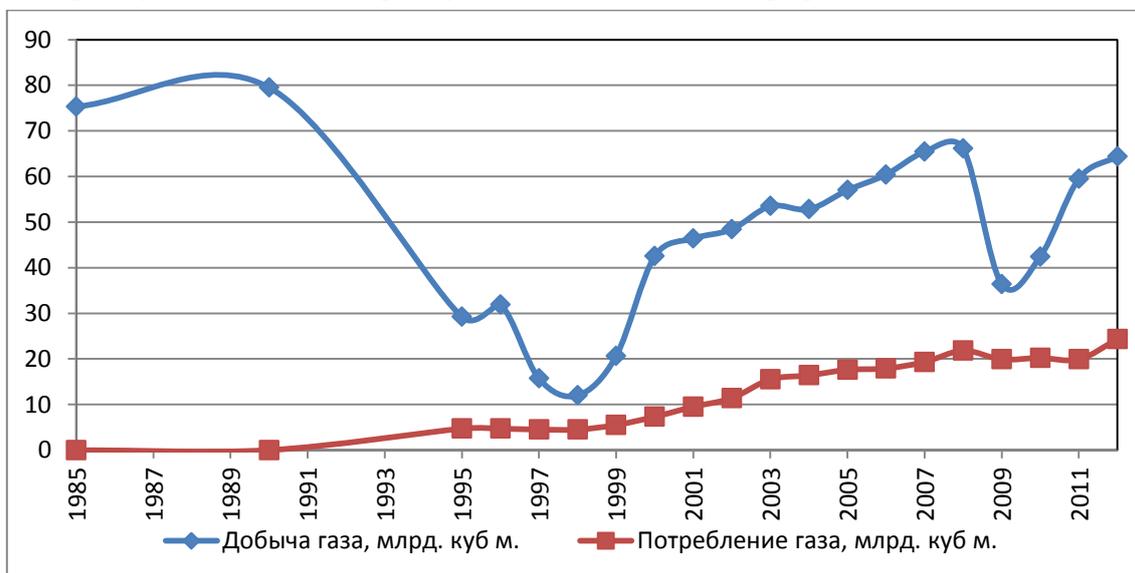


**График 1. Добыча нефти и потребление нефтепродуктов в Туркменистане в 1995-2012 гг.**

Источник: составлено по данным BP Statistical Review и U.S. Energy Information Administration.

По данным на 2012 год в Туркменистане добывалось около 11 млн. т нефти, что составляет около 0,3% общемировой добычи.

Добыча газа в постсоветский период характеризовалась как периодами роста, так и периодами резкого падения. Так, минимальный уровень добычи наблюдался в 1998 и 2009 гг. в 12 млрд. куб. м и 36,4 12 млрд. куб. м соответственно (график 2).



**График 2. Добыча и потребление газа в Туркменистане в 1985-2012 годы.**

Источник: составлено по данным BP Statistical Review и U.S. Energy Information Administration.

В настоящее время в Туркменистане перерабатывается около 7 млн. т нефти, уровень загрузки мощностей НПЗ – на уровне примерно 60%. За период 2010-2012 годы потребление нефтепродуктов в Туркменистане варьировалось в диапазоне 5-6 млн. т (таблица 2).

**Таблица 2.**

**Основные показатели нефтяной отрасли Туркменистана в 2010 и 2012 гг.**

Показатели	2010 г.		2011 г.		2012 г.	
	млн. т	% добычи	млн. т	% добычи	млн. т	% добычи
Добыча	10,7	100	10,7	100	11,0	100
Производство нефтепродуктов на НПЗ	8,0	74,8	7,3	68,2	7,1	64,5
Потребление нефтепродуктов	5,1	47,7	5,5	51,4	6,1	55,5
Экспорт нефти	1,8	16,8	-	-	-	-
Экспорт нефтепродуктов	3,2	29,9	-	-	-	-
Экспорт, всего	5,0	46,7	-	-	-	-

Источник: по данным BP Statistical Review и U.S. Energy Information Administration.

По данным U.S. Energy Information Administration в 2011 г. потребление газа в Туркменистане составило 19,9 млрд. куб. м, в 2012 г. – 24,3 млрд. куб. м, то есть 37,7% газа от добычи было потреблено (таблица 3).

**Таблица 3.**

**Основные показатели газовой отрасли Туркменистана в 2010 и 2012 гг.**

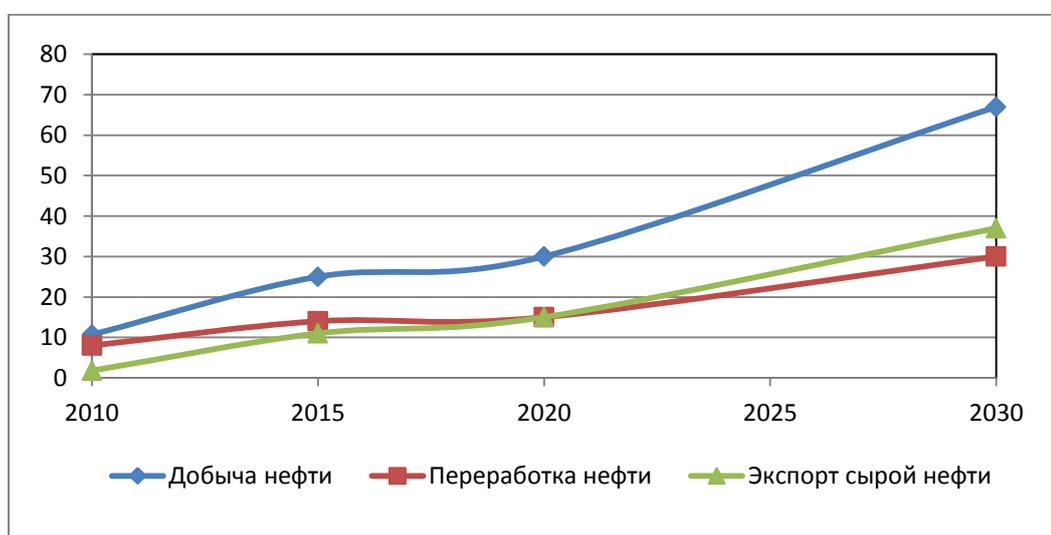
Показатели	2010 г.		2011 г.		2012 г.	
	млрд. куб. м	% добычи	млрд. куб. м	% добычи	млрд. куб. м	% добычи
Добыча	42,4	100	59,5	100	64,4	100
Потребление газа	20,2	47,6	19,9	33,4	24,3	37,7
Экспорт газа	24,6	58,0	45,6	76,6	45,5	70,7

Источник: по данным BP Statistical Review (добыча) и U.S. Energy Information Administration (потребление и экспорт).

Особое внимание в Туркменистане уделяется переработке нефти и газа на собственных предприятиях нефтехимической и газохимической промышленности. В частности, на Туркменбашинском и Сейдинском НПЗ перерабатываются 55% добытой в республике нефти. Бензин с высоким октановым числом, сжиженный газ, поливинилхлорид и т.п. стоят на мировом рынке гораздо дороже, чем сырье, из которого они производятся. Эти продукты идут на экспорт как в близлежащие страны, так и далеко за пределы Туркменистана.

Наипский газоперерабатывающий комплекс является крупнейшим в Центральной Азии производителем сжиженного газа, его мощность составляет 112,5 тыс. тонн в год. После реконструкции Туркменбашинского НПЗ и строительства новых установок СПГ ежегодный объем производства сжиженного газа в Туркменистане возрастёт с 750 тыс. тонн в 2011 году до 2 млн. тонн в 2030 году<sup>46</sup>. Согласно «Национальной программе социально-экономического развития Туркменистана на 2011-2030 годы» к 2030 году предполагается построить 20 мини-заводов, в том числе и за счёт средств иностранных инвесторов.

В соответствии с Национальной программой социально-экономического развития Туркменистана на 2011-2030 годы, в 2030 году объёмы добычи нефти предусматривается довести до 110 млн. т, природного газа – до 230 млрд. куб. м в год, из которых 180 млрд. куб. м планируется экспортировать (график 3). Очевидно, что для обеспечения поставленных задач необходимы значительные объёмы инвестиций.

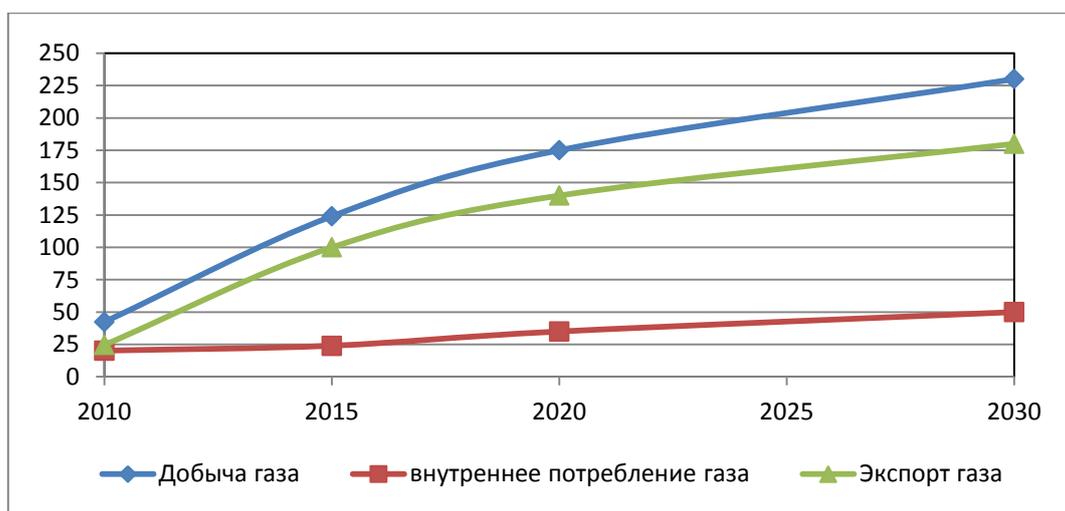


**График 3. Прогноз добычи, переработки и экспорта нефти в Туркменистане до 2030 г.**

Источник: согласно данным Программы развития НГК Туркменистана до 2030 года.

С учетом добычных возможностей, а также прогноза внутреннего потребления газа в Туркменистане экспорт может составить в 2020 г. – 175 млрд. куб. м (график 4). Весь объем прогнозируемого экспорта уже законтрактован. Также существуют планы по наращиванию к 2020 г. производства СПГ до 2 млн. т ежегодно, а к 2030 году – 3 млн. т.

<sup>46</sup> <http://infoabad.com/obschestvo-i-yekonomika/tri-yetapa-nacionalnoi-programy-socialno-yekonomicheskogo-razvitiya-turkmenistana-na-2011-2030-gody.html>



**График 4. Прогноз добычи, внутреннего потребления и экспорта газа из Туркменистана до 2030 г.**

Источник: согласно данным Программы развития НГК Туркменистана до 2030 года.

В середине 2000-х гг. было оценено, что для достижения, запланированного на 2020 г. уровня добычи газа в 175 млрд. куб. м необходимо инвестировать в 2005–2020 гг. около 63 млрд. долл., или чуть меньше 4 млрд. долл. в год<sup>47</sup>. По некоторым оценкам потребуется привлечения 3,5–4,5 млрд. долл. иностранных инвестиций ежегодно. По западным оценкам, сделанным в 2009 г., для реализации стратегии развития газовой отрасли Туркмении требуется довести объемы инвестиций в нефтегазовый сектор до 10 млрд. долл. в год<sup>48</sup>. Это заметно превышает приток иностранных инвестиций за последние 4 года.

Вместе с тем, существуют некоторые факторы, ослабляющие инвестиционную привлекательность Туркменистана. К ним можно отнести следующие:

1. Отдаленность от перспективных рынков. Туркменистан не имеет прямого выхода к мировому океану, более того довольно далеко расположен от основных потребительских рынков газа.

2. Географически страна окружена нефтегазодобывающими странами. Туркменистан окружен нефтегазодобывающими странами, которые являются его конкурентами на региональном и глобальном рынках. На западе по Каспию страна граничит с Азербайджаном, который планирует укрепить свои позиции на турецком рынке и хочет войти в европейский рынок газа в качестве самостоятельного игрока. На юге с Ираном – первой страной по газовым запасам в мире (по данным ВР на 2012 год). На севере с

<sup>47</sup> Соловьев Игорь, Трубопроводная география. Электронный источник: [http://www.turkmenistaninfo.ru/?page\\_id=6&type=article&elem\\_id=page\\_6/magazine\\_35/290&lang\\_id=ru](http://www.turkmenistaninfo.ru/?page_id=6&type=article&elem_id=page_6/magazine_35/290&lang_id=ru) Последнее обращение: 10 апреля 2014 г.

<sup>48</sup> Бутрин Дмитрий. Туркмения настаивает на торгах с Россией, *Коммерсантъ*, 2009, 1 июня, Электронный источник: <http://www.kommersant.ru/doc.aspx?DocsID=1180360> . Последнее обращение: 10 апреля 2014 г.

Узбекистаном и Казахстаном также добывающими нефть и газ и ведущими активную политику по расширению своего экспорта. Причем эти государства предполагают расширить свой экспорт в тех же направлениях, что и Туркменистан.

3. Многоступенчатая процедура входа иностранных инвестиций на туркменский рынок. Процедура регистрации инвестиций является достаточно долгим и трудоемким процессом, включающим получение одобрений от различных агентств и министерств. Также следует отметить, что нефтегазовое сотрудничество затрагивает в основном лишь торговую сферу, присутствие иностранных компаний в самой нефтегазовой отрасли страны пока крайне незначительно.

В целом можно сказать, что Туркменистан сейчас находится на стадии системных сдвигов и преобразований, которые требуют и потребуют в будущем больших иностранных инвестиций с целью повышения внешней конкурентоспособности. С этой целью уже началась реализация различных проектов, нацеленных на диверсификацию предприятий ТЭК и промышленности в целом. Вместе с тем, очевидно, что Туркменистан является и будет оставаться одним из ключевых поставщиков природного газа в Каспийском регионе и согласно официальным источникам приток иностранных инвестиций в страну будет только увеличиваться.

### **Список использованной литературы**

1. Бердымухамедов Г. Государственное регулирование социально-экономического развития Туркменистана. В II-х томах. – Ашхабад: Туркменская государственная издательская служба, 2010.
2. Бутрин Д. Туркмения настаивает на торгах с Россией, Коммерсантъ, 2009, 1 июня, Электронный источник: <http://www.kommersant.ru/doc.aspx?DocsID=1180360> . Последнее обращение: 13 декабря 2014 г.
3. Полаев Д. Внешнеэкономические аспекты использования нефтегазовых ресурсов Туркменистана. Москва, 2012, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук.
4. Соловьев И. Трубопроводная география. Электронный источник: [http://www.turkmenistaninfo.ru/?page\\_id=6&type=article&elem\\_id=page\\_6/magazine\\_35/290&lang\\_id=ru](http://www.turkmenistaninfo.ru/?page_id=6&type=article&elem_id=page_6/magazine_35/290&lang_id=ru) Последнее обращение: 13 декабря 2014 г.
5. Ходжамурадов Я. Деятельность иностранных инвесторов в нефтедобывающей и газодобывающей отраслях Туркменистана // Нефть, газ и бизнес. - 2012. – №4

6. Ходжамурадов Я. Нефтегазовый комплекс Туркменистана: запасы, добыча, экспорт, перспективы // Нефть, газ и бизнес. - 2012. – №9.
7. Ходжамурадов Я. Перспективы развития нефтегазовой отрасли Туркменистана до 2030 года // Нефть, газ и бизнес. - 2014. – №11.
8. Федоров Ю. Туркменские газовые игры // Индекс безопасности. – 2010. – № 1 (92)

## **Обеспечение энергетической безопасности Узбекистана в условиях интеграционных процессов на постсоветском пространстве**

### **Энергетическая политика Узбекистана**

С первых лет независимости энергетическая политика Узбекистана направлена на обеспечение энергетической безопасности страны и использование потенциала национальной энергетики для решения социальных и экономических задач.

