

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

# **Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика**

Ответственный редактор  
С.В. Жуков

Москва  
ИМЭМО РАН  
2016

УДК 339  
ББК 65.304.13  
Тран 654

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

Рецензенты:

доктор экономических наук В.Б. Кондратьев,  
кандидат экономических наук И.Р. Томберг

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

Тран 654

Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная  
политика / Отв. ред. С.В. Жуков. – М.: ИМЭМО РАН, 2016. – 230 с.

ISBN 978-5-9535-0464-5

DOI:10.20542/978-5-9535-0464-5

Издание по итогам международной конференции молодых ученых «Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика», проведенной Центром энергетических исследований ИМЭМО им. Е.М. Примакова РАН и Факультетом международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина (апрель 2016 г.). Работы студентов и аспирантов ведущих российских университетов и научно-исследовательских центров фокусируются на анализе энергетической политики России, проектах энергетической интеграции на постсоветском пространстве, эволюции рынков природного газа, оценке перспектив добычи газогидратов и использования биотоплива, продвижении малой гидроэнергетики и новых возобновляемых источников энергии,

**Transformation of World Energy: Market Mechanisms and State Policy / Zhukov S.V., ed.  
– Moscow, IMEMO RAN, 2016. – 230 p.  
ISBN 978-5-9535-0464-5**

The collection of extended analytical reports presented at the international conference of young scholars “Transformation of World Energy: Market Mechanisms and State Policy” organized by Center of Energy Studies, IMEMO RAN and Faculty of International Energy Business, Gubkin Russian State Oil and Gas University in April, 2016. Undergraduate and postgraduate students of leading Russian universities and research centers focus on the analysis of Russia’s energy policy, energy integration projects in the post-Soviet space, evolution of natural gas markets, perspectives of gas hydrates production, use of biofuels, promotion of small hydro energy and new renewable energy sources.

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

ISBN 978-5-9535-0464-5

© ИМЭМО РАН, 2016  
© Коллектив авторов, 2016

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Часть I. Россия: энергетическая политика и интеграция .....</b>	<b>5</b>
<i>Спивак В.Ю.</i> Экономический пояс Шелкового пути и энергетическая безопасность Китая. Выгоды для России .....	5
<i>Тикарева А.А.</i> Сотрудничество России и Китая по развитию территорий опережающего развития на Дальнем Востоке .....	12
<i>Сеферов А.К., Иллерицкий Н.И.</i> Энергетическое сотрудничество прикаспийских государств: проблемы и перспективы .....	20
<i>Халов О.М., Полаева Д.К.</i> Диверсификация маршрутов экспорта туркменского газа на мировой рынок .....	28
<i>Белокопытов А.С.</i> Энергетическое сотрудничество государств ЕАЭС: предпосылки, тенденции и перспективы .....	35
<i>Донцова А.В.</i> Использование опыта интеграционных объединений в формировании общего рынка газа Евразийского экономического союза.....	45
<i>Бреннер В.В.</i> Третий энергетический пакет Евросоюза: вызовы для России .....	52
<i>Мамукова Э.В.</i> Совершенствование тарифов на транспортировку газа по газораспределительным сетям: РАВ-регулирование .....	57
<i>Фролов О.А.</i> Привлечение иностранных инвестиций в нефтегазовый комплекс РФ .....	64
<i>Нурашов А.А.</i> Обобщение мирового опыта создания стратегического нефтяного резерва .....	72
<i>Куджба И.С.</i> Потенциал развития малой гидроэнергетики в Республике Абхазия: возможности и перспективы .....	78
<i>Копылова А.С.</i> Создание ТОР на Дальнем Востоке: перспективы и риски для России .....	87
<b>Часть II. Страны–крупные потребители и производители энергии: актуальные вопросы энергетической стратегии.....</b>	<b>93</b>
<i>Мартынова В.С.</i> Механизмы организации инновационной деятельности в нефтегазовом секторе: сотрудничество с институтами частно-государственного партнерства, бизнеса и научно- образовательного сообщества. Международный опыт .....	93
<i>Канаяма Р., Тыртышова Д.О.</i> Опыт Японии в разработке газогидратов и его потенциальное применение в целях коммерческой добычи в РФ .....	100

<i>Абдырахманов А. Ч.</i> Изучение и использование зарубежного опыта применения инновационных технологий в добыче углеводородов в Туркменистане .....	106
<i>Ямбарышева А. А.</i> Вопросы обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации.....	114
<i>Шамшина В. Н.</i> Эволюция роли Латинской Америки в современной энергетической политике КНР.....	121
<i>Ли Конхви</i> Энергетический комплекс Республики Корея: проблемы и перспективы развития .....	130
<i>Крамской М. В.</i> Вопросы обеспечения энергетической безопасности Бразилии .....	136
<i>Рева А. Р.</i> Перспективы развития энергетического комплекса Индии .....	145
<i>Уколов П. А.</i> Перспективы развития возобновляемой энергетики в мире.....	153
<i>Дзюева З. Э.</i> Перспективы России на мировом рынке СПГ .....	157
<b>Часть III. Эволюция мировых рынков нефти и природного газа.....</b>	<b>171</b>
<i>Синицын В. В.</i> Конвергенция цен на природный газ и характеристики ценовой волатильности на рынках Европы и азиатских стран АТР .....	171
<i>Чжинсок Сун</i> Сравнительный анализ двух механизмов формирования цен на СПГ в АТР.....	175
<i>Шмелева А. О.</i> Формирование мирового рынка газа: проблемы и перспективы .....	183
<i>Федорова В. А.</i> Будущее Ирана как поставщика СПГ на мировой рынок газа .....	192
<i>Кудашова О. А.</i> Проблемы и перспективы привлечения иностранных инвестиций в нефтегазовый комплекс Ирана .....	202
<i>Падо Д.</i> Изменение условий хеджирования рисков для компаний энергетического сектора под влиянием реформ регулирования финансовых рынков в США и ЕС .....	213
<i>Синицын М. В.</i> Перспективы рынков этанола в Бразилии и США .....	222
<b>Об авторах .....</b>	<b>227</b>

## **Часть I. Россия: энергетическая политика и интеграция**

**Спивак В.Ю.**

### **Экономический пояс Шелкового пути и энергетическая безопасность Китая. Выгоды для России**

Китайская Народная Республика является крупнейшей в мире экономикой с высокими темпами роста. В 2015 году рост китайской экономики составил 7%, что является самым низким показателем за последние годы. Эта цифра, тем не менее, остается одной из самых высоких в мире. На недавно завершившейся в Пекине сессии Всекитайского собрания народных представителей (парламент КНР) было озвучено решение руководства страны поддерживать рост экономики в рамках 6,5%-7%. Высокие темпы роста экономики означают, что Китай будет неизменно нуждаться в большом количестве энергоресурсов.

Темпы роста экономики Китая, а также его положение как крупного игрока на международной арене заставляют руководство страны с большим вниманием относиться к формированию энергетической стратегии. Несмотря на впечатляющие успехи китайской индустриализации, она стала причиной огромного количества экологических проблем, что заставляет Пекин во многом пересматривать привычную структуру энергопотребления.

Проект Экономического пояса Шелкового пути (ЭПШП) (*经济丝绸之路 цзинцзи сычоу чжи лу*), который является частью еще более масштабной инициативы «Один пояс – один путь» (*一带一路 идай илу*), стал одним из эффективных инструментов реализации энергетической стратегии КНР.

#### **Энергетическая стратегия Китайской Народной Республики**

«Обеспечение энергоресурсами и энергетическая безопасность напрямую затрагивают процесс модернизации нашей страны» [1] – говорится в опубликованной на сайте Государственного совета КНР энергетической стратегии Китая на период с 2014 по 2020 гг.

Период до 2020 года является крайне важным для развития Китая, поскольку именно за это время должно завершиться построение зажиточного общества т.н. «малого благоденствия» (*小康社会 сяокан шэхуй*) [1]. Достижение таких общественных условий требует в т.ч. изменения структуры энергопотребления в стране, которая оказывает огромное влияние на экологическую обстановку.

Основным источником энергии для КНР был и остается уголь, доля которого в структуре энергопотребления составляет, по данным ВР на 2014 год, 66%. К 2020 году власти КНР планируют снизить зависимость от угля до 62% [1], поскольку преобладание именно этого вида топлива существенно влияет на экологическую обстановку в северных районах страны. В декабре 2015 года в Пекине был объявлен «красный» (самый высокий) уровень экологической опасности, облако смога, покрывающее столицу Китая, засняли даже из космоса [2].

Приоритетным направлением энергетической стратегии КНР является увеличение доли газа в энергопотреблении с 5% в 2014 году до 10% к 2020 году, в т.ч. из соображений защиты окружающей среды. В 2014 году Государственная комиссия по развитию и реформе КНР опубликовала плановый документ «О реагировании на изменение климата», в которой говорится об необходимости изменения привычной для китайцев структуры энергопотребления [3]. В публикации на сайте ведущей энергетической компании КНР CNPC период с 2014 г. до 2020 г. назван «золотым веком газа в Китае» [4]. В 2014 году, по данным ВР, потребление именно природного газа развивалась в КНР наиболее быстро: рост

на 8,6% по сравнению с предыдущим годом (рост потребления нефти – 3,3%, рост потребления угля – лишь 0,1%) [22].

Из соображений защиты окружающей среды в энергетической стратегии КНР также большое внимание уделяется т.н. “неископаемым источникам энергии” (в т.ч. атомная, гидроэнергетика, возобновляемая энергетика). Долю подобных источников энергии правительство планирует довести до 15%, при 12% в 2015 году [5].

В энергетической стратегии Госсовета также большая роль отводится значению импорта энергоносителей: китайские власти собираются расширять диверсификацию импорта, а также увеличивать уровень самообеспечения источниками энергии до 85% в 2020 году [1].

### **Проект Экономического пояса Шелкового пути как инструмент диверсификации импорта энергоносителей в КНР**

Идея создания Экономического пояса Шелкового пути как части более крупной инициативы «Один пояс – один путь», была озвучена впервые председателем КНР Си Цзиньпином во время его визита в Астану в 2013 году [6]. Выбор страны, где была обнародована данная концепция был неслучайным – ведь именно Казахстан лидирует по количеству проектов с китайскими инвестициями в рамках ЭПШП.

Инициатива Экономического пояса Шелкового пути является на данный момент ключевой во внешнеэкономической стратегии Китая. В рамках ЭПШП осуществляются не только энергетические проекты на территории иностранных государств, но идет сотрудничество в области торговли, развития инфраструктуры и логистики. Руководство Китая нуждается в таком мега-проекте по ряду причин: 1. необходимость вкладывать куда-то деньги в условиях, когда инфраструктурный бум внутри страны уже пройден; 2. возможность создания рабочих мест для населения в зарубежных проектах; 3. стремление к усилению влияния в регионе и улучшение отношений со среднеазиатскими соседями; 4. необходимость развития граничащего с Казахстаном, Киргизией и Таджикистаном Синьцзян-Уйгурского автономного района [7].

Кроме того, Экономический пояс Шелкового пути позволяет Китаю эффективно осуществлять стратегию энергетической безопасности: расширять источники импорта нефти и газа, а также создавать альтернативные маршруты поставок энергоносителей.

Основные маршруты ЭПШП проходят по территории Средней Азии и важной частью проекта является стремительно развивающаяся сеть нефте- и газопроводов в Казахстане, Туркмении и Узбекистане.

Китайские ВИНК начали активную инвестиционную деятельность в Средней Азии еще до создания концепции ЭПШП: одной из первых стала покупка CNPC в 1997 году 60,3% акций [8] крупнейших месторождений в районе казахского города Актобе: Кенкияк и Жанажол, геологические запасы нефти которых – 110 и 500 млн. тонн соответственно. Сделка в Актобе заложила основу для строительства нефтепровода Казахстан – Китай, который идет от посёлка Атасу в Карагандинской области Казахстана до железнодорожной станции Алашанькоу в Синьцзян-Уйгурском автономном районе [8]. Этот нефтепровод явился первым наземным каналом транспортировки нефти в КНР и создал альтернативу российскому экспорту энергоносителей. Проект Атасу – Алашанькоу осуществлен китайской CNPC совместно с казахстанским гигантом KazMunayGas. Нефтепровод был построен в 2005 году, в 2006 году по нему было прокачено около 2 млн. тонн нефти. В 2014 году объем транспортировки по нефтепроводу достиг 11,8 млн. тонн нефти, при этом максимальная пропускная способность Атасу-Алашанькоу достигает 20 млн. тонн в год. В 2007 году началось строительство второго этапа нефтепровода Казахстан – Китай: Кенкияк-Кумколь, который подсоединяется к линии Атасу-Алашанькоу. В 2014 году по этому нефтепроводу было транспортировано 6,1 млн. тонн нефти [8].

В 2009 году был пущен в работу газопровод Туркменистан-Китай, проектная мощность которого достигает 40 млрд. куб. м. в год [9]. На данный момент, Туркмения является ключевым поставщиком трубопроводного газа в Китай – около 44% импорта. Доля российского газа структуре импорта на данный момент составляет менее 1% [10].

Расширение сотрудничества со среднеазиатскими поставщиками (в перспективе и с Россией) в рамках ЭПШП позволяет Китаю снизить зависимость от импорта нефти и СПГ из стран Персидского залива (Катар, Йемен) и Африки (Ангола, Нигерия), которые проходят по морскому пути через Малаккский пролив. Этот морской путь представляет из себя т.н. «бутылочное горлышко» (bottleneck) и является очень загруженным с т.з. поставок углеводородов. В связи с нарастающим конфликтом в Южно-Китайском море, в воды которого попадают танкеры с углеводородами, направляющиеся в Китай, Пекин пытается создать альтернативный транспортный коридор поставок в Средней Азии, используя ЭПШП как рамочный проект для своей деятельности.

Эксперты отмечают, что Экономический пояс Шелкового пути с институциональной точки зрения не является четко оформленным проектом [11]. Для участия в проектах ЭПШП не требуется даже находиться на той территории, где исторически пролегал Великий Шелковый путь: во время своего визита в Вашингтон в сентябре 2015 Си Цзиньпин пригласил американских коллег к участию в ЭПШП [12].

ЭПШП позиционируется китайскими властями скорее как общая концепция инвестиционной экспансии за рубеж, чем детально продуманный план действий. Для реализации проектов в других странах в 2014 году был создан Фонд Шелкового пути с капиталом около 40 млрд. долл.

Именно Фонду Шелкового пути сейчас принадлежит 9,9% акций «Ямал СПГ». Эта сделка была закрыта в начале марта и является одним крупнейших приобретений китайских инвесторов в России. В 2015 году была также закрыта сделка по приобретению компанией Sinopec 10% акций компании «СИБУР».

Еще одним инструментом разветвления ЭПШП стал Азиатский банк инфраструктурных инвестиций, членом которого Россия стала в апреле 2015 года.

Проекту ЭПШП еще нет трех лет, однако он успешно используется для осуществления целей энергетической стратегии Китая: диверсификация поставок углеводородов через активное сотрудничество со странами Средней Азии и Россией, а также создания альтернативных Малаккскому проливу маршрутов поставок энергоносителей.

### **Место России в проекте ЭПШП и ее роль в осуществлении энергетической стратегии КНР**

Китай является торговым партнером №1 для России, 70% экспорта нашей страны в КНР составляют поставки углеводородов [13]. В отдельные месяцы 2015 года Россия, впервые с 2005 года стала лидером по поставкам сырой нефти восточному соседу, обогнав Саудовскую Аравию и Анголу [14]. Основой для увеличения экспорта стало соглашение «Роснефти» и китайской CNPC о поставках 365 млн.т. нефти в течение 25 лет, подписанное в 2013 году. Стоит отметить, что это соглашение не было подписано в рамках проекта ЭПШП. Однако замедление темпов роста китайской экономики, курс правительства на снижение роли индустриальной составляющей ВВП страны заставляет аналитиков предсказывать скорый пик, а затем и снижение потребления нефти в КНР к 2035 году [15].

Среди поставщиков газа в Китай Россия пока занимает далеко не лидирующее место. «Эпохальным» для энергетического сотрудничества России и Китая стало подписание в мае 2014 года газового соглашения. Переговоры по заключению газового контракта велись между Россией и Китаем в течении более 10 лет. Стороны долгое время не могли договориться о цене.

Сумма контракта, по словам главы «Газпрома» Алексея Миллера, составила 400 млрд. долл., объем поставок достигнет 38 млрд. куб.м. в год, срок 30 лет. Поставки планируется производить по строящемуся газопроводу «Сила Сибири». Несмотря на высокую значимость подписания газового соглашения между Газпромом и CNPC, цена за газ, которую будет платить китайская сторона так и осталась неназванной. Алексей Миллер назвал ее «коммерческой тайной».

Соглашение Газпрома и CNPC до сих пор вызывает немало вопросов и выявляет все сложности сотрудничества с Пекином [21]. Контрактная цена за газ, которая рассчитывалась разными экспертами на основе имеющихся данных, колеблется от 360 до 387 долл. за 1000 куб.м. Такой уровень цены не является рентабельным для проекта, поскольку российской стороне на свои средства придется строить газопровод. Китайская сторона отказалась давать аванс [17], который использовался бы на строительство трубопровода.

Перспективы энергетического сотрудничества России и Китая, несмотря на оптимистичные заявления с российской стороны и обещаний от Пекина, выглядят неопределенными. Китайский рынок нефти будет постепенно сокращаться в силу изменений внутренних экономических ориентиров, снижение доли индустриального сектора за счет сферы услуг. Рынок газа КНР на поверку оказывается не настолько привлекательным для российских поставщиков, а потребность в российском газе для Китая не настолько высока: она удовлетворяется с помощью трубопроводного газа из Средней Азии и Мьянмы, а также СПГ из Катара, Индонезии и Австралии [18] [Прил. 1].

Энергетические проекты в РФ проигрывают в конкуренции со средн азиатскими, поскольку стоимость российских углеводородов с учетом расходов на добычу и транспортировку выше, чем в Казахстане и Туркмении. Инвестиции китайских компаний идут в ТЭК именно этих стран. Кроме того, Ашгабат и Алма-Аты имеют не такую жесткую переговорную позицию как Москва, позволяют китайским компаниям занимать доминирующие позиции в своей энергетической индустрии (китайские компании владеют 25% нефтяной отрасли Казахстана [19], Пекин является основным покупателем туркменского газа). На проектах, которые разворачиваются на территории этих стран, в качестве подрядчиков выступают именно китайские компании, что является неременным условием контрактов.

Китайские инвестиции в рамках проектах Экономического пояса Шелкового пути осуществляются только из интересов экономической целесообразности. Изменения в политической жизни КНР, а именно активно разворачивающаяся антикоррупционная кампания, заставляют инвесторов из госкомпаний подходить к оценке рисков и выгод особенно тщательно [19]. В этих условиях энергетические проекты на территории России часто проигрывают проектам в Средней Азии из-за высокой стоимости добычи углеводородов, а также из-за нерешенных логистических проблем.

В данном контексте нельзя не упомянуть об упущенных возможностях России на энергетическом рынке КНР: переговоры о налаживании поставок российского газа в Китай велись на протяжении более 10 лет и не давали результатов. «Китайское направление» не являлось приоритетным для российской элиты очень долгое время, о «развороте на Восток» и, в частности, в сторону КНР, заговорили только в 2012 - 2014 году, когда основные ниши на энергетическом рынке АТР и Китая были заняты.

В таких конкурентных условиях российской стороне следует обратить внимание на другие аспекты развертывания ЭПШП.

Одним из главных назначений ЭПШП является обеспечение сухопутного транзита китайских товаров в Европу, который в том числе будет проходить через Россию (транспортный коридор «Европа-Западный Китай», железная дорога из порта Ляньюнган в Европу, в т.ч. участок Москва-Казань). Москва может получить выгоды не только от



транзита китайских товаров через свою территорию, но развивать сотрудничество с китайскими партнерами в инфраструктурных проектах.

Благодаря своей инвестиционной активности в Средней Азии Китай становится влиятельным игроком в этом регионе, который исторически являлся важным для России. В мае 2015 года в Москве было подписано соглашение о «сопряжении» Евразийского экономического союза и проекта Экономического пояса Шелкового пути [20]. Сотрудничество России и Китая в средниазиатском регионе является крайне важным для обеих сторон и сохранения баланса сил и интересов на этой территории.

### **Выводы**

Энергетическая стратегия является ключевой в повестке дня руководства Китая. Перед Пекином стоят задачи уменьшения зависимости от угля для снижения вреда окружающей среде, диверсификации поставок углеводородов, а также создание альтернативного морскому пути транспортного коридора для поставок энергоносителей.

Проект Экономического пояса Шелкового пути является одним из инструментов осуществления энергетической стратегии: Пекин нашел выгодных поставщиков нефти и газа – Казахстан, Киргизия и Туркмения, создал альтернативу морским поставкам углеводородов из стран Персидского залива.

Для России ЭПШП, безусловно, представляет собой окно возможностей. Однако, как показывает практика, стремление российской стороны за короткий срок стать одним из ведущих поставщиков энергоносителей в Азиатско-Тихоокеанский регион, прежде всего – в Китай, не могут быть быстро реализованы. Китайские ВИНК, действуя в рамках ЭПШП гораздо более заинтересованы в проектах на территории среднеазиатских республик, у которых менее жесткая переговорная позиция, чем у Москвы. Казахстан и Туркмения принимают китайские условия контрактов, с какими Россия не всегда может согласиться.

Однако у ЭПШП существует не только “энергетическое” наполнение. Это и крупномасштабный логистический, торговый и инфраструктурный проект. У России есть возможность привлекать китайских инвесторов в другие сектора экономики, получать выгоду от транзита китайских товаров в ЕС через ее территорию. ЭПШП не имеет четко сформулированной структуры, китайская сторона “открыта для предложений”. Думается на данный момент России целесообразно занимать более инициативную позицию в привлечении инвестиций из Китая, делая акцент на инфраструктурные и логистические проекты.

### **Список источников и литературы**

1. «План энергетической стратегии (2014-2020 гг.)». Сайт Центрального правительства Китайской Народной Республики [Электронный ресурс]: [http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/19/content\\_9222.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/19/content_9222.htm)
2. В Пекине объявлен наивысший уровень опасности из-за смога: <http://www.interfax.ru/world/483636>
3. «Публикация Государственной комиссии по развитию и реформе о плане государственного реагирования на изменение климата (2014-2020 гг.)». Сайт Государственной комиссии по развитию и реформе КНР [Электронный ресурс] [http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201411/t20141104\\_643314.html](http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201411/t20141104_643314.html)
4. «Текущая ситуация с рынком газа в Китае». Сайт Китайской национальной нефтегазовой корпорации [Электронный ресурс] <http://www.cnpc.com.cn/syzs/ypysc/201510/52ede146ca054fd0a934f67cda7d16b9.shtml>

5. «Альтернативная энергетика. Красиво жить не запретишь». Сайт Министерства финансов КНР [Электронный ресурс] [http://www.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/caijingshidian/jjrb/201602/t20160224\\_1764926.html](http://www.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/caijingshidian/jjrb/201602/t20160224_1764926.html)
6. Выступление председателя КНР Си Цзиньпина в Назарбаев-университете. Сайт Посольства КНР в Казахстане [Электронный ресурс] <http://kz.chineseembassy.org/rus/zhgx/t1077192.htm>
7. А. Габуев, Россия и китайский проект «Экономический пояс Шелкового пути» // Вестник АТЭС, № 1, май 2015. Режим доступа: [http://apec-center.ru/wp-content/uploads/2015/05/Vestnik-APEC\\_2015-01.pdf](http://apec-center.ru/wp-content/uploads/2015/05/Vestnik-APEC_2015-01.pdf)
8. О деятельности CNPC в Казахстане. Сайт Китайской национальной нефтегазовой корпорации [Электронный ресурс]: [http://www.cnpc.com.cn/cnpc/Kazakhstan/country\\_index.shtml](http://www.cnpc.com.cn/cnpc/Kazakhstan/country_index.shtml)
9. О деятельности CNPC в Туркмении. Сайт Китайской национальной нефтегазовой корпорации [Электронный ресурс]: [http://www.cnpc.com.cn/cnpc/Turkmenistan/country\\_index.shtml](http://www.cnpc.com.cn/cnpc/Turkmenistan/country_index.shtml)
10. Пан Минли, Главные итоги импорта газа Китаем в 2014 году <http://www.wusuobuneng.com/archives/16453>
11. Александр Габуев, Фэн Юйцзюнь, Чжао Кэцзин, Как В. Путин рассматривает инициативу «Один пояс-один путь», Аналитический центр «Феникс» [Электронный ресурс] [http://pit.ifeng.com/a/20160323/48132806\\_0.shtml](http://pit.ifeng.com/a/20160323/48132806_0.shtml)
12. Доклад «Геоэкономика Евразии», режим доступа: <http://iwep.kz/ru/kommentariy-eksperta/2015-11-17/opublikovan-doklad-geoekonomika-evrazii>
13. «Аналитическая справка о российско-китайском торговом сотрудничестве в январе-сентябре 2015 года». Сайт Министерства экономического развития РФ [Электронный ресурс]: [http://www.ved.gov.ru/exportcountries/cn/cn\\_ru\\_relations/cn\\_ru\\_trade/](http://www.ved.gov.ru/exportcountries/cn/cn_ru_relations/cn_ru_trade/)
14. Г. Старинская, Российская нефть наполняет Китай, <https://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2015/06/24/597723-rossiiskaya-neft-napolnyaet-kitai>
15. В. Olson, В. Spegele, China slowdown stokes fears of peak oil demand <http://www.wsj.com/articles/china-slowdown-stokes-fears-on-peak-oil-demand-1453736237>
16. Аналитик: у «Силы Сибири» сомнительные перспективы <http://www.dw.com/russian/%D0%B0%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D1%82%D0%B8%D0%BA-%D1%83-%D1%81%D0%B8%D0%BB%D1%8B-%D1%81%D0%B8%D0%B1%D0%B8%D1%80%D0%B8-%D1%81%D0%BE%D0%BC%D0%BD%D0%B8%D1%82%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%8B%D0%B5-%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%81%D0%BF%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%B8%D0%B2%D1%8B/a-18691238>
17. П. Третьяков, М. Папченкова, А. Терентьева, «Газпром» не получит аванса по контракту CNPC, «Силу Сибири» построят на заемные деньги <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2014/11/10/u-millera-i-sechina-odni-i-te-zhe-dengi>
18. М. Крутихин, «Газпрому» стало некуда девать газ <http://carnegie.ru/2015/06/24/ru-60480/iaz0>
19. E. Downs, Mission Mostly Accomplished: China's Energy Trade and Investment Along the Silk Road Economic Belt // China Brief, №15, март 2015 г. [http://www.jamestown.org/single/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=43677&no\\_cache=1#.VvjzFGSLRQI](http://www.jamestown.org/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=43677&no_cache=1#.VvjzFGSLRQI)
20. Совместное заявление РФ и КНР о сотрудничестве по сопряжению строительства Евразийского экономического союза и Экономического пояса Шелкового пути <http://kremlin.ru/supplement/4971>

21. E. Downs, In Russia-China gas deal, why China wins more <http://fortune.com/2014/06/20/in-china-russia-gas-deal-why-china-wins-more/>
22. BP 世界能源统计年鉴 2015, 2014 年中国能源市场 ( Ежегодный статистический отчет BP 2015, энергетический рынок в Китае в 2014 году). Сайт BP [Электронный ресурс] [http://www.bp.com/zh\\_cn/china/reports-and-publications/bp\\_2015.html](http://www.bp.com/zh_cn/china/reports-and-publications/bp_2015.html)

## Сотрудничество России и Китая по развитию территорий опережающего развития на Дальнем Востоке

Сегодня, в условиях санкционной политики ЕС по отношению к РФ в энергетической сфере, мы в полной мере осознаем важность переориентации части экспортных поставок российских энергоносителей с Атлантического на Тихоокеанский рынок. Но для того, чтобы отношения РФ со странами АТР развивались более эффективно, требуется создание необходимых экономических условий на Дальнем Востоке, который имеет непосредственную близость к азиатским рынкам, а именно растущему рынку Китая. Для этого правительством РФ создаются территории опережающего развития (ТОР), а в нефтегазовой сфере нефтегазохимические комплексы, которые будут способствовать инновационному развитию как региона, так и страны в целом. В этих условиях Дальний Восток выступит как нефтегазовый мажоритарный кластер, не только включающий газодобывающую, нефте- и газоперерабатывающую, гелиевую, нефтехимическую промышленность, но и формирующий производство конечной продукции, проводимой из нефтегазохимического сырья.

### Современное состояние экономики Дальнего Востока

Ввиду своего географического положения и экономической ситуации в стране Дальний Восток существует в условиях целого ряда негативных факторов:

- экстремальные природно-климатические условия
- слабая освоенность и отдаленность региона от промышленно-развитых районов страны
- огромную площадь территории, которая ничем не занята (составляет 38,2 % от территории РФ или 6,5 млн. км<sup>2</sup>)
- нестабильность и отток населения (проживает 6,4 млн. чел. или 4,5 % от населения страны)

Экономика Дальнего Востока находится в довольно сложном положении и требует особого внимания со стороны федерального Центра. В противном случае, Россия геополитически рискует потерять этот регион и, соответственно, лишиться выхода в Тихий океан, а значит утратить последние надежды на то, чтобы возродиться как сверхдержава. В структуре ВРП Дальневосточного федерального округа (ДВФО) лидирующие позиции занимает добыча полезных ископаемых и составляет 27,1%.

Таблица 1.

**Объёмы добычи топливно-энергетических ресурсов в Российской Федерации и на Дальнем Востоке за 2012-2014 гг.**

	Российская Федерация			Дальневосточный федеральный округ			Уд. вес ДФО в общероссийской добыче в 2014г., %
	2012	2013	2014	2012	2013	2014	
Добыча угля, тыс. тонн	356780	353227	356512	35309	32583	33003	9,3
Добыча нефти, включая газовый конденсат, тыс. т	518747	521692	526126	20891	21532	23355	4,4
Добыча природного и попутного газа, млн. м <sup>3</sup>	654650	667613	642827	29757	30761	32108	5,0

Источник: Регионы России. Социально-экономические показатели - 2015 г.

Наблюдается положительная динамика добычи всех видов топлива как на территории округа, так и в России. (табл.1)

Основной прирост добычи нефти приходится на Республику Саха (Якутия). Крупнейшие нефтедобывающие проекты на Дальнем Востоке: проект «Сахалин-1» (7,1) (оператор – «Эксон Нефтегаз Лимитед»), «Ленанефтегаз» (6,6) (контролируется «Сургутнефтегазом»), проект «Сахалин-2» (5,5) (оператор – консорциум «Сахалин Энерджи») (рис. 9).

**Сахалин 1.** По условиям соглашения о разделе продукции. Оператором проекта является компания Exxon Neftegas Limited (доля в проекте – 30%); кроме того, в проекте участвуют Sodeco (30%), «Роснефть» (20%) и ONGC (20%) (индийская нефтегазовая компания).

**Сахалин 2.** Компания Sakhalin Energy является оператором проекта, ее акционеры – Газпром (50%), Royal Dutch Shell (27,5%), Mitsui (12,5%) и Mitsubishi (10%). С 2009 г. осуществляется транспортировка нефти и газа по трубопроводам до экспортного нефтяного терминала и завода СПГ на юге о. Сахалин в Корсаково.

**Добыча газа.** На государственном уровне была разработана Восточная газовая программа, согласно которой в Восточной Сибири и на Дальнем будет создана единая система добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР». Координировать деятельность по реализации Программы Правительство РФ поручило ПАО «Газпром». Параллельно получают развитие газоперерабатывающие и газохимические производства, в том числе мощности по производству гелия и сжиженного природного газа (СПГ) во Владивостоке.

В республике Саха газифицированы 82 населенных пункта, уровень газификации составляет 22%. Ускорить газификацию и довести ее уровень до 72% планируется в рамках реализации Генеральной схемы газоснабжения и газификации Республики Саха (Якутия), инвестором которой является ПАО «Газпром».