В условиях формирования новых экономических отношений государство оказало огромную поддержку базовым отраслям промышленности, в частности предприятиям топливно-энергетического комплекса. Политика государства была направлена на реализацию приоритетов энергетической стратегии, предусматривающей:

- обеспечение топливной независимости путем увеличения добычи нефти и газового конденсата;
- создание надежной сырьевой базы энергетической отрасли;
- максимальное расширение доступа населения к природному и сжиженному газу, электроэнергии и современным видам топлива;
- поддержание финансовой стабильности энергетического сектора и привлечение дополнительных инвестиций в его отрасли;
- разработку нормативно-правовой базы, совершенствование финансово-налоговой системы, учитывающей особенности ценообразования и взаимоотношений энергетики со смежными отраслями;
- повышение эффективности использования энергетических ресурсов;
- последовательное формирование конкурентной среды в энергетике путем создания полноценных субъектов рынка и рыночной инфраструктуры.

Для достижения намеченных целей был реализован ряд крупных энергетических проектов: освоено нефтегазоконденсатное месторождение Кокдумалак, построены Бухарский нефтеперерабатывающий завод, мощности по очистке серосодержащего газа на Мубарекском газоперерабатывающем заводе, энергоблок на Новоангренской тепловой электростанции. Были введены новые нефтепроводы и магистральные газопроводы, линии электропередачи и другие объекты производственного и социального назначения в энергетической сфере. Высокими темпами осуществлялась газификация сельских населенных пунктов.

В результате принятых мер к середине 90-х годов прошлого века были достигнуты

стратегические цели энергетической политики, намеченные в первые годы независимости, обеспечение энергетической независимости и решение социальных задач.

Одновременно были проведены организационные мероприятия, направленные на совершенствование управления и повышение эффективности работы энергетического сектора экономики:

- все предприятия и организации электроэнергетического сектора были подчинены Министерству энергетики и электрификации Узбекистана;
- на базе предприятий нефтяной, нефтеперерабатывающей и газовой промышленности был создан концерн, преобразованный позже в национальную корпорацию «Узбекнефтегаз»;
- среднеазиатское объединение «Средаз-уголь» преобразовано в акционерное объединение «Уголь»;
- образована специальная Комиссия Кабинета Министров Республики Узбекистан по экономии топливно-энергетических ресурсов.

В последующие годы была сформулирована стратегия энергетического обеспечения страны, предусматривающая рациональное сочетание добычи и производства всех основных энергоносителей с преимущественной ориентацией в ближайшие 20 лет на газовую промышленность, способную обеспечить республику наиболее экономически эффективным и экологически чистым энергоносителем.

Кроме того, была признана особая роль топливно-энергетического комплекса как основной базы для устойчивого развития экономики республики и расширения экспортного потенциала, необходимость обеспечения его эффективной работы и приоритетного развития (Программа мер по организации работы Общеэкономического комплекса Кабинета Министров Республики Узбекистан, 2000 г.)

В этих целях, а также в целях повышения качества и надежности энергоснабжения потребителей, дальнейшего развития рыночных отношений и активизации работ по привлечению иностранных инвестиций, были осуществлены преобразования в структуре управления отраслью:

- национальная корпорация «Узбекнефтегаз» была преобразована в Национальную холдинговую компанию (НХК) «Узбекнефтегаз», а государственные и государственно-акционерные объединения и предприятия корпорации в акционерные компании (1998 г.). На них была возложена ответственность за эффективное управление принадлежащими государству имуществом и пакетами акций предприятий нефтегазовой отрасли;
- на базе структурных подразделений Министерства энергетики и электрификации была создана государственно-акционерная компания (ГАК) «Узбекэнерго», в состав которой

вошло акционерное объединение «Уголь» (2001г.). Основными задачами компании были определены устойчивое обеспечение экономики и населения республики электрической энергией, а также развитие и внедрение технологий возобновляемой энергетики.

Учитывая, что в сельской местности Узбекистана проживает более 60% населения, его энергоснабжению уделяется большое внимание. После обретения независимости была осуществлена большая работа по газификации сельских населенных пунктов, что позволило к 2003 г. обеспечить газом 86,3% сельского населения. Планомерно осуществлялась реализация Программы обеспечения сельских населенных пунктов природным газом на 2003-2005 гг. и Программы обеспечения отдаленных, труднодоступных и малозаселенных сельских населенных пунктов сжиженным газом и другими видами топлива на период 2003-2005 гг. В соответствии с первой программой к 2006 г. должны были быть газифицированы все сельские населенные пункты, строительство газовых сетей к которым является экономически целесообразным. А в задачи второй программы входило обеспечение устойчивого снабжения сжиженным газом, углем или другими видами топлива отдаленного, труднодоступного и малозаселенного сельского населенного пункта.

В результате проведения последовательной энергетической политики, основанной на принципах поэтапного реформирования, Узбекистан за относительно короткое время добился устойчивого и стабильного развития топливно-энергетического комплекса республики. Однако для сохранения энергетической независимости страны и экспортного потенциала чрезвычайно важным является повышение эффективности использования энергетических ресурсов и создание условий для внедрения технологий возобновляемой энергетики. Актуальность этих вопросов особо отмечена в решении Кабинета Министров Республики Узбекистан «Об итогах социально-экономического развития в 2005 г. и важнейших приоритетах углубления экономических реформ в 2006 г., которое предусматривает разработку и принятие Программы конкретных мер по экономному использованию энергоресурсов на 2006-2010 гг., включая широкое использование нетрадиционных и альтернативных источников энергии.

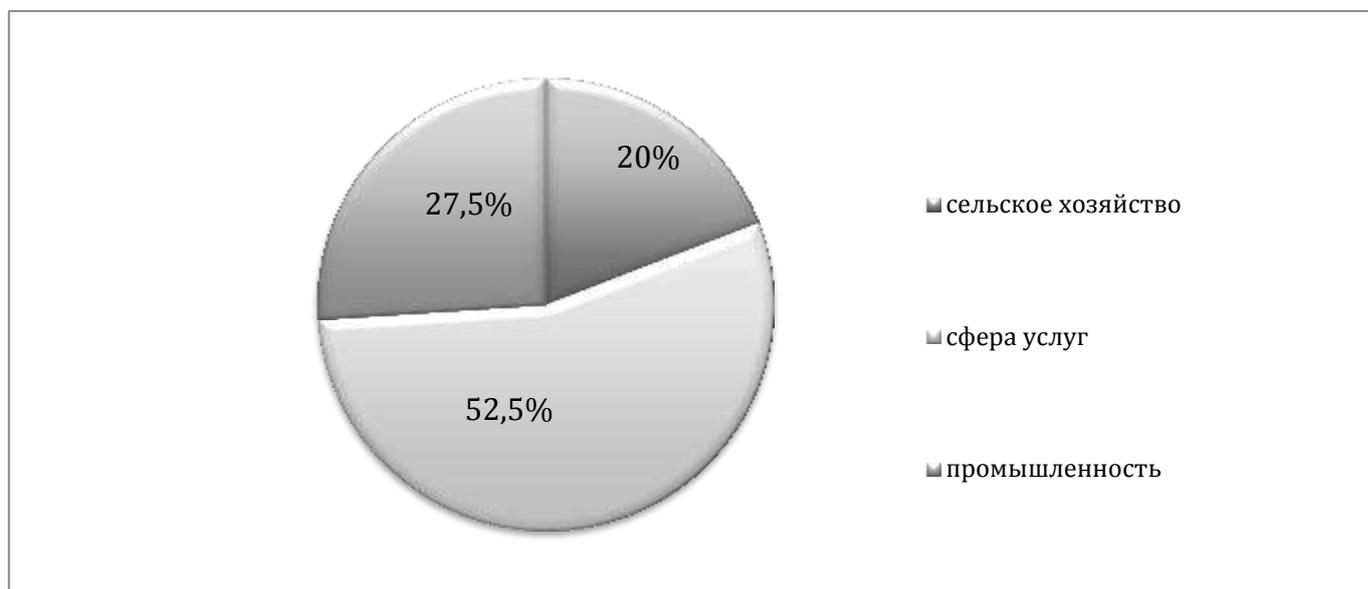
## **Экономика Узбекистана**

Основными статьями экономики Узбекистана являются:

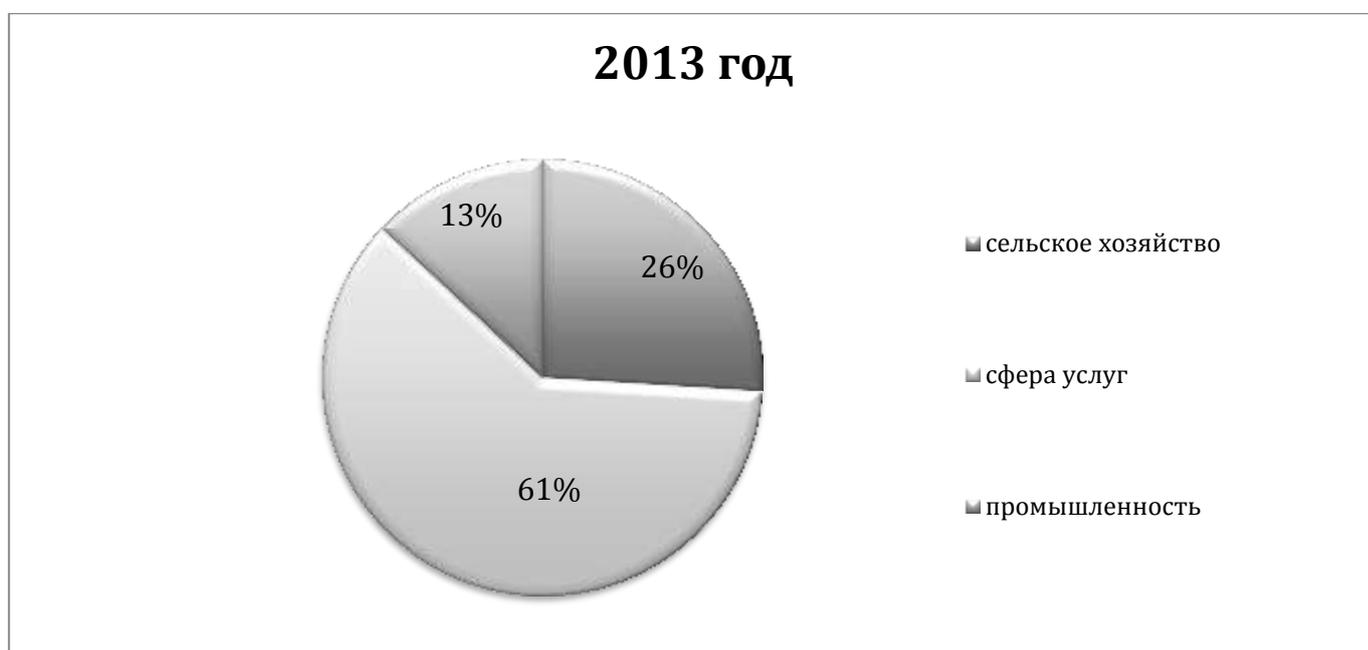
- 1) добыча природного газа (занимает 11 место в мире);
- 2) экспорт и производство хлопка (3 и 6 места соответственно);
- 3) добыча урана (экспорт - 7 место в мире, 4 % мировых запасов урана);
- 4) добыча золота (экспорта - 4 и 9 места соответственно).

Объем ВВП по ППС Узбекистана в 2011 году составил 101,3 млрд. долл. США.

На 2011 год структура ВВП по отраслям экономики Узбекистана представляла собой: первичный сектор (доля сельского хозяйства) составил — 20 %, вторичный сектор (доля промышленности) — 27,5 %, третичный сектор (доля услуг) — 52,5 %<sup>49</sup> (см. рис. 1).



**Рисунок 1. Структура ВВП Узбекистана на 2011 год по отраслям экономики.**



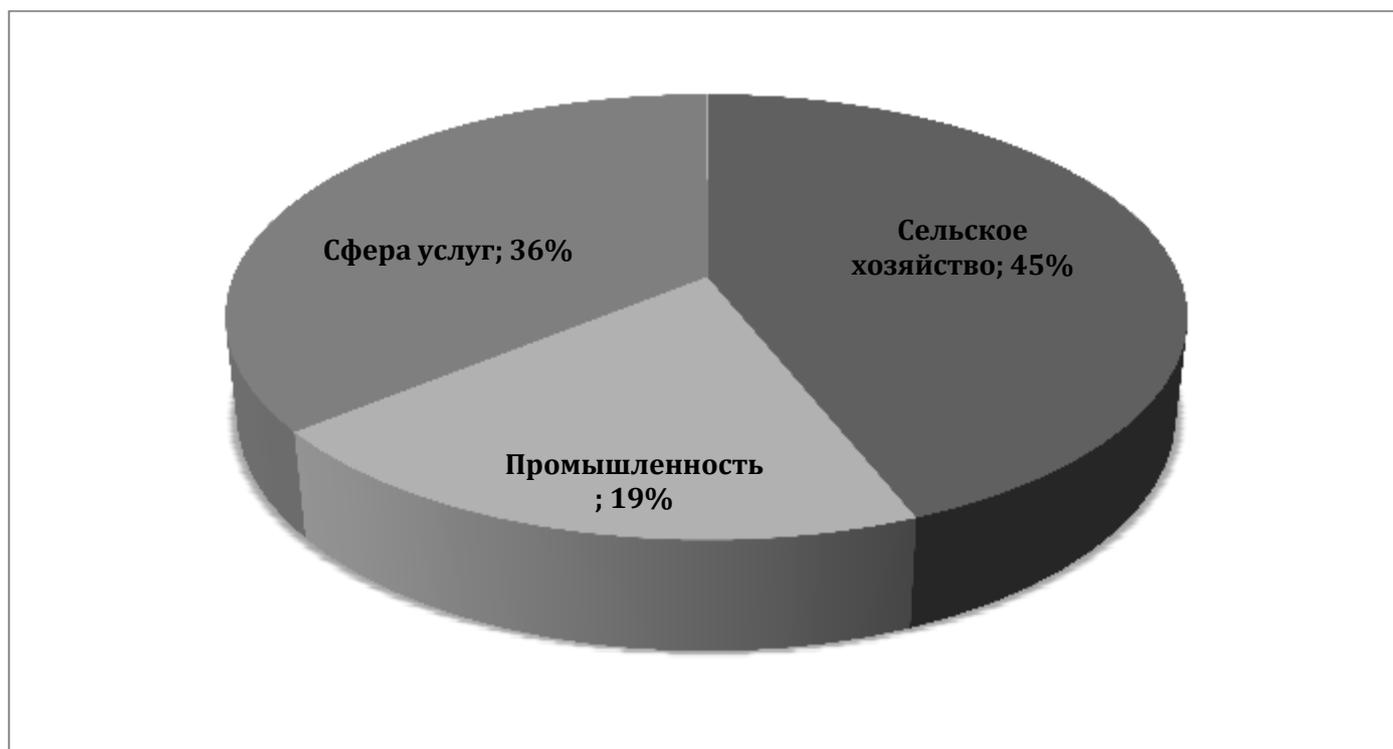
**Рисунок 2. Структура ВВП Узбекистана на 2013 год по отраслям экономики.**

Доля занятости на 2013 г. составила: 45 % в первичном секторе, 19 % во вторичном

<sup>49</sup> Основные показатели экономики Узбекистана, достигнутые за годы независимости// Пресс служба посольства Республики Узбекистан в Российской Федерации, 2013

секторе и 36 % в третичном секторе (см. рис. 3).

**2012 год**



**Рисунок 3. Доля занятости по секторам экономики.**

### **Внешняя торговля Узбекистана**

Основные статьи экспорта страны Узбекистан представляют собой:

- 1) хлопок (первое место по экспорту в мире);
- 2) золото;
- 3) урановая руда;
- 4) минеральные удобрения;
- 5) металлы;
- 6) продукция текстильной и пищевой промышленности;
- 7) автомобили<sup>50</sup>.

Практически 40% экспорта страны приходится на энергоносители и нефтепродукты.

По итогам 2013 года внешнеторговый оборот республики увеличился приблизительно на 9,4% по сравнению с 2012 годом и составил 28,886 миллиарда долларов. В том числе объем экспорта за 2013 год вырос на 10,1%, а объем импорта на 7,7% и, таким образом,

<sup>50</sup> Мигранян А. А. — Специфика экономического роста Узбекистана // Институт стран СНГ, 24.09.2012.

положительное сальдо внешней торговли составило 1,3 миллиарда долларов<sup>51</sup>.

Главным внешнеторговым партнёром Узбекистана является Россия (в общем товарообороте занимает 30%), а также Китай (12,5%), Казахстан (10,0%), Южная Корея (8,8%).