### **Правительственные документы и программы по развитию Дальнего Востока**

Среди программ по развитию Дальнего Востока важное место занимает «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года», для развития нефтегазовых кластеров, наряду с Восточной газовой программой, большое значение приобретает «План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года». Большой шаг правительства был сделан в 2014 году, когда был подписан закон «О территориях социально-экономического развития и иных мерах государственной поддержки регионов Дальнего Востока». Все документы представляют собой четкую взаимосвязанную систему, направленную на комплексное развитие экономики ДВ.

Исходя из расположения существующих мощностей, источников сырья и планов компаний по развитию действующих/строительству новых производств в Плане по развитию нефти и газо химии до 2030 года выделено 6 кластеров по всей России, но наибольший интерес представляют Восточно-Сибирский и Дальневосточный нефтехимические кластеры, которые будут функционировать на ДВ.

Создание кластеров позволит сократить затраты на логистику сырья и сбыт готовой продукции, сэкономят капитальные и операционные затраты, а также сбалансированно развить мощности по производству и переработке нефтегазохимической продукции, прежде всего – этилена.

Такого рода проекты будут способствовать развитию приграничного сотрудничества России и Китая в области высокотехнологичной и инновационной продукции, а опыт от реализации такого рода масштабных проектов будет важным для дальнейшей корпоративной интеграции России со странами АТР.

### Территории опережающего развития (ТОР)

Федеральный закон от 29.12.2014 N 473-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации" (ТОР) определяет ТОР как часть территории субъекта Российской Федерации, на которой установлен особый правовой режим осуществления предпринимательской и иной деятельности в целях формирования благоприятных условий для привлечения инвестиций, обеспечения ускоренного социально-экономического развития и создания комфортных условий для обеспечения жизнедеятельности населения.

В результате принятия закона резидентам ТОР будут предоставлены льготные условия ведения предпринимательской деятельности.(табл.4)

В феврале 2015 г. были утверждены первые три территории опережающего развития в Приморье и Хабаровском крае – ТОР «Хабаровск», «Комсомольск» и «Надеждинская»(табл.2), затем в апреле 2015 года были утверждены еще шесть территорий (табл.3).

Таблица 2.

#### Территории опережающего развития, принятые 12 февраля 2015 г.

Наименование ТОР/Местоположение	Площадь, га	Объем частных инвестиций, млрд. руб.	Объем бюджетных инвестиций, млрд. руб.	Число создаваемых рабочих мест, ед.	Объекты создаваемой инфраструктуры
«Хабаровск», Хабаровский край	587	15,4	2,4	2574	Металлургический завод, агропромышленный тепличный комплекс, складской транспортно-логистический комплекс+аэропорт
«Комсомольск», Хабаровский край	210	7,9	1,2	2600	Проект по производству деталей для воздушных судов из стальных, алюминиевых и титановых сплавов методами механической обработки, проект по развитию центра глубокой переработки древесины на основе производства шпона и пиломатериалов, пеллет
«Надеждинская», Приморский край	806	6,73	3,9	1630	Транспортно-логистический комплекс, кондитерский завод, предприятие пищевой промышленности по производству полуфабрикатов

Источник: Минвостокразвития.

К ТОР «Хабаровск» уже проявили практический интерес 3 иностранные компании. Японская JGC Evergreen уже приступила к строительству современного тепличного комплекса на площадке «Авангард». Другая японская компания – Sojitz Corporation – проявляет интерес к строительству новых объектов в Хабаровском аэропорту. Китайско-

сингапурская компания Baoli Bitumina (мировой лидер по производству и продаже битума) подтвердила намерение инвестировать в строительство завода по производству битумных материалов.

Таблица 3.

**Территории опережающего развития, принятые 29 апреля 2015 г.**

<b>Наименование ТОР/Местоположе ние</b>	<b>Объем частных инвестици й, млрд. руб.</b>	<b>Объем бюджетных инвестици й, млрд. руб.</b>	<b>Объекты создаваемой инфраструктуры</b>
«Беринговский», Чукотский автономный округ	8	Не будет	Проект недропользования в Арктической зоне, добыча и переработка природного газа и нефти
«Михайловский», Приморский край	39,03	4,44	Свинокомплексы, комбикормовые заводы и вспомогательные производства
«Индустриальный парк «Кангалассы»», Якутия	1,11	0,2	Производители строительных, энергетических и промышленных материалов из местного сырья
«Приамурская», Амурская область	128,9	Не будет	Завод по переработке цементного клинкера мощностью 142 тыс. т в год, нефтеперерабатывающий завод-1,2 млрд т дизельного топлива в год, крупный логистический центр
«Белогорск», Амурская область	1,45	0,86	Завод по глубокой переработке сои, комбикормовый завод и хлебобулочный комбинат
«Камчатка», Камчатский край	28,1	8,4	Строительство морского вокзала, модернизация аэропорта, строительство гостиниц и рекреационных комплексов

Источник: Минвостокразвития.

Таблица 4.

**Налоговые льготы для резидентов территории опережающего социально-экономического развития**

<b>Налоги</b>	<b>Общий правовой режим</b>	<b>Особый правовой режим в ТОР</b>
Налог на прибыль организаций Тарифы страховых взносов	20% 30%	До 5% - в первые 5 лет 7,6% - в первые 10 лет

Налог на добычу полезных ископаемых	Коэффициент=1	Коэффициент: 0,0-первые 2 года 0,2-3-4 годы 0,4-5-6 годы 0,6-7-8 годы 0,8-9 и 10 годы 1,0-с 11 года
Налог на добавленную стоимость	Общий порядок возмещения	Ускоренная процедура возмещения
Налог на имущество организаций	По решению субъекта федерации	Налоговые каникулы на 5 лет
Земельный налог	По решению муниципалитета	Налоговые каникулы на 5 лет

Источник: Минвостокразвития.

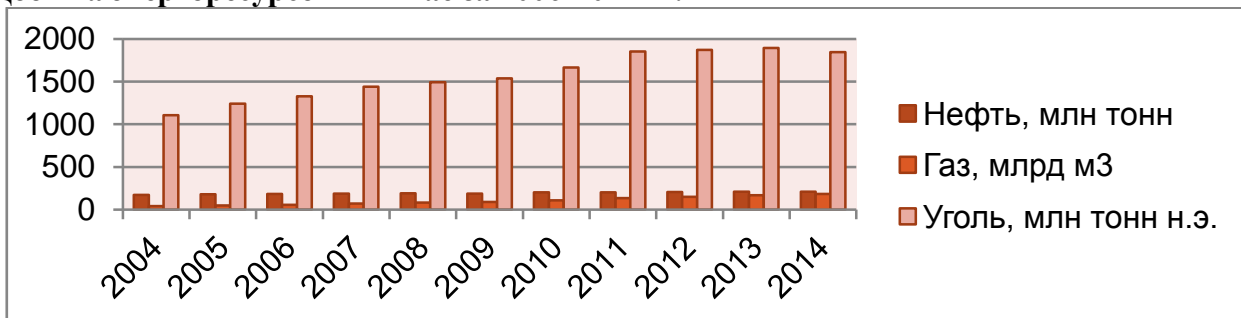
Иными словами, ТОРы станут базой для ускоренного инновационного развития ДВ, в том числе станет базой для формирования нефтегазовых кластеров, для которых необходима соответствующая инфраструктура, что в свою очередь сыграет важную роль в развитии отношений с Китаем.

### Сотрудничество РФ и КНР

Китай – самая быстроразвивающаяся экономика мира (по ППС занимает 1-е место), которой для поддержания высоких темпов роста ВВП требуется все больше и больше энергоресурсов. Ближайшим соседом является Россия, ключевое значение приобретает ДВФО, который способен удовлетворить эти потребности.

Таблица 5.

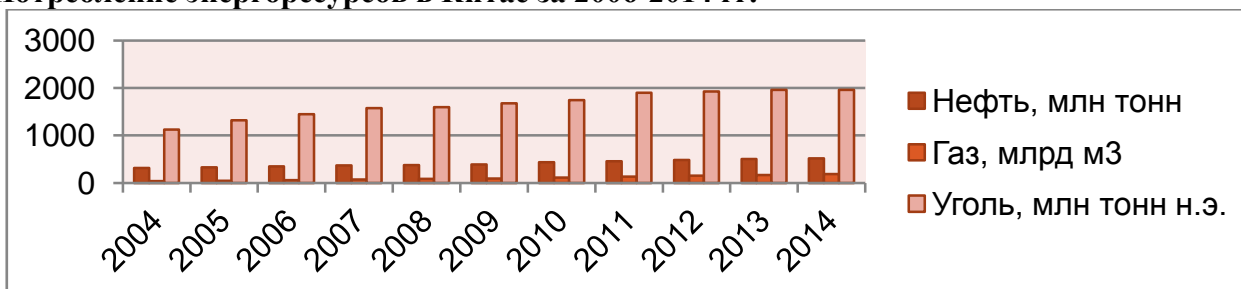
#### Добыча энергоресурсов в Китае за 2006-2014 гг.



Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015 (China).

Таблица 6.

#### Потребление энергоресурсов в Китае за 2006-2014 гг.



Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015 (China).



Для Китая Россия является перспективным и надежным партнером в реализации его энергетической и, в первую очередь, нефтегазовой стратегии. Причем Россия в свою очередь, заинтересована в экспорте углеводородов в Китай, что может являться как путем развития Дальневосточного Федерального округа, так и существенно развить Российскую экономику.

Китай уже давно заявил о своих интересах на Дальнем Востоке и реализует совместно с российскими компаниями проекты в энергетической сфере и является главным инвестором в регионе.

**Так в нефтяной сфере** помимо того, что поставки осуществляются через порт Козьмино в Приморском Крае, через порт Пригородной (в рамках проекта Сахалин-2) и Де-Кастри ( проект Сахалин-1), с Ангарской НХК в Иркутской области, так же осуществляются Поставки нефти по ответвлению от «ВСТО» (Сковородино-Дацин): 15 млн т, 25 лет, (поставщиком выступает «Роснефть» при посредничестве «Транснефти»).

Роснефть и CNPC договорились о создании совместного предприятия для проведения геологоразведочных работ на территории России- «ВостокЭнерджи» (51% участия компании принадлежит «Роснефти», 49%- CNPC).

Также «Роснефть» и CNPC учредили совместное предприятие – «Китайско-Российскую Восточную нефтехимическую компанию» для строительства НПЗ на территории Китая. «Роснефти» принадлежит 49% СП, CNPC – 51%.

ООО «Венинефть». Китай получил Лицензию на геологическое изучение Венинского блока проекта «Сахалин-3» принадлежит «Венинефти» (совместное предприятие: «Роснефть»- 74,9% и Sinopec – 25,1%).

**В рамках газового сотрудничества** предусмотрены 2 маршрута поставок газа: Восточный маршрут «Сила Сибири» и западный маршрут «Алтай». Ресурсной базой который станут соответственно Чаяндинское, Ковыктинское месторождение, и месторождения Западной Сибири.

В 2009 году в рамках проекта «Сахалин-2» начались поставки российского СПГ в Китай (в 2013 году – 65,0 тыс. т).

Особый интерес представляет для российских компаний опыт Китая в освоении шельфа. Китайские компании стали одним из лидеров по производству СПБУ-установок. По данным IHS Petrodata, с 2008-2012 гг. китайские производители выиграли около 1/3 заказов на мировом рынке, а в 2013 г. – больше половины.

Китайские компании очень активно участвуют совместно с российскими партнерами в процессе развития ТОРов на Дальнем Востоке. Китайский бизнес готов вложить свыше 114 млрд рублей в НПЗ в Комсомольске-на-Амуре и по 300 млн рублей в металлургический и кирпичный заводы в ТОР «Кангалассы» (Якутия).

Бурение скважины ведет совместное якутско-китайское предприятие ООО «ТНГ сервис» (49% акций – якутская «Туймааданефтегаз», 51% акций – китайская Honghua) зарегистрированное в Олекминском районе Якутии 20 марта 2015 года. Honghua Group – сычуанская компания по производству нефтяного оборудования, образованная в 1997 г. Сегодня она является одним из ведущих мировых производителей буровой техники, около 30% заказов, полученных компанией за 10 мес. 2014 года, приходятся на Россию. Ранее доходы от продажи продукции в Россию составляли в бюджете компании в среднем 12%.

Одним из партнеров ОАО «Туймаада-нефть» является компания «Амур-Нефтехим», зарегистрированная в 2011 году в г. Благовещенске. Учредителем и единственным владельцем этой фирмы является китайская акционерная компания «Мэн Лань Син Хэ». ООО «Амур-Нефтехим» был создан в целях реализации проекта по строительству Амурского НПЗ. Непосредственно строительством нефтеперерабатывающего завода занимается ООО «Амурская энергетическая компания» (90% - «Мэн Лань Син Хэ», 10% - российская «ИнтерРусОйл»). Проект завода включает в себя комплекс по переработке до 6

млн т сырья в год и три продуктопровода для перекачки нефтепродуктов в Китай по маршруту Березовка – Верхний Аргун через госграницу. Объем инвестиций оценивается в 1,26 млрд долл. Срок окончания строительства завода – 2018 г. Данный проект будет реализован в рамках ТОР «Приамурская».

Стоит отметить, что Китай занимает второе место после США по объему нефтепереработки (14,6% от мирового уровня [7]), поэтому данный опыт строительства будет весьма полезен для развития нефтепереработки в России. Что в свою очередь повлияет на процесс инновационного развития Дальнего Востока.

В перспективе в рамках ТОР «Приамурская» вблизи села Кани-Курган Благовещенского района планируется строительство мостового перехода через реку Амур между российским Благовещенском и китайским Хэйхэ (50%- ОАО «Мост», 50% - Хэйлунцзянская компания). Основными резидентами данного ТОРа являются китайские компании: АО «Хэйлунцзянский мост» (логистический центр), Корпорация «ХунХуа» (производство буровой техники), Банк Китая (Центр торговли и расчета рубли-юани) и много других. ТОР «Приамурская» отличается от других высокой концентрацией китайских компаний, а именно здесь зарегистрировано 28 резидентов из Китая.

Таким образом, непосредственная близость к китайской границе способствует выгодному сотрудничеству России и Китая как в энергетической сфере, так и в других областях, которое повлияет значительным образом на инвестиционную привлекательность региона.

### **Выводы**

1. Дальний Восток — уникальный регион с большим энергетическим потенциалом, вместе с тем развитие региона сдерживается отсутствием необходимой инфраструктуры. Государство разрабатывает программы ускоренного развития региона, в том числе стимулирует создание территорий опережающего развития. Одним из компонентов ТОР станет создание Восточно-Сибирского и Дальневосточного нефтехимических кластеров. Но важно, чтобы данные программы и проекты развивались параллельно, и не допускать разрыва между сроками их реализации.

2. Китай – стратегический торговый партнер России. Несмотря на географическую близость, торгово-экономическое сотрудничество реализуется пока недостаточно продуктивно. Энергетическое сотрудничество выгодно, как для России, так и для КНР. Россия заинтересована в китайских инвестициях, инновациях и технологическом оборудовании для нефтегазохимической отрасли. Китай заинтересован в энергоресурсах России.

3. Эффект от создания таких территорий будет заключаться, прежде всего, в создании благоприятных условий для жизни населения, в освоении крупных месторождений полезных ископаемых, в развитии промышленности и инноваций в регионе. В том числе будут созданы предприятия по производству продукции с высокой добавленной стоимостью, что будет благоприятно влиять на инвестиционный климат и взаимовыгодному сотрудничеству со странами АТР. А в перспективе развитая инфраструктура Дальнего Востока может стать основой для строительства Северного морского пути.

### **Список использованной литературы**

1. Федеральный закон от 29.12.2014 N 473-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации"
2. «План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года»
3. Программа «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года»,

4. Министерство РФ по развитию Дальнего Востока <http://minvostokrazvitia.ru/>
5. ПАО «Газпром» [www.gazprom.ru](http://www.gazprom.ru)
6. Федеральная служба государственной статистики <http://www.gks.ru/>
7. Регионы России. Социально-экономические показатели - 2015 г.
8. BP Statistical Review of World Energy June 2015 (China)

## **Энергетическое сотрудничество прикаспийских государств: проблемы и перспективы**

В связи с происходящими структурными изменениями на мировых энергетических рынках, связанных с высокой волатильностью и неопределенностью цен на энергоносители, ростом рыночных, экономико-географических, а также геополитических рисков, государства, добывающие углеводороды, вынуждены формировать новую, более эффективную и сложную энергетическую политику. До ощутимых масштабов обострилась конкуренция между различными источниками энергии (например, между возобновляемыми источниками энергии и углеводородами) и даже между различными формами одного и того же энергоносителя (например, конкуренция «газ-газ»). Однако любой кризис оказывает не только деструктивное воздействие, но также подталкивает экономических агентов к поиску новых возможностей для повышения эффективности собственной экономики, укрепления энергетической безопасности, занятия и удержания ниши на экспортных рынках. В настоящее время все большее число государств приходят к пониманию того, что наиболее оптимальным и правильным способом противодействия кризисным явлениям и поиска новых путей развития является формирование межгосударственных союзов, основанных на взаимовыгодном экономическом сотрудничестве, что естественным образом подталкивает государства к развитию экономической интеграции. Подтверждением этому является наблюдаемый в последние годы рост активности и интенсивное развитие экономических интеграционных объединений во всех частях мира: проекты транс-тихоокеанского и транс-атлантического партнерства под эгидой США, возникновение новых и активизация интеграционных процессов в действующих интеграционных блоках Латинской Америки (их число достигло пятнадцати в 2012 году)<sup>1</sup>, проводимые в ответ на кризис реформы в Европейском Союзе, и, конечно же, уверенное развитие интеграции ЕАЭС и переговоры с участием Китая о создании неопределенного пока общего экономического пространства в Евразии и Юго-Восточной Азии. Международная экономическая интеграция ведет к укрупнению и консолидации экономического потенциала макрорегионов, и переходу с уровня межгосударственного взаимодействия, кооперации и конкуренции на надгосударственный. Новый мировой порядок обретает все более определенные формы, и в связи с этим каждому участнику системы международных экономических отношений необходимо определить свою позицию и выработать стратегию развития с учетом формирующихся реалий. В наибольшей степени это касается государств, обладающих значительными запасами природных ресурсов, в особенности – углеводородов, а также потенциалом для их добычи и поставки на мировые рынки.

Одними из таких наиболее перспективных с этой точки зрения являются государства Каспийского региона: Иран, Туркменистан, Азербайджан, Казахстан и, безусловно, Российская Федерация. Каспийский регион и его углеводородные ресурсы имеют большое значение не только в региональном, но и в мировом масштабе: на долю прикаспийских государств приходится не менее 20% мировых запасов нефти и около 45% мировых запасов газа.<sup>2</sup> Уникальное геоэкономическое окружение каспийского региона (выходы к мировому океану, роль «моста» между Азией и Европой и т.д.) делает вполне реальной организацию поставок продукции в любую точку мира. Однако развитие сотрудничества прикаспийских государств осложняется трудностями, связанными с аспектами делимитации и правового статуса Каспия, режимом доступа к запасам каспийского шельфа, развитием

---

<sup>1</sup> Подразумевается создание Тихоокеанского Альянса в составе Чили, Колумбии, Мексики и Перу в 2012 году, а также активизация деятельности MERCOSUR, UNASUR, CAN и других объединений.

<sup>2</sup> Оценка запасов углеводородов прикаспийских регионов может различаться в разных источниках.

инфраструктуры транспорта углеводородов в регионе, а также высокими экологическими рисками.

В целях более полного понимания картины рассмотрим подробнее экономический потенциал каждого из прикаспийских государств и текущее состояние их сотрудничества.

**Таблица 1.**

**Значение нефтегазового комплекса для экономики прикаспийских государств**

	ВВП по ППС в 2014 г., млрд долл. США	Доля нефтегазового комплекса в ВВП в 2014 г.
Азербайджан	166	63,0%
Иран	1357	75,0%
Казахстан	420	24,0%
Россия	3824	30,0%
Туркменистан	82	73,0%

Источники: World Bank Database, национальные статистические ведомства и профильные министерства

Иран обладает территорией в 1 648 000 км<sup>2</sup> и населением, превышающим 80 млн. человек.<sup>3</sup> По макроэкономическим показателям Иран является одним из лидеров среди государств исламского мира, в 2014 году ВВП Ирана (по ППС) превысил 1300 млрд. долл. США, что делает Иран также второй по величине экономикой Каспийского региона. По различным оценкам, запасы нефти в Иране могут составлять до 10% мировых, а нефти – до 18% мировых. При этом точная оценка запасов Ирана на сегодня представляется затруднительной ввиду длительного нахождения страны под давлением международных санкций, что привело к снижению инвестиций в геологоразведку. Запасы прикаспийской зоны оцениваются крайне осторожно ввиду отсутствия точных данных, либо их недоступности в открытых источниках. Однако это ничуть не умаляет роли Ирана в мировом нефтегазовом комплексе. Со снятием санкций Иран стремится любыми способами захватить долю на мировом рынке нефти, что уже привело к очередному витку напряженности между Ираном и Саудовской Аравией и усугублению ценовой войны.<sup>4</sup> При этом Иран отчаянно нуждается не только в рынках сбыта, но и в инвестициях в нефтегазодобывающую отрасль, поскольку без внедрения новых технологий и поддержания возобновляемости запасов (R/P) на высоком уровне он не сможет в необходимой мере нарастить экспорт нефти, начать планируемый экспорт газа, и при этом удержать себестоимость на приемлемом уровне. Кроме того, Иран не обладает достаточно разветвленной и развитой внутренней сетью транспортировки как нефти, так и газа, что также накладывает определенные ограничения на развитие отрасли, которая сегодня формирует около 75% ВВП страны.<sup>5</sup> Строительство и развитие внутренней газотранспортной сети, равно как и СПГ терминалов (в случае, если иранское руководство изберет такой путь) потребует десятки лет и миллиарды долларов инвестиций.

**Таблица 2.**

**Запасы нефти прикаспийских государств**

	Запасы нефти (всего, млрд барр)	Запасы нефти, доля от мировых, %	Доля запасов нефти в прикаспийской зоне
Азербайджан	7,0	0,4%	99,9%

<sup>3</sup> Источник: World Bank Database // data.worldbank.org

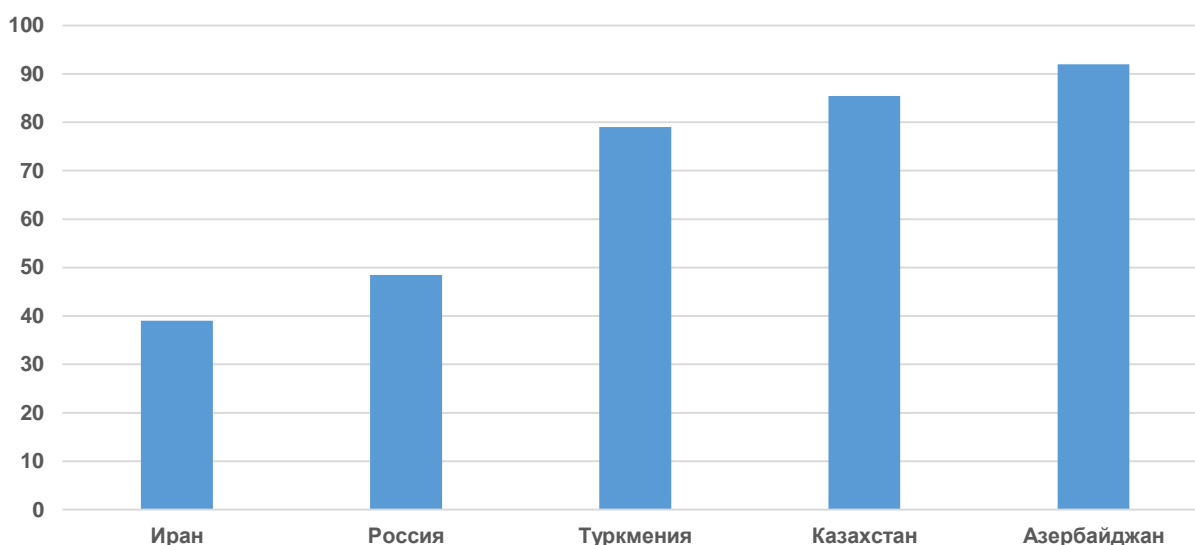
<sup>4</sup> Saudi Arabia acts to slow Iran's oil exports. Financial Times, April 4, 2016 // on.ft.com/1qpNxqO

<sup>5</sup> Источник: Central Bank of Iran Database // www.cbi.ir

Иран	157,8	9,3%	30% (оценка)
Казахстан	30,0	1,8%	40,0%
Россия	103,2	6,1%	2% (оценка)
Туркменистан	0,6	менее 0,1%	н/д

Источники: BP Statistical Review of World Energy 2015, национальные статистические ведомства и профильные министерства

Туркменистан, в отличие от Ирана, не обладает значительными запасами нефти, однако обладает колоссальными запасами природного газа – около 17,5% мировых, 4-е место в мире.<sup>6</sup> Значительная часть этих запасов сосредоточена, в том числе, в прикаспийской зоне, другая – в юго-восточной и восточной областях страны. ВВП Туркменистана в 2014 году (в текущих ценах) составил более 80 млрд. долл. США, и более 70% ВВП получено в нефтегазовой отрасли.<sup>7</sup> Необходимо отметить, что в Туркменистане высок уровень проникновения китайских компаний-разработчиков газовых месторождений. Ряд трубопроводных проектов (ТАР, ТАНАР, ТАПИ), призванных диверсифицировать экспорт туркменского газа, либо заморожены, либо крайне сложны в реализации, а газовые отношения с Россией разорваны.<sup>8</sup> Таким образом, Туркменистан также, как и Иран, крайне нуждается в новых рынках сбыта, а также в иностранных инвестициях, которые могли бы составить конкуренцию агрессивным китайским компаниям.



**Рисунок 1. Доля нефтегазовых продуктов в экспорте стран Каспия в 2014 году, %**  
 Источник: Национальные статистические ведомства, расчеты автора

Азербайджан является важным игроком в Каспийском регионе. Его углеводородные ресурсы гораздо менее внушительны, чем у других прикаспийских государств, менее 0,5% мировых запасов нефти и не более 0,6% мировых запасов газа.<sup>9</sup> Однако Азербайджан обладает налаженной системой транспортировки как нефти, так и газа в Турцию и Европу (трубопроводные системы Баку-Тбилиси-Джейхан и Баку-Тбилиси-Эрзурум), что является уникальным преимуществом перед Ираном и Туркменистаном, которые не обладают столь

<sup>6</sup> BP Statistical review of World Energy, 2015, P. 20.

<sup>7</sup> Источник: Статистический ежегодник Туркменистана, 2015 г., World Bank Database

<sup>8</sup> "Газпром" прекратил покупку газа из Туркмении с 1 января 2016 года. По официальной версии стороны не смогли договориться о цене. Источник: <http://www.vestifinance.ru/articles/66067>

<sup>9</sup> BP Statistical review of World Energy, 2015, P. 6, 20.

доступными логистическими решениями. При этом Азербайджан никак не может договориться с Туркменистаном и Ираном по вопросам разделения ресурсов дна Каспийского моря, что в значительной степени препятствует строительству Транскаспийского газопровода, который мог бы соединить Туркменистан и Азербайджан, открыв столь желанный для Европейского союза канал поставок туркменского газа. Между Азербайджаном и Россией, напротив, все разногласия по вопросам раздела Каспия улажены уже давно, как и между Россией и Казахстаном: соглашение по Каспию между Россией и Азербайджаном было подписано 23 сентября 2002 г., а в 2003 г. между Российской Федерацией, Казахстаном и Азербайджаном было подписано соглашение о точке стыка линии разграничения сопредельных участков дна Каспийского моря.

Россия и Казахстан давно сотрудничают в области совместной работы на каспийском шельфе, и в последнее время это сотрудничество активизировалось. В конце 2015 года по итогам переговоров были внесены изменения в соглашение от 6 июля 1998 г. о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование,<sup>10</sup> что предоставило правовую основу для совместной разработки весьма перспективной нефтеносной структуры «Центральная» на Каспии и создало прецедент для реализации других подобных проектов.

Казахстан, как известно, является нефтедобывающим государством (доказанные запасы нефти – более 30 млрд баррелей, или почти 2% мировых, из которых почти 40% сосредоточено на шельфе каспийского моря)<sup>11</sup>, но не обладает большими запасами природного газа. Более того, по прогнозу Министерства энергетики Республики Казахстан, при сохранении текущего тренда производство газа в Казахстане с 2015-2016 года начнет снижаться на 1–2 млрд м<sup>3</sup> в год, при том, что собственное потребление будет расти на 0,3–0,7 млрд м<sup>3</sup> в результате реализации масштабной программы газификации страны. В среднесрочной перспективе Казахстан может не только перестать экспортировать природный газ, но и начать испытывать газовый дефицит.<sup>12</sup>

Интересы Российской Федерации на Каспии сводятся, в первую очередь, к обеспечению безопасности и стабильности развития прикаспийских регионов страны: Астраханской области, Республики Калмыкия и Республики Дагестан. Для Республики Дагестан и Республики Калмыкия нефтегазодобывающая отрасль является крайне важной частью региональной экономики.

**Таблица 3.**

**Запасы газа прикаспийских государств**

	Запасы газа (всего, млрд куб. м)	Запасы газа, доля от мировых, %	Доля запасов газа в прикаспийской зоне
Азербайджан	1,2	0,6%	99,9%
Иран	34	18,2%	15% (оценка)
Казахстан	1,5	0,8%	25% (оценка)
Россия	32,6	17,4%	2% (оценка)
Туркменистан	17,5	9,3%	35%

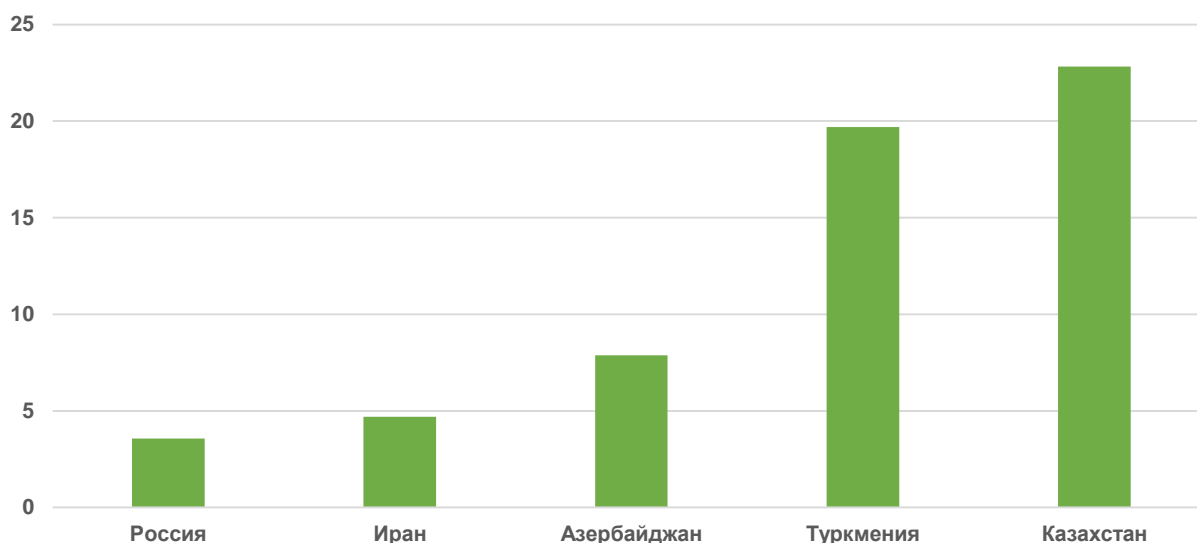
Источники: BP Statistical Review of World Energy 2015, национальные статистические ведомства и профильные министерства

<sup>10</sup> Россия и Казахстан договорились по нефти на Каспии. Вести Финанс, 15 октября 2015 г. // [www.vestifinance.ru/articles/63381](http://www.vestifinance.ru/articles/63381)

<sup>11</sup> BP Statistical review of World Energy, 2015, P. 6.