Главные экспортные статьи республики за 2013 год: энергоносители – 35,5% (18,5% в 2011 году); услуги – 16,3% (11,6%); хлопковое волокно – 8,9% (7,8%); черные и цветные металлы – 7,5% (8,0%), машины и оборудование – 6,5% (6,9%) (см. табл. 1).

Главные импортные статьи Узбекистана в 2013 году составили машины и оборудование – 45,5% (46,1%), химическая продукция и пластмассы – 14,5% (14,7%), продовольственные товары – 9,8% (10,0%), черные и цветные металлы – 7,7% (9,0%), нефтепродукты – 7,4% (7,5%) (см. табл. 2).

Товарооборот между Узбекистаном и его главным торговым партнёром Россией за 2013 год вырос до \$8,34 млрд.

**Таблица 1**

<b>Главные экспортные статьи</b>	<b>2012 год</b>	<b>2013 год</b>
Энергоносители	18,5%	35,5%
Услуги	11,6%	16,3%
Хлопковое волокно	7,9%	8,9%
Черные и цветные Металлы	8,0%	7,5%
Машины и оборудование	6,9%	6,5%

**Таблица 2**

<b>Главные импортные статьи</b>	<b>2012 год</b>	<b>2013 год</b>
Машины и оборудование	46,1%	45,5%
Химическая продукция и пластмассы	14,7%	14,5%

<sup>51</sup> <http://www.uzinform.com/ru/news/20140122/20560.html>

Продовольственные товары	10,0%	9,8%
Черные и цветные металлы	9,0%	7,7%
Нефтепродукты	7,5%	7,4%

### **Топливо-энергетические ресурсы Узбекистана**

Еще в советское время Узбекистан занимал ведущее место в рамках всесоюзного топливно-энергетического комплекса (ТЭК), в частности этому способствовала хорошо развитая трубопроводная инфраструктура и, конечно, наличие крупных месторождений природного газа. Узбекистан обеспечивал поставки топлива на Урал и в промышленные центры Европейской части СССР. Большая доля транзита туркменского газа производилась через территорию Узбекистана<sup>52</sup>.

В настоящее время Узбекистан среди стран СНГ занимает второе место (после РФ) по добыче природного газа и входит в десятку крупнейших газодобывающих стран мира. Важно отметить, что часть добытого природного газа экспортируется, а в среднем ежегодно в республике добывается около 70 млрд м<sup>3</sup> природного газа. Всего в Узбекистане есть 5 крупных нефтегазовых регионов, и только в одном из них – Устюртском регионе – перспективы добычи газа оцениваются почти в 2,5 трлн. м<sup>3</sup>, а жидких углеводородов (нефти и газовому конденсату) – в 900 млн. т. На ближайшую четверть века (25 лет) прирост нефтегазовых запасов на Устюрте прогнозируется в объеме свыше 1 трлн. м<sup>3</sup>, что составит около 60 % от ожидаемого прироста запасов газа в Узбекистане в целом. На сегодняшний день структура топливно-энергетических ресурсов Узбекистана представляет собой следующее соотношение: нефть и газ занимают 97 %, уголь – 2,3%, гидроэнергетика – 0,7%.

### **Нефтегазовые ресурсы Узбекистана**

Нефтегазовые ресурсы Узбекистана представлены следующими данными: геологические запасы нефти и природного газа — более 5 млрд. тонн и более 5 трлн. куб. м соответственно, доказанные запасы нефти и газа — 540 млн. тонн и 3,5 трлн. куб. м соответственно, добыча нефти — 3,5 млн. тонн в год.

Самыми крупными разведанными месторождениями природного газа являются Шуртанское — 0,5 трлн. м<sup>3</sup> и Аланское — 0,2 трлн. м<sup>3</sup> месторождения, месторождение Урга

<sup>52</sup> Алимов А. Внешнеэкономические связи и экономика Узбекистана // Внешняя торговля. – М., 1992. – № 6. – С. 13-15.

с запасами до 1,5 трлн. м<sup>3</sup>).

По данным Центра экономических исследований (ЦЭИ) Узбекистана, на ближайшие 20-30 лет стране хватит запасов природного газа и угля, при условии, что сохраняться объёмы и нынешние тенденции потребления природных ресурсов. Что касается нефти, то её запасы в республике практически истощены.

### **Добыча и потребление нефти и газа в республике Узбекистан**

Сейчас основным месторождением по добыче нефти и газа является Кокдумалак, которое находится в Кашкадарьинской области Западного Узбекистана. В этом регионе добывается более 50 % нефти по стране. По оценкам добыча запасов оценивается в 55,1 млн. т нефти, 68, 5 млн. т конденсата, 128 млрд. м<sup>3</sup> природного газа<sup>53</sup>. Это богатое по своим меркам нефтяное месторождение было открыто путем геологоразведочных работ еще в 1987 году. В 1997 г. в месторождении пришлось ввести сайклинг-процесс из-за обвального снижения пластового давления, что привело к организации закачки воды в пласт. В результате произошёл дисбаланс давления между нефтяной и газовой частями месторождения, и это привело к замедлению и последующему падению добычи нефти.

Для внутренних нужд страны потребляется более 70% производимого газа. Узбекистан незначительно отстаёт от России по потреблению газа на душу населения (1,5 тыс. м<sup>3</sup>/чел. в год), что более чем в 3,5 раза превышает мировой уровень по данному показателю. Вследствие повышения эффективности использования газа в промышленной области и его использования в энергетических целях и за последнее десятилетие имело место некоторое снижение потребления газа в стране.

Важно отметить, что на НХК «Узбекнефтегаз» приходится практически весь объем добываемых в стране углеводородов. Данная компания была создана в 1993 г. и до 1998 г. представляла собой национальную корпорацию нефтяной и газовой промышленности. Сегодня НХК «Узбекнефтегаз» – это крупнейший многоотраслевой производственно-хозяйственный комплекс, отвечающий за газовую и нефтяную промышленность всей страны. НХК структурирована по принципу вертикальной интеграции производственного процесса: от добычи и переработки сырья до реализации готовой продукции. Состав «Узбекнефтегаз»: 4 акционерные добывающие компании, газохимический комплекс и ряд непрофильных предприятий. Все входящие в данный холдинг компании функционируют отдельно друг от друга и имеют в своём распоряжении пакеты акций и имущество

---

<sup>53</sup> По данным Национальной холдинговой компании (НХК) «Узбекнефтегаз» <http://www.ung.uz/ru/business/indicators>

производственных предприятий.

В НХК «Узбекнефтегаз» входят такие акционерные компании как (АК) «Узгеобурнефтегаздобыча», которая занимается переработкой и геологоразведкой нефтяных и газовых месторождений; АК «Узтрансгаз», которая осуществляет преимущественно международный транзит газовых ресурсов, управляет газотранспортными объектами и занимается подземным хранением газа, производит капитальные ремонты и строительство объектов для осуществления магистрального транспорта газа; АК «Узнефтепродукт», под контролем которой находятся Ферганский, Алтыарыкский и Бухарский НПЗ, где осуществляется переработку нефти и газового конденсата, производит успешную реализацию нефтепродуктов на внутреннем и внешнем рынках; а так же развивает сеть АЗС по стране и терминалов по хранение нефти и газа; АК «Узнефтегазмаш» осуществляет деятельность по производству нефтегазового и газ химического оборудования; Шуртанский (ГХК) (производит полиэтилен, сжиженный газ, легкий конденсат, серу и товарный газ).

Остальные подконтрольные НХК компании в частности осуществляют обслуживание основной производственной деятельности холдинга. Вот некоторые из этих компаний: «Нефтегазстройкомплект», «Мубарекнефтегазмонтаж», «Бухарагазпромстрой», «Кашкадарьянефтегазпромстрой», «Юггазстрой», «Ташнефтегазстрой», «Узташкинефтегаз» и «УзЛИТИнефтегаз» (Узбекский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт нефтяной и газовой промышленности), Управление производственно-технологической связи «Узнефтегазсвязь», унитарное предприятие «Депозитарная компания «Neftgazde-pozit» и др<sup>54</sup>.

Потенциал холдинга «Узбекнефтегаз» позволяют развивать добычу природного газа в объеме более 65-75 миллиардов кубометров и жидких углеводородов в объеме 8,5 миллионов тонн в год. Самые крупные компании и партнеры в энергетическом секторе Узбекистана – это Газпром, Лукойл, CNPC (China National Petroleum Corporation), КНОС (Korea).

### **Переработка нефти и конденсата в Узбекистане**

Три крупных нефтеперерабатывающих завода Узбекистана (Ферганский, Алтыарыкский и Бухарский), входящие в состав АО «Узнефтепереработка», осуществляют переработку нефти и газового конденсата по всей стране. Топливо-масляное направление имеют Ферганский и Алтыарыкский заводы, их мощность по сырью составляет 5,5 и 3,3 млн.

---

<sup>54</sup> А.Г.Коржубаев, И.В.Филимонова (ИНГГ им. А.А.Трофимука СО РАН) Нефтегазовый комплекс Узбекистана в международной системе энергообеспечения.

т в год соответственно. Бухарский завод занимается выпуском высококачественных видов авиакеросина, бензина и дизельного топлива и ежегодная проектная мощность его составляет 2,5 тыс. т газового конденсата. Основные показатели по переработки нефти и конденсата в 2013 г. в Узбекистане составило 9 млн. т, в том числе нефти – более 7 млн. т.

АО «Узнефтепереработка» – является единственной компанией, которая выпускает смазочные масла в Узбекистане и ведущий производитель базовых масел в Центральной Азии. Компания осуществляет экспорт своей продукции в близлежащие страны – Кыргызстан, Казахстан, Туркменистан, Таджикистан и Россию; в страны дальнего зарубежья, такие как Турция и Иран, но и обеспечивает внутренние потребности страны в смазочных маслах.

За последние десятилетия повысилась глубина переработки нефтегазовых продуктов за счёт технического переоснащения Ферганского завода, что повысило производство нефтепродуктов более чем на одну треть и позволило нарастить экспорт авиакеросина, бензина и дизельного топлива приблизительно на 1 млн. т в год.

В настоящее время загрузка сырьём Алтыарыкского и Ферганского заводов производится за счет добычи ресурсов на своей территории и его импорта из соседних азиатских стран, а не как раньше по нефтепроводу из Западной Сибири. Бухарский завод в основном занимается производством на базе газового конденсата месторождения Кокдумалак и осуществляет экспорт высокооктанового бензина.

Особенностью Узбекского газа является высокое содержание серы, поэтому существует прямая необходимость его переработки на Мубарекском (ГПЗ) в Кашкадарьинской области, мощность которого составляет более 26 млрд. м<sup>3</sup> в год. Этот газоперерабатывающий завод был введен в эксплуатацию в 1973 г., а основными технологическими процессами там являются низкотемпературная сепарация и сероочистка, производство серы, стабилизация конденсата.

Шуртанский (ГХК) был введен в эксплуатацию в 2001 г., ежегодный потенциал по переработке газа составляет более 5 млрд. м<sup>3</sup>, производится выпуск 130 тыс. полиэтиленовых гранул, 140 тыс. т сжиженного природного газа (СПГ) и газового конденсата, а также 5 млрд. м<sup>3</sup> товарного газа и более 5 тыс. т серы. Технологии производства на данном ГХК позволяют выпускать до 150 видов полиэтилена высокого, среднего и линейного низкого давления, большая часть которого затем реализуется через экспорт.

На сегодняшний день увеличивается потенциал по переработке и утилизации попутного нефтяного газа и производства сжиженных углеводородных газов (СУГ); так же проводятся работы по диверсификации и модернизации оборудования и заводов, что

позволит увеличить ежегодное производство СПГ и СУГ на действующих мощностях Мубарекского ГПЗ и Шуртанского ГХК до 615 тыс. т.

### **Экспорт и транспортировка нефти и газа**

Одна из основных проблем для развития внешнеэкономических отношений и сотрудничества является ограниченность транспортных коммуникации в том числе отсутствия морских портов. Помимо того, что республика находится в глубине континента, близлежащие к ней страны также не имеют выхода к открытым морям.

Транспорт газа. Более 13 тыс. км составляет общая протяжённость магистральных газопроводов Узбекистана. Газотранспортная система Узбекистана имеет достаточную пропускную способность (55 млрд. м<sup>3</sup>/год) для того, чтобы обеспечить транзит газа из Туркменистана и даже обеспечить прокачку узбекского газа на экспорт. На северо-западе Узбекистана расположены отдельные части трансрегиональных газотранспортных систем «Бухара – Урал» и «Средняя Азия – Центр».

Из-за чрезмерной изношенности труб и технологического оборудования трубопровод «Бухара – Урал» в данный момент используется неэффективно. По данным ОАО «Газпром» газопровод «Бухара – Урал» на сегодняшний день имеет проектную мощность в 15 млрд. м<sup>3</sup>/год и через него возможно прокачивать до 7,5 млрд. м<sup>3</sup>/год, Этот газопровод используется исключительно на туркменском, узбекском и частично казахстанском участках.

Сейчас главным приоритетом является увеличение пропускной способности газопровода «Средняя Азия – Центр» и технологической реконструкции «Бухара – Урал», что позволит расширить возможности транспортировки.

Сравнительно недавно в эксплуатацию был введён газопровод «Газли – Каган», имеющий общую протяженность 67 км (от Устюртского и Бухаро-Хивинского нефтегазоносных регионов до экспортных коммуникаций). Данный газопровод позволяет осуществить транспортировку природного газа с Кандымских месторождений, увеличивает экспортные возможности страны в целом и, что немаловажно, позволяет увеличить объемы закачки газа в ПХГ Газли.

Трубопроводная система «Калиф – Душанбе» позволяет производить прокачку природного газа в Таджикистан, через эту же систему происходит частичное заполнение туркменским газом.

В 2003 г. введён в эксплуатацию газопровод «Шуртан – Шерабад», обеспечивающий газоснабжение южных районов Узбекистана. Этот газопровод позволил удовлетворить все потребности страны в промышленных целях и интересы населения в природном газе, а также

ввод в работу данного газопровода привел отказу от транзита узбекского газа через Туркменистан. Газопровод «Шуртан – Шерабад» позволяет миновать территорию Туркменистана и осуществлять прямую поставку природного газа из Узбекистана в Таджикистан. Мощность газопровода – около 1 млрд. м<sup>3</sup>/год, протяженность – 193 км.

Транспорт нефти. Нефтепровод «Омск – Павлодар – Шымкент – Туркменабад» из Западной Сибири ранее был главной нефтяной артерией для поставки нефти в Узбекистан. Важно отметить, что с 1995 г. Российские поставки были прекращены, и сегодня на Алтыарыкский НПЗ транспортировка нефти производится по иному пути с использованием участка нефтепровода «Кумколь – Шымкент – Бухара». Поставки конденсата на Бухарский НПЗ осуществляются посредством железнодорожных перевозок.

Компания «ПетроКазахстан» совместно с НКК «Узбекнефтегаз» произвела реконструкцию и ввела в эксплуатацию нефтетрубопровод «Шымкент – Пахта» длиной в 140 км и пропускной способностью до 2 млн. т сырья в год, что позволяет осуществлять поставки сырой нефти из Казахстана (Кумкольские месторождения) на Ферганский нефтеперерабатывающий завод.

### **Тенденции развития нефтяного сектора**

В настоящее время вся территория республики открыта потенциальным инвесторам для ведения геологоразведочных работ на нефть и газ. Национальная холдинговая компания (НКХ) «Узбекнефтегаз» разработала инвестиционные проекты по 16 блокам нефтегазовых регионов страны, которые предложены потенциальным инвесторам для совместной реализации. Имеются следующие ориентиры для развития газового сектора:

- Изменение к 2010 г. структуры расходуемого топлива в сторону уменьшения доли газа до 80 % и увеличения доли угля до 12 %.
- Увеличение к 2015 г. добычи природного газа до 110 млрд. м<sup>3</sup>, угля к 2010 г. – до 9,4 млн. т<sup>55</sup>.

На сегодняшний день основным экспортным партнером по газу для Узбекистана становится Китай, что способствует укреплению политических взаимоотношений, которые могут привести к долгосрочному сотрудничеству и уйти от Российской зависимости.

Узбекистан планирует экспортировать уже в следующем году в Китай до 10 млрд. кубометров газа в год. Это почти в полтора раза больше нынешнего показателя. К концу

---

<sup>55</sup> Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы: Материалы Междунар. науч.-практ. конф., 6-7 дек. 2005 г., г. Ташкент / Центр полит. исслед. Респ. Узбекистан; Подгот.: Каримова Г. и др. – Ташкент, 2005. – 321 с.

2014 года будет завершено строительство третьей линии узбекского участка газопровода «Центральная Азия-Китай». С вводом третьей линии газопровода увеличится поставка газа – до 55 млрд. кубометров в год. Стоит отметить, что строительство третьей ветки велось за счет кредита в 2,2 млрд. долларов, предоставленного Китаем.

Ежегодно Узбекистан добывает 63-65 млрд. кубометров газа, при этом 50 млрд. кубов остается в стране для внутреннего пользования, оставшиеся 13-15 млрд. кубометров экспортируется в Россию и Китай. Теперь доля, предназначенная для экспорта в Россию, снизится. Узбекистан намерен поставлять российскую долю в Китай.

### **Выводы на основе проанализированной информации**

Нет сомнений, что энергетический сектор является ключевым для экономики Узбекистана. Он обеспечивает функционирование практически всех остальных секторов, влияя, таким образом на потенциал роста экономики в целом.

Углеводороды сегодня превратились в важный фактор международных политических и экономических отношений. В ближайшие 10-15 лет энергетические ресурсы Центральной Азии могут сыграть если не решающую, то очень важную роль в развитии региональных энергетических рынков, прежде всего в Азии и Европе. Влияние Узбекистана на региональном энергетическом рынке будет во многом зависеть от экспортных возможностей страны.

В ближайшие 5-10 лет первоочередной задачей промышленной политики страны должно стать повышение эффективности и конкурентоспособности самого энергетического сектора, чтобы обеспечить устойчивое энергоснабжение быстрорастущей экономики. Намечившийся экономический рост неизбежно повлечет увеличение спроса на энергоресурсы, что может привести к возникновению дефицита энергии. Этому будут способствовать сокращение ресурсной базы энергетики, высокая энергоемкость экономики и низкая диверсификация энергетического баланса.

В этой связи необходим ряд первоочередных преобразований в институциональном устройстве сектора и механизмах формирования внутренних цен на энергоресурсы. Не менее важны модернизация энергетического сектора, замена устаревших энергосистем, ввод новых мощностей и совершенствование методов управления. Важной долгосрочной задачей остается диверсификация энергетического баланса за счет сокращения в нем доли природного газа и вовлечения угля и возобновляемых источников энергии.

В этой связи требуется разработка долгосрочной политики для стимулирования изменений в поведении производителей и потребителей энергии. Предпосылкой для

создания стабильного энергетического сектора является формирование устойчивых рынков традиционных энергоносителей и альтернативных источников энергии. Кроме того, как стране со значительными запасами урана, Узбекистану следует рассматривать и возможность развития атомной энергетики, даже несмотря на то, что объем необходимых финансовых вложений в эту сферу может представлять значительную проблему.

Важной вехой в дальнейшем развитии Узбекистана как энергетически важного партнера России стал последний визит президента Российской Федерации В. В. Путина в республику. На встрече двух глав государств обсуждались в частности вопросы двусторонних взаимоотношений и дальнейшего сотрудничества. Очень много говорилось о развитии «интеграционных процессов» между бывшими союзными странами, в результате был подписан меморандум о зоне свободной торговли, что позволяет прогнозировать вступление Узбекистана в Таможенный союз. Данный визит позволяет говорить об улучшении экономических отношений, стратегического партнерства и безопасности между странами. Налаживание отношений между Россией и Узбекистаном – это один из главных факторов, который позволит Узбекистану стать влиятельным энергетическим партнером.

#### **Список использованной литературы:**

1. Алимов А. Внешнеэкономические связи и экономика Узбекистана // Внешняя торговля. – М., 1992. – № 6. – С. 13-15.
2. Безопасность и сотрудничество в энергетике: поиски стабильного баланса // Мировая экономика и международные отношения. – 2008. – № 2. – С. 111-125.
3. Дидевич А., Луценко Л. Энергетика Узбекистана в XXI веке // Экономический вестник Узбекистана. – Ташкент, 2001. – № 4/5. – С. 2-7.
4. Кенисарин М. Энергетика Узбекистана: состояние и проблемы // Центральная Азия и Кавказ. – 2004. – № 3. – С. 199-205.
5. Миграция А. А. — Специфика экономического роста Узбекистана // Институт стран СНГ, 2012 – 82 с.
6. Основные показатели экономики Узбекистана, достигнутые за годы независимости// Пресс служба посольства Республики Узбекистан в Российской Федерации, 2013. – 122 с.
7. Узбекистан. Энергетическая отрасль: вопросы, анализ и программа реформ. Всемирный Банк, 2003. – 442 с.
8. Энергетическая политика и энергетические проекты в странах Центральной Евразии // Центральная Азия и Кавказ. – 2007. – № 6. – С. 42-127.

9. Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы: Материалы Междунар. науч.-практ. конф., 6-7 дек. 2005 г., г. Ташкент / Центр полит. исслед. Респ. Узбекистан; Подгот.: Каримова Г. и др. – Ташкент, 2005. – 321 с.
10. <http://www.ung.uz/ru/business/indicators>
11. <http://www.uzinform.com/ru/news/20140122/20560.html>

**Энергетические проекты нефтегазодобывающих государств ЦАР: вызовы для России**

В начале XX столетия, британский географ и историк Халфорд Джон Маккиндер, которого заслуженно считают отцом-основателем геополитики, создал концепцию, впервые изложенную им в знаменитой статье «Географическая ось истории»<sup>56</sup>, и, позднее, в книге «Демократические идеалы и реальность»<sup>57</sup>. Ключевым понятием концепции Маккиндера является «ось истории», или «хартленд» (heartland – «сердцевина, срединная земля»). Данный термин устойчиво закрепился в западной геополитической науке. Хартлендом Маккиндер называл обширные территории Евразии, совпадавшие с границами Российской Империи в то время. Маккиндер придавал им особенную геополитическую значимость ввиду огромных запасов природных ресурсов, обширного населения, но, при этом, труднодоступности для экспансии Британской Империи. В территорию хартленда входила, таким образом, вся современная Центральная Азия. Несмотря на то, что бурное течение истории XX и начала XXI века не раз в корне изменило весь мировой порядок, привело к рождению многочисленных новых и новейших геополитических и геоэкономических теорий, стратегическое значение территорий Центральной Азии уже никогда и никем не было поставлено под сомнение.

Огромные и доступные запасы углеводородного сырья в странах Центральной Азии и её геополитическая значимость вызывают высокий интерес мировых держав, США, Китая, ЕС, которые стремятся к приобретению влияния в регионе. Вместе с тем Центральная Азия – это область жизненно важных национальных интересов России, и ослабление позиций нашей страны в данном регионе недопустимо, особенно в связи с развитием интеграционных проектов в рамках ЕАЭС.

### **Проекты ЕС**

О резком повышении интереса ЕС к центральноазиатскому региону можно говорить с начала 1990-х годов XX века. В 1996 году была запущена программа INOGATE – INterstate Oil and GAs Transportation to Europe. Это одна из самых долгосрочных и активно поддерживаемых программ Европейского Союза за рубежом. Сегодня INOGATE функционирует в рамках «Бакинской инициативы» и «Восточного партнёрства» и финансируется ENPI. Страны-партнёры INOGATE находятся в трёх географических

---

<sup>56</sup> Маккиндер Х. Дж. Географическая ось истории // Полис. 1995. № 4.

<sup>57</sup> Mackinder H. J. Democratic Ideals and Reality. N.Y. 1942/

регионах, в каждом из которых функционирует региональный секретариат INOGATE: Восточная Европа (Беларусь, Молдова и Украина с секретариатом в Киеве), Кавказ (Армения, Азербайджан и Грузия с секретариатом в Тбилиси), и Центральная Азия (Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан и Узбекистан с секретариатом в Ташкенте). Официально в рамках программы INOGATE декларируются такие цели, как конвергенция энергетических рынков стран-партнёров на основе принципов внутреннего энергетического рынка ЕС, повышение энергетической безопасности путём развития механизмов импорта и экспорта энергоносителей и диверсификации поставок, поддержка развития устойчивой энергетики, привлечение инвестиций в энергетические проекты стран-партнёров, и так далее.

Характерно, что программой INOGATE управляют Европейская комиссия и министерства, отвечающие за энергетику в каждой из стран-партнёров. Программа INOGATE предоставляет странам-партнёрам ряд услуг, в т. ч. проведение технико-экономического обоснования, юридическое и институциональное содействие и техническую помощь. Кроме того, INOGATE поддерживает небольшие инвестиции в межгосударственную инфраструктуру, оказывает целевую денежную помощь в рамках конкретных проектов. За время действия программы было реализовано более 70 проектов, из которых 24 – в странах Центральной Азии. С 2005 года объем финансирования INOGATE для стран Центральной Азии превысил 80 миллионов евро.<sup>58</sup>

Можно с уверенностью говорить о том, что в последнее десятилетие одним из наиболее острых вопросов энергетической безопасности ЕС является диверсификация энергетического баланса. Одним из способов этого является, диверсификация импорта энергоносителей с российского на центрально-азиатское направление. Ключевой аргумент здесь только один: газовая зависимость Европейского Союза от российского газового экспорта, помноженная на все возрастающие риски транзита через Украину.

Именно богатые ресурсами страны Центральной Азии, такие как, Казахстан и Туркменистан<sup>59</sup> рассматриваются ЕС как потенциальные альтернативные поставщики углеводородных энергоносителей. Преимущественно речь идёт о природном газе, поскольку строительство в первой половине 2000-х годов и запуск в 2006 году нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД) отчасти позволил снять беспокойство европейцев в вопросах диверсификации поставок нефти (что, в общем-то, не являлось главной проблемой ввиду

---

<sup>58</sup> Источник: [www.inogate.org](http://www.inogate.org).

<sup>59</sup> А в перспективе Иран.

лучшей доступности нефти как ресурса в мире и наличия глобального нефтяного рынка). Ситуация с газом является более сложной.

Впервые идея строительства газопровода, который мог бы обеспечить Европу газом из Средней Азии – сначала из Азербайджана, а в перспективе и Ирана с Туркменистаном, возникла в 2002 году. Проект получил имя Nabucco и предполагал строительство трубопровода протяжённостью 3300 км из Туркмении и Азербайджана через Турцию в Австрию и Германию.<sup>60</sup> Трубопровод так и не был построен, основные участники консорциума заявили о выходе из проекта.

На фоне произошедших газовых кризисов 2006 и 2009 годов, кризиса ядерной энергетики после аварии на АЭС Фукусима и, безусловно, текущего кризиса на Украине обеспокоенность ЕС вопросами собственной энергетической безопасности росла и продолжает расти. Это привело к явно выраженному и, с одной стороны, вполне понятному стремлению ЕС обеспечить себе альтернативу в поставках традиционных углеводородов, или, более того, альтернативной энергией как таковой – путём максимально интенсивного развития ВИЭ. С другой стороны, само по себе это стремление, а также чрезмерная политизированность и болезненность вопроса приводят к тому, что трезвый экономический расчёт и прагматизм европейской энергетической политики уступают место импульсивным, резким и зачастую не вполне продуманным с экономической точки зрения инициативам.

Несмотря на фактический провал проекта Nabucco, ЕС по-прежнему не отказывается от первоначальной идеи получения природного газа из Азербайджана, Туркменистана и Ирана в обход России. Новую жизнь эта идея приобретает сегодня под названием «Южный газовый коридор».

Строго говоря, «Южный газовый коридор» – это проект расширения запущенного в 2007 году газопровода Баку – Тбилиси – Эрзурум (строился специально для вывода газа с газоконденсатного месторождения Шах-Дениз на азербайджанском шельфе Каспийского моря), а также постройки в Турции газопровода TANAP и его продолжения по Европе — газопровода TAP. При этом, как и в случае с Nabucco, гарантировать сегодня можно только поставки из Азербайджана с месторождения Шах-Дениз, которое сможет выйти на вторую стадию добычи в 2017-2018 годах. При этом необходимо учитывать, что даже при условии успешной разработки месторождения Шах-Дениз, его потенциала не хватит для

---

<sup>60</sup> Для обеспечения мощности газопровода Nabucco были предложены несколько месторождений в Иране (Южный Парс), в Азербайджане (Шах-Дениз) и в Туркмении (Довлетабад, Южный Иолотань-Осман). В связи с осложнением с 2006 года отношений с Ираном, войной в Грузии в 2008 году и ухудшением турецко-азербайджанских отношений строительство газопровода постоянно откладывалось, а сам проект вырос в цене почти в два раза.

эффективного использования «Южного газового коридора». Политическая ситуация вокруг Ирана пока не позволяет рассчитывать на поставки из этой страны. Для реализации потенциала запасов Туркменистана необходимо строительство ветки газопровода по дну Каспийского моря, что является не только дорогой и сложной технологической задачей, но и нетривиальным политическим вопросом – раздел Каспийского моря долгое время был и до сих пор остаётся предметом неурегулированных разногласий.

Альтернатива для ЕС – переход на поставки СПГ из стран Ближнего Востока, Африки, США и Центральной Азии. Объективным препятствием данному сценарию является неготовность инфраструктуры стран ЕС к приёму и регазификации столь значительных объёмов СПГ, сложность и длительность реализации проектов по созданию такой инфраструктуры, а также значительно более высокая цена приобретаемого данным способом газа.

## **Проекты США**

С момента распада СССР Соединенные Штаты активно стремились заполнить своим присутствием образовавшийся силовой вакуум: достаточно вспомнить военные операции США в Ираке (1990 и 2003), на Кавказе (2004), на Балканах (1997) и, конечно же, в Центральной Азии (1997, 2001, 2009), что любопытно - в полном соответствии с представлениями Маккиндера. События 11 сентября 2001 года только подтолкнули американскую администрацию к дальнейшему проникновению в регион – уже под знаменем борьбы с террористической угрозой, чем отчасти оправдывалось и стремление к расширению НАТО на Восток. Помимо этого на протяжении всех 2000-х годов США активно стремились применять “мягкую силу”, что приводило к возникновению «цветных революций» – в Грузии (2003) и в Киргизии (2005). Кроме того, Соединенные Штаты всячески поддерживали строительство трубопровода БТД, подчеркивая его значение для либерализации торговли углеводородами в регионе. До недавнего времени, говоря об интересах США в Центральной Азии подразумевали также присутствие американских войск в Афганистане. Необходимостью продолжать и поддерживать военную операцию в Афганистане объяснялось и стремление США наладить сотрудничество с центральноазиатскими государствами. Однако с выводом американских войск (или, по крайней мере, при значительном сокращении их численности), возникает вопрос, каким образом Соединенные Штаты будут оправдывать и реализовывать свое присутствие в регионе, особенно – в энергетическом секторе.

В академическом сообществе США в настоящее время происходит дискуссия на эту тему, старт которой был дан с выходом отчета CSIS о перспективах США в Центральной Азии после 2014 года.<sup>61</sup> В нем подчеркивается сохранение таких глобальных интересов США в регионе, как развитие региональной интеграции, защита суверенитета государств региона, поддержка и развитие экономических отношений. При этом нужно отметить, что присутствие американских ресурсодобывающих компаний в регионе также является достаточно обширным, особенно в Казахстане.

Показательно, что многие западные эксперты открыто говорят о риске будущей войны за ресурсы в центральноазиатском регионе.<sup>62</sup> При этом идея о «защите суверенитета» центральноазиатских государств является, видимо, политическим оправданием попыткам США ослабить влияние России на эти государства. Существующие схемы и проекты поддержки развития внешней торговли в регионе (трубопроводы **БТД** и **ТАПИ**) в основе своей также имеют целью снизить долю России в общем торговом потоке региона, особенно в импорте и экспорте нефти и газа по трубопроводным системам. Однако, все стремления США закрепить свое влияние в регионе пока не приводят к особенному успеху: во-первых, по причине особенностей местной культуры и политической обстановки (для большинства государств ЦА идеалы «демократии по-американски» не являются настолько близкими, чтобы классическая схема внедрения здесь сработала). Во-вторых, этому препятствует стратегическое партнерство России и Китая, растущее влияние ШОС и отсутствие у США прямых союзников в регионе.