<sup>12</sup> Перспективы газовой отрасли оптимистичны. Магзум Мирзагалиев, вице-министр энергетики Республики Казахстан // [energo.gov.kz/index.php?id=2249](http://energo.gov.kz/index.php?id=2249)

В настоящее время страны Каспия сотрудничают между собой в области экономики, торговли и инвестиций, однако потенциал этого сотрудничества раскрывается не полностью. Общий объем взаимной торговли стран Каспийского региона составил в 2014 году составил более 65 млрд. долл. США, однако это лишь 6% от общего объема внешней торговли всех каспийских стран.



**Рисунок 2. Доля внешней торговли, приходящаяся на каспийские страны в 2014 г., %**  
Источник: Национальные статистические ведомства, расчеты автора

Более подробные данные о взаимной торговле стран каспийского региона представлены в таблицах 4-5.

**Таблица 4.**

**Торговля Азербайджана со странами Каспия в 2014 году**

	Торговый оборот, млн. долл. США	Торговый оборот, %
ВСЕГО	31016,3	100%
Казахстан	250,9	0,81%
Россия	1954,8	6,30%
Туркменистан	51,2	0,17%
Иран	186,6	0,60%
Всего со странами Каспия	2443,4	7,88%

Источник: национальные статистические ведомства, расчеты автора

Азербайджан обладает достаточно развитыми торгово-экономическими отношениями только с Российской Федерацией, торговля с остальными странами Каспия не является обширной.

**Таблица 5.**

**Торговля Туркменистана со странами Каспия в 2014 году**

	Торговый оборот, млн. долл. США	Торговый оборот, %
ВСЕГО	27800,0	100%
Азербайджан	51,2	0,18%
Россия	1247,0	4,49%
Казахстан	475,0	1,71%
Иран	3700,0	13,31%



Всего со странами Каспия	5473,2	19,69%
--------------------------	--------	--------

Источник: национальные статистические ведомства, расчеты автора

Туркменистан обладает достаточно развитыми торговыми связями с Ираном и Россией.

**Таблица 6**

**Торговля Казахстана со странами Каспия в 2014 году**

	Торговый оборот, млн. долл. США	Торговый оборот, %
ВСЕГО	99724,0	100%
Азербайджан	252,1	0,25%
Россия	21050,8	21,11%
Туркменистан	475,0	0,48%
Иран	986,3	0,99%
Всего со странами Каспия	22764,3	22,83%

Источник: национальные статистические ведомства, расчеты автора

Большая часть внешней торговли Республики Казахстан осуществляется с Российской Федерацией, так как Казахстан является членом Таможенного Союза ЕАЭС. Россия традиционно является главным торговым партнером для Казахстана. Показатели торговли Казахстана с прочими государствами Каспия невелики.

**Таблица 7.**

**Торговля Ирана со странами Каспия в 2014 году**

	Торговый оборот, млн. долл. США	Торговый оборот, %
ВСЕГО	139800,0	100%
Азербайджан	186,6	0,13%
Россия	1682,4	1,20%
Казахстан	986,3	0,71%
Туркменистан	3700,0	2,65%
Всего со странами Каспия	6555,3	4,69%

Источник: национальные статистические ведомства, расчеты автора

Достаточно велики абсолютные объемы взаимной торговли Ирана с Туркменистаном и Россией, однако в общем объеме внешней торговли Ирана эти показатели не столь значимы.

Таким образом можно сделать вывод о том, что в настоящее время потенциал взаимного торгово-экономического сотрудничества каспийских государств используется не полностью и необходимо принимать меры для его реализации. Это отчасти можно объяснить тем, что все страны Каспия в основном экспортируют углеводороды, а импортируют машины, оборудование, потребительские товары и продукты питания. Похожая структура внешнеэкономической деятельности у всех стран региона не предоставляет возможности для организации торговли по принципу взаимовыгодного обмена, однако этот факт можно рассматривать не только как препятствие для сотрудничества каспийских государств, но и как повод для его развития в другом направлении.

Учитывая все изложенные факты, можно сделать следующие выводы. Все государства Каспийского региона в своем экономическом развитии опираются и будут опираться на топливно-энергетический комплекс. Обладая существенными запасами нефти и

газа, Иран и Туркменистан не имеют достаточных возможностей для поставки их на мировые рынки ввиду отсутствия развитых экспортных каналов. Азербайджан, при этом, располагает выгодными маршрутами экспорта углеводородов, но его собственные месторождения находятся на грани истощения. Российская Федерация и Казахстан обладают опытом сотрудничества и совместной работы над каспийскими проектами, и, также, уже отработанными эффективными каналами сбыта, в том числе – взаимными. Россия также способна предоставить технологии и инвестиции для разработки, по крайней мере, традиционных запасов углеводородов, но в первую очередь – строительства инфраструктуры и транзитных сетей (обладая опытом создания и обслуживания ЕГТС протяженностью более 170 тыс. км и сети нефтепроводов протяженностью более 70 тыс. км). Таким образом, в Каспийском регионе формируется уникальная почва для взаимовыгодного сотрудничества всех пяти государств в энергетической сфере. Особенно это касается России и Ирана. Санкции с Ирана уже сняты и страна готова на все, чтобы завоевать свою долю на мировом рынке энергетических ресурсов, но не стоит забывать, что Иран и сам является перспективным и емким рынком. Во многом совпадают точки зрения и подходы России и Ирана к основным международным и региональным проблемам, Иран рассматривает возможности вступления в ШОС и Таможенный Союз ЕАЭС.

В этой связи мы предлагаем рассмотреть возможность создания так называемого «энергетического кольца» прикаспийских государств. Данный проект подразумевает использование и расширение имеющейся трубопроводной и транзитно-транспортной инфраструктуры всех пяти государств вокруг Каспийского моря в целях развития их топливно-энергетических комплексов. Подразумевается объединение прикаспийских государств кольцевым магистральным газопроводом, связанным с ЕГТС России и каждой страны-участника, а также, при необходимости, создание дополнительных нефтеналивных терминалов и нефтехранилищ на берегах Каспийского моря в каждой из стран. По сути это будет означать формирование колоссального по своим масштабам газового и нефтяного конгломерата в центре Евразийского континента. В этом случае потенциальная суммарная емкость «каспийского кольца» составит более 45% мировых запасов газа и почти 20% мировых запасов нефти. Консолидация такого количества энергетических ресурсов в сочетании с объединенными возможностями логистических систем пяти государств позволит говорить о формировании еще одного мирового энергетического картеля, в рамках которого будет существовать возможность гибкого распределения потоков природного газа и отчасти нефти между европейским, азиатским и мировым (в форме СПГ) рынками, что позволит повысить стабильность, предсказуемость и надежность поставок энергоресурсов. У прикаспийских государств появится возможность оказывать консолидированное влияние на мировые энергетические рынки путем применения согласованного механизма квот на добычу и транспортировку углеводородов (по аналогии с ОПЕК, но в более гибкой форме), что позволит привлечь иностранные инвестиции с различных рынков, а также принесет массу других преимуществ.

Безусловно, реализация этой идеи потребует, в первую очередь, согласования позиций пяти стран по многим спорным вопросам, выработки единой политики, а по сути будет означать энергетическую интеграцию Каспия. Для этого потребуются создание и развитие координационных межнациональных, а затем и наднациональных органов, способных выработать общую позицию стран Каспия. Мы предлагаем для начала проработать вопрос создания Координационного центра прикаспийских государств по энергетическому сотрудничеству. По нашему мнению, данный координационный центр должен располагаться в прикаспийском регионе России – в Республике Дагестан и иметь филиалы во всех остальных прикаспийских государствах. Он будет призван на постоянной основе обеспечивать работу международных экспертных групп, в состав которых будут входить представители органов власти, деловых кругов, силовых структур, органов надзора и

контроля за состоянием окружающей среды и других специализированных структур. Цель деятельности такого центра – подготовка материалов для переговоров, проведение исследований и научно-аналитической работы в области проблем энергетического сотрудничества и обеспечение широкого диалога прикаспийских государств. В то время как экономическая целесообразность «каспийского кольца» достаточно понятна, политическая часть вопроса будет являться наиболее острой, но именно механизмы международной экономической интеграции, использование которых возможно путем создания соответствующих институтов, обладают достаточной эффективностью для преодоления подобных противоречий ради успешного взаимовыгодного сотрудничества и процветания.

### Список использованной литературы

1. "Газпром" прекратил покупку газа из Туркмении с 1 января 2016 года. По официальной версии стороны не смогли договориться о цене. Источник: <http://www.vestifinance.ru/articles/66067>
2. Айвазян Д. Углеводородный потенциал Каспийского региона: оценки на международном и национальном уровнях // Международные процессы, т. 11, № 33.
3. Зиядуллаев Н.С. ЕАЭС: между политикой и экономикой // Проблемы теории и практики управления. 2014. № 11. С. 25-37.
4. Иришев Б., Ковалев М. Будущее ЕАЭС: Сложный поиск равновесия и роста. Макроэкономический анализ стартовой ситуации в ЕАЭС. // <http://elib.bsu.by/handle/123456789/104542>
5. Перспективы газовой отрасли оптимистичны. Магзум Мирзагалиев, вице-министр энергетики Республики Казахстан // [energo.gov.kz/index.php?id=2249](http://energo.gov.kz/index.php?id=2249)
6. Россия и Казахстан договорились по нефти на Каспии. Вести Финанс, 15 октября 2015 г. // [www.vestifinance.ru/articles/63381](http://www.vestifinance.ru/articles/63381)
7. Статистический ежегодник Туркменистана, 2015 г., World Bank Database
8. 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.
9. 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.
10. BP Statistical review of World Energy, 2015, P. 20.
11. Central Bank of Iran Database // [www.cbi.ir](http://www.cbi.ir)
12. Saudi Arabia acts to slow Iran's oil exports. Financial Times, April 4, 2016 // [on.ft.com/1qpNxqO](http://on.ft.com/1qpNxqO)
13. World Bank Database // [data.worldbank.org](http://data.worldbank.org)

## Диверсификация маршрутов экспорта туркменского газа на мировой рынок

Туркменистан – одно из древнейших государств Центрально-Азиатского региона, по размеру территории (4,9 млн. км<sup>2</sup>), государство занимает второе место в ЦАР после Казахстана. В стране проживает более 5 млн. человек, или 12% от численности населения постсоветских республик Центральной Азии.

Туркменистан обладает крупными запасами природных ресурсов, таких как йод, бром, сера, различные металлы и т.д. Среди них на первом месте стоит природный газ, многочисленные оценки сходятся в том, что Туркменистан обладает запасами природного газа в 17,5 трлн. м<sup>3</sup>, что составляет около 9,3% мировых<sup>13</sup>. По этому показателю Туркменистан занимает четвертое место в мире. Запасы нефти в Туркменистане не так значительны (см. табл. 1).

Таблица 1.

### Доказанные запасы нефти и газа

Год	Вид УВ-сырья	
	Нефть и конденсат, млн т	Газ, трлн м <sup>3</sup>
2010	100	13,4
2011	100	17,5
2012	100	17,5
2013	100	17,5
2014	100	17,5

Источник: BP Statistical Review за разные годы.

По оценке, в 2015 году экспорт природного газа из Туркменистана достиг почти 50 млрд. м<sup>3</sup>, что было на 10% выше, чем в 2014 году, добыча в 2015 году выросла также на 10% к 2014 году и достигла почти 84 млрд м<sup>3</sup>. Внутреннее потребление при этом не превысило в 2014 году 23 м млрд. м<sup>3</sup>, что говорит о том, что у Туркменистана есть хорошие возможности для наращивания экспорта природного газа, который и так является основным экспортным товаром государства. На долю природного газа приходится более 75% экспорта страны, который в 2014 году составил более 17 млрд. долл. США<sup>14</sup>.

Карта нефтегазовых месторождений Туркменистана представлена на рисунке 1.

Почти единственными доступными для Туркменистана каналами экспорта природного газа являются наземные магистральные трубопроводы. Сегодня Туркменистан экспортирует газ по нескольким трубопроводным системам. Ключевым маршрутом поставок природного газа из Туркменистана была трубопроводная система «Средняя Азия – Центр», по которой природный газ поставлялся в течение нескольких десятков лет из Туркменистана в Россию (рис. 2). Пропускная способность газопровода – 80 млрд. м<sup>3</sup> в год. При этом газопровод проходит также через территории Узбекистана и Казахстана. Его протяженность составляет около 5000 км, он функционирует с 1967 года, являясь одной из старейших и наиболее протяженных газопроводных систем на континенте. Природный газ, поступавший по газопроводной системе Средняя Азия – Центр, был важным элементом формирования общей ресурсной базы ПАО «Газпром», которая обеспечивает потребности

<sup>13</sup> BP Statistical review of World Energy, 2015, P. 20.

<sup>14</sup> Источник: Статистический ежегодник Туркменистана, 2015 г., г. Ашхабад, Государственный комитет Туркменистана по статистике.

внутреннего рынка России, стран СНГ и дальнего зарубежья.<sup>15</sup> Однако в январе 2016 года государственный концерн «Туркменгаз» прекратил поставки в Россию по этому газопроводу.



**Рисунок 1. Карта нефтегазовой сферы Туркменистана**

Источники: Каспийская интерактивная картографическая служба, Ассоциация энергетической информации

По официальной версии причиной такого решения стала изменившаяся конъюнктура на мировых энергетических рынках и ценовые разногласия с ПАО «Газпром», а также стремление Туркменистана развивать не только добычу и экспорт природного газа, но и газоперерабатывающую, газохимическую индустрию.<sup>16</sup>

✓ **Газопровод «Корнедже – Курт-Куи»** протяженностью 200 км был построен в 1997 году для экспорта туркменского газа в Иран. Мощность газопровода составляет порядка 14 млрд м<sup>3</sup> в год. Ежегодно по данному направлению поставляется около 6 млрд м<sup>3</sup>.

Экспорт газа в Иран осуществляется также по **Газопроводу «Довлетабад – Хангиран»**, протяженность и мощность которого составляют 524 км и около 12 млрд м<sup>3</sup> в год соответственно. В феврале 2009 года Туркменистан и Иран подписали новое соглашение. Согласно новому соглашению Иран должен импортировать 9,8 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Но в 2009 году по газопроводу было экспортировано Туркменистаном в Иран только около 5 млрд м<sup>3</sup>. Этот объем был увеличен с 2010 года. На сегодняшний день общая мощность обоих трубопроводов в Иран составляет 19,6 млрд м<sup>3</sup> в год (см. рис.1).

Третьим действующим маршрутом является трубопровод **Туркменистан – Китай**, который проходит транзитом через Узбекистан и Казахстан. Его пропускная способность в настоящий момент составляет около 55 млрд м<sup>3</sup> в год. Строительство газопровода было начато в 2007 году, а открытие первой ветки состоялось в 2009 году. В настоящее время поставки газа по этому трубопроводу обеспечены месторождением Самандепе, основным оператором которого является китайская компания CNPC. CNPC также является главным

<sup>15</sup> Источник: ПАО «Газпром» // <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/central-asia/>

<sup>16</sup> "Газпром" прекратил покупку газа из Туркмении // <http://www.vestifinance.ru/articles/66067>

инвестором в постройку и модернизацию газопровода, играя очень значимую роль в нефтегазовой отрасли Туркмении. Кроме того, с учетом отказа Туркменистана от экспорта газа в Россию, Китай в настоящее время является крупнейшим рынком сбыта туркменского газа.



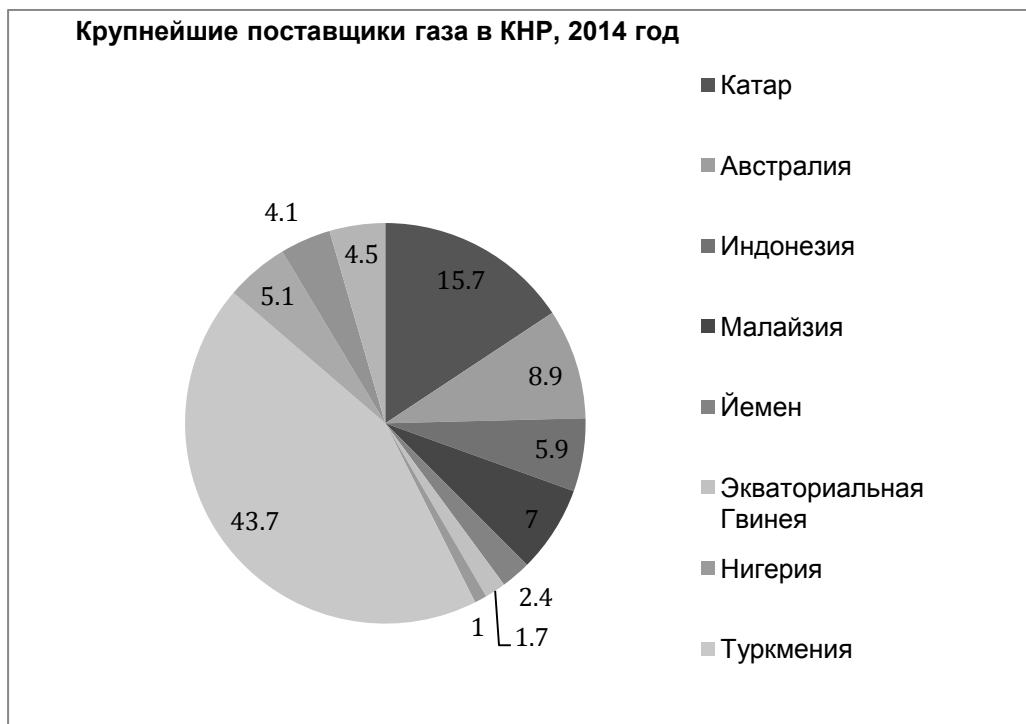
**Рисунок 2. Существующие и планируемые газопроводы Туркменистана**  
 Источник: IEA (Международное Энергетическое Агентство).

Примечание. Трубопроводы, отмеченные красной линией, – существующие газопроводы; трубопроводы, отмеченные зеленой пунктирной линией, – планируемые/дополнительные трубопроводы.

Основной задачей для энергетической отрасли Туркменистана, по нашему мнению, является поиск новых рынков сбыта и партнеров для энергетического сотрудничества. Очевидно, что экономика Туркмении нуждается в иностранных инвестициях и инновационных технологиях в нефтегазовую отрасль, однако на сегодняшний день ключевым инвестором остается, опять же, Китай.

Два важных обстоятельства снижают возможности страны по поставкам углеводородов на мировой рынок. Туркменистан не имеет прямого выхода к мировому океану, географически достаточно далеко удален от основных рынков сбыта природного газа. Также Туркменистан окружен нефтегазодобывающими странами, которые являются его конкурентами на региональных газовых рынках. На западе по Каспийскому морю Туркмения граничит с Азербайджаном, который стремится к укреплению позиций на энергетическом рынке Турции и выходу на газовый рынок ЕС. На юге Туркменистан граничит с Ираном, который обладает гигантскими и супер-гигантскими газовыми месторождениями. В связи со снятием санкций Иран планирует агрессивный захват доли мирового энергетического рынка сначала нефти, а затем и газа, что будет возможно при поступлении туда значительного числа иностранных инвестиций и созданию возможностей для морского и трубопроводного экспорта энергоносителей. Узбекистан и Казахстан также являются нефтегазодобывающими государствами, хотя и не обладают такими значительными запасами, но также предполагают расширять свой экспорт на те же рынки, что и Туркменистан. В этой связи поиск новых перспектив энергетического сотрудничества становится для Туркменистана крайне актуальной задачей.

По оценкам BMI Research Китай будет существенно наращивать потребление газа в ближайшие 5-10 лет, к 2020 году его потребление может вырасти почти до 300 млрд. м<sup>3</sup> природного газа в год.<sup>17</sup> В этой связи туркменский газ, доля которого в китайском импорте газа составляет около 50% с 2012 года, будет, с учетом возможностей Туркмении по расширению добычи и модернизации магистральной трубопроводной сети, играть крайне важную роль в обеспечении энергетической безопасности Китая (см. рис. 3).



**Рисунок 3. Крупнейшие поставщики природного газа в КНР, 2014 год**

Источник: <http://www.wusuobuneng.com/archives/16453>

Действующее соглашение между Китаем и Туркменистаном предусматривает поставку 60 млрд. м<sup>3</sup> природного газа в год к 2020 году. Сегодня китайские инвестиции обеспечивают развитие добывающей и транспортной отраслей страны. Однако, по нашему мнению, полное доминирование китайских компаний в энергетическом секторе Туркмении является тревожным сигналом. Не испытывая конкуренции и обладая полной свободой действий в условиях не самой совершенной нормативной правовой базы, китайская CNPC и другие компании могут поставить экономику Туркмении в зависимое положение.

Российская Федерация до января 2016 года являлась вторым крупнейшим покупателем газа у Туркменистана, закупая в среднем 8-10 млрд. м<sup>3</sup> природного газа ежегодно. Данный газ поступал в ЕГТС России и использовался преимущественно на цели внутреннего потребления, либо реэкспортировался в Европу по более высокой цене. В настоящее время поставки природного газа из Туркмении в Россию не осуществляются, перспектива их возобновления остается неопределенной.

Помимо действующих трубопроводных маршрутов Туркменистан обладает рядом перспективных возможностей по расширению и диверсификации экспорта природного газа. В течение достаточно продолжительного периода обсуждаются перспективы поставок туркменского газа в Турцию и Европу. Турция и Европейский Союз стремятся

<sup>17</sup> Turkmen Gas In The Pipeline For 2020 // BMI Research: <http://www.bmiresearch.com/news-and-views/turkmen-gas-in-the-pipeline-for-2020>

диверсифицировать импорт энергоносителей, опасаясь доминирования российского газа на своих энергетических рынках. Однако для реализации данной инициативы требуется постройка транскаспийского морского трубопровода (известен как **проект TANAP**) из Туркменистана в Турцию (см. рис. 2). Протяженность подводной части трубопровода должна составить не менее 300 км, а стоимость его строительства превысит 5 млрд. долл. США. Несмотря на то, что на сегодняшний день турецкая сторона практически завершила постройку наземной части трубопровода на своей территории, строительство участка по дну Каспийского моря остается под большим вопросом. Во-первых, для начала строительства необходимо решить вопрос о правовом статусе Каспия, в частности, достичь политического урегулирования между Туркменией и Азербайджаном, которые не могут договориться о разделе некоторых пограничных участков дна Каспийского моря. Во-вторых, традиционная политика Туркменистана, который отстаивает принцип поставки только до своей границы и, соответственно, не желает принимать участие в трубопроводных проектах на территории других государств. Это избавляет Туркмению от рисков, связанных с нарушением трубопроводных поставок по дальнемагистральным трубопроводам, однако является существенным препятствием для реализации подобных проектов. Кроме того, строительство подводного газопровода в Каспийском море требует тщательной подготовки с точки зрения океанологии, экологии и промышленной безопасности, и реализация такого проекта наверняка потребует больше средств и времени, чем предполагается сегодня.

Альтернативой транскаспийским поставкам могло бы стать строительство газопровода в обход Каспийского моря по территории Ирана. Однако в связи со снятием санкций и стремлением Ирана завоевать долю на мировых энергетических рынках вероятность развития такого сценария крайне невелика. Иран обладает колоссальными собственными запасами природного газа и не имеет заинтересованности в транзите газа из Туркмении. Кроме того, затраты на строительство газопровода такой протяженности (более 3000 км вместо менее чем 900 по дну Каспия) и стоимость транзита сделали бы туркменский газ неконкурентоспособным по сравнению с российским. Иран, в свою очередь, обладает возможностями и стремлением выйти на мировой рынок СПГ, и совершенно не заинтересован в трубопроводных поставках газа в Европу.

Еще одним перспективным проектом диверсификации туркменских поставок газа является развитие экспорта в юго-восточном направлении по линии Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия – создание газового коридора **ТАПИ** (см. рис. 4). В 2015 году было начато строительство данного газопровода.<sup>18</sup> Стоимость проекта оценивается в 10 млрд. долл. США. Этот газопровод-гигант рассчитан на прокачку более 90 млрд. м<sup>3</sup> газа ежегодно (при полном завершении строительства всех ниток газопровода), а к 2019 году планируется запустить первую нитку мощностью 33 млрд. м<sup>3</sup> газа в год. Протяженность газопровода составит почти 2000 км. Ожидается, что заполнение газопровода будет осуществляться газом, добытым на месторождении Галканыш. Однако данный проект имеет ряд недостатков. Во-первых, в Афганистане, Пакистане и Индии, которые будут являться основными потребителями газа, поставляемого по ТАПИ, в настоящее время внутренний рынок газа развит крайне слабо, и планируемые Туркменистаном объемы поставки для них являются избыточными. Во-вторых, Афганистан является весьма нестабильным государством, на территории которого сохраняется сложная военная обстановка и высокий уровень террористической угрозы. В этой связи как строительство, так и последующее функционирование трубопровода ТАПИ подвергается высокому риску. Учитывая, что полная стоимость строительства ТАПИ составляет около одной трети от государственного

---

<sup>18</sup> Turkmenistan starts work on gas link to Afghanistan, Pakistan, India // Reuters: <http://uk.reuters.com/article/turkmenistan-gas-pipeline-idUKKBN0TW05Q20151213>



бюджета Туркмении в 2016 году, его реализация будет невозможна без привлечения дополнительного финансирования.



**Рисунок 4. Маршруты трубопроводов ТАПИ и ИПИ (Иран-Пакистан-Индия)**

Источник: TheHeritageFoundation.

Электронный источник:

<http://www.heritage.org/research/reports/2008/05/the-proposed-iran-pakistan-india-gas-pipeline-an-unacceptable-risk-to-regional-security>.

Безусловно, диверсификация и развитие газового экспорта является ключевым вопросом для Туркменистана. В стране есть понимание того, что Китай не должен оставаться единственным рынком сбыта для туркменского газа, так как это приводит к доминированию китайских инвесторов в экономике Туркмении и к дальнейшему ухудшению условий контрактов с Китаем, который будет иметь рычаги воздействия для снижения цен на туркменский газ. При этом Туркменистан, отказавшись от экспорта газа в Россию, лишил себя единственной действующей альтернативы китайскому экспорту. Прочие проекты экспорта сталкиваются с существенными трудностями в реализации и их эффективность не может быть гарантирована даже при оптимистичном развитии событий.

Таким образом, для того, чтобы успешно и эффективно развивать экономику страны, Туркменистану целесообразно изменить подход к энергетическому сотрудничеству с другими странами, в первую очередь – с Россией. Мы полагаем, что необходимо восстановление экономических, инвестиционных и технологических связей Туркменистана с Россией в газовой отрасли, выработка взаимоприемлемой стратегии сотрудничества в газовой сфере на долгосрочную перспективу. Российская Федерация и ПАО «Газпром» обладают значительным опытом в области строительства газопроводов и развития внутренней газотранспортной инфраструктуры страны, и данный опыт крайне необходим Туркменистану. Географическое положение Туркмении требует создания в стране разветвленной газотранспортной системы, которая позволила бы динамически управлять потоками газа и балансировать между направлениями экспорта, реагируя на изменения конъюнктуры мировых энергетических рынков, а также облегчила бы задачи по диверсификации туркменского газового экспорта и реализации крупных трубопроводных проектов.

## Список источников и литературы

1. Вести Финанс. "Газпром" прекратил покупку газа из Туркмении // <http://www.vestifinance.ru/articles/66067>
2. ПАО «Газпром» // <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/central-asia/>
3. Статистический ежегодник Туркменистана, 2015 г., г. Ашхабад, Государственный комитет Туркменистана по статистике.
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. BP Statistical review of World Energy, 2015, P. 20.
7. 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.
8. Erichson R.E. Eurasian Natural Gas: Significance and Recent Developments, 2012.
9. Heggenes H. Central Asia's missing war: Natural resources as a mechanism for peace and armed conflict // Faculty of Humanities Universiteit Leiden Thesis, 2014.
10. Mankoff J. The United States and Central Asia after 2014 // A report of the CSIS Russia and Eurasia program. CSIS, January 2013
11. Sadykov M. Turkmenistan Ups Gas Exports to China Again. 2014 // <http://www.eurasianet.org/node/68354>
12. Turkmen Gas In The Pipeline For 2020 // BMI Research: <http://www.bmiresearch.com/news-and-views/turkmen-gas-in-the-pipeline-for-2020>
13. Turkmenistan starts work on gas link to Afghanistan, Pakistan, India // Reuters: <http://uk.reuters.com/article/turkmenistan-gas-pipeline-idUKKBN0TW05Q20151213>

**Белокопытов А.С.**

**Энергетическое сотрудничество государств ЕАЭС: предпосылки, тенденции и перспективы**

Развитие интеграционных процессов на постсоветском пространстве с каждым годом становится все более актуальным. Связано это, в первую очередь, с глобализацией мировых рынков, в частности энергетического рынка, укреплением интеграционных объединений, а также с усилением взаимодействия стран с постсоветскими республиками на микроуровне («неформальная интеграция»).

Целью данной научного исследования является разработка концепции энергетической интеграции стран ЕАЭС.

Для реализации данной цели необходимо решить следующие задачи:

- выявить предпосылки образования интеграционных объединений на постсоветском пространстве;
- рассмотреть хронологию образования институтов постсоветской интеграции;
- дать характеристику ЕАЭС (состав, цели и задачи)
- определить основные направления сотрудничества для стран ЕАЭС на пути к эффективной и взаимовыгодной интеграции на энергетической основе;
- обозначить преимущества и выгоду от энергетической интеграции для стран-участниц ЕАЭС;
- выявить возможные барьеры и риски, связанные с энергетической интеграцией, для стран входящих в ЕАЭС.

Торгово-экономические отношения России с постсоветскими государствами Азии, и Восточной Европы такими как: Казахстан, Киргизия, Таджикистан, Узбекистан, Армения и Беларусь имеют богатую, продолжительную многовековую историю. Данные страны были дважды интегрированы в такие экономические системы как: Российская империя и СССР.

Однако тенденция стремительного развития торгово-экономических отношений изменилась в негативную сторону с развалом Советского Союза в 1991 году.

В результате продолжительные торгово-экономические связи были разрушены, а новые не могли сформироваться достаточно продолжительное время. Лишь после преодоления острого внутривосточного кризиса, Россия постепенно начала укреплять свое взаимодействие с бывшими советскими республиками.

Проанализируем текущее состояние внешней торговли Российской Федерации с постсоветскими странами Азии и Восточной Европы, на основе табл. 1. (см. приложение).

Согласно приведенной таблице мы видим, что основными торговыми партнерами России в постсоветском неизменно остаются Казахстан и Беларусь. Стоит отметить, что во внешней торговле с данными странами Россия выступает как экспортером, так и импортером продукции, с незначительным перевесом импорта из Беларуси в процентном соотношении, по сравнению с Казахстаном. Товарооборот со всеми странами за анализируемый период увеличился более чем на 30% и в совокупности дал прирост в \$15,5 млрд. Армения является единственной страной, во взаимной торговле с которой товарооборот за анализируемый период снизился на 58,1%.

В целом, при анализе полученных данных, мы можем наблюдать положительную динамику взаимной торговли РФ со странами СНГ. Однако данные показатели стоит рассматривать в совокупности с изменением внешней торговли данных регионов с другими странами. В этой связи, Россия постепенно уступает свои позиции в Азиатском регионе. Стоит также отметить неравномерность развития торгово-экономических отношений, связанную с нестабильной экономической ситуацией и мировыми экономическими кризисами.

Выделим экономические интересы России на постсоветском пространстве Азии и Восточной Европы:

1. значительная ресурсная база в Азиатском регионе: крупные нефтегазовые месторождения, руды и металлы;
2. трудовые ресурсы<sup>19</sup>;
3. возможности для роста и расширения российского экспорта (преимущественно промышленного производства);
4. строительство и эксплуатация трубопроводов в Центральной Азии (ЦА), возможность модернизации транзитных путей из ЦА в Европу через российскую территорию;
5. насыщение внутреннего рынка дешевыми углеводородными ресурсами стран Центральной Азии;
6. развитие сельскохозяйственного сектора;
7. укрепление рубля, в качестве национальной валюты и, как следствие, повышение стабильности экономической системы России.