## **Проекты КНР**

Так же как и Соединенные Штаты, Китай первым заметил и попытался заполнить собой образовавшийся после распада СССР вакуум в Центральной Азии. Однако Китаю, который в связи со своим экономическим ростом и ростом потребности энергии в 1990-х годах начал заявлять о себе как об одном из крупнейших игроков в мировом нефтегазовом бизнесе, пришлось столкнуться с одной стороны с интересами локальных игроков – Турции и Ирана, а с другой – с растущим влиянием США в регионе. Пекин предпринял ряд продуманных шагов по укреплению энергетического и экономического взаимодействия с государствами региона. Стремясь к выгодной торговле с Китаем, центральноазиатские республики соглашаются на реализацию концессионных проектов по разработке

---

<sup>61</sup> Mankoff J. The United States and Central Asia after 2014 // A report of the CSIS Russia and Eurasia program. CSIS, January 2013.

<sup>62</sup> Heggemes H. Central Asia's missing war: Natural resources as a mechanism for peace and armed conflict // Faculty of Humanities Universiteit Leiden Thesis, 2014.

собственных месторождений с участием китайских государственных компаний CNPC и Sinopec, а также на постройку трансграничных трубопроводов.

Начало сотрудничества Китая и Казахстана в энергетической сфере относится к 1997 году, и сегодня является одним из наиболее ярких примеров успешных действий Китая в регионе. АО НК «КазМунайГаз» совместно с CNPC реализует проект строительства нефтепровода Казахстан-Китай, реализация которого позволит обеспечить возможность поставки углеводородного сырья с месторождений Западного Казахстана на рынок Китая. Первым этапом явилась реализация проекта нефтепровода Атасу – Алашанькоу, строительство которого велось в соответствии с Рамочным соглашением между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республики о развитии всестороннего сотрудничества в области нефти и газа (г. Пекин, 17 мая 2004 года). Реализация проекта строительства нефтепровода Кенкияк-Кумколь, пропускной способностью 10 млн. тонн нефти в год, является первой очередью 2-го этапа проекта строительства нефтепровода Казахстан-Китай и осуществлялась в соответствии с «Соглашением об основных принципах строительства второго этапа нефтепровода Казахстан-Китай между Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией и акционерным обществом «Национальная Компания «КазМунайГаз» от 20 декабря 2006 года, на паритетной основе с китайской стороной.<sup>63</sup>

В итоге, в настоящее время Китай по некоторым оценкам владеет до 25% общей нефтегазовой продукции Казахстана. Однако большая часть нефтегазовых месторождений, которые принадлежат КНР, разработаны уже давно и прошли пик добычи. Поэтому Пекин наиболее заинтересован в молодых шельфовых месторождениях Казахстана. В 2013г. CNPC совершила покупку 8,33% акций крупнейшего шельфового нефтегазового месторождения Кашаган, открытого в 2000 г. в северной части Каспия. Это одно из самых крупных перспективных месторождений в мире, его общие запасы оцениваются в более чем 30 млрд. баррелей нефти. Месторождение располагает солидными запасами природного газа, которые оцениваются более чем 1 трлн. кубометров. Причём газ представляет для CNPC даже больший интерес, чем нефтяные запасы. 11 сентября 2013 г. началась разработка этого богатого месторождения.<sup>64</sup>

На сегодняшний момент почти половину китайского импорта трубопроводного природного газа обеспечивает Туркменистан. В течение 2000-х годов Китай смог добиться

---

<sup>63</sup> Источник: официальный сайт АО НК «КазМунайГаз» // [www.kmg.kz](http://www.kmg.kz)

<sup>64</sup>Халова Г.О., Сычева А.М. Деятельность китайских нефтегазовых компаний в государствах центрально-азиатского региона // Нефть, газ и бизнес №12, 2013, С. 41.

соглашений с Туркменистаном, Узбекистаном и Казахстаном о совместном строительстве трансграничного трубопровода. Казахстан в качестве партнера подключился к обсуждению проекта в 2003 году, рамочное соглашение между Китаем и Туркменистаном было подписано в 2006 году, а соглашение о строительстве узбекской части трубопровода – в 2007 году. Уже в 2009 году в Туркменистане была запущена инфраструктура газового месторождения Самандепе, откуда начинается газопровод Центральная Азия – Китай (САСГР). При дальнейшем развитии проекта и строительстве второй ветки газопровода Туркменистан планирует поставлять в Китай до 65 млрд. кубометров газа ежегодно к 2020 году. В целом, экспансия Китая в регион стабильно расширяется.

### Россия и государства ЦАР

Очевидно, что Россия сталкивается и будет сталкиваться с геоэкономическим и геополитическим противодействием в ЦАР со стороны других держав. Сегодня доля РФ в товарообороте государств ЦАР составляет около 20% (см. табл. 1). Вместе с тем, Россия перестала быть единственным доминирующим игроком в регионе и безальтернативным стратегическим партнером для развития стран ЦАР. Эту позицию готовы занять, прежде всего, Китай, Турция и ЕС. Степень их влияния на формирование экономической политики стран ЦА и проникновение в экономику возрастают. Страны воздействуют на формирование экономической обстановки, к которой России приходится адаптироваться, взаимодействуя с новыми факторами на территории стран региона и по рынкам сбыта продукции и инвестиционным проектам.

**Таблица 1.**  
**Доля РФ во внешнеторговом обороте государства ЦАР в 2007- 2012 гг. (млрд. долл. США)**

Страны	2007		2008		2009		2010		2011		2012		2012/2007 %	
	экс-порт	им-порт	экс-порт	им-порт										
Казах-стан	11,9	4,6	13,4	6,4	9,1	3,7	10,8	4,5	12,9	6,9	14,6	7,9	121,7	170,6
Кир-гизия	0,9	0,2	1,3	0,5	0,9	0,4	0,9	0,4	1,2	0,3	1,6	0,2	185,9	93,3
Таджи-кистан	0,6	0,2	0,8	0,2	0,6	0,2	0,7	0,2	0,7	0,1	0,7	0,06	111,6	41,0
Турк-мения	0,4	0,06	0,8	0,1	0,9	0,04	0,8	0,1	1,2	0,1	1,3	0,2	325,6	263,8

Узбе- кистан	1,7	1,5	2,0	1,3	1,7	0,8	1,9	1,6	2,1	1,9	2,3	1,4	134,5	95,8
Всего регион	15,6	6,5	18,3	8,5	13,3	5,2	15,1	6,8	18,0	9,2	20,4	9,7	131,4	149,2

Источник: данные таможенной статистики внешней торговли ФТС России.

Очевидно, Европейский Союз, Соединенные Штаты, КНР будут активно стремиться к расширению своего присутствия и дальнейшему освоению энергетических ресурсов стран Центральной Азии. Определенный риск представляет собой «мягкая сила» ЕС в рамках программы INOGATE, существенной угрозой видятся попытки США влиять на политические системы центральноазиатских государств, высокая доля участия нефтегазовых компаний США в энергетическом комплексе Казахстана. Сохраняется вероятность получения консорциумом нефтегазовых компаний ЕС и США доступа к туркменскому газу в обход России.

В случае разрешения политического кризиса вокруг Ирана у ЕС и США также появится удобная возможность по включению газовых запасов этой страны в портфолио легкодоступных для Европы углеводородов. Реализация данного сценария существенно изменит баланс сил и интересов в регионе, снизит значимость российских газопроводов и ресурсной базы и может ослабить российские позиции в Центральной Азии.

При этом Центральная Азия, как ранее отмечалось, является областью жизненно важных стратегических интересов Российской Федерации. Страны ЦАР и РФ были дважды интегрированы в условиях единых экономических систем: Российской империи и СССР. Со странами ЦА Россию связывает общее прошлое, экономическая взаимозависимость России и стран региона, сложившаяся в бывшем СССР и опиравшаяся на централизованно планировавшиеся товарные и инвестиционные потоки по-прежнему остается очень высокой. В настоящее время страны ЦАР активно стремятся модернизировать свои экономики, нарастить темпы экономического роста. Вместе с тем, им будет проще сделать это при укреплении сотрудничества с РФ. В ЦАР сходятся геополитические интересы крупных игроков, а главный узел завязывается вокруг Туркменистана. Россия способна обеспечить не только их национальную безопасность, но и предоставить условия для дальнейшего устойчивого развития став интегратором на всем пространстве ЦАР.

По этим причинам приоритетом российской политики на этом направлении должна стать, по нашему мнению, всемерная активная поддержка российских проектов и компаний в Центральной Азии, содействие самим центральноазиатским государствам в проведении

модернизации их экономик путем разработки целевых программ, создание и развитие совместных предприятий нефтегазовой отрасли в регионе, создание предприятий по глубокой переработке углеводородов с целью эффективного использования ресурсного потенциала стран Центральной Азии. Старт интеграционных процессов в регионе под эгидой России позволит успешно противостоять «мягкой силе» других конкурирующих государств.

Для реализации этих целей по нашему мнению необходима энергетическая интеграция России и центральноазиатских государств, которая позволит укрепить их экономическую интеграцию. Перспективы энергетических взаимоотношений имеют положительную тенденцию благодаря интенсификации интеграционных процессов на постсоветском пространстве, в частности между Россией и Казахстаном, включение Туркменистана в инициативы по созданию ЕЭП. Целесообразна разработка комплексной программы энергетического сотрудничества названных стран, а в перспективе – создание единого наднационального органа по гармонизации энергетического пространства России и стран ЦАР.

#### **Список использованной литературы**

- 1) АО НК «КазМунайГаз» – официальный сайт // [www.kmg.kz](http://www.kmg.kz)
- 2) Маккиндер Х. Дж. Географическая ось истории // Полис. 1995. № 4.
- 3) Проблемы и перспективы деятельности российских нефтегазовых компаний в Центрально-Азиатском регионе. М., 2010.
- 4) Халова Г.О. Вопросы сотрудничества России и государств ЦАР в газовой сфере. // Углеводородная экономика, т.2. Под ред. член-корреспондента РАН Е.А. Телегиной. – М., 2013, С. 174-208.
- 5) Халова Г.О., Сычева А.М. Деятельность китайских нефтегазовых компаний в государствах центрально-азиатского региона // Нефть, газ и бизнес №12, 2013
- 6) Халова Г.О., Шорохова Е.О. Торгово-экономические отношения Российской Федерации со странами Центрально-Азиатского региона. // Центральная Азия: роль в перестройке мировых рынков нефти и природного газа. Под ред. С.В. Жукова. М.: ИМЭМО РАН, 2014.
- 7) Chow C.E., Hendrix L.E. Central Asia's Pipelines: Field of Dreams and Reality // National Bureau of Asian Research (NBR) Special Report #23 (2010)

- 8) Emil D. Attanasi, Philip A. Freeman. Role of Stranded Gas from Central Asia and Russia in Meeting Europe's Future Import Demand for Gas // *Natural Resources Research*, 21(2), June 2012, PP. 193-220.
  - 9) Erichson R.E. *Eurasian Natural Gas: Significance and Recent Developments*, 2012.
  - 10) Heggenes H. *Central Asia's missing war: Natural resources as a mechanism for peace and armed conflict* // Faculty of Humanities Universiteit Leiden Thesis, 2014.
  - 11) INOGATE Program Homepage // [www.inogate.org](http://www.inogate.org)
  - 12) Mackinder H. J. *Democratic Ideals and Reality*. N.Y. 1942
  - 13) Mankoff J. *The United States and Central Asia after 2014* // A report of the CSIS Russia and Eurasia program. CSIS, January 2013
- Sadykov M. *Turkmenistan Ups Gas Exports to China Again*. 2014 // <http://www.eurasianet.org/node/68354>

## Энергетическое сотрудничество России и Казахстана как один из факторов создания Евразийского Экономического Союза.

В последние годы особенно очевидно, что закономерностью современной международной обстановки становится экономическая глобализация и региональная интеграция. Среди руководителей стран постсоветского пространства возросло понимание возможных последствий, если они не используют нынешний исторический шанс для создания экономически мощного интеграционного сообщества, готового достойно включиться в «ежеминутно» меняющуюся мировую экономику.

За все время существования СНГ сложилась очень интересная ситуация, когда долгосрочный геополитический фактор, возможно, некогда в будущем имеющий положительный экономический эффект, начал доминировать над сиюминутными экономическими предпочтениями. Все понимают, что именно экономическая политика в перспективе определяет развитие того или иного государства, каждое из которых имеет свои конкурентные преимущества, а также ряд особых сфер, где может работать как самостоятельно, так и в кооперации с соседями.

В настоящее время локомотивом углубления процессов интеграции является энергетика и, в частности, нефтегазовый рынок.

Экономическая геополитика выделяет два взаимосвязанных способа формирования интеграции. Особое внимание научной среды привлекает создание интеграционного пространства в результате региональной кооперации, или взаимодействие государственных органов в регионе, целью которого является устранение барьеров на пути движения товаров, услуг, капитала и рабочей силы (*институциональная интеграция*). Однако не менее важным каналом является взаимодействие на микроуровне (*«неформальная», «корпоративная» интеграция или «консолидация» экономического пространства*) – например, формирование транснациональными корпорациями производственных систем, охватывающих несколько стран региона, или рост взаимной торговли. Взаимодействие региональной кооперации и интеграции на микроуровне не является однозначным. В некоторых регионах мира высокий уровень неформальной интеграции сосуществует с незначительным взаимодействием на уровне государств (Юго-Восточная Азия); в других институциональная интеграция заметно опережает неформальную (Латинская Америка); а в третьих (как правило, наиболее успешных) эти два аспекта межгосударственного взаимодействия неразрывно связаны между собой, взаимно усиливая друг друга (ЕС).

История международных интеграционных группировок демонстрирует, что наиболее конкурентоспособными являются те, в которых в наибольшей степени развиты именно отраслевые и межотраслевые связи. В данном случае речь идет о рынке нефти и газа интеграционного пространства. На переднем плане - региональный уровень геополитических взаимодействий.

Интеграция создает условия для сосредоточения усилий ее «игроков» в одном или нескольких отраслевых направлениях для получения положительного синергетического эффекта.

### **1. Состояние ресурсной базы нефтегазового сектора Республики Казахстан. Текущие и планируемые проекты.**

Страна, показавшая в 2013 году рост добычи углеводородов за три квартала 2014 г., не сумела сохранить тенденцию роста. Согласно данным Агентства РК по статистике, в январе-сентябре текущего года в стране было добыто 60 млн. тонн нефти, включая конденсат, что на 2% меньше, чем в аналогичном периоде 2013 года.

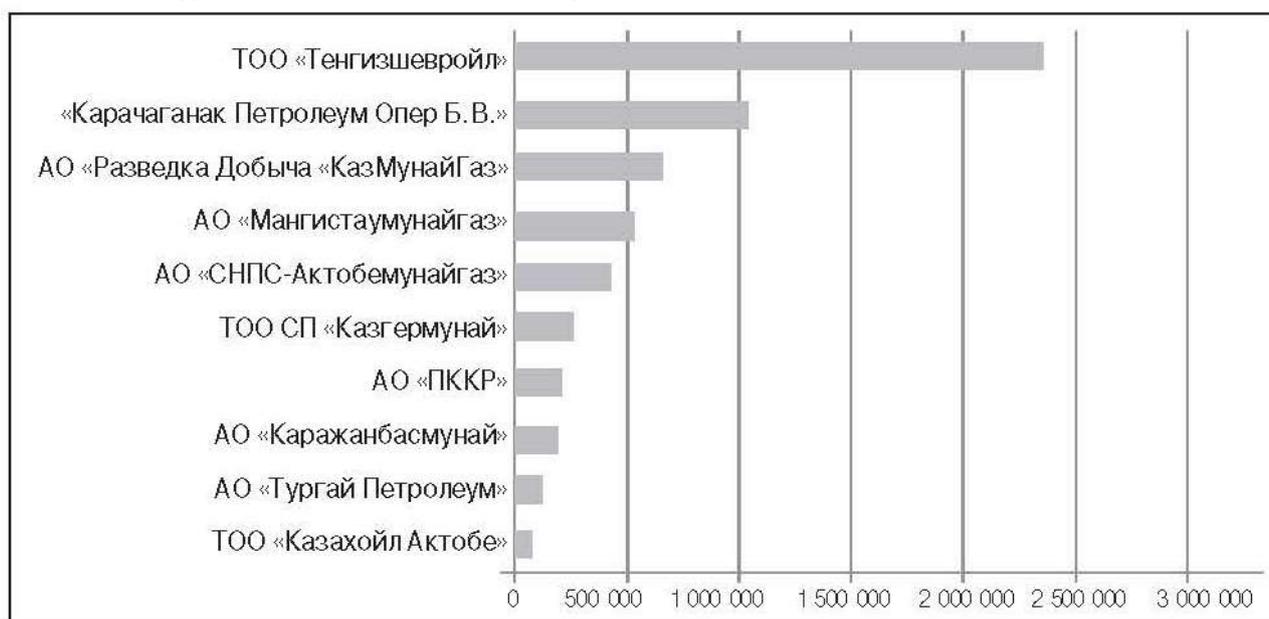
Парадоксально, но за девять месяца в стране было добыто 31,3 млрд. кубометров природного газа (рост на 1,2%).