Эффективность экономического взаимодействия России с постсоветскими странами Восточной Европы и Азии требовало создания соответствующих условий, как политических, так и экономических.

В связи с этим рассмотрим хронологию создания интеграционных институтов на постсоветском пространстве (см. приложение, табл. 2).

В результате 1 января 2015 года вступил в силу «Договор о Евразийском экономическом союзе». ЕАЭС перенял структуры ТС и был образован на базе Евразийского экономического сообщества.

Новый экономический союз призван продвинуть процесс интеграции на постсоветском пространстве на качественно новый уровень. Создание ЕАЭС стало логичным шагом, способствующим продолжению институционализации постсоветской интеграции.

На данный момент в экономический союз входят такие страны как: Российская Федерация, Армения, Беларусь, Казахстан, Киргизия, а также возможность вступления в данное интеграционное объединение рассматривает Таджикистан. Общая численность ЕАЭС по данным на 1 января 2015 года составляет 182 млн. чел.

В первую очередь, стоит отметить, что институционализация постсоветского пространства развивается на фундаменте энергетического сотрудничества.

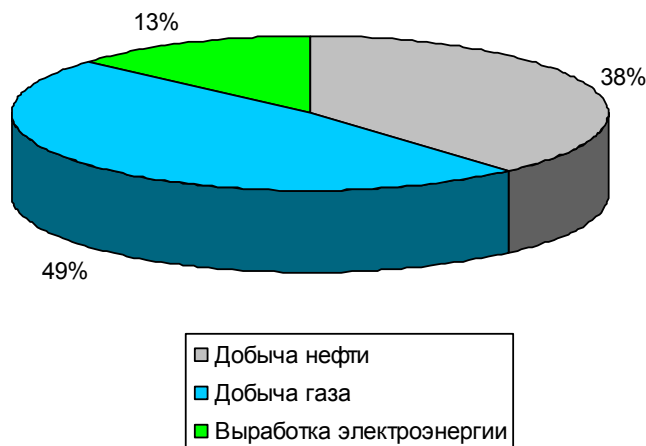
Анализ развития российско-центральноазиатского и российско-восточноевропейского сотрудничества в целом и в нефтегазовой сфере в частности показывает сырьевую и/или транзитную направленность данных постсоветских государств.

Регион СНГ обладает крупнейшими запасами углеводородов. Располагая около 40% подтвержденных мировых запасов природного газа и 18% нефти, регион является одним из серьезнейших экспортеров энергоресурсов. При этом, большую роль играет географическое расположение региона, который находится между европейским и азиатским рынками. Это говорит о значительной конкурентоспособности интеграционного союза на рынках топлива и энергии, в силу относительной дешевизны и больших запасов природных энергоресурсов.

---

<sup>19</sup> М.Б. Денисенко из института демографии ГУ-ВШЭ в работе «Международная миграция в России. Осознанная необходимость» По данным ФМС России, из 6,3 млн. иностранцев, прибывших в Россию на срок от 3 месяцев и более, граждан Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана насчитывалось 2 млн. человек» (по данным за 2009 г.)<sup>19</sup>. Такое количество трудоспособного населения может быть использовано и на территории стран Центральной Азии путем создания, к примеру, совместных предприятий

Это дает возможность длительное время оставаться районом относительно дешевого топлива и энергии, а, значит, конкурентоспособным на этих рынках энергоресурсов. По данным на 2014 год, совокупный объем добычи нефти составил 607,5 млн. т. – первое место в мире. По добычи газа ЕАЭС находится на втором месте в мире, данный показатель составил 682,6 млрд. м3. Что касается выработки электроэнергии, то она составила 1210,2 млрд. Квт.ч. – 4 место в мире. В процентном соотношении от мировой выработки, данные отрасли можно разделить следующим образом (в порядке снижения % от мировой выработки): добыча газа, добыча нефти, выработка электроэнергии, см. рис.1.



**Рисунок 1. Структура энергобаланса ЕАЭС**

Исходя из приведенных данных, мы видим значительный энергетический потенциал интеграционного объединения.

Именно поэтому, по нашему мнению, энергетическая интеграция является основообразующим фактором, с помощью которого формируется экономический и институциональный фундамент региональной интеграции ЕАЭС.

Энергетическая интеграция заключается в системной генерации и реализации совместных энергетических проектов: по геологоразведочным работам, добыче, переработке, а также транспортировке и реализации углеводородной продукции. В тоже время, со стороны России предполагается реализация совокупности мер в энергетической сфере, с помощью которых Россия поддержит развитие экономик интегрирующихся стран.

В отношении энергетической интеграции, наибольший интерес представляет Казахстан. На данный момент инвестиции России представлены в двух крупных проектах:

1. Проект нефтепровода «Тенгиз-Новороссийск»;
2. Освоение газоконденсатного месторождения «Карачаганак».

При этом, Казахстан также проявляет интерес к взаимодействию с РФ в большей степени, нежели остальные государства постсоветского пространства. Республика Казахстан довольно часто предлагает различные формы сотрудничества, направленные на глубокую интеграцию двух стран. Стоит отметить возросшую степень взаимодействия России и Казахстана в нефтегазовой отрасли.

Однако Россия не является единственным партнером Казахстана в данной сфере, в отличие от времен советских республик. С распадом СССР регион пришли значительные инвестиции из ЕС, США и преимущественно Китая. В связи с этим, Россия сталкивается с жесткой конкуренцией в Казахстане. Это, в определенной степени определяет необходимость энергетической интеграции РФ с Азиатским постсоветским регионом. Помимо нефтегазовой сферы, наблюдается усиление сотрудничества в атомной энергетике. В угольной и электроэнергетической сфере, к сожалению, наблюдается спад.

Сотрудничество в энергетической сфере России и Киргизии представлено, в основном, гидроэнергетикой. В начале 2012 года было достигнуто соглашение о строительстве ГЭС на реке Нарын. Однако сотрудничество в данной сфере развивается очень медленными темпами. Нефтегазовый сектор представлен сотрудничеством с российским газовым гигантом – «Газпромом»

В конце июля 2013г. «РФ и Киргизия подписали межправительственное соглашение о передаче Газпрому газотранспортной системы (ГТС) Киргизии и создании совместного предприятия по ее управлению<sup>20</sup>»

Сотрудничество в энергетической сфере Армении и РФ представлено атомной энергетикой и ГТС. Россия – основной поставщик газа в Армению. Кроме того она поставляет урановый стержень для армянской АЭС. Совсем недавно к «Газпрому» перешли последние 20% акций Правительства Армении в компании «АрмРосгазпром». Самая крупная российская компания в сфере энергетики является также собственником соответствующей инфраструктуры на территории Армении, в частности, газопровода «Север – Юг», по которому голубое топливо через Грузию направляется в Армению, газопровода «Иран – Армения». Распределительные сети Армении принадлежат российской энергетической компании «Интер РАО ЕЭС».

Таким образом, практически 80% энергосистемы РА находятся под контролем РФ.

Белоруссия не имеет энергетического потенциала, в отличие от Азиатского региона, поэтому она выступает в качестве импортера Российской нефти и газа (ежегодно около 21 млн. т. нефти и 20 млрд. куб. м газа<sup>21</sup>).

Планируется формирование общего энергетического рынка в три этапа.

Первым должен быть сформирован рынок электроэнергии. На данный момент разработана концепция, которая должна быть утверждена в ближайшее время, а ее реализация запланирована на июль 2018 года.

На данный момент генерирующие мощности стран ЕАЭС для внутренних потребностей используются лишь на 51%, что создает предпосылки для экспорта электроэнергии через объединенную электросистему в третьи страны.

Единый рынок электроэнергии должен решить вопросы, связанные с объединением не только генерирующих и распределительных мощностей, но и формированием единого ценообразования.

Доступ к поставщикам стран-партнеров ЕАЭС предполагается делать либо через уполномоченные органы, либо напрямую на спотовом рынке. Будет действовать наднациональный орган – Совет Общего энергетического рынка, которой должен будет координировать системных операторов для работы этого системного рынка.

В результате претворения данной концепции в жизнь будет получен значительный интеграционный эффект:

- Увеличение объемов торговли электроэнергией и экспортного потенциала в 2 раза
- Увеличение загрузки генерирующих мощностей на 7-8%
- Увеличение объемов ВВП стран ЕАЭС в сумме на \$7-8 млрд.

Что касается формирования единого рынка в нефтегазовом секторе, то потенциал также значительный, однако в данном секторе существуют значительные проблемы и противоречия. Концепция по созданию единого (либо общего) рынка нефти и нефтепродуктов представлена на обсуждение.

Ключевым здесь является вопрос ценообразования, а также вопросы, связанные с определением качества нефти и нефтепродуктов,

<sup>20</sup> РФ и Киргизия подписали соглашение о передаче Газпрому ГТС Киргизии. РБК. 29.07.2013. <http://www.rbc.ru/rbcfreeneews/20130729130825.shtml>

<sup>21</sup> <http://belarus.mid.ru/>

В России цена на нефть является рыночной, которая формируется на основе котировок международных цен. Беларусь и Казахстан предлагают исключить из формирования цены затраты на очистку продуктов и транспортировку в ЕАЭС. Т.е. данное предложение направлено на снижение конечной стоимости нефти и нефтепродуктов. Поскольку РФ является производителем, то данная формула является неприемлемой. Поэтому единства в формуле цены достигнуто не было.

Что касается технических регламентов – существует проблема в отслеживании качества нефти и нефтепродуктов при поставке их конечному потребителю. Казахстан и Беларусь предлагают отслеживать качество на всем пути вплоть до реализации покупателю. РФ данный подход не устраивает, поскольку это влечет за собой серьезные затраты на контроль качества. К тому же поток нефти формируется с нескольких месторождений, а это сильно затрудняет контроль единого качества.

Вопрос по формированию единого рынка газа находится еще в более ранней стадии развития. В целом, концепция во многом схожа с принципом функционирования рынка нефти и нефтепродуктов. В данном секторе ключевым остается вопрос ценообразования по рынку нефти и нефтепродуктов.

Процесс формирования единого энергетического рынка является достаточно сложным. Необходимо учитывать национальные интересы всех стран-участников в совокупности с представителями частного бизнеса.

В этой связи, одной из стратегических и планомерных целей является создание единого экономического пространства (ЕЭП). Абсолютная величина интеграционного эффекта от создания ЕЭП для РФ только в первые 5 лет действия составит порядка 346,8 млрд. \$<sup>22</sup>.

Также положительный экономический эффект будет достигнут путем создания зон свободной торговли (ЗСТ) с другими странами и объединениями. На данный момент, заключен договор между ЕАЭС и Вьетнамом (от 29.05.2015) о создании зоны свободной торговли. Также Египет и ЕАЭС договорились о создании ЗСТ (однако в связи с авиакатастрофой, авиасообщения между Россией и Египтом приостановлены).

В свою очередь о создании ЗСТ с ЕАЭС заявили такие страны и интеграционные объединения как: Европейский союз, Индия, Иран, Тунис, Турция, Израиль (всего около 40 стран). Создание ЗСТ с Турцией на данный момент не представляется возможным из-за политических противоречий и смены курса Турции с взаимовыгодного сотрудничества в противоположную сторону. В результате создания ЗСТ с различными странами и интеграционными объединениями будет получена экономическая выгода. По прогнозам, наибольший эффект будет достигнут от создания ЗСТ с Евросоюзом, что вполне логично учитывая объемы внешней торговли с ЕС. В краткосрочном периоде выгода составит \$15 млрд., а в долгосрочном - \$40 млрд (2% от ВВП). Довольно существенный прирост, учитывая низкие темпы роста мировой экономики.

От создания ЗСТ с другими странами Россия получит более скромные результаты, из-за менее значительных объемов внешней торговли (для более наглядного примера, обратимся к табл.3.):

- Вторым по значению кумулятивного интеграционного эффекта от создания ЗСТ является создание подобной зоны со странами ТТП (Транстихоокеанского партнерства). Выгода для России в долгосрочной перспективе составит около \$17 млрд, (0,9% ВВП);

---

<sup>22</sup> Глазьев С., Клоцвог Ф. Перспективы экономического развития СНГ при интеграционном и инновационном сценариях развития стран-участниц// РЭЖ. 2008., №7/8

- ЗСТ со странами блока АСЕАН принесет России порядка \$1,5 млрд (~0,08% ВВП) в краткосрочной перспективе и \$4,5 млрд в долгосрочной (~0,25% ВВП);
- ЗСТ с Вьетнамом принесет выгоду РФ до \$0,9 млрд в долгосрочной периоде, что составляет ~0,05% ВВП<sup>23</sup>.

В результате эффективной интеграции на основе энергетического сотрудничества, страны, входящие в ЕАЭС получают значительный интеграционный эффект.

Для Центрально-Азиатских стран (ЦАР) интеграционный эффект заключается в возможности более грамотного использования ресурсного потенциала, модернизации экономики, развитии собственных перерабатывающих мощностей (создание углеводородной продукции с повышенной добавленной стоимостью). Укрепление энергетического сотрудничества с нашей страной позволит выйти на более емкий российский рынок, решить вопросы безработицы и развивать высокотехнологичные отрасли промышленности. Также, эффективная интеграция в рамках ЕАЭС дает возможность для привлечения в страны ЦАР значительных инвестиций со стороны РФ. Немаловажным фактором является и обеспечение политической безопасности, гарантом которого выступит РФ.

Экономические интересы Российской Федерации были уже представлены в начале работы. Однако, стоит отметить, что экономические интересы России на постсоветском пространстве тесно переплетены с геополитическими, которые имеют сопоставимую важность.

На данном этапе, энергетическая интеграция для РФ составляет ключевую основу, которая способствует решению следующих задач:

1. возможность влияния на поставки энергоресурсов в ЕС и КНР, путем контролирования энергопотенциала центрально-азиатского региона. При этом важным шагом является создание значительных резервов нефти и газа внутри ЕАЭС;
2. модернизация отечественной промышленности, путем поставки морально устаревшего оборудования в азиатские постсоветские страны, а также обеспечение собственной промышленности дешевым сырьем из данного региона;
3. реализация рубля в качестве региональной валюты.
4. Включение ЕАЭС в Новый Шелковый путь. (Россия на Новом Шелковом пути пока выступает только соучастником, поставщиком сырья, транзитером. Для развития в рамках «пути» необходима целостная стратегия. Правительственных, корпоративных планов отдельных компаний для этого не достаточно, требуется единый стратегический план. Си Цзиньпин озвучил несколько предложений по объединению будущего экономического пояса и ЕАЭС. Идея была поддержана В. Путиным. Президент высказал мнение, что оба проекта в совокупности станут мощным импульсом для хозяйственной и энергетической активности на территории Евразии.

Геополитические интересы и необходимость интеграции РФ со странами ЦАР и Восточной Европы связаны, прежде всего, с двумя глобальными процессами:

- во-первых, с увеличившимся вниманием США, ЕС и КНР к богатым природным ресурсам СНГ (нефть, газ, уран, золото, лес);

- во-вторых, с усилением напряженности между США, ЕС и Россией, ведением санкций со стороны западных стран, а также с текущим искусственно спровоцированным обвалом котировок нефти, в котором все более очевидно проявляется составляющая конкуренции интеграционных группировок.

Наряду со значительной экономической выгодой от интеграции РФ с постсоветскими странами существуют и возможные экономические и политические барьеры и риски, как внутренние, так и внешние:

<sup>23</sup> <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2014/06/26/eaes-vyigravshie-iproigravshie>



- Нарастающее геополитическое и экономическое давление со стороны конкурентов за ресурсы Центральной Азии;
- Проблемы, связанные с гармонизацией налогообложения. А также неравное экономическое развитие стран, входящих в ЕАЭС. Однако, исходя из анализа международного опыта формирования единого энергетического рынка, можно сделать вывод о возможности успешной интеграции стран с различными уровнями и структурами экономики. Ключевым фактором является единство законодательной базы и экономической политики.
- Повышение налогового бремени в РФ, с целью компенсации уменьшения доходов бюджета, связанное с краткосрочным падением цен на нефть;
- Непропорциональная экономическая выгода стран-участниц. Например, Беларусь, в первые годы существования ЕЭП, будет иметь не значительный интеграционный эффект. Однако данное обстоятельство РФ прекрасно учитывает. Например, в 2013 году Белоруссия получила годовые преференции около \$6 млрд., за вычетом компенсации российскому бюджету. Президент Белоруссии давно настаивал на отмене компенсации российскому бюджету за экспорт нефти и нефтепродуктов, полученных по беспошлинным поставкам нефти из России. С 2015 года Россия предоставляет скидку в 50% (около \$2 млрд.) на данную компенсацию, в результате заключения двусторонней договоренности. Вполне возможно, что это сыграло свою роль в подписании белорусской стороной соглашения о ЕАЭС.
- Желание некоторых членов ЕАЭС действовать в рамках двусторонних отношений с другими странами, вопреки экономическим интересам интеграционного объединения. В данном случае подразумевается Казахстан и его активное экономическое сотрудничество с ЕС, США и преимущественно Китаем. В данном направлении требуется решить ряд вопросов, которые окажут колоссальное влияние на эффективность энергетической интеграции в будущем.

Оценивая экономическую и энергетическую ситуацию в мире и принимая в учет специфику ЕАЭС, мы пришли к выводу: необходимо сотрудничество стран СНГ в области энергетики с учетом изменчивости мирового хозяйства на длительную перспективу.

Данное утверждение подкреплено анализом структуры взаимодействия рассматриваемого региона с Российской Федерацией, отображающего сырьевую и/или транзитную направленность данных стран.

На современном этапе развития, Россия является ключевым игроком в мировой экономике благодаря ее энергетической направленности, однако при отказе от интеграции именно этот же фактор ставит нас в затруднительное положение. Поэтому, на наш взгляд, роль России заключается в выполнении функции интеграционного ядра ЕАЭС.

Интеграционное объединение предусматривает создание множества эффективных институтов, которые должны быть живым механизмом, с высокой степенью адаптации к быстроизменяющимся условиям на мировых рынках. Кроме того, первоочередную роль играет экономическая составляющая, в тесном переплетении с геополитическими интересами.

В работе были рассмотрены как экономические, так и геополитические задачи, которые можно достигнуть путем эффективных взаимоотношений интегрирующихся стран на основе энергетики. Между тем, главной задачей остается решение и упреждение возможных проблем, на пути к успешной интеграции.

На наш взгляд, ключевым моментом являются взаимоотношения России с Казахстаном в нефтегазовой сфере. Поскольку интеграция РФ с Казахстаном в области энергетики позволит занять лидирующие позиции ЕАЭС. Что в свою очередь даст возможность влияния на существующие энергетические рынки в гораздо большем объеме, преследуя интересы интеграционного объединения.

Данная интеграция возможна только при предварительной детальной проработке законодательной базы, позволяющей регулировать область двусторонних отношений вне интеграционного объединения, во избежание конфликтов интересов.

По нашему мнению, в настоящее время складываются благоприятные условия для укрепления сотрудничества России с постсоветскими государствами Азии и Белоруссией, в области энергетики и в первую очередь в нефтегазовой сфере. Не стоит полностью менять структуру экономики в условиях кризисной ситуации и таких внешнеполитических факторов, как санкции. Нужно более детально и рационально использовать имеющиеся запасы углеводородов, как на территории РФ, так и за ее пределами, одновременно решая геополитические задачи и продвигая инновационно-промышленное развитие России и других стран, входящих в ЕАЭС.

Вместе с тем, стоит отметить Азию и Восточную Европу, как область жизненно важных национальных интересов РФ. Повторное ослабление позиций нашей страны в данном регионе недопустимо<sup>24</sup>.

Поэтому первоочередной задачей, на данном этапе интеграции является преодоление существующих противоречий и упреждение возможных. А также проработка взаимодействия РФ с данными странами в рамках ЕАЭС, основанное на концепции энергетической интеграции, сопряженное с глубоким пониманием важности данных регионов в дальнейшем развитии Российской Федерации, как одного из сильнейших игроков на мировой арене.

#### Список использованной литературы

1. Халова Г.О., Шорохова Е.О., Торгово-экономические отношения РФ со странами Центральноазиатского региона// Нефть, газ и бизнес. 2013, №10
2. 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.
3. М.Б. Денисенко. НИУ ВШЭ. «Международная миграция в России.
4. Глазьев С., Клоцвог Ф. Перспективы экономического развития СНГ при интеграционном и инновационном сценариях развития стран-участниц// РЭЖ. 2008., №7/8
5. Морозов В.В. Энергетическая интеграция и вызовы мировой глобализации// Нефть, газ и бизнес. 2013, №7
6. Центральная Азия: роль в перестройке мировых рынков нефти и природного газа/ Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2014, 104 с.
7. Договор о ЕАЭС от 29.05.2014.  
<http://economy.gov.ru/minec/about/structure/depSNG/agreement-eurasian-economic-union>
8. Интеграция: ЕАЭС: выигравшие и проигравшие. Статья № 3617 от 26.06.2014  
<http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2014/06/26/eaes-vyigravshie-iproigravshie>
9. Общий рынок энергоресурсов ЕАЭС – муки рождения. Статья от 28.11.2015  
[http://rus.kg/news\\_rus/economy\\_rus/42870-obschiy-rynok-energoresursov-eaes-muki-rozhdeniya.html](http://rus.kg/news_rus/economy_rus/42870-obschiy-rynok-energoresursov-eaes-muki-rozhdeniya.html)

---

<sup>24</sup> Халова Г.О., Иллерицкий Н.И. Энергетические проекты нефтегазодобывающих государств ЦАР: вызовы для России

10. РФ и Киргизия подписали соглашение о передаче Газпрому ГТС Киргизии. РБК. Статья от 29.07.2013. <http://www.rbc.ru/rbcfreenews/20130729130825.shtml>
11. [www.ved.gov.ru](http://www.ved.gov.ru)
12. <http://belarus.mid.ru>

## Приложение

**Таблица.1.**

**«Этапы создания интеграционных институтов на постсоветском пространстве»**

Год основания	1991	1996	2000	2007	2007	2014
год вступления	1991-1994	1996	2001	2010	2012	2015
документ	Соглашение о создании Содружества Независимых Государств (договор)	Договор об углублении интеграции в экономической и гуманитарной областях	Договор об учреждении Евразийского экономического сообщества	Договор о создании единой таможенной территории и формировании таможенного союза	Декларация о евразийской экономической интеграции	Договор о Евразийском экономическом союзе
						<b>Евразийский экономический союз (ЕАЭС)</b>
						<b>Единое экономическое пространство (ЕЭП)</b>
						<b>Таможенный союз (ТС)</b>
						<b>Евразийское экономическое сообщество (ЕврАзЭС)</b>
						<b>Договор об углублении интеграции в экономической и гуманитарной областях</b>
						<b>Содружество Независимых Государств (СНГ)</b>

**Таблица 2**

**«Внешняя торговля России со странами ЕАЭС в 2010- 2014 гг. (млн. долларов США)»**

Страны	2010			2011			2012			2013			2014			2014/2010		
	Т.О.*	Экспорт	Импорт	Т.О.	Экспорт	Импорт	Т.О.	Экспорт	Импорт	Т.О.	Экспорт	Импорт	Т.О.	Экспорт	Импорт	Т.О.	Экспорт	Импорт
Казахстан	15140	10690	4449	20678	14099	6579	25800	15728	10071	23519	17632	5887	21051	13892	7159	139,0%	129,9%	160,9%
Беларусь	28034	18801	9954	39992	25483	14509	43825	27541	16284	39717	22888	16829	37603	22285	15346	134,1%	118,5%	154,2%
Киргизия	1384	991	393	1452	1159	293	1830	1634	196	2139,5	2029	110	1817	1743	74	131,3%	175,9%	18,8%
Армения	994	785	209	1221	920	301	1350	998	352	1408	1094	314	417	333	84	41,9%	42,4%	40,2%

\* - торговый оборот

Источник: [www.ved.gov.ru](http://www.ved.gov.ru)

## Использование опыта интеграционных объединений в формировании общего рынка газа Евразийского экономического союза

В последнее десятилетие наиболее значимыми стали проблемы энергетической безопасности в международной торговле газом, которые нарастают по мере развития, интеграции и глобализации газовых рынков, а так же по мере развития газовой отрасли. Характерными чертами газовых рынков становятся угрозы транзитных конфликтов, ценовые споры, недоверием характеризуется взаимосвязь между покупателем и производителем, а газ превратился в один из способов геополитического влияния. Наряду с этим нарастает стремление к формированию мировых энергетических полюсов, активизировалась диверсификация маршрутов транспортировки и транзита энергоресурсов. В таких условиях создание общего рынка газа даст возможность только зародившемуся Евразийскому экономическому союзу (ЕАЭС) утвердиться на новой карте энергетических рынков в качестве одного из основных игроков.

Страны участники этого объединения обладают большими запасами полезных ископаемых, что говорит о росте потенциала этих стран в энергетической сфере. На долю Евразийского экономического союза приходится около 1/5 мировых запасов и добычи природного газа и около 1/4 газового экспорта<sup>25</sup>. Следовательно, создание общих энергетических рынков и осуществление совместной скоординированной энергетической политики и позволят Союзу эффективно использовать его значительный энергетический потенциал, решать вопросы энергообеспечения экономик его стран-участниц, а так же увеличить экспортные возможности и повысить устойчивость энергетического сектора к внешним воздействиям.

При формировании общего энергетического рынка газа стран-участниц Евразийского экономического союза необходимо учитывать не только недочеты предыдущих интеграционных объединений на постсоветском пространстве, но и зарубежный опыт формирования интеграционных объединений. Следует отметить, что объединение национальных и региональных энергетических рынков в международные интеграционные объединения охватило все континенты. На сегодняшний день созданы межгосударственные энергетические объединения и рынки стран Африки, Северной Америки (НАФТА), Южной Америки (МЕРКОСУР), Азиатско-Тихоокеанского региона, Европы. Интеграционные процессы на разных континентах имеют свои особенности, различные предпосылки и задачи. По опыту становления энергетических рынков стран НАФТА и стран Европейского союза выявим, какие ключевые моменты следует учесть в становлении общего энергетического рынка газа для Евразийского экономического союза.

Межгосударственная интеграция рынков газа может быть двух типов: регулируемая интеграция и либеральная интеграция. При регулируемой интеграции торговля газом, как правило, монополизирована, доступ к газотранспортным инфраструктурам остается ограниченным, а торговля, помимо коммерческих контрактов, осуществляется на основе межправительственных соглашений. По данному типу интеграция осуществлялась при создании общего рынка газа МЕРКОСУР. Либеральная интеграция предполагает наличие конкуренции на рынке, разделение вертикально-интегрированных компаний, переход к общим правилам регулирования рынка и прозрачной системе ценообразования на газ и на тарифы по его транспортировке. Интеграция такого типа осуществляется в Евросоюзе, и к такому типу стремится рынок стран Северной Америки (НАФТА).

---

<sup>25</sup> Отчет Евразийской экономической комиссии «Энергетика». Москва, 2015. 4 с.

## Общий рынок газа ЕС

Опыт Евросоюза представляет особую ценность для ЕАЭС при интеграции газовых рынков с точки зрения либерализации. Необходимо отметить, что данный регион прошел все стадии либерализации энергетических рынков, поэтапно создавая прочную нормативно правовую базу и институциональную основу для общего энергетического рынка, фундаментом которой являются газовые директивы и регламенты.

На первом этапе либерализации на основании положений Маастрихтского договора была принята в июне 1998 г. Директива 98/30/ЕС «Об общих принципах внутреннего рынка природного газа», главным моментов которой стало обеспечение равного и открытого права доступа к транспортным системам. Первая газовая директива содержала в себе общие правила о передаче, хранении, распределении и потреблении природного газа. Но, не смотря на прогресс, оставались не решенными некоторые проблемы: необходимо было поставить условия и гарантии свободного доступа к сетям и хранилищам, а так же создать условия для прозрачности ценообразования и тарифного регулирования.

Второй этап начался в 2003 году, когда была принята Директива Европейского Парламента и Совета 2003/55/СЕ «Об общих принципах внутреннего рынка природного газа», которая обеспечивала гарантии на право доступа к сети, что давало возможность потребителям свободно выбирать поставщиков, а поставщикам свободно поставлять товар. При этом один из важных требований на данном этапе было разделение функций транспортировки, поставки, распределения газа, которые осуществлялись единой цепочкой каким-либо одним оператором. Именно на данном этапе транспортные и распределительные системы должны были начать эксплуатироваться юридически самостоятельными единицами. Еще одним нововведением стало создание странами участницами регулирующих органов, ответственных за обеспечение добросовестной конкуренции и эффективное функционирование рынка на недискриминационной основе. Данные учреждения имели право устанавливать транспортные и распределительные тарифы или методы для их исчисления. К 2007 году предполагалась полная либерализация рынков газа, но только восемь государств открыли свои рынки для конкуренции. Причинами сложившейся ситуации явились недостаток инвестиций в строительство газопроводов, недостаточность полномочий регулирующих органов, продолжение дискриминационного поведения со стороны старых операторов, а так же ограниченное количество производителей газа в ЕС, привязанных долгосрочными контрактами.

Третий этап начался с вступления в силу в 2009 году Директивы 2009/73/ЕС Европейского Парламента и Совета «Об общих правилах внутреннего рынка природного газа и об отмене Директивы 2003/55/ЕС». Государствам, в которых остались вертикально-интегрированные компании предоставлялся выбор, либо разделить собственность данного предприятия, либо учредить системного оператора, который будет независим от интересов поставки и производства. Новая директива обеспечила независимость операторам систем хранения, а так же открытость в отношении информации о возможностях хранения, предлагаемых третьим лицам. Действие таких рыночных механизмов изменяет и формирование цены на газ. Не смотря на то, что долгосрочные контракты теперь признаны нарушающими конкуренцию, они по-прежнему функционируют, но теперь для них должна быть предусмотрена индексация цены в определенном проценте от цен на местном рынке. Например, в Великобритании цена на газ по долгосрочным контрактам определяется на 40% ценой на рынке, а остальная часть рассчитывается, исходя из стоимости энергетической. В континентальной Европе по долгосрочным контрактам индексация происходит лишь на 5%. А чтобы застраховать покупателя от изменения цены уделяется внимания развитию форвардных, фьючерсных и опционных контрактов на газ. Следует отметить, что результаты

применения данной директивы предоставляют потребителям выбор поставщиков, стала обеспечиваться стабильность поставок энергетических ресурсов, что для Европейского союза как импортера очень важно, а используя систему газовых хранилищ, страны способны помогать друг другу, перебрасывая необходимые объемы энергии внутри Европейского союза.

### **Общий рынок газа НАФТА**

Опыт становления общего газового рынка стран Северной Америки (НАФТА) не менее важен для ЕАЭС. Это связано с тем, что страны-участницы НАФТА (Канада, США и Мексика) объединяя свои энергетические рынки, находились в разных экономико-политических условиях, а торговля энергоресурсами между США и Канадой, а также США и Мексикой существенно различаются. Обширные запасы газа Канады практически полностью обеспечивает газовую потребность центральных и северо-западных регионов США. В 2014 г. из Канады в США трубопроводным транспортом было экспортировано 74.6 млрд. м<sup>3</sup> газа, а из США в Канаду 21.8 млрд. м<sup>3</sup>. Рынки этих стран достаточно однородны и их взаимодействие выглядит вполне логичным.

Совсем иначе складываются отношения между Мексикой и США. Мексика, находясь на одном уровне с Канадой по доказанным запасам газа, не экспортирует газ и скорее находится в зависимости от его импорта в страну. В 2014 г. из США в Мексику трубопроводным транспортом было экспортировано 20.5 млрд. м<sup>3</sup>, в то время как из Мексики в США было экспортировано менее чем 0.05 млрд. м<sup>3</sup><sup>26</sup>. Это связано с тем, что остается низким уровень инвестирования в национальную энергетику Мексики, развитие которой затрудняла государственная монополия на энергетические ресурсы и препятствовала созданию общего рынка газа стран участниц НАФТА. Такое торможение развития энергетического сектора Мексики не могло не привести к реформам в данной отрасли, и в августе 2014 года президентом Мексики был подписан закон об отмене государственной монополии на добычу, переработку и продажу углеводородов. Теперь отсталый в своем развитии энергетический рынок Мексики стал открытым для иностранных инвестиций и в ближайшее время его развитие приведет к увеличению североамериканской энергетической независимости, а открытие энергетического рынка Мексики завершает экономическую интеграцию НАФТА, которая продолжалась с момента его образования. Но из-за отсутствия единого развития энергетической инфраструктуры между странами НАФТА и так же единого гармонизированного законодательства остается вероятность двустороннего развития отношений. Регулирование энергетического рынка стран НАФТА координируется национальными законодательствами. Регулирующим органом в США являются Министерство энергетики США и Федеральная регулирующая комиссия, ответственная за установление тарифов на оптовые поставки. В Канаде ответственным органом является Федеральная регулирующая комиссия, которая отвечает за выдачу компаниям лицензии на экспорт энергоресурсов, а в Мексике энергетический рынок регулируется государством. Однако Североамериканское соглашение о свободной торговле делает акцент на «постепенной либерализации», не предусматривая при этом жесткие требования к конкуренции, и не уточняя вопрос, касающийся демонаполизации. Торговля на этом рынке осуществляется на основе системы ценовой индикации, а сделки ведутся как на биржевых площадках, так и на хабах.

### **Общий рынок газа ЕАЭС**

Для России, как главного источника газовых ресурсов в Союзе, тема формирования общего рынка газа ЕАЭС имеет двойное значение. На первый взгляд актуальность данной

---

<sup>26</sup> BP Statistical Review of World Energy 2015

темы обусловлена планами по созданию общего рынка газа Союза, но с другой стороны данная тема вызвана теми рисками, которые возникают для экспорта российского газа на фоне практического исполнения Евросоюзом Третьего энергетического пакета.

**Таблица 1.**

**Данные по газовой отрасли стран ЕАЭС по состоянию на 2014 г.**

	Россия	Казахстан	Белоруссия	Киргизия	Армения
Доказанные запасы в 2014 г. (трлн. м <sup>3</sup> )	32.6	1.5	0.0028	0.006	-
Добыча в 2014г. (млрд. м <sup>3</sup> )	578.7	19.3	0.2	0.02	-
Потребление газа в 2014 г. (млрд. м <sup>3</sup> )	409.2	5.6	18.3	0.406	2.01
Импорт газа в 2014 г. (млрд. м <sup>3</sup> )	24.2	6.5	20.1	0.374	2.06
Экспорт газа в 2014 г. (млрд. м <sup>3</sup> )	201.9	11.2	-	-	-

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2015, Central Intelligence Agency (The world fact book).

У Союза имеются определенные предпосылки для формирования общего рынка газа:

- Значительный ресурсный потенциал стран-экспортёров газа Союза
- Развитая газовая инфраструктура – система межгосударственных магистральных газопроводов
- Высокий уровень торговли газом между государствами-членами ЕАЭС–зависимость государств-членов от российского газа

Россия и Казахстан являются ведущими странами по запасам газа, и именно они станут локомотивом в формировании общего рынка газа стран ЕАЭС. Однако в Договоре о ЕАЭС от 29.05.2014 нет конкретных пояснений, что подразумевается под «общим рынком газа». Более детально в договоре рассмотрены только некоторые правила доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам (Приложение № 22 к Договору о ЕАЭС), а так же обозначены даты утверждения концепции, программы формирования и заключения международного договора о формировании общего рынка газа Союза.

Одобрённая 12 февраля 2016 года Советом Евразийской экономической комиссии Концепция формирования общего рынка газа ЕАЭС определила «ориентиры» по его созданию. Согласно данной концепции предполагается, что начать функционировать общий рынок газа должен не позднее 1 января 2025 года. На его запуск такой длительный срок отводится в силу необходимости урегулирования множества задач. Формирование общего рынка газа ЕАЭС будет осуществляться в три этапа. Первый этап, самый основной, предполагается провести до 2020 года. Данный этап характеризуется решением таких задач как гармонизация законодательства государств-членов в области регулирования общего рынка газа Союза, унификация норм и стандартов газовых нормативно-технических документов, регламентирующих функционирование газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов, а так же будут разработаны и согласованы единые правила доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов. Для обеспечения бесперебойного функционирования рынка будет создана система информационного обмена на основе информации о свободных



мощностях газотранспортных систем, о внутреннем потреблении газа, о ценообразовании в сфере транспортировки и поставки газа на территориях государств-членов, будет установлен порядок биржевой торговли газом на общем рынке газа Союза, сформированы прогнозные балансы газа Союза. Задачи второго этапа должны быть решены до 2021 года. Должно быть обеспечено функционирование одной или нескольких товарных бирж на территории Союза и недискриминационный доступ к ним, обеспечен доступ участников рынка к газотранспортным системам для транспортировки и поставки газа между государствами-членами, увеличена инвестиционная активность хозяйствующих субъектов государств-членов на общем рынке газа Союза. Переход к равнодоходным ценам на газ на территориях государств-членов, обеспечение свободных поставок газа между участниками рынка, а так же вступление в силу международного договора о формировании общего рынка Союза характеризуют третий этап, который должен быть реализован не позднее 1 января 2025 года<sup>27</sup>.

Не смотря на то, что данной концепцией определены некоторые «ориентиры» по созданию общего рынка газа Союза, существует ряд неопределенностей, которые на сегодняшний момент нигде не оговариваются и возникает вопрос: по какому типу интеграции будет развиваться общий рынок газа ЕАЭС?

**1. В данной концепции присутствуют признаки либерального типа интеграции, а именно:**

- создание благоприятных условий для развития добросовестной конкуренции между участниками общего рынка газа Союза в сфере поставок газа на общем рынке
- переход к рыночным механизмам ценообразования в отношении газа на общем рынке Союза

Однако построение общего рынка газа по модели такого типа подразумевает не только вышесказанное, но и демополизацию газовой отрасли каждого из государств-членов Союза, что поспособствует конкуренции и свободе взаимоотношений между всеми хозяйствующими на газовом рынке субъектами. Но на сегодняшний день ситуация на газовых рынках Союза выглядит следующим образом: поставки газа между государствами Союза осуществляются монопольными как экспортерами, так и импортерами.

**2. Не скоординирована и не урегулирована экспортная политика союза в отношении торговли газом.**

Разногласия касаются маршрутов будущих поставок газа относительно использования трубопроводов Союза для экспорта газа в третьи страны. С одной стороны концепцией оговорено, что доступ к газотранспортным системам обеспечивается в целях транспортировки и поставки газа между государствами-членами Союза, с другой стороны вопрос, касающийся экспорта газа в третьи страны, определен концепцией в формате проведения консультаций по вопросам транспортировки и поставки газа по направлениям поставок, в которых государства-члены конкурируют.

**3. Не учтены различия в характеристиках национальных рынков газа**

Общий рынок газа Союза будут составлять страны-импортеры (Белоруссия, Армения, Киргизия) и страны-экспортеры (Россия и Казахстан). Соответственно двигателем интеграции будут именно газодефицитные страны, которые будут создавать спрос на газ на

---

<sup>27</sup> Концепция формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза

общем рынке газа Союза. Следовательно, становится актуальным вопрос: какой стимул к интеграции будут иметь страны газодобывающие, основу которых составляют компании монополисты, при стремлении к равнодоходному ценообразованию и созданию условия для добросовестной рыночной конкуренции. При стремлении стран газодобывающих к максимизации своих экспортных доходов, переход к общему рынку газа может быть болезненным для этих стран, так как Договором о ЕАЭС предусмотрено стремление государств-членов к достижению равнодоходных цен на газ, а принципы формирования цены на сегодняшний день различаются для газодобывающих и газопотребляющих стран. Формула цены для стран газодобывающих учитывает дельту расходов на транспорт газа как на внешние, так и на внутренние рынки. Но для стран газопотребляющих равнодоходную цену формирует производитель газодобывающего государства, по формуле, не учитывающей дельту газотранспортных расходов, т.е. в расчет принимается стоимость транспорта только за пределами газодобывающего государства.

#### **4. Не решен вопрос по делегированию ряда полномочий на наднациональный орган**

Договором о ЕАЭС предусмотрено лишь наличие в государствах-членах национальных регулирующих органов, которые наделены унифицированными полномочиями по регулированию субъектов естественных монополий.

В целом это создает неопределённость: что же будет представлять собой общий рынок газа ЕАЭС. На сегодняшний день все условия по созданию либерального газового рынка достигнуты только в Евросоюзе. По сравнению с остальными интеграционными объединениями, именно Европейский союз располагает наиболее полным и структурированным законодательством по гармонизации норм и требований к участникам его энергетического газового рынка, основой которого являются газовые директивы, а в результате либерализации рынка ослабла жесткость газовой производственно-сбытовой и рынок стал более конкурентным. Евразийскому экономическому сообществу данный опыт представляется наиболее важным, поскольку гармонизируя законодательства его стран участниц, необходимо создать такую нормативно-правовую базу, которая обеспечит эффективное функционирование общего рынка в каждой из стран. При этом не стоит недооценивать деятельность наднациональной Европейской комиссии, полномочия которой достаточно велики, что позволяет ей не только осуществлять контроль над деятельностью стран по части исполнения решений Европейского союза по объединению энергетических рынков, но и управлять интеграционными процессами в энергетической сфере, а так же способствовать ускорению процесса интеграции. Евразийская экономическая комиссия, ответственная за формирование общего энергетического рынка, такими полномочиями не наделяется, ее деятельность ограничивается лишь контролем над выполнением государствами-членами обязательств по подписанным документам. В связи с чем опыт Европейской комиссии представляется очень важным, поскольку не только от контроля, но и от управления интеграционными процессами будет зависеть успех формирования общего энергетического рынка газа Евразийского экономического сообщества.

Из опыта стран интеграционного объединения НАФТА можно сделать вывод, что более сильные и развитые в энергетической сфере страны должны тянуть за собой менее развитые как в плане инфраструктурном, там и законодательном. На сегодняшний день мы можем наблюдать данное явление в отношении России и Киргизии. В 2014 году компанией «Газпром» была куплена 100% доля в уставном капитале ОсОО «КыргызгазПром», и на сегодняшний день разработана «Газпромом» «Генеральная схема газоснабжения и газификации Кыргызской Республики до 2030 года», что поспособствует модернизации газотранспортных маршрутов Киргизии, а также объектов подземного хранения и распределения газа. Именно опыт стран НАФТА показывает, что, не смотря на их высокий энергетический потенциал, проблемы, связанные с неразвитостью инфраструктуры, а так же

отсутствием наднациональных органов, регулирующих интеграционные процессы в энергетической сфере, значительно замедляют процесс интеграции.

### **Список использованной литературы**

1. Еремин С.В. «Региональная интеграция газовых рынков: опыт, проблемы, перспективы глобализации» стр.52-63, Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России // Москва, ИМЭМО РАН
2. Волков А.К. «Реформирование рынка природного газа ЕС: Директива 2009/73/ЕС «Об общих принципах внутреннего рынка природного газа и об отмене Директивы 2003/55/ЕС»» стр.91-101 // Право. -2012.
3. Еремин С.В. «Общий рынок газа Евразийского экономического союза: исходные предпосылки и перспективы формирования» стр.37-45, Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы // Москва, ИМЭМО РАН
4. Белогорьев А.М., Громов А.И., Титов А.В. «Перспективы интеграционных процессов на газовых рынках Евразии» стр.23-26, Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы // Москва, ИМЭМО РАН
5. Белогорьев А.М. «Предпосылки построения общих межгосударственных рынков газа», Энергетическая политика, № 5, 2015 г.
6. Концепция формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза
7. BP Statistical Review of World Energy 2015
8. Central Intelligence Agency (The World Fact book)
9. Отчет Евразийской экономической комиссии «Энергетика». - 2015.
- 10.«Евразийский экономический союз. Вопросы и ответы. Цифры и факты» [http://eurasiancommission.org/ru/Documents/eaes\\_voposy\\_otvety.pdf](http://eurasiancommission.org/ru/Documents/eaes_voposy_otvety.pdf)
11. Официальный сайт Евразийской экономической комиссии <http://eurasiancommission.org/>

## **Третий энергетический пакет Евросоюза: вызовы для России**

Важнейшим событием 2009 года в энергетической политике Европейского союза (ЕС) стало принятие пакета нормативно правовых актов, регулирующих газовую и электроэнергетическую отрасли ЕС.

3 марта 2013 года для Третьего энергопакета ЕС наступила “очередная” знаковая годовщина. Именно к 3 марта, положения общеевропейских директив по газу и электроэнергетике, принятые в 2009 году, надлежало перенести в национальное правовое поле стран – членов ЕС. Но по прошествию двух лет этот процесс далек до завершения. Еврокомиссия, избегавшая прежде судебных разбирательств в надежде на добрую волю европейских государств, ныне задействовала весь административный и правовой арсенал давления на аутсайдеров, перейдя от предупреждений к судебным искам и штрафным платежам. Но события все равно разворачиваются слишком медленно.

Третий энергопакет состоит из двух директив и трех регламентов, призванных — это ставится конечной целью — обеспечить более высокий уровень конкуренции в Европе, что, пока только в теории, должно снизить цены для конечных потребителей, как для частных лиц, так и для субъектов экономической деятельности.

Энергонезависимость и разделение ролей. Это самые главные посылы Третьего энергопакета (ТЭП). Он запрещает владеть магистральными газопроводами, поставлять по ним газ и продавать его европейцам. По мнению Еврокомиссии (ЕК), этот закон повысит конкуренцию, позволит выйти на рынок новым игрокам и снизит цены на энергию. Главным поставщиком Европы является - ПАО “Газпром”. А этот поставщик — вертикально-интегрированная компания. То есть он одновременно доходит и до потребителей. Мелкие поставщики не в состоянии построить собственные крупные газопроводные системы. У них просто на это нет денег и кредитных возможностей. Поэтому такой идеалистический вариант, который прописан в ТЭП, на самом деле не может быть реализован нигде.

Между тем Евросоюз намерен следовать выбранному курсу. Еврокомиссия предполагает проводить ревизию межправительственных соглашений, свершаемых на двусторонней или многосторонней основе, желательно — до момента их подписания, чтобы сверить их на предмет совместимости с законодательством ЕС. Под предлогом «большей транспарентности» Еврокомиссия намеревается обрести полномочия комплектовать свою базу данных и проводить мониторинг всех переговоров с третьими странами, которые ведут не только институты ЕС, но также европейские финансовые организации и отдельные государства-члены Евросоюза.

Проекты новых директив Еврокомиссии по энергетике (Третий энергетический пакет) предполагают дальнейшую либерализацию энергетического рынка Евросоюза. Он в основном направлен на:

- обеспечение энергетической безопасности;
- снижение энергетической составляющей в стоимости продукции для укрепления своих конкурентных позиций на мировых рынках;
- получение доступа к другим источникам углеводородного топлива, прежде всего, природного газа.

Помимо прочего, ТЭП предлагает осуществить следующие основные нововведения:

- изменить институциональную структуру регулирования в энергетике на уровне национальных хозяйств и всего ЕС с целью усиления контроля; внешняя энергетическая политика отдельных стран ЕС переходит в сферу ответственности Еврокомиссии;

- для повышения конкуренции и борьбы с монополизмом разделить компании по вертикали, отделив производственную и транспортно-сбытовую их составляющие;
- ограничить инвестиционную деятельность компаний, оперирующих на европейском рынке (в том числе из третьих стран) в газотранспортном сегменте и в секторе передачи электроэнергии.

Документ предполагает обязать компании в сфере ТЭК разделить бизнес по добыче и транспортировке энергоносителей (ownership unbundling) и предоставлять доступ к магистралям третьей стороне (Third party access, ТРА). Идея в том, чтобы запретить предприятиям, производящим природный газ, и поставщикам этого товара контролировать транспортные сети, читай — трубопроводы, компрессорные станции и другие элементы этой разветвленной и технологически сложной инфраструктуры.

Угрозы для России: снижение доли российских компаний на энергетических рынках. Последствия: разделения активов (unbundling) влечет за собой кардинальные перемены в структуре и управлении газовыми поставками в Европу. Для российского Газпрома это обернется, во-первых, неисчислимыми сложностями во взаимоотношениях с партнерами и аффилированными компаниями в Евросоюзе, способными разрушить его СОЗДАВАВШУЮСЯ более 40 лет репутацию надежного поставщика, а во-вторых, приведет к прямым и косвенным убыткам.

Для удовлетворения спроса на газ требуются инвестиции в новые инфраструктурные объекты.

Инфраструктурные проекты в газовой отрасли — это одни из самых дорогостоящих, и окупаются они на протяжении десятилетий. Для гарантированного возврата своих капиталовложений таким компаниям, как Газпром и его аналогам в Норвегии или в Алжире, требуется стабильность спроса и предсказуемость правил игры, регулирующих экспорт энергоносителей в долгосрочной перспективе. Одной из таких гарантий всегда служили права собственности на трубопроводные магистрали, которые сейчас Еврокомиссия хочет передать транспортным операторам или иным посредникам.

При транзитных поставках потребуется несколько контрактов на транспортировку (транзит):

- 1) контракт на поставку между поставщиком и покупателем на объем и на срок)
- 2) контракт на транспортировку между поставщиком/грузоотправителем и оператором ГТС соответствующей страны»

При контрактном несоответствии возникает риск неисполнения контракта на поставку, а ответственность за исполнение контракта на поставку лежит, как правило, на транспортном агенте.

Принятие третьего энергопакета создает угрозы для развития газотранспортной сети. Еврокомиссия несколько лет не давала своего разрешение на реализацию «Южного потока». Документ предусматривает отделение контроля над трубопроводами от поставщиков энергоносителей. Так как это требование было принято уже после основных решений по черноморскому газопроводу, Россия оспаривала его в рамках ВТО. Была надежда на достижение компромисса по этому вопросу, однако после возникновения политической напряженности между Россией и Евросоюзом по украинскому вопросу российская сторона лишилась этих надежд, и на сегодняшний день данный проект закрыт.

Ограничения на использование газотранспортной сети ведут к снижению инвестиций в отрасль. Либерализация рынка приводит к увеличению спотового ценообразования на газ за счет отказа от долгосрочных контрактов. В свою очередь российские поставщики не смогут проводить политику долгосрочного развития без долгосрочных контрактов.

Долгосрочный (инвестиционный) контракт является не просто контрактом, который представляет поставку товара в отличие от спотового. Спотовый контракт предоставляет возможность только получить товар, а долгосрочный контракт — и товар, и услугу. Под

услугой здесь понимается гибкость поставок (механизм "бери или плати", take-or-pay; ToP) — минимальные обязательные условия отбора дают возможность потребителю заказывать тот объем газа, который необходим сегодня. Следовательно, при переходе от долгосрочных контрактов к спотовым сделкам для "Газпрома" резко возрастают риски волатильности цен на природный газ, а также уменьшается их предсказуемость.

Потребление природного газа в Европе стабильно росло в предыдущем десятилетии (за исключением кризисного 2009 г.), достигнув своего максимума в 2010 г. (597,9 млрд куб. м), после чего всего за четыре года упало на 23%. Европа – единственный регион мира с подобной отрицательной динамикой. После 2010 г. потребление газа в Европе уверенно снижается, и по состоянию на 2014 г. уже упало до уровня 1995 г.

Существующую систему ценообразования в Европе правильно было бы называть гибридной с доминантой нефтяной индексации. Однако ограничиться констатацией того факта, что цены хабов привязаны к ценам долгосрочных контрактов и, по существу, являются их производными, явно недостаточно. Еще одной особенностью существующей гибридной системы ценообразования является то, что спотовые цены, как правило, ниже контрактных.

При достаточно стабильной выработке атомной и гидроэнергетики в последние годы, наибольшие изменения в структуре выработки происходили за счет ВИЭ и тепловой генерации. На фоне существенного сокращения выработки электроэнергии на газовых станциях с 2005 по 2014 гг. (с 21% до 16%), угольная генерация потеряла существенно меньше (сокращение с 29% до 26%), в то время как новая возобновляемая энергетика на основе ветровой и солнечной энергии выросла с 2% до 10%.

Изложенные выше инициативы ЕС в сфере создания единого европейского газового рынка привели к росту институциональных неопределенностей, и связанных с ними рисков для уже действующих долгосрочных газовых контрактов, главным образом, для России, как ключевого поставщика природного газа в ЕС по долгосрочным соглашениям. В этой связи можно выделить, по крайней мере, четыре группы инфраструктурных и регулятивных рисков, зафиксированных в «Дорожной карте энергетического сотрудничества России и ЕС до 2050 года» (ДКС-2050),<sup>2</sup> подписанной Координаторами ЭнергодIALOGа Россия-ЕС 22 марта 2013 года:

1) российская сторона не будет иметь возможности поставлять газ своим покупателям в ЕС в объемах и согласно условиям, указанными, в первую очередь, в действующих и новых долгосрочных контрактах на поставку;

2) транспортировка российского газа по существующим контрактам будет дороже в рамках нового регулятивного режима, чем в рамках действующего;

3) среда для крупномасштабных инвестиций в газовую инфраструктуру останется слишком неопределенной, и ряд инвестиций в инфраструктуру могут оказаться «неокупаемыми»;

4) возможные новые потребности ЕС в импорте газа не смогут быть обеспечены на базе действующей а достаточная новая инфраструктура не будет построена.

С одной стороны, как известно, статья «9. Третьей газовой директивы» подразумевает полный запрет компаниям, которые осуществляют добычу, переработку, или поставки энергоресурсов, контролировать или владеть преобладающим пакетом акций газотранспортных сетей.

Другим важным риском для Группы «Газпром» служит специальный порядок сертификации для компаний из третьих стран, введенный ТЭП. Порядок сертификации закреплен в статье 11. Третьей газовой директивы, но в преамбуле к директиве есть уточнение, что «лицам третьих стран может быть разрешено контролировать транспортную систему или ОТС, только если они отвечают требованиям по эффективному разделению, применимым в ЕС».

Структура Группы «Газпром», конечно же, этому не соответствует. Тем более обязательный доступ третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре, зафиксированный в Третьем энергопакете, снижает надежность транзита (не гарантирует прокачку законтрактованных объемов, в том числе через третьи страны, на весь срок долгосрочного контракта на поставку) и ухудшает условия финансирования инвестиционных проектов.

Для Группы «Газпром» в этой связи так же возникает риск несоответствия нормам ТЭП, нового газотранспортного проекта «Южный поток», оператором которого, по условиям заключенных ранее межправительственных соглашений России и стран-участниц проекта, должен стать российский газовый концерн. С аналогичными проблемами уже столкнулись реализованные в ЕС газо-транспортные проекты с участием Группы «Газпром». Речь идет о газопроводах Opal и NEL, которые являются сухопутным продолжением газопровода «Северный поток» на территории Германии, и не соответствуют нормам ТЭП, поскольку не предполагают возможность доступа к своим газотранспортным мощностям для третьих сторон (они были полностью законтрактованы еще до вступления в силу Третьего энергопакета).

При этом, предусмотренная в Третьем энергопакете процедура «освобождения» («изъятия») проекта от требований данного документа была принята только в первом квартале 2014 года, что весьма существенно ограничивало возможности использования Россией газопровода «Северный поток» на его полную проектную мощность в течение последних двух лет. Учитывая важность и сложность проблем в газовых отношениях между Россией и ЕС, в 2011 году в рамках ЭнергодIALOGа Россия — ЕС, стороны создали Консультативный совет по газу (КСГ) при координаторах ЭнергодIALOGа (министре энергетики РФ и комиссаре по энергетике Еврокомиссии). Перед КСГ была поставлена задача подключить ведущих экспертов сторон вместе с представителями компаний ТЭК и органов регулирования и управления в энергетике (соответственно Минэнерго России и Еврокомиссии) к анализу наиболее острых нерешенных проблем и рисков в двусторонних отношениях и выработке совместных рекомендаций по их снижению.

Поиск совместных путей преодоления и минимизации вышеуказанных рисков, и формирование соответствующих практических рекомендаций руководителям ЭнергодIALOGа и составляет основную задачу деятельности Консультативного совета по газу Россия — ЕС. В частности, КСГ поручено разработать ориентированные на перспективу рекомендации по снижению рисков поставок/спроса, и политических рисков в газовых отношениях России — ЕС, обеспечивающие:

Устойчивый и достаточный уровень безопасности спроса и поставок газа при справедливом распределении рисков между сторонами, принимая во внимание потенциальное развитие газового сектора и энергетической политики в целом, а также необходимость снижения соответствующих рисков до «приемлемого уровня»;

Шаги в направлении создания совместной пан-Европейской операционной платформы для представляющих сторону ЕС российских и иных заинтересованных операторов газотранспортных систем, поддерживающей интегрированный газовый рынок (рынки) и функционирование газовой инфраструктуры.

«Газпром» планирует увеличить свою долю на рынке Евросоюза по итогам 2015 года. Сейчас госкомпания, согласно своим данным, занимает 30 % европейского рынка. Доля к 2020 году может возрасти до 35 %. Прогнозируемый рост импорта российского газа ожидается в связи с падением собственной добычи в странах Европы. Так же прогнозируется, что в течение ближайших 15 лет фактор падения добычи будет главенствующим.

Ожидается, что поставки отечественного газа в Китай сильно изменят структуру мирового рынка нефти и газа, однако «Газпром» готов удовлетворить растущие потребности Европы в газе. Если поставки на Запад сейчас находятся в процессе обсуждения из-за

разногласий, возникших со стороны ряда европейских стран, то по восточному направлению уже началось строительство газопровода «Сила Сибири» (причем как в России, так и в Китае). «Газпром» уже поставляет газ, добываемый на проекте «Сахалин-2», в страны Азии.

Теоретически Европа может получить газ из других стран кроме России, но сделать это будет не так просто, потребуется много времени и денег. В ближайшей перспективе этого не может произойти, т.к. газовые контракты имеют долгосрочный характер, практически весь объем экспортируемого газа поставляется по ним. Ситуация может кардинально измениться не только в случае появления новых масштабных источников газа, но и при условии, что будет обеспечена его транспортировка, другими словами, будет построен газопровод. Но пока это вызывает сомнения, судя по неудавшейся попытке построить Nabucco, которая длилась 11 лет.

Наибольшую перспективу ряд экспертов видят в поставках газа из США в Европу. Но это не экономическое решение, а политическое, так как реальных больших объемов ждать не стоит.

В США есть достаточно большой объем газа, который теоретически можно было бы экспортировать, но в этой стране в достаточной мере не создана инфраструктура, необходимая для транспортировки СПГ, а это единственная возможность доставить газ по морю в Европу. Кроме затрат времени на строительство терминалов, постройку танкеров необходимо изыскать значительные финансовые ресурсы.

В Европе такие терминалы имеются только в немногих странах. Например, в Германии их нет, но они построены в Бельгии и Нидерландах. При этом даже для немецкой экономики полный переход на сжиженный газ может оказаться неоправданно дорогим, не говоря уже о других странах.

#### **Список использованной литературы**

- 1) [http://www.cdu.ru/catalog/operative\\_data/section.php?SECTION\\_ID=119](http://www.cdu.ru/catalog/operative_data/section.php?SECTION_ID=119)
- 2) <http://www.warandpeace.ru/ru/analysis/view/85900/>
- 3) [http://www.minenergo.gov.ru/co-operation/russia\\_eu/road\\_map/index.php](http://www.minenergo.gov.ru/co-operation/russia_eu/road_map/index.php)
- 4) <http://energoacademy.ru/>
- 5) Конопляник А. Уменьшить риски и неопределенности третьего энергопакета ЕС // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 7.



## Совершенствование тарифов на транспортировку газа по газораспределительным сетям: RAB-регулирование

Газораспределительные сети – это «Последняя Миля» Российского рынка газа. От надежной деятельности Газораспределительных организаций (ГРО) зависит непосредственно качество снабжения населения и промышленных предприятий газом. Но, газораспределительные сети, которые в основном были построены еще в 50-х годах предыдущего века остро нуждаются в реконструкции. Таким образом, возникает необходимость привлечения инвестиций в развитие инфраструктуры регионов и установления тарифной методики, которая бы отвечала интересам ГРО и потребителей.

В 2001 году в ОАО "Газпром" с привлечением ООО "Газпром межрегионгаз" впервые была организована работа по формированию и утверждению ежегодных программ газификации субъектов Российской Федерации на основе системного подхода к выбору объектов для строительства. Программы газификации регионов РФ, были возложены на «Газпром межрегионгаз». Основной целью реализации программ газификации это доведение газа до конечного потребителя. Для ее решения совместно с администрациями регионов стали ежегодно подписываться планы-графики синхронизации выполнения программ газификации. В планах-графиках по каждому населенному пункту, к которому подводится межпоселковый трубопровод, указывается планируемое количество потребителей, в том числе домовладений и котельных, которые подлежат газификации, с четкими сроками завершения работ. В соответствии с закрепленными сферами ответственности, ООО «Газпром межрегионгаз» осуществляет строительство межпоселковых газопроводов согласно утверждаемой ПАО «Газпром» Программой газификации регионов Российской Федерации, которая формируется на основе предложений администраций регионов.

При этом строительство уличных (внутрипоселковых) распределительных сетей и подготовка потребителей к приему газа обеспечиваются администрациями субъектов Российской Федерации за счет привлечения средств бюджетов всех уровней и других источников финансирования.<sup>28</sup>

В результате реализации Программы газификации регионов РФ с 2005 по 2014 гг. средний уровень газификации в России вырос с 53,3% до 65,4% в том числе в городах — с 60% до 70,3%, в сельской местности — с 34,8% до 54,6%.<sup>29</sup>

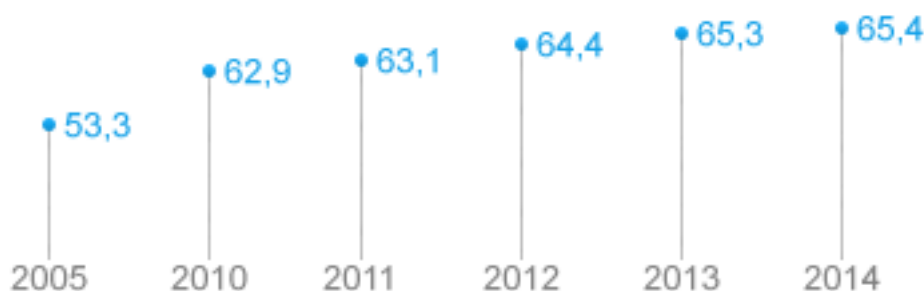


Рисунок 1. Уровень газификации природным газом в России, %

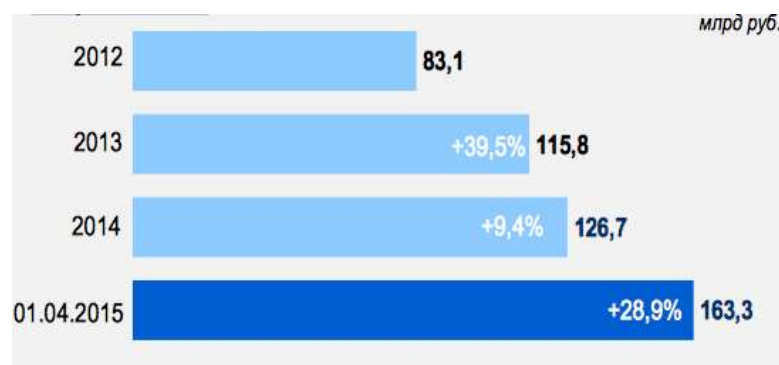
Источник: <http://www.gazprom.ru/about/production/gasification/>

<sup>28</sup> <http://mrg.gazprom.ru/about/gasification/>

<sup>29</sup> <http://www.gazprom.ru/about/production/gasification/>

Однако, усредненные цифры не отражают всю полноту картины. К примеру, Несмотря на значительные ресурсы природного газа, средний уровень газификации Восточной Сибири и Дальнего Востока не превышает 7%. Аналогичная ситуация представлена Красноярском крае, Хакасии, Туве, Бурятии, Амурской области, Еврейской автономной области.