Десятка крупнейших компаний обеспечивает основной объем нефтедобычи в Казахстане: это ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО), Karachaganak Petroleum Operating B.V. (КРО), АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ), АО «Мангистаумунайгаз» (ММГ), АО «СНПС-Актобемунайгаз», ТОО СП «Казгермунай», «PetroKazakhstan Kumkol Products», АО «Каражанбасмунай», АО «Тургай Петролеум», ТОО «Казахойл Актобе». К примеру, за март 2014 года на них пришлось 85% от общего объема добычи нефти в стране.

ТОО «ТШО», разрабатывающее гигантское месторождение Тенгиз, а также среднее по размеру Королевское нефтегазовые месторождения (Атырауская область) и являющееся лидером нефтедобычи в Казахстане, за три квартала 2014 года добыло 19,8 млн. тонн нефти против 20,1 млн. тонн в аналогичном периоде 2013 года. В отчетном периоде компания реализовала 950 тысяч тонн сжиженного газа (снижение на 5%) и 5,1 миллиарда кубометров сухого газа (снижение на 3,8%).

Эта компания в первом квартале 2014 года приступила к реализации ранней стадии двух масштабных проектов – проекта будущего расширения и проекта управления устьевым давлением скважин (ПБР/ПУУД), оцениваемых совокупно в \$23 млрд. и предполагающих рост добычи на 12 млн. тонн - до 38 млн. тонн в год после 2018 года.

## Объем добычи нефти и газового конденсата за март 2014г., тонн Топ-10 нефтяных компаний Республики Казахстан



Источник: АО «Информационно-аналитический центр нефти и газа»

**Рисунок 1. Объем добычи нефти и газового конденсата за март 2014 г., тонн. Топ-10 нефтяных компаний Республики Казахстан.**

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ), вторая компания по объему добычи нефти и газа, за три квартала 2014 года добыло 9,217 млн. тонн нефти (с учетом долей в СП «Казгермунай», ССЕЛ и «ПетроКазахстан Инк») против 9,228 млн. тонн за аналогичный период прошлого года.

В истекшем квартале РД КМГ отчиталась о результатах оценки запасов жидких углеводородов по состоянию на 31 декабря 2013 года на месторождениях ОМГ и ЭМГ, а также ТОО «Урал Ойл энд Газ» (УОГ), где доля РД КМГ составляет 50%. Так, запасы категории «доказанные» (1Р) выросли на 4,6%, или 5,4 млн. тонн и составили 122,1 млн. тонн (902 млн. баррелей); запасы категории «доказанные плюс вероятные» (2Р) выросли на 0,6%, или 0,9 млн. тонн и составили 148,8 млн. тонн (1101 млн. баррелей); запасы категории «доказанные плюс вероятные плюс возможные» (3Р) снизились на 0,4%, или 0,7 млн. тонн и составили 182,7 млн. тонн (1349 млн. баррелей). Рост запасов по категориям 1Р и 2Р был достигнут в основном за счет долгосрочных планов по бурению новых скважин и выполнения геолого-технических мероприятий на добывающих активах; пересмотра расчетного темпа падения годовой добычи; положительных результатов испытаний разведочных скважин на месторождении Рожковское (Федоровский блок), разрабатываемом УОГ. Доля РД КМГ в общих запасах жидких углеводородов по категории 2Р компаний КГМ,

ССЕЛ и РКІ по состоянию на конец 2013 года составила 51 млн. тонн (365 млн. баррелей). Таким образом, консолидированные запасы категории 2Р РД КМГ с учетом долей в КГМ, ССЕЛ, РКІ на конец прошлого года достигли 200 млн. тонн (1466 млн. баррелей). Уже в мае РД КМГ объявила о новом обнаружении в отложениях башкирского яруса каменноугольного периода на месторождении Рожковское, которое планируется ввести в эксплуатацию в 2017 году.

Другой крупный производитель нефти и газа - КРО, эксплуатирующий еще одно крупнейшее в мире месторождение – Карачаганакское (Западно-Казахстанская область). Планируемое расширение проекта связано с поступлением новых масштабных инвестиций, внедрением новых инновационных технологий, созданием дополнительных рабочих мест и возможностей для казахстанских предприятий. По данным национального нефтегазового холдинга «КазМунайГаз», владеющего 10% долей в КРО, в результате проекта расширения объем добычи природного газа на Карачаганаке может увеличиться с нынешних 17 млрд. кубометров до 40 млрд. кубометров в год.

АО «ММГ» в первом квартале этого года продолжило работы по интенсификации нефтедобычи - гидроразрыву пласта. В течение 2014 года ТОО «Equipment Services Ltd», являющееся на протяжении 5 лет подрядчиком ММГ по оказанию сервисных услуг, проведет гидроразрыв пласта на месторождениях Жетыбай и Каламкас.

Один из крупных инвесторов – российский «ЛУКОЙЛ» – в апреле объявил о подписании договора купли-продажи принадлежащих ему 50% доли участия в СП Caspian Investment Resources Ltd своему партнеру - китайской компании Sinopec. Стоимость сделки оценивается примерно в \$1,2 млрд., а полное закрытие сделки ожидается до конца 2014 года. Caspian Investment Resources Ltd через ряд совместных предприятий владеет различными долями участия в четырех проектах по добыче углеводородов в Казахстане: на месторождениях Алибекмола и Кожасай (Актюбинская область), Северные Бузачи, Каракудук и Арман (Мангистауская область). В целом, по данным «ЛУКОЙЛа», в 2013 году его доля в добыче товарных углеводородов по этим проектам составила 10,2 млн. баррелей нефтяного эквивалента. В то же время «ЛУКОЙЛ» продолжит участвовать в проектах, связанных с добычей углеводородов в Казахстане на месторождениях Кумколь, Карачаганак и Тенгиз.

Датская Maersk Oil в первом квартале этого года завершила бурение 100 скважин из 198 запланированных в рамках реализации проекта второй фазы освоения месторождения Дунга (Мангистауская область), которое эта компания разрабатывает совместно с Oman Oil Company Limited и Partex Corporation. После ввода в эксплуатацию дебит каждой из новых

скважин проектной глубиной 1700 метров каждая составит от 25 до 50 тонн нефти в сутки. К слову, реализация второй фазы проекта позволит к 2016 году увеличить общий объем добычи на месторождении с 1000 тонн до 4000 тонн нефти в сутки, или более чем 1 млн. тонн в год за счет расширения и модернизации его производственных мощностей и инфраструктуры.

Nostrum Oil & Gas LP, основным производящим активом которой является Чинаревское месторождение, которое она эксплуатирует через свою дочернюю компанию ТОО «Жаикмунай», в начале этого года заявила, что ее главной задачей в 2014 году остается стимулирование роста. Достигнутый к настоящему времени объем добычи - примерно 45 тысяч баррелей нефтяного эквивалента в день - останется стабильным. В первом квартале 2014 года Nostrum добывала 48 350 баррелей нефтяного эквивалента (б.н.э.) в сутки, что на 4,4% выше, чем в аналогичном периоде 2013 года.

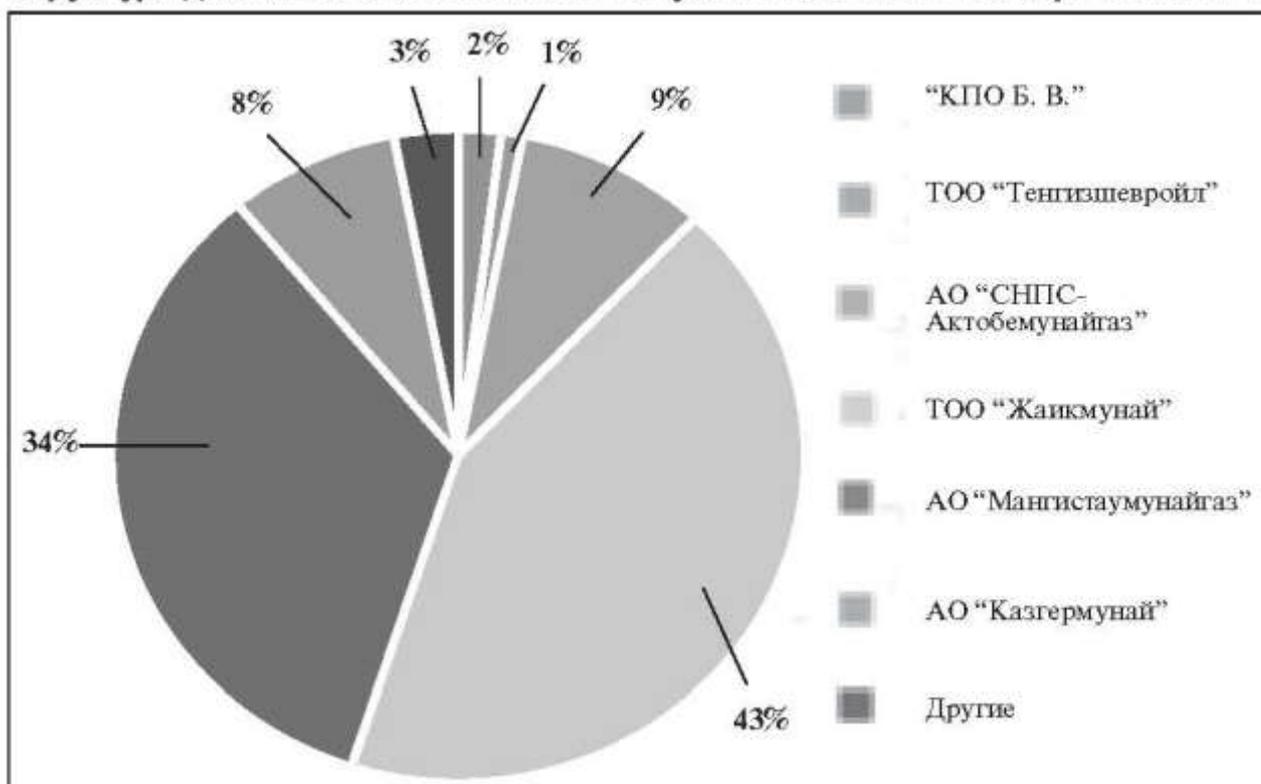
Британская компания Max Petroleum Plc, которой принадлежат блоки «А» и «Е» контрактной территории Восточный Алибек, а также блок Астраханский, в текущем году приступила к выполнению мероприятий по значительному снижению затрат в связи с переходом со стадии разведки и разработки на стадию добычи. В первом квартале этого года она обнаружила нефть при бурении оценочной скважины САГЗ-13 на месторождении Сагиз Западный.

Еще одна компания – Jupiter Energy – по данным на первый квартал 2014 года добыла 67 800 баррелей нефти, что на 6% выше, чем в аналогичном периоде 2013 года. Выручка компании составила примерно \$2,1 млн., или 110,6% относительно 2013 года при средней цене реализации нефти в \$32 за баррель. В последнее время Jupiter Energy находится в поиске инвестора для финансирования своих активов, рассматривая различные варианты для обеспечения развития месторождения посредством привлечения акционерного капитала. Однако все возможности несут в себе риски, связанные с реализацией правительством Казахстана права преимущественной покупки. Альтернативой является продажа актива целиком. Положительным моментом является то, что компания оставила позади этап ранней разведки, но ей еще предстоит выйти на плановый объем добычи: компания добывает нефть, но продает ее только на внутреннем рынке по цене на 70% ниже цены на экспорт.

Нефтяная компания Roxi Petroleum, участвующая в проектах в Прикаспийском бассейне, на Мангышлаке и Тургайском бассейне, в начале текущего года получила дополнительные \$7 млн. в рамках общего заявленного инвестиционного вливания в сумме \$40 млн. В настоящее время эта компания проводит на месторождении Галаз буровые работы в соответствии с ранее утвержденным планом.

Компания Condor Petroleum в феврале 2014 года объявила о завершении продажи 66%-ной доли в активе Марсель (Чу-Сарысуский нефтегазовый бассейн) за \$88 млн. В результате сделки, завершившейся 28 января, она уже получила \$83 млн., остальные \$5 млн. получит через шесть месяцев. Компания планирует направить часть полученных средств на бурение 7 разведочных скважин на Западном Жаркамысе, извлекаемые ресурсы которого оцениваются в 93 млн. баррелей нефтяного эквивалента.

**Структура добычи газа компаниями Республики Казахстан за март 2014 г. в %**



Источник: АО “Информационно-аналитический центр нефти и газа”

**Рисунок 2. Структура добычи газа компаниями Республики Казахстан за март 2014 г. в %.**

## 2. Энергетическая основа создания ЕАЭС.

Регион СНГ - крупный производитель и экспортер углеводородного сырья (около 18% подтвержденных мировых запасов нефти и 40% природного газа) расположен между самыми дорогими в мире европейским и азиатским рынками. То есть он имеет большие возможности длительное время оставаться районом относительно дешевого топлива и энергии, а, значит, конкурентоспособным на этих рынках энергоресурсов.

Более того, в интеграционном сотрудничестве государств СНГ ТЭК играет роль важнейшего энергообеспечивающего фактора. Мировой опыт убеждает нас в том, что действительно интегрироваться могут даже национальные экономики с разными

структурами и уровнями развития, но при условиях схожести их национальной экономической политики, хозяйственных условий, законодательной базы.

Вместе с тем, анализ энергетической ситуации показывает, что назрела настоятельная необходимость углубления сотрудничества стран СНГ в области энергетики на основе выработки стратегии на длительную перспективу, которая исходила бы из объективно складывающейся обстановки. Причем ее выработка потребует решения ряда концептуальных вопросов, а именно: разработки прогноза потребности в нефти и газе до 2020 г.; формирования концепции взаимодействия государств-участников Содружества в области топливно-энергетического комплекса на длительную перспективу.

Необходимость наличия совместной, скоординированной на длительную перспективу политики обуславливается следующими факторами:

- усилившимся в переходный период вниманием, прежде всего, со стороны таких стран, как США, Канада, Великобритания, Франция, Италия, Германия, Япония, к ресурсному потенциалу СНГ, включая запасы нефти, газа, леса, золота, серебра, урана, редких и цветных металлов;
- переплетением экономических интересов СНГ, Евросоюза, США, Китая, Пакистана, Ирана и ряда других стран в деле глобального развития транспортной коммуникационной сферы;
- изменениями в геополитических настроениях и усиление напряженности в отношениях России со странами ЕС и США.

Целесообразность скоординированных действий по всем этим направлениям определяется еще и тем, что возможные сепаратные вступления в ВТО отдельных стран СНГ в условиях недостаточной развитости и эффективности структур их хозяйственного управления, информационно-коммуникационных систем, средств связи и т.д. могут привести к их превращению в сырьевые придатки экономически развитых стран.

Основополагающей тенденцией развития мировой энергетики на рубеже веков является глобализация энергетических рынков, создание единого энергетического пространства, возрастание взаимопроникновения региональных и страновых энергетических структур. Все эти факторы объективно способствуют укреплению взаимозависимости участников мирового энергетического процесса, консолидации их усилий для обеспечения устойчивого, надежного энергоснабжения стран и регионов в условиях нестабильности мировых цен на нефть и роста политической напряженности вокруг отдельных стран-производителей. При этом объективная потребность в обеспечении энергетической безопасности и стимулирования инвестиционной активности в отраслях энергетики требует

особого внимания к вопросам реформирования естественных монополий в сфере энергетики, которое осуществляется в настоящее время в Европе, а также транзиту энергоносителей как доминирующему аспекту стабильности энергообеспечения в Евроазиатском регионе.

Основными побудительными мотивами глобализации являются:

- значительный рост международной торговли энергоресурсами;
- все большая удаленность регионов добычи нефти и газа регионов потребления;
- рост протяженности транспортировки;
- изменения в технологической сфере.

Одним из основных последствий является постоянно увеличивающаяся конкуренция глобального масштаба, приводящая к волне слияний, поглощений и интеграционных преобразований на энергетическом пространстве.

В этой конкуренции принимают участие консолидированные национальные и наднациональные энергетические компании, поддерживаемые государственными институтами на дипломатическом, экономическом и политическом уровне, а также нормами международного права.

### **3. Риски энергетической интеграции для стран-участниц в условиях нестабильной экономической и геополитической обстановки.**

Положительные стороны интеграции в стабильных условиях рынка и политической обстановки являются одной «стороной медали». Наблюдая за ходом событий в контексте усиления напряженности между Россией и Западом, можно неоднозначно оценить эффект от постепенного усиления и углубления процессов интеграции на постсоветском пространстве.

Евразийский экономический союз – одно из многочисленных геополитических построений на постсоветском пространстве, который должен быть создан к 1 января 2015 года с участием России, Казахстана, Белоруссии и Армении, по сути, на базе существующих сейчас между этими странами Единого экономического пространства (ЕЭП) и Таможенного союза (ТС).

Во-первых, в связи с вступлением с 1 января 2015 г. в силу соглашения о создании Евразийского Экономического Союза будет необходимым шаг по выравниванию российских ставок и пошлин с казахстанскими и белорусскими. Налоговым маневром предусмотрено снижение ЭТП в 1,7 раза при одновременном и сопоставимом увеличении налога на добычу – НДС. Это означает, что, помимо влияния общего снижения цен на нефть, ослабления курса рубля на нэтбек, дополнительным фактором увеличения внутренней цены на нефть будет служить рост НДС.

Рост НДПИ:

1. влияет на экономику разработки нефтяных месторождений,
2. напрямую транслируется во внутренние цены на бензин.

Динамика добычи нефти слабая – в 2013 году темп роста добычи составил 0,9%, минимальный показатель за 15 лет (если не считать кризисного 2009 г.). Добыча на старых месторождениях падает, не так много заделов по вводу новых, на разработку новых месторождений не только требуются новые инвестиции, но и условия разработки сложнее, капитальные и операционные издержки выше, общая экономика проектов хуже. Для нефтяных компаний маневр означает рост прибыльности добычи нефти и снижение рентабельности ее переработки.

Итак, в последующие годы изменение цен на бензин в России будет определяться целым рядом факторов: от перехода на «Евро-4» и «Евро-5» до налогового маневра и вступления в силу соглашения по созданию Евразийского экономического союза.

В отношении экономики России негатив наблюдается в росте налогового бремени, поскольку с целью компенсации выпадающих доходов бюджета наметится повышение не только НДПИ, но и других налоговых сборов с населения.

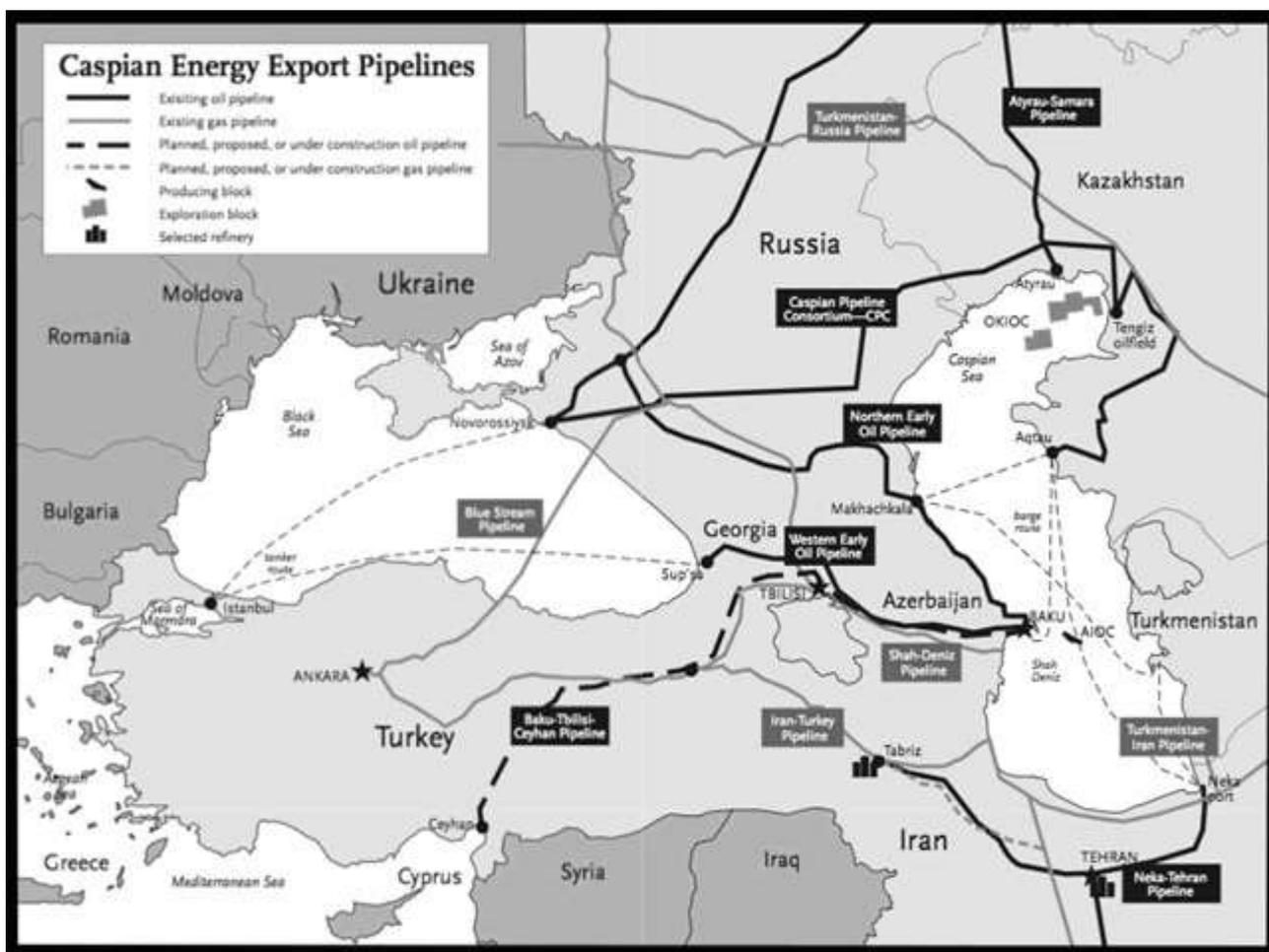
Ранее указанное повышение внутренней цены скажется на снижении маржи переработки. По предварительным подсчетам экспертов, убытки Беларуси от налогового маневра в России могут составить 1 млрд. долларов в ближайшие три года. В настоящее время за счет снижения доли Беларуси в распределении вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты страна не может компенсировать потери бюджета от повышения внутренней цены на нефть на фоне мирового спада цены на нефть и курса рубля.

Что касается Казахстана, то краткосрочное падение цен на нефть Казахстан может пережить достаточно безболезненно: объем золотовалютных резервов Казахстана (фонды Нацбанка и Национального фонда РК) достигли 104,2 млрд. долларов по состоянию на 1 октября 2014 года, что составляет 46% от ВВП.

И это несмотря на то, что, скажем, цифры по торговому обороту (объем торговли Казахстана с ЕС в первом полугодии 2014 составил \$28,4 млрд., 2013 год - \$53,4 млрд.) говорят о том, что, несмотря на партнерство с Россией в рамках ТС, Казахстан не собирается ограничивать свои экономические связи ни с ЕС, ни с США.

В планах реализации проекта Кашаган от Азербайджана поступило предложение прокачки нефти в Европу через нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан, пропускная способность которого 1,2 млн. баррелей нефти в сутки. В настоящее время по трубопроводу БТД транспортируется нефть с блока нефтяных месторождений Азери-Чираг-Гюнешли,

конденсат с газоконденсатного месторождения Шах-Дениз в азербайджанском секторе Каспия и туркменская нефть.



**Рисунок 3. Загрузка н/п БТД после вывода м/р Кашаган на проектную мощность.**

В рамках усиления процесса интеграция повышается вероятность ужесточения российской борьбы с реэкспортом санкционных товаров из Белоруссии и Казахстана, что обернется той самой трещиной в Таможенном союзе, которая может обрести размер пробоины в следующем году в ЕАЭС.

### **Список использованной литературы**

1. Шабарова А.К. Энергетическая интеграция России и Казахстана. Центральная Азия: роль в перестройке мировых рынков нефти и газа // Под ред. С.В. Жукова. М.: ИМЭМО РАН, 2014, 104 с.

2. Агентство РК по статистике.

<http://www.stat.gov.kz/faces/homePage;jsessionid=ywPyJLMdCS92bc3XsR2svlhk1DLvVMG4T3>

[2bBVXfKLdVVsf0rtzB!-](#)

[923368612? afrLoop=1421689507468768#%40%3F afrLoop%3D1421689507468768%26 adf.ctr l-state%3Dbavz21jhn 4](#)

3. Белова Г.И. Финансовая интеграция как основной стимул инновационного развития в рамках ЕЭС. <http://www.gosbook.ru/system/files/documents/2013/08/26/belova.doc>

4. Бударин О. Дорожные карты интеграции глобальных энергосистем. Журнал «Металлоснабжение и сбыт» <http://www.metalinfo.ru/ru/news/68831>

5. Шабарова А.К. Глобализация как основа интеграции Казахстана и России. Информационно-аналитический журнал «Нефть, газ и бизнес», №1, 2013.

6. Шабарова А.К. Интеграция как стимул инновационного развития стран ЕврАзЭС. Национальные энергетические стратегии в условиях глобализации. Энергетика как платформа инновационного развития. М.: ИМЭМО РАН, 2014, 100 с.

7. Бутырина Е. Нефтегазовые компании в добывающем сегменте рынка Казахстана. <http://panoramakz.com/index.php/economics/item/35278-neftegazovye-kompanii-kazakhstan-v-pervom-kvartale-ne-smogli-prodemonstrirovat-uspekhi-v-segmente-dobychi-v-itoge-v-strane-bylo-otmecheno-snizhenie-proizvodstva-uglevodorodnogo-syrya>

8. Договор о ЕАЭС от 29.05.2014.

<http://economy.gov.ru/minec/about/structure/depSNG/agreement-eurasian-economic-union>

9. Приходько Н. Почему нефть дешевеет, а бензин дорожает. <http://www.vestifinance.ru/articles/48645>

**Морозов В.В., Нурашов А.А.**

**Особенности стратегии Евразийской интеграции в условиях  
переформирования мировых энергетических рынков**

29 мая 2014 г. лидеры Белоруссии, Казахстана и России подписали Договор о Евразийском экономическом союзе (ЕАЭС), который призван продвинуть процесс интеграции на постсоветском пространстве на новый уровень. Данный шаг стал логичным продолжением институционализации постсоветской интеграции, развивающейся на фундаменте энергетического сотрудничества.

После подписания Договора интеграционное сообщество получило формальное признание экономических успехов и одновременно политический импульс к непосредственному переходу от стадии Таможенного союза трех постсоветских государств, призванного гармонизировать таможенные законодательства государств-участников союза, т.е. позиционировать интеграционную группировку в глобальной экономике, к стадии функционирования интеграционной системы в рамках свободного перемещения не только благ, но и ресурсов, т.е. в рамках единых рынков труда и капитала [11].

ЕАЭС стал приемником ЕврАзЭС, вобрав в себя структуры Таможенного союза, что в институциональном плане представляет интеграционный процесс на постсоветском пространстве (ПП) программируемым явлением.

Вместе с тем, наблюдаемая институционализация это лишь видимая часть общего интеграционного процесса в тренде мировой глобализации, частью которого является переформирование энергетических рынков.

За рубежом 2008 г. мир перешел экономическую черту, а в нынешнем году и политическую, за которой система доллара уступит место мультивалютной системе. Сегодня это, на наш взгляд, основной мировой экономический тренд. В рамках новой системы евразийская интеграция (участники ЕАЭС) выступит самостоятельным макрорегионом, со своей независимой экономической парадигмой и собственной резервной валютой [10].

На современном этапе, растущий на базе ЕАЭС, новый макрорегион зиждется на энергетическом превосходстве, превратив этот фактор в достаточно эффективный инструмент повышения благосостояния народа России.

Энергетическое сотрудничество вытягивает экономические процессы на постсоветском пространстве в нужную сферу. Это сфера укрепления структурных связей, и создания общих полей сотрудничества, что в свою очередь способствует расширению и углублению институтов евразийской интеграции. Иными словами развитие интеграции в энергетическом

ключе на постсоветском пространстве – важнейший процесс, результатом которого должен стать самостоятельный и конкурентный макрорегион.

Однако именно в данном развитии заключается **парадокс современной России**. С одной стороны **доминирование энергетических инициатив сделало Россию ключевым игроком в мировой экономике**, однако параллельно **ставит ее в тупик при отказе от интеграции** и развитию в качестве отдельного игрока, подменяющего интеграцию равноудаленным партнерством.

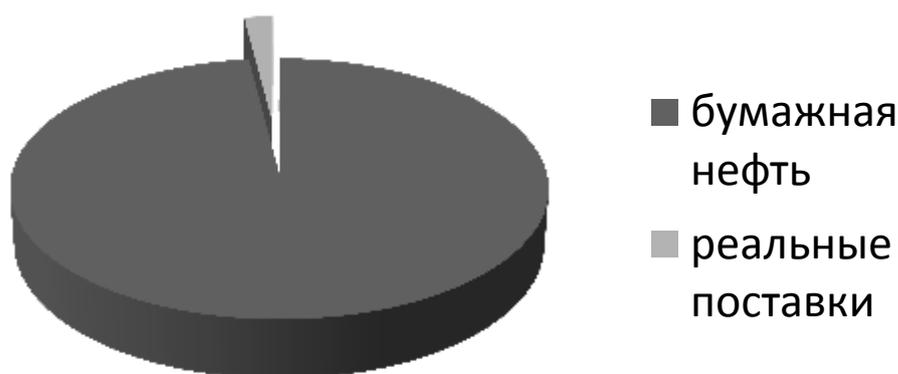
В самом деле, результатом доминирования ТЭК в структуре внутренней экономики России стало то, что наиболее мощная экономика ЕАЭС (90%) – обрела вид трудосберегающей – сырьевой, что отразилось в демографическом спаде, стала нетто-экспортером капитала, «раскормив» оффшоры, очевидным фактом явилась деиндустриализация. Основным экспортным товаром являются энергетические ресурсы (газ, нефть, мазут), совокупная доля которых в 2013 г. заняла 70% экспорта [5], в доходах федерального бюджета – 52% в 2014г. составили поступления от ТЭКа. Только от продажи нефти Россия в 2014г. получит порядка 250млрд. долл. (до известного падения котировок планировалось до 270 млрд. долл.), от продажи газа – 85 млрд. долл., причем, несмотря на практически десятилетнюю историю критики сырьевой зависимости страны, объемы добычи и соответственно продаж только нарастают, и каждый новый год ставятся новые рекорды.

Именно этот перекокс имеется в виду, когда говорится о недопустимости консервации энергетических инициатив на уровне национальной экономики. **Будущее у страны появится лишь в качестве интеграционного ядра ЕАЭС**. Однако именно **на такую консервацию рассчитана**, на наш взгляд, атака со стороны атлантических государств в виде санкционных списков и секторальных дискриминаций, в том числе и очевидно **управляемое давление на котировки на подконтрольном американскому капиталу нефтяном рынке**.

Известно, что непосредственно нефтяной рынок превращен в настоящее время в поле для финансовых спекуляций, на котором мировой капитал, насыщенный необеспеченной долларовой ликвидностью, тиражируемой ФРС США, пытается сохранить свое статус-кво. Система устроена таким образом, что **нефтяные цены, базис которых в последние десять лет стал виртуальным**, должны неуклонно расти. Пусть временами это будет разнонаправленная тенденция, однако в длительной перспективе тренд останется повышательным, что позволит наращивать финансовую ликвидность и обеспечит финансовому капиталу устойчивое доминирование.