Помимо проблемы с низкогазифицированными регионами существует проблема невыплаты потребителей перед группой «Газпром Межрегионгаз» за поставленный газ, которая создает некое противоречие. С одной стороны «Газпром» выделяет огромные деньги на разводку больших газовых труб в субъекты РФ, но регионы не могут пользоваться газом. Там не хватает инфраструктуры, которая обеспечивала бы подведение голубого топлива уже к конечному потребителю. С другой стороны платежная дисциплина некоторых регионов оставляет желать лучшего. (Рис. 2) От того, как исполняются в регионах обязательства по подготовке потребителей к приему газа, равно как и от платежной дисциплины потребителей, зависит распределение инвестиций «Газпрома» в рамках программы.



**Рисунок 2. Динамика просроченной задолженности перед ОАО «Межрегионгаз» всех категорий потребителей**

Источник: <http://www.gazprom.ru>

В этой связи возникает необходимость решения проблемы неплатежеспособности потребителей и в то же время увеличения инвестиций в отрасль на цели расширения газораспределительных сетей. Существующая на сегодняшний день «Инвестиционная надбавка на цели расширения газораспределительных сетей» частично решает проблему с источником средств на газификацию. Но в то же время если потребитель не платит по счетам при нынешнем тарифе, то с учетом надбавки (размер надбавки может составлять не более 25 %) проблема только усугубляется. Таким образом, возникает необходимость установления такой тарифной методики, которая позволила бы установить баланс между потребителем и производителем.

### **Порядок установления тарифа на услуги по транспортировке газа**

Исторически структура тарифов разрабатывалась для достижения различных социальных и экономических целей, что предполагало отклонение от строгого следования принципу установления ставок только на основе стоимости оказания услуги конкретной группе потребителей. При этом, в странах, которые движутся в сторону либерализации рынков газа для повышения эффективности данной сферы экономики, перед регулятором ставятся цели обеспечения установления таких тарифов, которые были бы недискриминационными, отражающими затраты и стимулировали бы монополиста повышать эффективность.<sup>30</sup>

<sup>30</sup> Еремин С.В. Реформирование и регулирование энергетических рынков, учебное пособие. Тема 7. Регулирование тарифов на услуги по транспортировке газа.

Государство регулирует тарифы на услуги по транспортировке газа в отношении трубопроводов высокого давления (магистральный газопровод), среднего и низкого давления (газораспределительные сети).

Минимальный период регулирования тарифов составляет один год. Вместе с тем в случае существенного уменьшения объема оказываемых услуг по регулируемому виду деятельности, существенного роста расходов по регулируемому виду деятельности или возникновения иных обоснованных причин, повлекших за собой убыточность регулируемого вида деятельности для субъекта регулирования, тарифы могут быть пересмотрены.

ФСТ имеет право осуществлять контроль по определению и применению тарифов в форме проверки финансово-хозяйственной деятельности газотранспортных организаций. При такой проверке исследуется экономическая обоснованность расходов данных организаций, учтенных при регулировании тарифов на услуги по транспортировке газа, и фактического расходования средств при осуществлении услуг, так же как и правильность применения тарифов.

Органы исполнительной власти субъектов РФ участвуют в регулировании тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям.

Функция органа регулирования субъекта Российской Федерации состоит в представлении в ФСТ России заключения об обоснованности предложений организаций, осуществляющих услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, в отношении установления (изменения) цен (тарифов). Таким образом, указанный тариф устанавливается ФСТ России с учетом мнения органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

Тариф на транспортировку устанавливается дифференцированно по группам конечных потребителей.

Для проведения дифференциации тарифа на транспортировку конечные потребители разделяются на группы конечных потребителей в зависимости от объемов потребления газа. Выделяется 8 групп потребителей (табл.1).

**Таблица 1.**

**Классификация групп конечных потребителей газа**

<b>Потребители</b>	<b>Объем потребления в год</b>
1-я группа	свыше 500 млн.м <sup>3</sup>
2-я группа	от 100 до 500 млн.м <sup>3</sup>
3-я группа	от 10 до 100 млн.м <sup>3</sup>
4-я группа	от 1 до 10 млн.м <sup>3</sup>
5-я группа	от 0,1 до 1 млн.м <sup>3</sup>
6-я группа	от 0,01 до 0,1 млн.м <sup>3</sup>
7-я группа	до 0,01 млн.м <sup>3</sup>
8-я группа (население)	

Источник: Приказ ФСТ РФ от 15 декабря 2009 г. №411-э/7 «Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям».

Дополнительно к тарифам на транспортировку газа по газораспределительным сетям органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации по согласованию с газораспределительными организациями утверждаются специальные надбавки, предназначенные для финансирования программ газификации.

Средний размер специальной надбавки не может превышать 25 процентов (включая налог на прибыль организаций, возникающий от применения специальной надбавки)

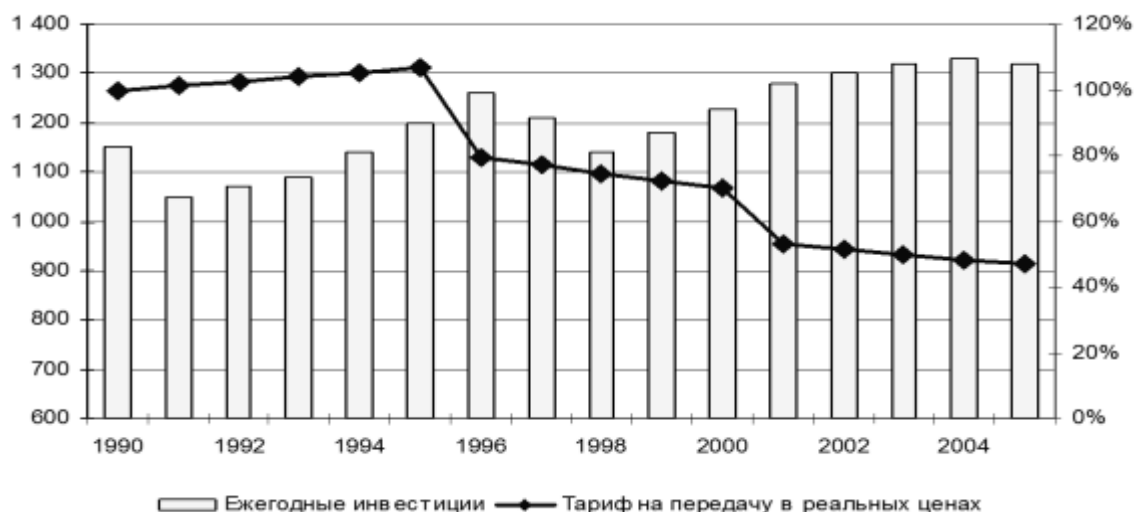
среднего размера тарифа на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям для конечных потребителей.

С 1 апреля 2013 г. ФСТ России должна утверждать тарифы на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям на срок не менее трех и не более пяти лет.

Существующая на сегодняшний день методика установления тарифов «затраты плюс» не всегда прозрачна. Кроме того, она не стимулирует хозяйствующую организацию к снижению затрат, поскольку норма прибыли устанавливается вне зависимости от уровня затрат. Для такой капиталоемкой отрасли необходим такой метод регулирования, при котором в отрасль будут привлечены необходимые инвестиции, которые, в свою очередь, не вызвали бы резкого роста тарифов. Таким методом является метод доходности инвестированного капитала. RAB

### Понятие и сущность RAB-регулирования

(Regulatory Asset Base — регулируемая база инвестированного капитала) — это система долгосрочного тарифообразования, основной целью которой является привлечение инвестиций в расширение и модернизацию инфраструктуры. Впервые методика тарифообразования на основе регулируемой базы инвестированного капитала (RAB) была применена в Великобритании в конце 1980-х гг. в процессе приватизации электросетевого комплекса и либерализации рынка электроэнергии. Там же методика имела успех долгие годы (рис. 3).



**Рисунок 3. Результат внедрения методики RAB в Великобритании**

Источник: Козьминых О. Э., RAB-регулирование как инструмент привлечения инвестиций в электроэнергетику

В середине 1990-х годов на RAB перешли многие страны Западной Европы, Канада, США, Австралия, правда, в каждой стране со своими особенностями. Европейский союз в 2002 году обязал страны Восточной Европы применять RAB-регулирование при установлении тарифов для монополий, и RAB пришел в Чехию, Словакию, Венгрию, Польшу, Румынию, Болгарию и ряд других государств. RAB-регулирование оказалось очень эффективным: энергокомпании в несколько раз снизили свои издержки, что повлекло серьезное снижение тарифа при увеличении инвестиций в отрасль. Мировая практика показала, что регулирование тарифов на основе метода RAB имеет ряд преимуществ для компаний, поставляющих услуги, и потребителей перед действующей сейчас системой «затраты плюс». Поэтому система RAB в мире считается образцом тарифного регулирования

в первую очередь для распределительных электрических сетей, систем теплоснабжения, водоснабжения и связи.<sup>31</sup>

Новая парадигма регулирования – поставить монополию в такие условия, чтобы она вела себя как конкурентная компания. Но чтобы понять, за счет чего RAB решает названный ряд проблем, необходимо разобрать методику расчета тарифа в новой системе. Основой для расчета тарифа является инвестированный капитал, состоящий из первоначальной базы капитала и нового инвестированного капитала. Первое составляющее есть стоимость активов сетевой компании до внедрения RAB, оцениваемая независимым аудитором. Второе – согласованная с Федеральной службой по тарифам (ФСТ) и органами исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов (РЭК) инвестиционная программа, осуществляемая собственником.

Необходимая валовая выручка (НВВ) включает в себя три компонента: текущие расходы, доход на инвестированный капитал и возврат инвестированного капитала, поэтому ее размер должен быть достаточен для того, чтобы акционеры и инвесторы вернули весь инвестированный капитал в долгосрочном периоде (в срок до 35 лет).

$$\text{НВВ} = \text{ОРЕХ} + \text{Возврат капитала} + \text{Доход}^{32}$$

ОРЕХ (operating expenditure) – операционные расходы компании

**Возврат капитала (амортизация)** – порядок определения данной величины при расчете тарифов с использованием метода доходности инвестированного капитала устанавливается отдельно и может не соответствовать правилам бухгалтерского и налогового учета

**Доход на капитал** – прибыль регулируемой организации, определяемая следующим образом:

$$\text{Доход} = \text{RAB} * \text{H}$$

RAB (Regulated Asset Base) – Регулируемая база активов, она же - величина инвестированного капитала.

H- норма доходности на инвестированный капитал

В первые годы действия RAB-регулирования на первоначальный капитал начисляется совсем небольшой доход, фактически только покрывающий амортизацию оборудования компании. Для «нового» капитала (для привлеченных инвестиций) норма доходности установлена в размере, покрывающим стоимость привлечения капитала. В последующие периоды нормы доходности для нового и старого капитала станут одинаковыми.

Взяв за основу необходимую валовую выручку, регулятор рассчитывает тариф. Тариф при RAB-регулировании, в отличие от схемы «затраты плюс», устанавливается не на один год, а на долгосрочный период 3-5 лет. И это принципиальная разница. Компания в течение 1-3 лет снижает свои издержки, но продолжает работать по утвержденному тарифу. Сэкономленные средства остаются в компании и идут ей в прибыль. Это стимулирует компанию снижать операционные расходы.

База инвестированного капитала в новом периоде регулирования включает в себя:

- инвестиции, фактически осуществленные в течение прошедшего периода в рамках согласованной инвестиционной программы;
- базу инвестированного капитала, установленную на прошедший период регулирования, за минусом величины возврата (амортизации) капитала.<sup>33</sup>

<sup>31</sup> Кому выгоден метод RAB? Рассуждения экономиста. Энергосовет № 3 (3) за 2009 г

<sup>32</sup> И. А. Долматов, Е. М. Карпель, М. А. Шутова Совершенствование тарифов. Как обеспечить стабильность и развитие. Газ России №3 2009 г.

<sup>33</sup> www.energyland.info

В соответствии с действующим законодательством РФ период возврата нового инвестированного капитала RAB составляет 35 лет и первоначального - по результатам оценки на основе износа и остаточного периода службы активов.

Доход на капитал – это произведение базы инвестированного капитала на его доходность, т.е. сумма процентов по заемному капиталу и доходов акционеров в виде дивидендов. Норма доходности на инвестированный капитал должна быть обоснована и должна учитывать риски, связанные с финансовой деятельностью компании.

Тем не менее, не следует думать, что при RAB-регулировании на тариф ничего не может повлиять в течение 3-5 лет. Тариф может ежегодно индексироваться с учетом макроэкономических показателей (упрощенно говоря – исходя из уровня инфляции), кроме того, увеличивая или урезая тариф, власти и регулятор могут наказывать или поощрять компанию за исполнение инвестиционной программы, за надежность и качество обслуживания потребителей. Ниже в таблице дана сравнительная характеристика нынешнего метода тарифообразования и метода доходности инвестированного капитала.

**Таблица 2.**

**Сравнение методов регулирования тарифов «Затраты+» и RAB**

	<b>Затраты +</b>	<b>RAB</b>
<b>Период регулирования</b>	1 год	3-5 лет, отдельно на каждый финансовый год
<b>Источник инвестиций</b>	Инвестнадбавка, плата за подключение	Тариф
<b>Источник возмещения капвложений</b>	Амортизация, расходы из прибыли – по производственной программе. Ивестнадбавка, плата за подключение - по инвестиционной программе	В тарифах учитывается возврат капитала на основании: -суммы инвестированного капитала -планируемых инвестиций -срока возврата капитала
<b>Обеспечение доходности</b>	Учитываются планируемые расходы из прибыли	Учитывается доход на капитал исходя из суммы капитала и ставки доходности
<b>Учитываемые расходы</b>	Расходы, связанные с оказанием услуг. -материальные затраты -затраты на оплату труда -отчисления на социальные нужды -амортизация -прочие затраты Дивиденды и другие расходы, за счет чистой прибыли	-возврат на капитал - доход на капитал - неподконтрольные расходы (аренда, налоги) -операционные расходы
<b>Учет экономии</b>	Выгода от экономии расходов остается в распоряжении организации в течение периода действия тарифов	Выгода от экономии расходов остается в распоряжении организации на протяжении пяти лет после ее достижения

Источник: составлено автором

**Выводы**

Для перехода на RAB – регулирование следует обеспечить устойчивый консенсус сторон (пользователей услуги, ГРО и регулирующего органа) по следующим параметрам:

- точного определения номенклатуры объектов, участвующих в предоставлении услуг по транспортировке;
- единообразия использования методического подхода при определении стоимости активов для расчета RAB;
- согласованной регулятором и взаимоприемлемой для сторон величины ставки WACC;
- четко зафиксированного расчетного периода действия тарифов и условий для их пересмотра;
- единообразия методических подходов у контрагентов к определению амортизационных начислений.

Метод доходности инвестированного капитала позволит активизировать работу по вводу новых распределительных мощностей для подключения новых потребителей, контролировать рост тарифов на транспортировку при осуществлении масштабных инвестиций, повысить инвестиционную привлекательность сегмента газораспределения и обрести дополнительный стимулирующий фактор регионального развития. ГРО смогут получить инвестиции, необходимые для подключения новых потребителей и снижения износа существующей сети, оплачивать инвестиции на строительство новых объектов и реконструкцию старых. Кроме того компаниям и инвесторам метод RAB-регулирования несет гарантию возврата вложенного капитала, справедливый уровень доходности, получение долгосрочного тарифа на услуги по газораспределению, снижение дефицита пропускной мощности, а также повышение качества услуг и надежности газоснабжения.

### **Список использованной литературы**

1. Еремин С. В. Реформирование и регулирование энергетических рынков, учебное пособие. Москва, 2015
2. И. А. Долматов, Е. М. Карпель, М. А. Шутова Совершенствование тарифов. Как обеспечить стабильность и развитие. Газ России №3 2009 г.
3. Кому выгоден метод RAB? Рассуждения экономиста. Энергосовет № 3 (3) за 2009 г
4. Приказ ФСТ РФ от 15 декабря 2009 г. №411-э/7 «Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям»
5. Официальный сайт ПАО «Газпром» - <http://www.gazprom.ru>
6. Губанов А., RAB-регулирование. Как это работает? - <http://www.energyland.info/>

## Привлечение иностранных инвестиций в нефтегазовый комплекс РФ

### Современное состояние инвестиционного климата и налоговой базы в России

Это совокупность социальных, экономических, организационных, правовых, политических и иных условий, которые определяют целесообразность и привлекательность процесса инвестирования в экономику страны.

Инвестиционный потенциал региона складывается из следующих основных частных потенциалов:

- Ресурсно-сырьевой потенциал, характеризующий обеспеченность сырьевыми и производственными ресурсами;
- Трудовой потенциал, отвечающий за уровень квалификации и наличие трудовых ресурсов;
- Инновационный потенциал, где находят отражение уровень развития науки в целом и достижения НТП;
- Институциональный потенциал – степень развития ведущих институтов экономики
- Инфраструктурный потенциал - географическое положение региона и его инфраструктурная обеспеченность
- Финансовый потенциал - объем налоговой базы и прибыльность предприятий региона;
- Потребительский потенциал - совокупная покупательная способность населения региона.

В 2009 году, около 18% добычи российской нефти (порядка 89,9 млн тонн) было под контролем иностранных структур по ряду причин:

- Контроль над малыми предприятиями;
- Участие в капитале российских вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний (ВИНК);
- Участие в соглашениях о разделе продукции (СРП).

Инвестиционные проекты, которые реализуются в нефтегазовой отрасли, в основном, финансируются за счет иностранных кредитов. Заинтересованность российских компаний в привлечении иностранных инвестиций обуславливается наличием у инвесторов передовых технологий и возможностью выхода на зарубежные рынки. При этом, инвесторы получают доступ к ресурсной базе РФ и получают возможность организации экспортных поставок. В некоторых случаях, происходит оптимизация структуры размещения производительных сил по добыче, транспортировке и переработке нефти путем обмена нефтегазовыми активами upstream и downstream.

Правительство РФ стремилось обеспечить национальную безопасность путем ужесточения контроля над деятельностью иностранного бизнеса нефтегазового комплекса, а также введением ряда дополнительных ограничений на разработку и освоение шельфовых проектов иностранными инвесторами. Данная мера крайне неблагоприятно отразилась на инвестиционном климате страны и усугубила ситуацию по оттоку иностранного капитала.

Однако, за последний год, правительство РФ пересмотрело свою политику по данному вопросу, вследствие чего произошло повышение инвестиционной привлекательности нефтедобычи, обусловленное снижением налоговой нагрузки на добывающие компании за счет введения дифференцированного НДС и иных налоговых льгот.

Государство намерено создать самые благоприятные условия для увеличения частных инвестиций в геологоразведку и добычу полезных ископаемых. Ряд шагов уже предпринят в



последнее время. В частности, введены льготы по НДС для резидентов территорий опережающего развития, налоговые каникулы по НДС для Сибири и Дальнего Востока. Установлена рассрочка стартовых платежей. Это позволит недропользователям направлять деньги, которые раньше шли государству, на обустройство и скорейший ввод месторождений в эксплуатацию. Отменена экспертиза проектной документации на все виды скважин. Недропользователям дали возможность исправлять технические ошибки в лицензиях.

### **Проблема привлечения иностранных инвестиций в экономику РФ**

В силу нестабильной экономической ситуации в России, многие иностранные аналитики и ведущие экономисты утверждают, что именно привлечение, причем в широких масштабах, иностранных инвестиций может быть ключом к решению данной проблемы, что также сможет поднять общий уровень жизни населения и принести другие долговременные положительные экономические эффекты. Поверить в то, что одни только иностранные инвестиции способны поднять экономику РФ, достаточно трудно. Однако, можно утверждать, что они станут катализатором развития и стимулом к росту внутренних инвестиций. Достижение таких целей, как выход из современного кризисного состояния и начальный подъем экономики, тесно связано с изменением притока зарубежных капиталовложений. При этом, мы наблюдаем ситуацию, где интересы иностранных инвесторов попросту не совпадают с российскими общественными интересами. Соответственно, при привлечении иностранного капитала, необходимо поступить так, чтобы направить действия владельцев капитала на благо общественных целей, при этом не лишая их собственных мотиваций.

Данная задача является разрешимой, однако, необходимо углубленное изучение имплементации иностранного капитала в российских условиях, а также улучшение экономической и законодательной базы, которые являются важнейшим фактором состояния инвестиционного климата в РФ. При рассмотрении данного вопроса, стоит уделить наибольшее влияние законодательной базе, в силу того, что ограничение инвестиционного процесса происходит именно в данной сфере. При этом, наблюдается своеобразный парадокс, когда инструмент, который должен быть сильнейшим по привлечению зарубежного капитала, де-факто, является основной причиной, которая удерживает иностранных инвесторов от крупных капиталовложений.

В силу того фактора, что экономика России технологически отстает по многим позициям, она нуждается в иностранном капитале, который мог бы способствовать развитию внутренних инвестиций, а также мог бы принести новые (для России) современные методы управления и технологии. Учитывая опыт многих развивающихся стран, можно с уверенностью сказать, что с приходом в экономику иностранного капитала, в стране реципиента начинается инвестиционный бум. Технологии, которые были принесены в страну иностранным капиталом, путем их дальнейшего освоения, способствовали созданию собственных передовых технологий внутри страны.

Если судить по опыту многих стран «третьего мира», особенно латиноамериканских, то можно утверждать, что если стране присущ неблагоприятный инвестиционный климат, который приносит неадекватные условия для работы иностранных компаний, то происходит рост внешнего долга и повышенная необходимость внешних государственных займов. А в силу того, что последние не всегда используются эффективно, то рост внешнего долга начинает тормозить развитие экономики. Помимо этого, государственные займы нередко являются причиной экономических уступок и потерей рычагов политического давления.

Инвестирование иностранного капитала, или по-другому, его экспорт, является многосторонним процессом. Из определения, инвестиции – это «долгосрочные вложения капитала в различные отрасли хозяйства с целью получения прибыли». Однако нельзя

забывать о том, что инвестирование должно быть взаимовыгодным процессом, иначе говоря, приносить прибыль, как реципиенту капитала, так и инвестору.

Инвестиции, в зависимости от цели вложения, подразделяют на:

- прямые – приобретение материалов, средств производства, вложения денежных финансов в бизнес с целью участия в дальнейшей предпринимательской деятельности компании;
- портфельные – вложения в ЦБ, которые формируются портфельным способом. Так инвестор сможет оперативно принимать участие в управлении компанией, иметь право голоса на заседаниях учредителей или собрании акционеров, предлагать и утверждать решения о дальнейшей политике компании;
- реальные – вложение средств в материальное производство;
- нефинансовые – инвестиции в форме открытий, патентов, ноу-хау, торговых марок. Данные формы вложений имеют свое денежное выражение и прямо либо косвенно способствуют повышению и эффективности деятельности, в которую происходит инвестирование.
- интеллектуальные – финансовые вложения в продукт интеллектуальной деятельности. Финансирование разработки ноу-хау, технологий, патентов и т.п.

При прямых инвестициях, корпорации получают либо фактический контроль над инвестируемой компанией, либо полное право на её владение. При этом, в некоторых случаях, 10% акционерного капитала будет достаточно для данных операций. Экономически развитые страны, как, например, США, являются ведущими инвесторами в мировой практике, однако за последние 20 лет их доля в общей сумме зарубежных прямых инвестиций сократилась.

Также, значимость изменений коснулась и направлений прямых инвестиций: если до Второй Мировой войны основную часть капиталовложений получали отсталые страны, то в последнее время более играет фактор развитости экономики страны-реципиента. Сдвиг в отраслевой структуре инвестирования обуславливает такое поведение инвесторов, которые сосредотачивают свой капитал в обрабатывающую промышленность, а внутри нее - в наукоемкие и высокотехнологичные отрасли.

Портфельные инвестиции являются основным источником средств, которые идут на финансирование акций, выпускаемых крупными корпорациями, предприятиями и частными банками. В послевоенный период объем инвестиций данного типа растет, что является следствием увеличения количества частных инвесторов. Зарубежным портфельным инвестициям свойственны посредники в виде инвестиционных банков. Это те организации на рынке ценных бумаг, которые занимаются финансированием долгосрочных вложений. При использовании данного вида инвестирования, большое влияние оказывает разница в норме процентных ставок, которые выплачиваются по ценным бумагам разных видов. В силу данного фактора, множество иностранных инвесторов было привлечено в США, большую часть из которых составили представители Японии.

Если рассматривать классификацию по формам принадлежности инвестиционных ресурсов, существуют инвестиции:

1. Частного капитала – вклады физлиц и юридических лиц форм собственности;
2. Госсобственности – вклады капиталов госпредприятий, госбанка, госфондов, фондов, не относящихся к бюджетным, но являющихся государственными;
3. Иностранных субъектов – вклады субъектов иностранного капитала;
4. Смешанные – сочетание вкладов государственного и частного капиталов в инвестиционные объекты компаний и предприятий.

По учету, инвестиции разделяются на валовые и чистые инвестиции – понятия, тесно взаимосвязанные между собой. Валовые – учет инвестиций ведется за период, в котором суммируют все инвестиции направленные на воспроизводство нематериальных активов и

основных средств. Чистые – рассчитываются как совокупность валовых инвестиций за вычетом амортизации. Здесь также выделяют реанимационные вложения – это, по сути, сумма амортизируемых активов. Валовые частные внутренние инвестиции это общее выражение всех приобретений произведенных СП (средств производства) с изменениями в запасах компаний.

По фактору доходности существуют высоко-, средне-, низко- и бездоходные инвестиции. Если первые три типа определяются уровнем получаемого дохода, в сравнении со среднерыночным, то в бездоходном типе прибыль заменяется эффектом экологического, социального или иного неэкономического вида. Подобной будет классификация по степени риска инвестирования в ту или иную деятельность:

- риск отсутствует – прибыль гарантирована;
- присутствие фактора риска в некоторой степени, уровень которой ниже среднего по рынку;
- уровень риска равен среднерыночному;
- высокий риск потерь капитала, превышающий усредненные рыночные показатели. Доход здесь чаще всего максимальный.

Также в рамках рассмотрения темы часто упоминается понятие инвестиционного климата, которым характеризуются благоприятные или неблагоприятные условия для развития инвестиционного бизнеса. Данный параметр изучается как в рамках отдельно взятого государства, города, области или другой территориальной единицы. Например, благоприятными показателями инвестиционного климата являются законодательство, социальные, финансово-экономические условия, криминальные факторы, экология и т.п.

Следует различать понятия финансирования и инвестирования. Ведь первое подразумевает предоставления капитала для формирования имущества, а второе – это вложения финансов для формирования капитала.

Рассматривая данную тематику, следует коснуться понятия инвестиционный спрос. Это уровень потребности в инвестировании предпринимателей на СП (средства производства), для погашения амортизационных расходов, восстановления износа существующего капитала, а также обеспечения его прироста.

Факторы ИС:

- ожидаемый уровень доходности инвестиций;
- учетная банковская ставка.

Чем выше уровень доходности, тем большим будет объем инвестиций, а ставка банка принимается во внимание для расчета стоимости заемного денежного капитала.

Дополнительные факторы, которые влияют на решение инвестора – темпы инфляционного роста, уровень налогов, личный доход, состоящий из сберегаемого, потребляемого и инвестируемого. Потребление – определяется уровнем расходов на жизненные необходимости для существования. Общий доход может частично потребляться и остальная его часть либо сберегается, то есть, накапливается на «черный день», либо инвестируется. По поводу потребления и сбережения отмечен интересный парадокс.

Парадокс бережливости – одно из очень метких наблюдений зарубежных экономистов Кетчингса, Фостера, Кейнса и Хайека.

Оказывается, чем больше сбережения и меньше инвестирования, тем быстрее наступит общий экономический спад. Ведь естественная реакция в кризисные и предкризисные периоды – экономить, тратить меньше, отзывать инвестиции и т.п. В итоге снижается спрос, обуславливая спад производств, а, значит, и уменьшение зарплат. В итоге и способность к сбережению снижается. Так наступает следующий виток снижения экономического роста и развития.

Для подготовки к инвестированию, следует оценить, какие задачи стоят перед фирмой, какие цели необходимо осуществить.

В рамках подготовки анализируют какой параметр требует дополнительных вложений:

- в увеличение эффективности деятельности;
- в расширение производственной активности;
- в новые производства, которые увеличат производительность и прибыльность предприятия;
- для удовлетворения требований законодательства, например, выполнения экологических или иных стандартов безопасности продукции. Такие инвестиции не имеют явной доходности, но косвенно способствуют выходу компании на новый уровень, с новыми высокодоходными каналами сбыта.

«Основными способами привлечения прямых иностранных вложений в экономику России являются:

- привлечение иностранного капитала в предпринимательской форме путем создания совместных предприятий (в том числе - путем продажи зарубежным инвесторам крупных пакетов акций российских акционерных обществ);
- регистрация на территории России предприятий, полностью принадлежащих иностранному капиталу;
- привлечение иностранного капитала на основе концессий или соглашений о разделе продукции;
- создание свободных экономических зон (СЭЗ), направленное на активное привлечение зарубежных инвесторов в определенные регионы страны.»<sup>34</sup>

Иностранный капитал на данный момент играет роль «катализатора роста» лишь в нескольких узких секторах производства, ориентированных в первую очередь на зарубежный спрос, при этом не оказывая почти никакого значительного воздействия на развитие национального хозяйства в целом.

Выработка комплексной государственной программы привлечения иностранного капитала позволит добиться существенного количественного увеличения прямых иностранных вложений в экономику РФ, в том числе и в ТЭК. Исходя из опыта зарубежных стран, помимо общего улучшения макроэкономической ситуации в стране, можно выделить вполне конкретные меры касаясь повышения инвестиционного климата в стране:

- «создание реально действующей системы льгот для иностранных инвесторов в отдельных отраслях и регионах (в частности, создание реально действующих свободных экономических зон);
- четкое разграничение собственности между хозяйствующими субъектами, а также между федеральными и местными властными структурами;
- создание стабильного экономического и внешнеторгового законодательства;
- снижение налогового бремени и упрощение структуры налогов;
- введение частной собственности на землю;
- создание механизмов страхования иностранных инвестиций»<sup>35</sup>.

Подводя итог из вышесказанного, отметим, что привлечение иностранных инвестиций в экономику РФ является одним из тривиальных условий выхода страны из экономического кризиса. Оно будет выполнено при исполнении определенных усилий в организационной и правовой сфере как со стороны доноров капитала в лице иностранных корпораций и компаний, так и от региональных и федеральных властей РФ.

Создание эффективного экономического законодательства и стабилизация

---

<sup>34</sup> А.В. Мудрак – Управление финансовым потенциалом промышленного региона в целях активизации инвестиционного процесса (На примере Кемеровской области), 2010 г.

<sup>35</sup> А.В. Мудрак – Управление финансовым потенциалом промышленного региона в целях активизации инвестиционного процесса (На примере Кемеровской области), 2010 г.

законодательной, экономической ситуации, организация эффективного внутрисекторного рынка капиталов, который будет обеспечивать полноценную связь рынка ценных бумаг с реальным сектором и улучшение общего инвестиционного климата России – вот лишь несколько факторов того, на что необходимо направить данные усилия.

### Пути увеличения инвестиционной привлекательности НГК РФ

Одной из проблем низкой инвестиционной привлекательности России является высокий уровень коррупции, который, определенным образом, сдерживает приток инвестиций как в НГК, так и в другие сектора Российской экономики. Борьба с данным явлением ведется в России довольно давно, однако, не стоит заострять внимание на данном факторе, поэтому необходимо рассмотреть экономические пути увеличения инвестиционной привлекательности НГК РФ.

Одним из таких путей может стать концепция множественности инвестиционных режимов в российском недропользовании, предложенная профессором А.А. Конопляником. Схематичное изображение представлено на рисунке 1.



**Рисунок 1. Возможная композиция (матрица, меню) инвестиционных режимов для российского недропользования (в координатах «правовая стабильность – налоговая благоприятность»)**

Суть данной концепции – создание конкуренции между применяемыми в стране инвестиционными режимами за инвестора. Таким образом, произойдет голосование за более благоприятный инвестрежим непосредственно самим инвестором. Соответственно, это приведет к тому, что государство сможет пронаблюдать, какие из предложенных режимов менее привлекательны для инвестора и почему. Такой метод конкуренции в сфере инвестиции может существенно повысить инвестиционную привлекательность сектора.

Ещё одним решением данной проблемы можно обозначить развитие и лоббирование техники Соглашения о разделе продукции (СРП). Опыт её применения в России показал, в определенной степени, несостоятельность данного режима. Однако же, данная проблема была обусловлена рядом экономических и политических факторов, главным из которых

являлась «неготовность российского государственного аппарата обеспечить необходимым количеством квалифицированных переговорных кадров все те проекты (общим числом до 250), которые российские нефтяные компании были готовы перевести на условия СРП в конце 1990-х гг.»<sup>36</sup>

При правильном подходе к данному вопросу, можно с уверенностью утверждать, что СРП сможет повысить инвестиционную привлекательность нефтегазового сектора экономики РФ, а также сможет решить такую проблему, как отсутствие передовых технологий добычи энергоресурсов из малодебитных скважин (нерентабельных месторождений).

Существует тезис о том, что при применении СРП из бюджета страны происходит «выпадение доходов», который широко используется противниками данного подхода. Данный тезис можно считать в корне неверным, ибо в нем происходит сравнение реальных доходов с виртуальными, которые могли бы быть получены при запретительных условиях системы. В таком случае необходимо сравнивать доходы от СРП с нулем, так как при отсутствии данного соглашения многие проекты могут быть попросту нерентабельны в текущих экономических условиях. Если же говорить о высокорентабельных месторождениях, то при грамотной реализации переговорного процесса, государство-собственник недр может получить дополнительную часть ренты, оставив инвестору-недропользователю приемлемую для него норму прибыли.

Стоит сказать, что на данный момент, в Российской Федерации уже действует система создания своеобразных экономических зон со льготными налоговыми условиями, которые носят названия Территории опережающего развития, или же просто ТОРы. Ближайший пример – это Дальневосточный федеральный округ. Для ускоренного развития экономики, привлечения инвестиций и создания комфортных условий проживания населения в ДФО образованы девять территорий опережающего социально-экономического развития (ТОРы): "Хабаровск" и "Комсомольск" в Хабаровском крае, "Надеждинская" - в Приморском, "Белогорск" и "Приамурская" в Амурской области, "Михайловская" в Приморском крае, "Беринговский" в Чукотском автономном округе, "Индустриальный парк "Кангалассы" в Якутии и "Камчатка" в Камчатском крае.

Министерством по развитию Дальнего Востока разработана методика отбора инвестиционных проектов в ДФО для их последующей государственной поддержки. Правительство РФ уже утвердило шесть проектов: строительство горно-обогатительного комплекса "Инаглинский" и Таежного горно-обогатительного комбината в Якутии, транспортно-перегрузочного комплекса для перевалки угля в порту Ванино и проект развития угледобычи и углеобогащения ОАО "Ургалуголь" в Хабаровском крае, горно-металлургический комбинат по добыче и переработке руды Озерновского золоторудного месторождения (Камчатский край), развитие золотодобычи в Селемджинском районе Амурской области. На инфраструктурную поддержку этих проектов в 2015 г. выделены 2,7 млрд бюджетных средств, общий объем средств федерального бюджета составит 13,8 млрд рублей. Частные инвестиции в данные проекты составят 126,54 млрд рублей.

Действует государственная программа РФ "Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона", рассчитанная на 2014-2025 гг., с общим объемом финансирования 346,165 млрд рублей из федерального бюджета. 4 августа 2015 г., в связи с истечением срока действия федеральной целевой программы "Социально-экономическое развитие Курильских островов (Сахалинская область) на 2007-2015 гг.", правительство РФ утвердило аналогичную программу на 2016-2025 гг. Объем финансирования по ней составит 68,924 млрд рублей, в т.ч. 27,853 млрд - из федерального бюджета.

---

<sup>36</sup> Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С.Некрасова), материалы выступления проф. А.А. Конопляника

### **Выводы**

1. Инвестиционный климат в РФ не является крайне благоприятным, в связи с чем необходим поиск путей по его улучшению
2. СРП является крайне эффективным методом увеличения инвестиционной привлекательности НГК РФ, который успешно применяется в ряде других стран, в том числе, и для разработки нерентабельных месторождений.
3. Правовая и налоговая база России также нуждается в переосмыслении и дальнейшей доработке.

### **Список использованной литературы**

1. А.В. Мудрак – Управление финансовым потенциалом промышленного региона в целях активизации инвестиционного процесса (На примере Кемеровской области), Москва, 2010 г.
2. Телегина Е.А. Углеводородная экономика. Том 1 – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012
3. Зубченко Л.А. Иностраннные инвестиции.-М.: Книгодел, 2010
4. Коржубаев А.Г., Миловидов К.Н., Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс России. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012
5. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С.Некрасова), материалы выступления проф. А.А. Конопляника
6. Федеральная служба государственной статистики <http://www.gks.ru/>

## Обобщение мирового опыта создания стратегического нефтяного резерва

Многие страны вложили миллиарды долларов в создание нефтяных хранилищ и нефтяных резервов.

Причиной создания нефтяных резервов стал энергетический кризис 1973 года. Тогда арабские страны-экспортеры нефти прекратили поставки топлива на Запад в ответ на поддержку, которую США оказали Израилю в Войне судного дня с Египтом и Сирией. Мир настолько зависел от ближневосточной нефти, что цены на нее взлетели с 3 до 12 долларов за баррель, на АЗС вскоре было введено нормирование продажи бензина.

В некоторых случаях горючее исчезло полностью. Люди стали опасаться, что и те скудные запасы бензина, которые у них оставались, могут украсть, и встали на защиту своих автомобилей с оружием в руках.

Ни одна современная страна не может претендовать на статус сверхдержавы, не обладая собственным стратегическим резервом нефти. Об этом свидетельствует анализ этапов создания нефтяных резервов в мире.

Таблица 1.

### Этапы создания нефтяных резервов в мире

Годы	Причины создания резервов
1973-1974	Нефтяной кризис этого периода засвидетельствовал уязвимость энергетики стран ЕС, обусловленную высоким уровнем ее зависимости от импорта энергоносителей и стал прямым толчком к формированию стратегических резервов нефти и нефтепродуктов участниками Евросоюза.
1975	Появляется вторая, самая крупная система энергетической безопасности с использованием механизма резервирования, разработанная Международным Энергетическим Агентством (МЭА), которую в противовес ОПЕК создают страны – члены Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). Членство в МЭА юридически обязывает иметь чрезвычайные резервы не менее чем на 90 дней нетто-импорта от уровня предыдущего года.
1975	В США создается Стратегический нефтяной резерв (СНР) как отдельное государственное ведомство, которое занялось созданием крупнейшего мирового резерва нефти объемом 1 млрд. баррелей (около 160 млн. т.). Заполнение хранилищ нефтью началось в 1977 году и за 10 лет СНР достигли сегодняшнего уровня запасов – около 700 млн. баррелей.
1988	Во Франции было создано агентство SAGESS для управления стратегическими резервами. После Суэцкого кризиса 1956 г. на юго-западе Франции был сооружен комплекс подземных нефтехранилищ общей вместимостью 41 млн. баррелей, в которых хранится не только сырая нефть, но и нефтепродукты. SAGESS управляло половиной резервов, аккумулированных местными нефтекомпаниями до 1993 г., когда был создан Профессиональный комитет по управлению стратегическими резервами CPSSP.
1994	Правительство Германии начинает создание Федерального резерва сырой нефти (55 млн. баррелей), а также значительного резерва нефтепродуктов. Специально созданное властями Агентство по управлению резервами EBV (Erdolbevorratungsverband) занимается равномерным распределением обязательного резервирования энергоресурсов между НПЗ и импортерами нефтепродуктов, а также равным обеспечением доступа к резервам во время кризиса. Членами агентства, делающими денежные взносы, обязаны быть все НПЗ и нефтяные трейдеры.
2002 (лето)	Еврокомиссия предложила полное организационное объединение резервов нефти стран ЕС.
2003 (январь)	Страны ОПЕК создали специальный стратегический резерв нефти в размере 150 млн. баррелей. В формировании резерва участвовали семь стран ОПЕК, включая Саудовскую Аравию, Кувейт и Иран. Создание специального стратегического резерва стало ответом ОПЕК на угрозу начала войны США против Ирака —



	использовать стратегический резерв предполагалось в случае нехватки нефти на мировом рынке из-за боевых действий в Персидском заливе.
2009 (июнь)	Министры энергетики 27 стран — членов Евросоюза договорились создать дополнительные нефтяные резервы, которые будут задействованы в случае экстренной необходимости.
2009 (сентябрь)	Власти Китая приступили к созданию стратегического резерва нефти (закупаемой в Казахстане и России) в Синьцзян-Уйгурском автономном районе объемом 5,4 млн. куб. м. Этот проект является частью плана формирования стратегических резервов нефти общим объемом 26,8 млн. куб. м.

Источник: данные найдены и сформированы автором.

В мире применяются два основных подхода к созданию запасов: государственное резервирование и частное. Каждая страна самостоятельно определяет важность того или иного вида продукта и формирует систему хранения необходимого количества резервов на экстренный случай.

Международное энергетическое агентство (МЭА) контролирует отпуск и распределение нефти из различного рода резервов в мировом масштабе. Когда та или иная страна вступает в МЭА, она принимает на себя различные обязательства. Одно из таких обязательств состоит в поддержании запасов нефти на уровне, эквивалентном объему импорта в течение 90 дней. Международное энергетическое агентство (МЭА) предупреждает, что в хранилищах нефти во всем мире в текущем году может закончиться место, так как в 2014 году мир добавил в свои нефтехранилища 1 млрд. баррелей.<sup>37</sup>

К началу XXI века накоплен большой опыт создания и управления стратегическими запасами нефти в условиях рыночной экономики. Лидером этого направления является США, поэтому кратко остановимся на американском опыте.

Впервые в США идею о накоплении уже добытой сырой нефти в качестве стратегического запаса высказал министр внутренних дел Гарольд Икес в 1944 г., но только через 30 лет идея была претворена в жизнь - 22 декабря 1975 г., в соответствии с Актом об энергетической политике и энергосбережении было решено создать стратегические нефтяные резервы для обеспечения энергетической безопасности страны. Для хранения запасов нефти были созданы подземные хранилища.<sup>38</sup>

**Таблица 2.**

**Характеристики подземных хранилищ Стратегического нефтяного резерва США**

Название	Место дислокации, город, штат	Объем, млн. баррелей	Пропускная способность в сутки, млн. баррелей	Примечание
Bryan Mound	Freeport, Техас	254	1,5	
Big Hill	Winnie, Техас	160, планировалось 250	1,1	
West Hackberry	Lake Charles, Луизиана	227	1,3	
Bayou Choctaw	Baton Rouge, Луизиана	76, планировалось 109	0,55	
Richton	Richton, Миссиссипи	160	1	Планировалось в 2007 г.
Weeks Island	Iberia Parish,	72	-	Действовало до 1999 г.

<sup>37</sup> Официальный сайт Международного Энергетического Агентства [www.iea.org](http://www.iea.org)

<sup>38</sup> Использованы материалы из источника [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)

	Луизиана			
--	----------	--	--	--

Источник: данные официального сайта Управления энергетической информации США [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

Хранилища были размещены вдоль побережья Мексиканского залива в штатах Техас и Луизиана рядом с крупными центрами нефтепереработки, что упрощает транспортировку. Каждое хранилище представляет собой группы искусственных подземных полостей, созданных в массивах каменной соли путем их глубинного бурения для формирования скважин, через которые прокачивается вода, локально растворяющая массив. Строительство хранилищ такого типа в 20 раз дешевле, чем в скальном массиве, и в 10 раз дешевле, чем традиционных наземных. Нефть из резерва может использоваться в исключительных случаях, дневной отбор не может превышать 4,4 млн. баррелей.<sup>39</sup>

Некоторые полости находятся на глубине около 1 километра, их средние размеры 60 метров в ширину и 600 метров в глубину; объем каждого от 6 до 37 млн. баррелей (от 1 до 6 млн. м<sup>3</sup>).<sup>40</sup>

При создании стратегического нефтяного резерва правительство США для начала приобрело их для хранения первых 250 миллионов баррелей сырой нефти, что было самым быстрым способом создать хранилища.

До сентябрьских терактов 2001 г. величина СНР не превышала 592 млн. баррелей, позже президент США Джордж Буш приказал увеличить объем хранимой в СНР нефти до предельно возможного тогда - 700 млн. баррелей. Состояние запасов в подземных хранилищах СНР на 31 мая 2015 г. представлено в Таблице 3.

**Таблица 3.**

**Запасы нефти в подземных хранилищах СНР США (по состоянию на 31 мая 2015 года)**

Название	Кол-во емкостей	Объем хранимой нефти, млн баррелей		Коммуникационные линии подземного хранилища
		Светлая нефть	Высоко-сернистая	
Bryan Mound	20	64,4	176,4	Связано трубопроводами с портовыми сооружениями в городе Freeport, нефтебазой фирмы Phillips, а также, магистральным 46-дюймовым трубопроводом, с НПЗ и доками в Texas City
Big Hill	14	67,6	94,5	Связано трубопроводом длиной 25 миль диаметром 36 дюймов с терминалом в городе Nederland
West Hackberry	22	107,6	105,5	Связано одним трубопроводом длиной 43 мили диаметром 42 дюйма с терминалом Sun Terminal фирмы Техасо в городе Nederland и вторым – с НПЗ в городе Lake Charles, который подключен к магистральному трубопроводу Техасо-22
Bayou Choctaw	7	21,7	51,8	Связано трубопроводом длиной 37 миль диаметром 36 дюймов с

<sup>39</sup> Управление энергетической информации США [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

<sup>40</sup> Данилина М. В., Ерошкин С. Ю. Способы стабилизации финансовых поступлений в федеральные бюджеты зарубежных стран // Научный журнал Российского газового общества. 2014. № 2. С. 105-115

				терминалом St. James на реке Миссисипи
--	--	--	--	--

Источник: данные официального сайта Управления энергетической информации США [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

Из таблицы видно, что совокупный объем хранилищ составлял 713,5 млн. баррелей сырой нефти и был заполнен на 96,66%, что могло компенсировать отсутствие зарубежных поставок нефти в течение 137 дней, если учитывать объем импорта 2014 г. Средняя цена одного барреля нефти, хранящуюся в СНР - 29.7 долларов США, затраты на создание СНР на 31 мая 2015 г. составили 25,7 млрд. долларов США, из них 5 млрд. долларов США - инфраструктура, 20,7 млрд. долларов - собственно нефть.

Значительный интерес представляет опыт создания стратегических запасов Индией. Зависимость от импорта нефти является характерной чертой экономики Индии, ввоз нефти покрывает 75% ее внутреннего спроса, ежегодная величина которого к настоящему моменту составила 120 млн. т и, по прогнозам, будет продолжать расти более чем на 4% в год. Объем добычи собственной нефти в стране составляет 34 млн. т., поэтому импорт нефти для Индии и в дальнейшем совершенно необходим.

Еще в 2005 году правительство Индии решило соорудить к 2015 году три нефтехранилища общим объемом 37 млн. барр. К началу 2016 года этот проект был почти завершен, но власти уже анонсировали постройку новых мощностей, способных вместить 91 млн. барр. К 2020 году Индия планирует иметь достаточно резервов на 90 дней автономного потребления. При текущем уровне спроса это составляет около 350 млн. барр.

**Таблица 4.**

**Характеристики первой очереди индийских подземных стратегических хранилищ сырой нефти**

Характеристики хранилища	Название хранилища		
	Висакхапатнам (Visakhapatnam)	Мангалор (Mangalore)	Падур, около Удупи (Padur near Udupi)
Максимальное количество хранимой нефти, млн т/млн бар	1,33/7,55	1,5/11	2,50/18,37
Количество емкостей	2	2	4
Максимальное количество нефти хранимой в каждой емкости, млн т	1 – 0,30, 2 – 1,03	1 – 0,75, 2 – 0,75	1 – 0,625, 2 – 0,625, 3 – 0,625, 4 – 0,625
Площадь хранилища, в акрах	67	104,73	179,21
Удельная площадь в акрах на хранение 1 млн т сырой нефти	50,37	69,82	71,68
Начало строительства	январь 2008	апрель 2009	май 2010
Завершение строительства	январь 2015	октябрь 2015	октябрь 2015
Продолжительность строительства в месяцах	84	69	55
Стоимость строительства, млн индийских рупий/\$млн	1038/166	1227/197	1693/272
Удельная стоимость строительства на хранение 1 млн т сырой нефти, млн индийских рупий/\$млн	780,45/124,8	818/131,33	677,2/108,8

Источник: Министерство энергетики Индии [www.powermin.nic.in](http://www.powermin.nic.in)

При анализе данных таблицы 3 обращает на себя внимание увеличение скорости строительства стратегических объектов при существенном снижении удельной стоимости строительства. Надо отметить, что и этот результат примерно в два раза хуже, чем полученный при возведении стратегических хранилищ сырой нефти в США. Наиболее убедительное объяснение этому факту, вероятно, лежит в технологиях формирования полостей для хранения нефти.

Стратегические запасы Индии размещены на складах в зоне досягаемости современных средств поражения, как со стороны моря, так и с сопредельных территорий. Стихийные бедствия, такие как ураганы и землетрясения, также могут существенно затруднить подачу сырья из хранилищ, оказавшихся в зоне их действия. Очевидным логистическим решением, позволяющим разрешить противоречие между надежностью хранения и его стоимостью, будет вывод стратегических складов из вероятной зоны поражения.

Наилучшим местом для этого будет территория государства, располагающего достаточной силой для защиты своих интересов на мировой арене, имеющего традиционно добрые отношения, а также экономические и политические предпосылки для их укрепления. В полной мере таким характеристикам отвечает Россия. Размещение склада для хранения стратегических запасов нефти Индии на территории, например, российского Приморья позволит заполнять его из трубопроводной системы «Восточная Сибирь - Тихий океан» (ВСТО), призванной обеспечить российской нефти выход на новые рынки, в первую очередь стран Азиатско-Тихоокеанского региона, и вывозить сырую нефть, например, через спецморнефтепорт «Козьмино» в бухте Находка.

По планам правительства Индии к 2021 г. суммарный стратегический запас сырой нефти достигнет эквивалента потребления ее индийской экономикой в течение 90 дней, а коммерческие запасы нефти и нефтепродуктов в распоряжении нефтяных компаний - эквивалента 70 дней потребления. Сегодня при полном заполнении хранилищ первой очереди, накопленного в них объема будет достаточно, чтобы удовлетворять потребности страны в нефти в течение 13 дней. Обращает на себя внимание параметр, с помощью которого оцениваются стратегические запасы сырой нефти, это продолжительность обеспечения экономики страны нефтяным сырьем в днях, исходя из расхода мирного времени.

В Китае 18 декабря 2007 года учрежден «Национальный нефтяной резерв», разработана Программа создания резерва, состоящая из 3-х этапов и рассчитанная до 2020 года. В 2008 году первый этап был завершён созданием запасов в 101 млн. баррелей. Второй этап в 2011 году с дополнительным резервом 170 млн. баррелей. И к 2020 году планируется создать резерв в 475 млн. баррелей.

**Таблица 5.**

**Хранилища стратегических резервов нефти КНР**

Подрядчик	Расположение	Емкость, млн. баррелей	Статус
<b>Первый этап</b>			
CNPC	Далянь, Ляонин	18,9	Действующий
Sinopec	Чжэнхай, Чжэнцзян	32,7	Действующий
Sinopec	Хуандао, Шандунь	20,1	Действующий
Sinochem	Чжоушань, Чжэнцзян	31,5	Действующий
<b>Итого</b>		<b>103,2</b>	
<b>Второй этап</b>			
CNPC	Майтаг, СУАР	18,9	Действующий
CNPC	Ланьчжоу, Ганьсу	18,9	Действующий
CNPC	Цзиньчжоу, Ляонин	18,9	Строительство

CNPC	Шаньшань, СУАР	39	Строительство
CNPC	Цзиньтан, Цзянсу	15,7	Строительство
CNOOC	Хойчжоу, Гуандун	31,4	Строительство
Sinopec	Тяньцзинь	20,1	Строительство
Sinopec	Чжньцзян, Гуандун	44	Строительство
<b>Итого</b>		<b>206,9</b>	
<b>∑ по 2 этапам</b>		<b>310,1</b>	

Источник: China's Emergency Crude-Oil Storage Bases, Bloomberg, 2012

Географически стратегические резервы разбросаны по различным регионам, но значительная часть хранилищ находится в прибрежных провинциях и Синьцзян-Уйгурском автономном районе. После завершения третьей стадии строительства появятся хранилища также преимущественно в провинциях, имеющих выход к морю.

Рассмотрим, какие еще страны располагают собственными резервами нефти. Так, в Германии федеральный нефтяной резерв, созданный в 1970 году, является самым большим в Европе по объему хранения. Национальному агентству по управлению резервами принадлежит 250 млн. баррелей, расположенных на севере в 8 группах соляных пещер. После катастрофического землетрясения, потрясшего Японию в 2011 году, настойчиво звучали призывы увеличить нефтяные резервы страны на случай возможных кризисов в будущем, которые могут снова осложнить распределение горючего.

В Иране стратегические запасы созданы в 2006 году с общим объемом 10 млн. баррелей, расположенных в 5 городах и подконтрольные государственной компании. На острове Харг дополнительно строятся еще 4 резервуара на 4 млн. баррелей.

Ближний Восток также собирается расширять хранилища, например, в Эмиратах появятся емкости на 10 млн. баррелей. Южная Африка, Мозамбик, Бразилия и Доминиканская Республика строят свои новые хранилища.

Таким образом, в мировой практике создание стратегических запасов нефти является неотъемлемой частью государственной политики, как стран-импортеров, так и стран-экспортеров. Для обеспечения стабильного развития национальных экономик большинство государств мира используют стратегические резервы энергоресурсов.

### Список использованной литературы

1. Официальный сайт Международного Энергетического Агентства [www.iea.org](http://www.iea.org)
2. Управление энергетической информации США [www.eia.gov](http://www.eia.gov)
3. Данилина М. В., Ерошкин С. Ю. Способы стабилизации финансовых поступлений в федеральные бюджеты зарубежных стран // Научный журнал Российского газового общества. 2014. № 2. С. 105-115
4. China's Emergency Crude-Oil Storage Bases, Bloomberg, 2012

## Потенциал развития малой гидроэнергетики в Республике Абхазия: возможности и перспективы

### 1. Гидроэнергетика и малая гидроэнергетика

Гидроэнергетика – область хозяйственно-экономической деятельности человека, совокупность больших естественных и искусственных подсистем, служащих для преобразования энергии водного потока в электрическую энергию. Абсолютным лидером по выработке гидроэнергии на душу населения является Исландия. Кроме неё этот показатель наиболее высок в Норвегии (доля ГЭС в суммарной выработке — 98 %), Швеции и Канаде. Малая ГЭС – гидроэлектростанция, вырабатывающая сравнительно малое количество электроэнергии. Общепринятого для всех понятия малой гидроэлектростанции нет, в качестве основной характеристики таких ГЭС принята их установленная мощность.

### 2. Мировой опыт развития малой гидроэнергетики

Главное преимущество гидроэнергетики — это низкая себестоимость произведенной энергии. Малая гидроэнергетика, в отличие от большой, не требует изъятия из землепользования больших площадей земли. К малой гидроэнергетике с мини-ГЭС относят гидроэлектростанции мощностью до 30 мВт, линии ГЭС - от 100 до 1000 кВт, микро-ГЭС - до 100 кВт. Гидроэнергетика наиболее распространена в развитых странах. При его использовании можно достичь значительной экономии топливных ресурсов и, конечно, благоприятно решить серьёзные экологические проблемы. Китай является мировым лидером по совокупной мощности МГЭС — более 50 ГВт. На втором месте Япония, которая отстает от Поднебесной более чем в 10 раз. Что касается важности МГЭС для энергетического баланса страны, то тут вне конкуренции Швейцария и Австрия. В этих странах на долю МГЭС приходится 8,3% и 10% всей вырабатываемой энергии. А России насчитывается примерно 300 МГЭС общей мощностью около 1,3 млн кВт. В таблице 1 представлены преимущества МГЭС. По данным Евразийского банка развития малые ГЭС имеют следующие преимущества представлены в таблице 1.

Таблица 1.

#### Преимущества ГЭС и малых ГЭС

Факторы	Преимущества
Экономические	<ul style="list-style-type: none"> <li>• себестоимость в 2–2.5 раза ниже, чем на крупных ГЭС;</li> <li>• не требует строительства плотин и больших площадей затопления,</li> <li>• не отвлекает из хозяйственного оборота плодородные земли;</li> <li>• возможность привлечения средств населения, среднего и малого бизнеса;</li> <li>• более короткие сроки получения электроэнергии</li> </ul>
Технические и технологические	<ul style="list-style-type: none"> <li>• не требуется использования большегрузной автотехники, строительства дорог для транспортировки техники</li> <li>• простота в регулировании режимов эксплуатации;</li> <li>• возможность использования при строительстве МГЭС маломощных транспортных средств.</li> </ul>

Экологические	<ul style="list-style-type: none"> <li>• отсутствие зон затопления и сохранение естественных земельных угодий.</li> <li>• сохранение экологического равновесия;</li> <li>• сохранение качества влаги, поступающей для коммунальных нужд и орошения.</li> </ul>
Социальные	<ul style="list-style-type: none"> <li>• электрификация удаленных от основных коммуникаций поселений;</li> <li>• создание новых рабочих мест и привлечение рабочей силы на освоение новых и более эффективное использование действующих производств;</li> <li>• улучшение социально-бытовых условий населения</li> </ul>

Источник:

[http://www.eabr.org/general/upload/docs/AU/%E2%84%9614\\_2011\\_Gidroenergetika%20v%20stranqakh%20SNG.pdf](http://www.eabr.org/general/upload/docs/AU/%E2%84%9614_2011_Gidroenergetika%20v%20stranqakh%20SNG.pdf)

### 3. Развития о малых ГЭС республики Абхазия до 1955 г.

Абхазия располагает значительные гидроэнергетическими ресурсами. Протекают бурные многоводные реки, такие как Кодор, Бзыбь и река Ингур. Эти реки имеют высокие перепады на протяжении от 100 до 2000 километров. Одновременно через территорию страны протекает большое число мелких рек, которые могут обеспечить работу малых гидроэлектростанций. За почти сто последних лет на территории страны были построены Новоафонская ГЭС на реке Псырхца, Гагрская ГЭС на реке Жоквара, Сухумская ГЭС на реке Беслетка и Пицундская ГЭС на реке Бзыб. Однако после развала СССР большинство из этих станции были выведены из строя.

По нашему мнению сегодня складываются необходимые условия для возрождений этих малых ГЭС и строительство новых, так как они могут нести весомый вклады в эк абхазской республики (см. табл. 2).

**Таблица 2.**

#### Разделение гидроэлектростанций

	Мощности	Год запуска
<b>Государственные</b>		
Сухумская ГЭС	19,125 квт	1950 г.
Багнарская ГЭС		1955 г.
<b>Курортные</b>		
ГаграГЭС	2,510 л.с.	1901 г. (первая очередь), 1935 г. (вторая очередь – на турбинах), 1936 г. (третья очередь – дизель)
Новоафонская ГЭС	330 л.с.	1902 г. (первая очередь – гидротурбина №1), 1913 г. (вторая очередь – гидротурбина №2), 1935 г. (третья очередь – дизель)
<b>Отдельных ведомств</b>		
АцетукаГЭС	200 л.с.	1940
<b>Коммунальные</b>		
БеслеткаГЭС	600 л.с.	1908 г. (первая очередь – турбина №1), 1909 г. (вторая очередь – турбина №2)
<b>Сельские</b>		
Построено 26, запроектировано 8		Первая в 1937 г. После 1953 г. стали закрываться и разрушаться в связи с решением правительства СССР о разрешении производить электроснабжение колхозов и совхозов путем присоединения их к

Сейчас трудно сказать, где находятся материалы этих гидроэлектростанции, т.к. Грузинское и отделение Всесоюзного государственного проектного института “Гипросельэнерго” было ликвидировано.

**Таблица 3.**

**Некоторые сведения о малых ГЭС Республики Абхазия.**

	Кол-во МГЭС	Установл. Мощность, тыс. кВт	Средняя многолетняя мощность, млн. кВт
Гагрский район	5	3332	18,6-20,7
Гудаутский район	5	5056	11,1-16,1
Сухумский район	3	20053	80,9-111,7
Гулрыпшский район	5	899	1,75-2,1
Очамчирский район	1	1000	2-3
Галский район	3	1248	3,6-1,8

Источник: Управление «Абхазэнергонадзор» при Кабинете Министров Республики Абхазия

**4. Разрушительные последствия военных действий 1992-1993гг.**

Разрушительные последствия военных действий 1992-1993гг.

В 1992 году началась грузино-абхазская война, и боевые действия не обошли стороной и ГЭС Абхазии. Бои шли непосредственно на территориях станции, в 1993 году при штурме Сухумского ГЭС погиб её руководитель. Перспективах восстановления сведений нет. Стоимость восстановления станции оценивалась в \$9 млн. Все станция были остановлены, повреждены в ходе боёв, а впоследствии изрядно разграблены, и вот уже почти 20 лет находится в неработоспособном состоянии.

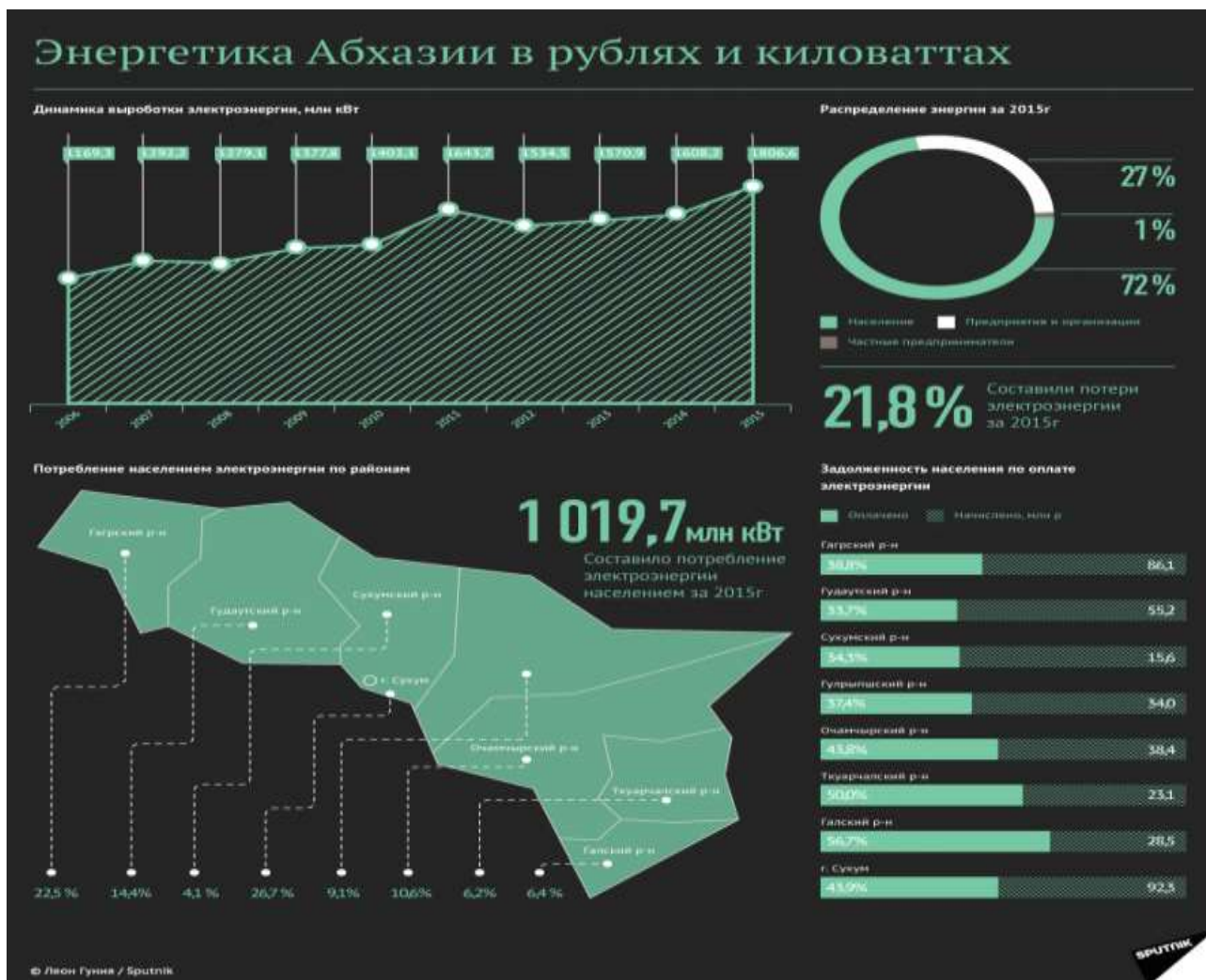
Самую мощную Перепадную ГЭС-1 мощностью 220 МВт удалось восстановить к 2004 году, а вот три однотипных по конструкции Перепадных ГЭС-2, -3 и -4 мощностью по 40 МВт каждая не работают и по сей день.