Говоря о спекулянтах необходимо понимать не просто отдельную прослойку финансовых игроков, пользующихся теми или иными изъятиями организации мирового

рынка нефти для собственного необоснованного обогащения. Здесь надо понимать сформированную и вполне отлаженную двухсекторную модель, в рамках которой, те убытки от растущих нефтяных цен, которые несут, например, немецкая или французская экономики, а тем более американская, с лихвой компенсируются за счет операций на финансовых рынках, и в частности на нефтяном рынке, который силами все тех же развитых экономик превращен фактически в часть финансового. Доля сделок на нем, предполагающих поставку реальной нефти, не превышает 2% (График 1).



**График 1. Структура рынка нефти.**

Источник: рассчитано и составлено по CME Group , May 2014.

В этой связи падение нефтяных котировок невыгодно финансовому капиталу, ровно настолько же, насколько не выгодно их падение и производителям нефти, как например, Саудовской Аравии, бюджет которой "сверстан" при цене 98 долл./барр. Низкие цены предполагают распечатку саудовских резервов. Не выгоден такой мнимый тренд и в плане миграции добычи энергетических ресурсов, а также в плане развития сланцевых технологий. Сегодня добыча смещается в места, с менее благоприятными условиями, и при падении котировок этот процесс тормозится, грозя сделать их рост из-за проблем дестабилизации инвестиционных процессов взрывным.

**Принимая во внимание сказанное, текущий обвал котировок нефти трудно объяснить чисто экономическими соображениями. На первый план выходят соображения конкуренции интеграционных группировок.**

Известно, что именно нефть и газ составляют основу взаимной торговли в рамках ЕАЭС. Так, например, со странами ЦА доля топливно-минеральных ресурсов в том или ином

виде за 2010г. в структуре импорта РФ из данного региона составила 70%, в обратном направлении топливно-минеральные ресурсы также доминируют [7].

Кроме того, все последние годы в структуре бюджета России налоговые доходы ТЭК доминировали (в 2014г. - 52% [9]), например, в 2013г. НДПИ принес в бюджет РФ 429 млрд. руб., а идущий на втором месте НДС всего 313 млрд., НДС - 266 млрд. руб. [5].

В итоге простое следствие: если энергетические товары и услуги на постсоветском пространстве формируют тему интеграционного диалога, то **снижая их стоимость на мировом рынке можно попытаться сократить ликвидность как торговли, так и бюджетов интегрирующихся стран.** Аналогия с последними годами существования СССР, на наш взгляд, очевидна.

Результатом такой политики в ущерб собственным экономикам атлантические игроки видят именно консервацию статуса России в качестве сырьевого придатка более развитого североатлантического экономического региона. Таким образом осуществляется попытка закрыть интеграционную тему на постсоветском пространстве. В пик ей США станет ядром трансатлантической интеграции, поглотив рынки «сдувающейся» Европы, и за одно окончательно закрепив за постсоветскими государствами статус энергетического придатка.

Возникает ряд вопросов:

1. Как долго ключевой игрок сможет удерживать цены ниже 100 долл./барр., и до какого уровня могут спуститься котировки?

2. Каков наиболее эффективный для экономики России уровень нефтяных цен?

3. Какова парадигма, закладываемая в основу защитных мер и соответственно какие интеграционные ходы может предпринять ЕАЭС?

Институт энергетических исследований РАН и аналитический центр при Правительстве РФ в совместном исследовании [6] прогнозируют краткосрочность возможного понижательного тренда, предположив колоссальный взлет цен на энергоносители в момент необратимого разворота рынка, связанный с резким дефицитом, который возникнет на рынке ввиду недоинвестирования энергетических отраслей в период «западения» цен. При наличии такого дефицита спекулянты взвинтят цену нефти так, как можно было наблюдать в период 2008-09 гг. После резкого обвала нефтяные ценники быстро закрепились выше 100 долл./барр. Эта цена фактически стала по общему у молчанию справедливой [6].

Современная глобальная система устроена так, что низкая цена нефти опрокинет финансовый рынок с одной стороны, и поставит заслон на пути разработки труднодоступных энергоресурсов, а тем более на развитии альтернативных источников энергии, с другой. По

прогнозам ВР, сделанным еще до снижения нефтяных котировок, доля энергии возобновляемых источников к 2030 г. в США составила бы 15% с 4% – в 2010г [7]. Главный мировой потребитель энергоресурсов стал бы энергетически независим. С трудом верится, что этими планами атлантисты пожертвуют.

Таким образом, понижающийся тренд должен ограничиваться объемами «подушки безопасности» нефтедобывающих стран в расчете на их бюджетные обязательства, а также потребностями в инвестициях со стороны ТЭК развитых стран мира. Уже сегодня можно рассчитывать на реверсивное движение котировок в обозримой перспективе с уровня 60 долл./барр. (70 долл./барр. приблизительный уровень рентабельности сланцевой нефти в США).

Отдельный вопрос заключается в наиболее подходящем уровне цены марки Brent. Известно, что бюджет РФ сверстан при среднем ее значении в 2014г. в 96 долл./барр. Однако **в вопросе определения эффективного уровня цены необходимо принимать во внимание** не только выполнение социальных и инвестиционных обязательств бюджета РФ или бюджетов государств-участников ЕАЭС, но и динамику макропоказателей их экономик, при различных ценах нефти, а самое важное, на наш взгляд, **качественные изменения** в их структуре.

**В структуре Российской экономики высокие цены на нефть выразились в существенной деиндустриализации и социализации бюджета.** В прикладном плане, например, на рынке нефтепродуктов и отечественном рынке нефти, это вылилось в неуклонный рост цены бензина, а также искаженной налоговой политике, основной целью которой до недавнего времени (до решения о налоговом маневре) являлось изъятие нефтегазовых доходов. В результате сформировалась проблема, что высокие обязательства бюджета сделали долю налогов в цене бензина более 50%, а дорогой бензин «душит» переработку и агрокомплекс. В результате социальные обязательства бюджета сдерживаются «живучестью» деиндустриализированной экономики, поэтому высокая цена нефти не ведет к качественному прорыву, что выражается в известной фразе «рост без развития» [1].

Высокая цена нефти не должна рассматриваться как инструмент ускорения интеграции ЕАЭС. **Сверхдоходы** настраивают местные элиты, в частности в ЦА, на накопление сокровищ и консервацию сложившейся системы, т.е. **закрывают движение вперед.** Примерно тоже можно констатировать и в РФ, в то время как защита от атлантического давления побудила власти России к агрессивной политике девальвации и импортозамещения. Такая политика рассчитана на эффект подобный девальвационному эффекту 1998 г., однако должна учитывать новые реалии деиндустриализации страны.

Перспектива покажет, однако на данном примере можно судить, что к активным структурным сдвигам в экономике России, занимающей 90% ЕАЭС, ведут не растущие, а снижающиеся нефтяные котировки, вопрос эффективности тогда сводится к определению их благоприятного темпа и глубины падения.

Отвечая же на третий вопрос, о парадигме, необходимо понимать, что в ее основе находится проблема понимания ЕАЭС как единой экономики или все же коллектива, интересы которого не всегда соответствуют интересам отдельных участников. Иными словами ответ на этот вопрос исходит из степени монолитности Союза. **Сегодня ЕАЭС проходит проверку на прочность.** Санкции введены лишь против одного из участников ЕАЭС, а ответная реакция России создала ситуацию, при которой остальные участники интеграции получили возможности стать «прокладками» на пути отсекаемого импорта в Россию. В этой связи соблазн приобрести новые доходы, наполнив бюджеты и подыгрывая собственному бизнесу, входит в противоречие с интеграционной идеей не только на уровне Экономического, но даже на уровне ниже – Таможенного союза. В этой связи падающая цена нефти, доходы от которой могли бы компенсировать упущенные выгоды партнеров по ЕАЭС при их стремлении идти в фарватере России, обнажает внутренние противоречия Союза, которые в обратной ситуации могли бы так и остаться незамеченными и нерешенными.

В итоге давление на нефтяные котировки в стратегическом плане выявляет серьезные преграды на пути интеграции ЕАЭС, а значит, может стать поводом для их преодоления и оптимизации системы макрорегиона. Энергетическая интеграция уже стала фактором институционализации ЕАЭС [4], что при сокращении цены нефти может стать поводом для активизации кооперации в рамках Союза и перехода к более диверсифицированному сотрудничеству. Поэтому фактор цены сам по себе остается неоднозначным применительно к обсуждаемой интеграции, а на первый план выходит стабильность или дестабилизация на энергетических рынках. **В итоге одной из главных особенностей стратегии Евразийской интеграции должна стать идея адаптации не к уровню нефтяных котировок, а к их динамике.**

Представленная парадигма на логику евразийской интеграции, обуславливает стратегию, важным шагом которой должна стать реализация комплекса экономико-институциональных преобразований. Элементами этого комплекса являются:

1. Дальнейшая институционализация ЕАЭС на основе создания групп влияния, закрепленных в рамках ЕАЭС в виде институтов, например, создание и всяческое укрепление позиций Евразийской комиссии по энергетике;

2. Создание резервных нефтегазовых мощностей для более эффективного давления на потребителей и транзитеров, а также обеспечения собственной энергетической безопасности;

3. Закрепление лидирующей позиции ЕАЭС на газовом рынке, а по возможности создание институтов, деятельность которых будет направлена на его монополизацию в глобальном масштабе;

4. Нарращивание внутренних мощностей переработки нефти и расширение конкуренции на внутреннем рынке путем укрепления собственного биржевого рынка нефти и нефтепродуктов, и как направление такого развития – максимальная концентрация на создании и продвижении собственных бенчмарков, и перевод таким образом торговли энергоносителями за рубли.

Если последние два пункта довольно сложны и требуют отдельного обсуждения, то, что касается создания специальных институтов, необходимо руководствоваться идеей автономности субъекта управления и обязательности исполнения его решений. Набор компетенций вновь созданной Энергетической комиссии или Евразийской комиссии по энергетике может быть особо детализирован так чтобы в отведенном ей правовом поле комиссия стала бы двигателем интеграции. Совокупность таких комиссий в разных отраслях евразийского сотрудничества создаст, на наш взгляд, поток самоподдерживающихся интеграционных инициатив, а также сформирует определенную прослойку чиновников жизненно заинтересованных в постоянной генерации и реализации интеграционных инициатив.

В отношении создания резерва добытой нефти, то этот шаг обсуждается с 2008 г., и относительно его эффективности существует разные мнения, за и против. Как правило, мнения против не имеют четкого обоснования. В то же время такими резервами обладают основные игроки на рынке нефти и нефтепродуктов, например, США – полугодовой запас, или Германия и Япония, где такие запасы рассчитаны на 90 дней обеспечения бесперебойного функционирования перерабатывающих предприятий ТЭК. В тех же США амортизация резервирования в размере 695,9 барр. составляет при 2 долл./тонн. порядка 200 млн. долл. В России подобные резервы (на полгода) при ежегодной добыче в 523 млн. тонн. составили бы с поправкой на холодный климат величину порядка 700 млн. долл. Однако с учетом целевой функции резервирования – обеспечения давления на покупателей, резервировать можно лишь экспортный тоннаж, в 2013г. это 236,6 млн. тонн. Соответственно расходы сократятся вдвое, т.е. до примерно 350 млн. долл./год, при том, что только в четвертом квартале 2014 г. от обвала нефтяных котировок российские компании потеряли порядка 18 млрд. долл., а федеральный бюджет порядка 400 млрд. руб. Наличие же

резервных мощностей могло быть использовано для наращивания запасов добытой нефти и поставило бы потребителей перед угрозой нефтяного дефицита.

### **Список использованной литературы**

1. Губанов С. Рост без развития (анализ итогов I полугодия) // Экономист – 2006. - №9
2. Balassa V.A. The Theory of Economic Integration. Greenwood Press Reprint, 1982
3. Бушуев В., Исаин Н. Насколько закономерны цены на нефть//Нефть России. №12, 2012
4. Морозов В.В. Институциональные аспекты энергетической интеграции// Нефть, газ и бизнес, №9, 2014
5. Министерство экономического развития РФ. Справка об инвестициях 2014г.  
<http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/investmentpolicy/index>
6. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года//Институт энергетических исследований РАН. 2014г.
7. Рюль К. Три тенденции мировой энергетики// Нефть России, №6, 2012
8. Синицина И. Экономическое развитие России и стран Центральной Азии: тенденции и перспективы // Университет Центральной Азии, №5, 2012
9. Федеральная служба государственной статистики  
[http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/efficiency/#](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/efficiency/#)
10. Хазин М. лекция в МГИМО 26.03.13 <http://www.youtube.com/watch?v=T2vNY5TFeA4>
11. Хейфец Б. О зоне свободных инвестиций Евразийского экономического союза// Вопросы экономики, №8, 2014

## Об авторах

**Абдухакимов Арслан** – магистрант кафедры стратегического управления ТЭК факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, e-mail: [tonyars@mail.ru](mailto:tonyars@mail.ru)

**Еремин Сергей Владимирович** – к.э.н., старший преподаватель кафедры стратегического управления ТЭК Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина, e-mail: [sveremin@mail.ru](mailto:sveremin@mail.ru)

**Журавлев Никита Дмитриевич** – студент кафедры географии мирового хозяйства, географический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, e-mail: [worldecon2015@gmail.com](mailto:worldecon2015@gmail.com)

**Золина Светлана Александровна** – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН, e-mail: [zolina@imemo.ru](mailto:zolina@imemo.ru)

**Иллерицкий Никита Игоревич** – магистрант кафедры мировой экономики и энергетической политики, Факультет международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: [illernick@gmail.com](mailto:illernick@gmail.com)

**Йорданов Симеон** – аспирант кафедры стратегического управления топливно-энергетическим комплексом, Факультет международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: [sgjordanov@abv.bg](mailto:sgjordanov@abv.bg)

**Копытин Иван Александрович** – научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН, e-mail: [kopytin@imemo.ru](mailto:kopytin@imemo.ru)

**Литовченко Екатерина** – магистрант специализации «Регулирование энергетических и сырьевых рынков в России и мире», департамент мировой экономики факультета мировой экономики и мировой политики НИУ-ВШЭ.

**Масленников Александр Оскарович** – научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН, e-mail: [maslennikov@imemo.ru](mailto:maslennikov@imemo.ru)

**Михин Андрей** – магистрант специализации «Регулирование энергетических и сырьевых рынков в России и мире», департамент мировой экономики факультета мировой экономики и мировой политики НИУ-ВШЭ.

**Морозов Виталий Владимирович** – к.э.н., доцент кафедры международного нефтегазового бизнеса Факультета МЭБ РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина.

**Нурашов Азамат Асанович** – магистрант кафедры мировой экономики и энергетической политики, Факультета МЭБ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

**Полаева Гозель Байгельдыевна** – к.э.н., доцент РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, e-mail: [gozel\\_polayeva@mail.ru](mailto:gozel_polayeva@mail.ru)

**Резникова Оксана Бениаминовна** – к.и.н., старший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН, e-mail: [rezxana@yandex.ru](mailto:rezxana@yandex.ru)

**Рэнэ Канаяма** – Председатель правления Японского инвестиционного консультативного совета (JIAC), e-mail: [csee.advisory@gmail.com](mailto:csee.advisory@gmail.com)

**Синицын Михаил Владимирович** – научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН, e-mail: [sinitsyn@imemo.ru](mailto:sinitsyn@imemo.ru)

**Смирнова Вера Алексеевна** – к.э.н., Школа экономики и менеджмента Тонгзи Университета, Шанхай, Китай.

**Тыргышова (Стехова) Диана Олеговна** – ведущий экономист ДОО «Электрогаз» ОАО «Газпром», магистр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: [diana.m.d@yandex.ru](mailto:diana.m.d@yandex.ru)

**Халова Гюльнар Османовна** – д.э.н., профессор кафедры мировой экономики и энергетической политики, Факультет международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: [khalovag@yandex.ru](mailto:khalovag@yandex.ru)

**Ходжамурадов Язмурад** – преподаватель Международного университета нефти и газа, Туркменистан.

**Шабарова Алия Каирбековна** – аспирант кафедры стратегического управления топливно-энергетическим комплексом, Факультет международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: [aliusha17@mail.ru](mailto:aliusha17@mail.ru)