ИнгурГЭС - Крупнейшая на Кавказе ГЭС. Располагается на реке Инури на границе Абхазии и Грузии вблизи города Джвари.

По мнению рядов специалистов возможности Ингур ГЭС ограничены из-за конфликта между Абхазией и Грузией. Станция расположена в конфликтной зоне между двумя станциями. Станция используется совместно двумя государствами. Доля Грузия 60% а доля Абхазии 40%

В настоящее время в Абхазии Потребление электроэнергии в Абхазии год за годом неуклонно растет. За десять лет оно увеличилось с 1169,3 млн кВт до 1806,6 млн кВт. Вся энергия поступает с Ингурской ГЭС. Малые электростанции республики, находящиеся в руслах рек, или не работают, или дают очень незначительную долю в общем количестве потребляемой энергии. Сейчас между Абхазией и Россией подписан договор о восстановлении малых ГЭС. Но, как говорят специалисты “Черноморэнерго”, даже в случае восстановления всех малых гидроэлектростанций, их процент энергии все равно не повлияет на ситуацию. Но главная проблема абхазской энергетики – не зависимость от одной электростанции, а долги населения.





**Рисунок 1. Энергетика Абхазии в рублях и киловаттах 2015г.**

Источник: <http://sputnik-abkhazia.ru/infographics/20160413/1017908289.html>

### **Краткое описание основных объектов энергосистемы Абхазии.**

1.1. Основными объектами генерации Абхазии являются: 1) требующая реабилитации Перепадная ГЭС 1, 2) требующие полного восстановления Перепадные ГЭС 2, 3, 4, а также Сухуми ГЭС, 3) действующая Ингури ГЭС.

Годовое потребление электроэнергии на территории Абхазии составляет более 1400 млн. кВт/ч и имеет тенденцию к росту. Количество потребителей электроэнергии в Абхазии составляет ориентировочно свыше 80 тысяч человек.

1.2. Электросетевое хозяйство Абхазии, состоит из:

а) высоковольтной линии 220 кВ, выполняющей функции связи с российской энергосистемой (ВЛ-220 кВ «Салхино»), части линий 220 кВ Перепадная – Зугдиди - Менджи и Перепадная – Батуми, выполняющих функции связи с грузинской энергосистемой через распределительные устройства 500-220 кВ Ингури ГЭС и части высоковольтной линии 500 кВ «Какасиони», проходящей по территории Республики Абхазия<sup>41</sup>.

б) распределительных линий 35 кВ и ниже, находящиеся на балансе ГК «Черноморэнерго».

<sup>41</sup> Протяженность абхазского участка «Какасиони» - 64 км.

### Текущее состояние объектов энергосистемы Абхазии.

Оценка ситуации в энергосистеме Абхазии выявила ряд существенных проблемных вопросов, требующих планомерного и взвешенного решения. Таковыми являются:

2.1. Плохое техническое состояние генерирующих мощностей Перепадных ГЭС 1-4, поврежденных в результате военных действий в 1992-1993 гг.

Таблица 3

#### Установленная мощность электростанций

Показатель	ГЭС-1	ГЭС-2	ГЭС-3	ГЭС-4
Установленная мощность, МВт	219,9	40	40	40
Количество гидроагрегатов	3	2	2	2
Напор расчетный, м	59	11,2	11,2	11,2
Расход расчетный, м <sup>3</sup> /сек	396	408	408	408
Годовая выработка проектная, млн. кВт*час	720	127	127	127

В настоящее время **Перепадная ГЭС-1** находится в предаварийном состоянии. Оборудование выработало свой нормативный ресурс, морально и физически устарело, за весь период эксплуатации работ по реконструкции, в том числе с заменой оборудования не проводилось. Из-за отсутствия поддержания оборудования в работоспособном состоянии (своевременное и достаточное проведение регламентных работ – капитальный ремонт, текущий ремонт, реконструкция ресурсопределяющих узлов) возникают частые отказы оборудования и другие технологические нарушения<sup>42</sup>.

**Перепадные ГЭС 2,3,4** выведены из эксплуатации<sup>43</sup>.

**Сухумская ГЭС** также выведена из эксплуатации<sup>44</sup>.

<sup>42</sup> Гидроагрегаты (ГА ст.№1,2 на момент осмотра станции находились в работе, ГА ст.№3 – в ремонте работают с повышенной вибрацией, проблемы с подшипниковыми узлами. Требуется капитальный ремонт напорных трубопроводов – в верхней части наличие существенных протечек в виде свищей. Отводящий канал – произошел оползень, разрушено береговое укрепление, что создает дополнительный подпор воды с нижнего бьефа, влияющий на ограничение мощности по напору (порядка 40 МВт). Контрольно-измерительная аппаратура по контролю состояния земляной плотины не работает, откосы заросли кустарником и деревьями. Требуется проведение обследования с оценкой состояния и определением надежности гидротехнических сооружений. Гидромеханическое оборудование (затворы, решетки) требуют капитального ремонта либо замены, большие протечки через уплотнения затворов водосливной плотины.

<sup>43</sup> В настоящее время нижние отметки здания ГЭС затоплены, верхняя часть - частично разрушена и длительное время подвергалась воздействию осадков, требуется определение прочности бетонных конструкций. Пропуск воды осуществляется через холостые водосбросы. Из оборудования – остались затопленными частично разобранные гидроагрегаты, все остальное оборудование станции практически полностью отсутствует. Оборудование ОРУ станций демонтировано. На ГЭС 3,4 сохранились силовые трансформаторы: с ГЭС-3 запитано по времянке электроснабжение близлежащих сел, на ГЭС-4 трансформатор поставлен под напряжение для охраны трансформатора и исключения вандализма, контроль состояния трансформаторов никем не ведется. Для исключения инцидентов требуется отключение и демонтаж данного оборудования. Отводящие и подводящие каналы в неудовлетворительном состоянии, заросли деревьями и кустарником, в некоторых местах посередине канала образовались острова в виде наносов с растительностью из деревьев и кустарников. Требуется восстановление схемы выдачи мощности - ЛЭП 110 кВ

<sup>44</sup> Здание находится в относительно удовлетворительном состоянии, требуется текущий ремонт. Большая часть электротехнического и вспомогательного оборудования демонтировано, остальное повреждено и подлежит полной замене. Гидроагрегаты: генераторы повреждены и подлежат замене, состояние гидротурбин можно

Таблица 4.

### Параметры Сухумской ГЭС

Показатели	
Установленная мощность	19 МВт
Количество гидроагрегатов	3
Напор расчетный	215 м
Расход расчетный	10,5 м <sup>3</sup> /с
Годовая выработка проектная	120 млн. кВтч

2.2. Низкая надежность высоковольтных линий и подстанций 220 и 110 кВ, а также неудовлетворительное техническое состояние линий электропередачи напряжением 35 кВ и ниже, кабельных линий, подстанций, распределительных устройств, устройств контроля автоматики и диспетчеризации.

В результате этого, не обеспечивается надежное энергоснабжение потребителей (юридических и физических лиц) в Абхазии, существуют значительные технические и коммерческие потери при распределении электрической энергии (до 40%), плохо организован коммерческий учет потребления электроэнергии, что в свою очередь ведет к низкой собираемости денежных средств за отпущенную электроэнергию. Отсутствуют программы технического перевооружения и реконструкции распределительных сетей.

#### Мероприятия, необходимые для восстановления объектов энергосистемы Абхазии.

Для восстановления объектов энергосистемы Абхазии необходимо осуществить следующие мероприятия:

##### Этап 1:

- реабилитировать/восстановить Перепадные ГЭС 1,2,3,4 (общей установленной мощностью 340 МВт) с монтажом гидрогенераторов, ОРУ 110 кВ, ремонтом гидросооружений, очисткой канала;
- провести реабилитационные и восстановительные работы на ЛЭП 220 кВ «Салхино» от ПС «Псоу» до Ингури ГЭС;
- восстановить ЛЭП 110 кВ Россия – Абхазия и реконструировать ПС 110 кВ «Леселидзе»
- при наличии возможности осуществить строительство новой линии 220 кВ для повышения энергобезопасности Сочинского района и усиления электрических связей с энергосистемой Российской Федерации, в т.ч. для организации надежного транзита электрической энергии через территорию Абхазии, а также для организации внешнеторговой деятельности по экспорту (импорту) электрической энергии, в том числе вырабатываемой на генерирующих объектах, расположенных на территории Абхазии.

##### 3.2. Этап 2:

- разработать и осуществить финансирование программы технического перевооружения и реконструкции распределительных сетей с целью повышения собираемости платежей за отпускаемую электроэнергию, снижения

---

оценить только по результатам обследования. Требуется восстановление ВЛ 110 кВ. Остались только опоры, которые местами повреждены. Требуется обследование опор. Требуется обследование головных сооружений и напорного трубопровода. Отмечено крайне неудовлетворительное состояние единственной дороги от г. Сухум до здания ГЭС. Один из участков дороги проходит по оползню.

технических и коммерческих потерь, а также повышения качества и надежности обеспечения потребителей (установка счетчиков АСКУЭ).

### **Предложения по реализации мероприятий, необходимых для восстановления объектов энергосистемы Абхазии.**

Для реализации мероприятий по восстановлению объектов энергосистемы Абхазии представляется целесообразным:

4.1. заключить между правительствами Российской Федерации и Абхазии межправительственное соглашение о сотрудничестве в сфере энергетики, определяющее направления взаимодействия сторон, в частности по реабилитации и развитию электроэнергетического хозяйства Абхазии. В рамках указанного соглашения целесообразным будет являться обозначить: а) перечень мероприятий, требующих инвестирования, б) порядок данных инвестиций, в) гарантии и источники<sup>45</sup> возврата инвестиций, г) уполномоченные компании со стороны Российской Федерации и Абхазии, которые будут являться ответственными за выполнение условий соглашения и расходование выделенных денежных средств надлежащим образом.

4.2. на основе межправительственного соглашения разработать и подписать Дорожную карту, содержащую основные этапы и мероприятия инвестиционного проекта.

4.3. разработать и подписать между правительством Абхазии и ОАО «РусГидро» Инвестиционное соглашение (обязывающий документ), определяющий и включающий в себя инвестиционную программу, направленную на развитие электроэнергетического хозяйства Абхазии и предусматривающую порядок выделения инвестиций, а также сроки и источник их возврата.

4.4. для реализации вышеуказанного межправительственного и Инвестиционного соглашений по развитию энергетического сектора Абхазии, повышения эффективности его работы, а также осуществления контроля за возвратом вложенных инвестиций необходимо, чтобы уполномоченная со стороны Российской Федерации компания - ОАО «РусГидро» (или ее ДЗО) получила в управление электроэнергетические активы<sup>46</sup>, расположенные на территории Абхазии.

### **Управление Ингури ГЭС**

Для целей управления Ингури ГЭС предлагается проработать возможность заключения Меморандума с участием Грузии и Абхазии, предусматривающего:

- 1) объединение усилий Грузии и Абхазии, направленных на совместную эксплуатацию имущественного (генерационного) комплекса Ингури ГЭС, поддержание его надежной работы и гарантированной выработки электроэнергии, как для Грузии, так и для Абхазии;

---

<sup>45</sup> Основным источником возврата инвестиций могли бы стать доходы от операционной деятельности, связанной со сбытом выработанной на территории Абхазии электроэнергии на экспорт, в т.ч. в Российскую Федерацию. Однако, на сегодняшний день существуют объективные причины, которые не позволяют реализовывать сделки по экспорту абхазской электроэнергии с желательной эффективностью. В связи с тем, что правила ОРЭ РФ не предусматривают оплату импортируемой в ЕЭС России мощности (оплачивается только электроэнергия), безубыточно российский импортер может приобретать за рубежом электроэнергию только по беспрецедентно низкой цене. В случае принятия в Российской Федерации на законодательном уровне решений, в соответствии с которыми на внутреннем рынке электроэнергии импортеру будет оплачиваться мощность, цена поставки электроэнергии из энергосистемы Абхазии в ЕЭС России может быть значительно увеличена, что позволит формировать дополнительный доход, обеспечивающий высокую эффективность как торговых операций по взаимным поставкам электроэнергии, так и планируемых к реализации инвестиционных электроэнергетических проектов.

<sup>46</sup> В управление должны быть переданы объекты генерации на территории республики Абхазия, высоковольтные линии электропередачи свыше 110 кВт и распределительные линии.

- 2) пропорциональное распределение между Грузией и Абхазией электроэнергии, вырабатываемой имущественным (генерационным) комплексом Ингури ГЭС, между Грузией - 2175 млн. кВт.ч. в год и Абхазией - 1450 млн. кВт.ч. в год или в соотношении 60/40. При этом электроэнергия не продается, а распределяется по принципу «распределение продукции от совместно эксплуатируемого имущества»;
- 3) распределение между Грузией и Абхазией расходов на эксплуатацию имущественного (генерационного) комплекса Ингури ГЭС в пропорции 60/40;
- 4) привлечение российской уполномоченной компании (далее – Оператор) для целей управления (эксплуатации) имущественного (генерационного) комплекса Ингури ГЭС на независимой основе;

осуществление Оператором функций: (1) управляющей (эксплуатирующей) организации имущественного (генерационного) комплекса Ингури ГЭС, (2) поддержания в работоспособном состоянии имущественного (генерационного) комплекса Ингури ГЭС, организации выработки электроэнергии и ее передачи согласно указанной выше пропорции распределения (квотам) в Грузию и Абхазию; (3) сбора денежных средств от потребителей электроэнергии в Грузии и Абхазии, необходимых для поддержания в работоспособном состоянии имущественного (генерационного) комплекса Ингури ГЭС и для осуществления его эксплуатации пропорционально указанному выше распределению (квотам) Грузии и Абхазии на электроэнергию; (4) продажи на экспорт электроэнергии сэкономленной от квоты Абхазии, что будет являться также одним из основных источников возврата инвестиций на территории Абхазии.

Преимущества малых ГЭС с одной стороны обуславливается большим потенциалом малых водотоков при относительной простоте их использования.

С другой стороны – практическим скорым исчерпанием энергетического потенциала больших рек.

Малые ГЭС позволяют сохранить экосистему в районе их возведения и не портят природный ландшафт, как во время эксплуатации, так и во время строительства. Малая гидроэнергетика не зависит от метеорологических условий, и обеспечивает устойчивое снабжение дешевой энергией своих потребителей

Мы считаем необходимым не только восстановление не работающих МГЭС но и строительство ряда новых малых ГЭС в Республике Абхазия

- МГЭС малозатратны и быстрокупаемы.
- Недорогое оборудование, повышает экономическую эффективность электростанции.
- Наличие рабочих мест.
- Экологические последствия: вода – возобновляемый источник, не наносит вреда окружающей среде

Нами были выполнены расчеты по эффективности строительство МГЭС в Республики Абхазия, в городе Сухум на реке Гумиста.

Строительство МГЭС мощностью до 500 киловатт, обходится в примерно 15 миллионов рублей строительно-монтажных работ, и вводится в эксплуатацию за полтора года. Этих сроков можно достичь, если использовать совмещенный график разработки проектных документов, изготовления агрегатов и строительно-монтажных работ. Себестоимость вырабатываемой электроэнергии на подобной МГЭС составит не более 50 копеек за 1кВт/ч, это в полтора раза ниже, чем фактическая себестоимость электроэнергии в энергосистеме. Расходы на строительство такой МГЭС окупаются за 4-5 лет. А восстановление ранее выведенной из строя МГЭС обойдется в два раза дешевле. К сожалению, сегодня количество МГЭС выведены из строя.

На этом фоне МГЭС может обрести новую жизнь улучшить экономику страны и обеспечить электроэнергией свою республику, не завися не от кого. Малые гидроэлектростанции дают дешевую экологически чистую энергию, что немало важно.

## Список использованной литературы

1. «Электронная библиотека / Научные статьи / Экономика и экономические науки»
2. Документы: Управление «Абхазэнергонадзор» при Кабинете Министров Республики Абхазия
3. [http://www.eabr.org/general/upload/docs/AU/%E2%84%9614\\_2011\\_Gidroenergetika%20v%20stranqakh%20SNG.pdf](http://www.eabr.org/general/upload/docs/AU/%E2%84%9614_2011_Gidroenergetika%20v%20stranqakh%20SNG.pdf)
4. Сайт: <http://sputnik-abkhazia.ru/infographics/20160413/1017908289.html>
5. Научный журнал «Energomachexport», статья «Каскад ГЭС на реке Ингури».
6. П.И. Марков. Потенциальные гидроэнергетические ресурсы речных бассейнов
7. Сайт: <http://chernomorenergo.info/ru/>

## **Создание ТОР на Дальнем Востоке: перспективы и риски для России**

Российская Федерация, являясь одним из лидеров мирового энергетического рынка, входит в десятку стран, обладающих самыми крупными запасами энергоресурсов. Энергетический фактор имеет ключевое значение для обеспечения надёжного функционирования страны, а также укрепления ее позиций в мире. Однако сегодня, несмотря на всю открытость и интеграцию в окружающую среду, России необходим переход от экспортно-сырьевой экономики к инновационному социально-ориентированному типу экономического развития. Для реализации инновационной стратегии, обеспечения достаточного уровня развития территорий, а вместе с тем, отдельных видов промышленности и инфраструктуры, Правительство РФ использует инновационные территории. В истории России существует несколько примеров государственного развития территорий благодаря инновационным образованиям или особым экономическим зонам (ОЭЗ). Наиболее известным из них является Обнинск – первый наукоград России, где в течение многих лет ведутся разработки в области мирного атома.

Другим, не менее ярким примером, может служить Технополис GS в Калининградской области, целью которого является создание эффективного полюса, способного повысить уровень инновационного развития в России. Основными задачами данного проекта являются создание условий для развития российских наукоёмких технологий и последующий их экспорт в зарубежные страны.

В настоящее время в России насчитывается более 70 городов – наукоградов. Научно-техническая база страны обладает колоссальным заделом в области фундаментальных исследований. В то время, как в прикладном отношении остаётся значительный разрыв от стран Запада практически во всех отраслях промышленности.

Учитывая уже существующий у России опыт по созданию инновационных территориальных образований, а также необходимость перехода экономики на новый путь развития, президентом РФ В.В. Путиным в декабре 2014 года был подписан Федеральный закон № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития Российской Федерации». При создании ТОР также учитывается международный опыт и уроки функционирования инновационных территорий различного типа в более, чем 120 странах мира.

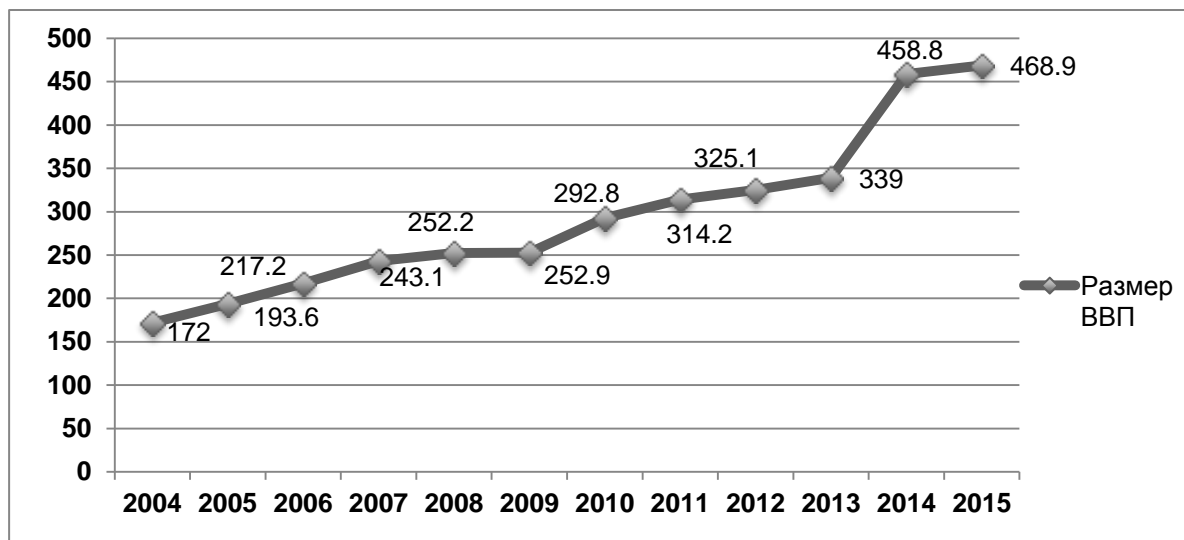
Анализируя опыт зарубежных стран, следует подчеркнуть существование нескольких, наиболее значимых аспектов, реализация которых в рамках отечественных ТОР смогла бы в значительно степени повысить уровень их функционирования. В частности следует обратить внимание на опыт США, где не существует территориальных образований аналогичных тем, которые можно увидеть в РФ или других странах мира. Причиной этому служит достаточно высоким уровнем развития общей инфраструктуры на всей территории США, а также значительным размером инвестиционных вливаний в экономику страны.

В рамках анализа международного опыта по созданию и функционированию инновационных территорий, особое внимание следует обратить на законодательный и управленческий аспекты развития ОЭЗ в странах Европы, где существует чёткая система законодательства, а также возможность привлечения негосударственных структур в процесс управления ОЭЗ. Другими словами, на наш взгляд, для создания современного прозрачного механизма управления территориями опережающего развития, России необходимо комбинирование отечественного и европейского законодательства в области создания территориальных образований.

Наибольший интерес для России, с точки зрения заимствования международного опыта, представляют страны АТР, в частности Китая и Сингапура. Как и многие страны

данного региона, Россия делает акцент на повышении уровня конкурентоспособности на мировом рынке за счет создания высокотехнологичной, наукоёмкой продукции и дальнейшей ее реализации как на внутреннем, так внешнем рынках.

В процессе создания ТОР особый интерес следует уделить Сингапуру. Получив в 1963 году независимость от Британской империи, а в 1965 году от Малайзии, это государство оказалось в бедственном положении: отсутствие природных ресурсов, в том числе собственной питьевой воды, большая часть населения жила за гранью бедности, в стране процветала коррупция. Но что мы видим сегодня: Сингапур – одна из финансовых столиц планеты. Ежегодный темп роста ВВП страны составляет около 3-4%, а размер ВВП по ППС Сингапура по данным на 2015 год составил \$ 468,9 млрд. (рисунок №1. Размер ВВП по ППС Сингапура, млрд. долларов США)



**Рисунок 1. Размер номинального ВВП Сингапура, млрд. долларов США**

Источник: [www.cia.gov](http://www.cia.gov)

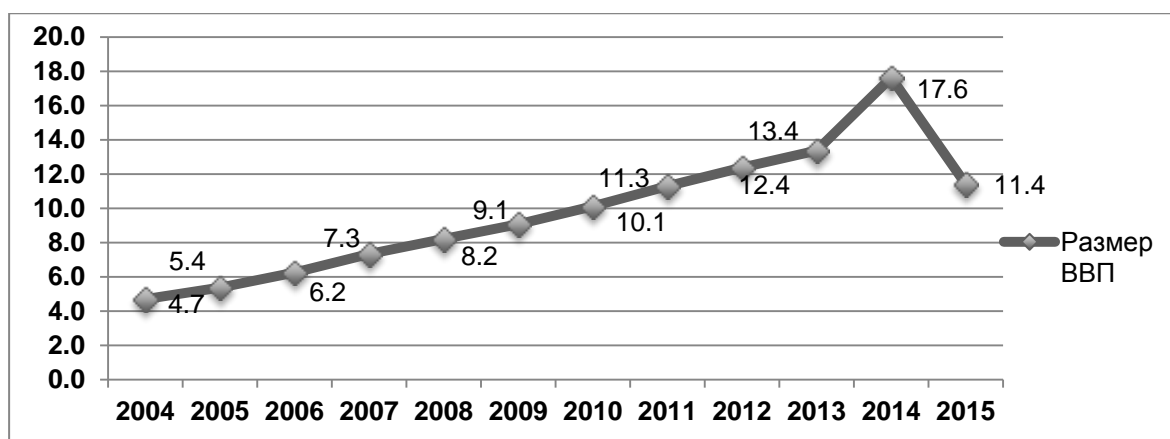
Для всего мира Сингапур сегодня – пример успешного развития ОЭЗ, ориентированных на экспорт. Кроме этого, особое внимание хотелось бы обратить на опыт Сингапура в области создания портовых ОЭЗ. Сингапурский морской порт по размерам грузооборота, а также по размерам судооборота является одним из крупнейших в мире, а местный аэропорт «Чанги» является не только авиационным хабом в Юго-Восточной Азии, но уже на протяжении нескольких лет признается лучшим в мире. Всё это имеет особо значение для России в области развития территорий опережающего развития – «Надеждинская» в Приморском крае и «Приамурская» в Амурской области, признанных стать транспортным коридором со странами АТР. Кроме этого, опыт Сингапура в области создания портовых ОЭЗ, может оказать существенное влияние на развитие «Свободного порта Владивосток», закон о создании которого вступил в силу «12» октября 2015 года.

При создании ТОР следует уделить особое внимание на успешный опыт и уроки Китая в области создания и функционирования инновационных территорий.

Сегодня Россия и Китай – государства с формирующимся рынком. Ведение активного сотрудничества - то, что действительно нужно обеим странам.

Анализируя потенциал Китая, отметим, что по данным на 2015 год ВВП по ППС Китая составил \$ 11,4 трлн. (рисунок № 2. Размер ВВП по ППС Китая, трлн. долларов США). Несмотря на то, что сегодня Китай – лишь вторая экономика мира, еще год назад Китайская Народная Республика (КНР) занимала лидирующую позицию на мировой арене.





**Рисунок 2. Размер ВВП по ППС Китая, трлн. долларов США**

Источник: [www.cia.gov](http://www.cia.gov)

Отличительной чертой всех ОЭЗ КНР следует назвать наиболее, в сравнении с аналогичными зонами в других странах, широкую диверсификацию деятельности и охват огромных территорий.

Как ОЭЗ Китая, российские ТОР будут иметь достаточно выгодное расположение, что может сыграть особое значение с логистической точки зрения. В частности, уже подписан договор на строительство моста через реку Амур, призванному соединить Приамурье и КНР.

Особое место в китайской экономике занимает «Шэньчженьская» ОЭЗ, где развивается ядерная энергетика, высокотехнологичные отрасли, химическая и нефтехимическая промышленность.

Важно отметить, что одним из компонентов ТОР станет создание дальневосточного нефтехимического кластера. Поэтому, говоря о Китае, который сегодня является лидером по производству многих химических и нефтехимических товаров, Правительство РФ в первую очередь заинтересовано в создании благоприятной среды для привлечения китайских специалистов, обмена и совместного производства технологий и высокотехнологичного оборудования для нефтегазовой отрасли и нефтехимической промышленности. В частности, на ТОР «Приамурская» будет построен завод по переработке нефти, где 90% начальных инвестиций принадлежат нашим китайским партнёрам.

Для осуществления законопроекта по созданию и развитию ТОР был выбран Дальневосточный федеральный округ. По словам Министра РФ по развитию ДВФО Александра Галушка, «для развития региона необходима новая государственная программа, способная реально переломить негативные тенденции в ДВФО»<sup>47</sup>.

Основной целью создания ТОР является стимулирование инновационного развития региона, что в свою очередь окажет важную роль на ускорение инновационного развития экономики Российской Федерации.

Дальневосточный федеральный округ занимает все восточную окраину России, вытянувшись с севера на юг более, чем на 4,5 тысячи километров, он занимает 36% или 6169,7 тыс. км<sup>2</sup> территории страны,<sup>48</sup> представляя собой район-рубеж, который широким фронтом выходит к двум океанам: Тихому океану и Северному Ледовитому океану. Дальневосточные порты позволяют обеспечить кратчайший путь из России в страны не только Тихого океана, но Индийского океана, что открывает большие возможности для экспорта российских товаров и услуг в страны Восточной и Юго-Восточной Азии.

В пределах территории Дальнего Востока расположены сухопутные и морские государственные границы с такими странами, как Япония, Китай, КНДР, США, что

<sup>47</sup> <http://minvostokrazvitia.ru/>

<sup>48</sup> <http://www.gks.ru/>

позволяет региону играть особую роль для обеспечения геополитических интересов Российской Федерации. Кроме этого, стратегически значимое географическое положение обеспечивает территориальную близость России к перспективным рынкам сбыта энергоресурсов. А учитывая современное состояние мировой экономики и положение России, поворот в сторону Тихого океана, а также развитие восточных территорий РФ может предоставить новые возможности для отечественной экономики. Это не только новые горизонты развития, но также уникальные инструменты для укрепления сотрудничества между странами. Создаваемые ТОР в ДВФО расположены около наиболее интересных сегодня для России стран-инвесторов.

Как показывает практика, для ускорения темпов роста экономики, Дальний Восток обладает чрезвычайно богатым как экономическим, так и энергетическим потенциалом. Однако сегодня этого уже недостаточно, ведь несмотря на все преимущества и возможности, регион столкнулся с целым рядом отрицательных факторов, которые оказывают негативное влияние на социально-экономическое развитие Дальневосточного федерального округа.

Стратегически значимое, с точки зрения внешнеэкономического сотрудничества, географическое расположение Дальнего Востока, оказывает двойное влияние на развитие экономики в регионе. Находясь в непосредственной близости к перспективным рынкам сбыта, Дальний Восток отделен сотнями тысяч километров не только от Европейской части России, но и от индустриально развитых центров Восточной Сибири.

Сегодня в регионе наблюдается отсутствие социальной инфраструктуры, которая отвечала бы современным стандартам. Кроме этого, серьезная нехватка промышленной инфраструктуры, а также явные проблемы в области транспортной мобильности, стали причиной спада во многих отраслях промышленности.

По мнению многих экспертов, серьезный снижение уровня производства, хроническая неплатёжеспособность, а в дополнение ко всему и инфляционные процессы оказывают отрицательное влияние на финансовое положение большинства промышленных предприятий в регионе.

Существование серьезных проблем в ДВФО сказываются на уровне жизни населения. В регионе процветает низкий уровень заработной платы, плохое качество социальных услуг, безработица. По итогам 2015 года уровень безработицы в регионе составил 5,8%, в то время как общероссийский – 5,3%. Всё это приводит к депопуляции Дальнего Востока.

На территории Дальнего Востока сегодня проживает всего лишь 5% от общей численности населения страны или 6,6 млн. человек<sup>49</sup>. А сохранение тенденций к депопуляции региона могут стать причиной того, что через 10-15 лет на территории Дальнего Востока уровень населения окажется ниже 5 млн. человек.

Поэтому создание ТОР должно стать основным драйвером для развития ДВФО. Значительные перспективы роста экономики региона за счет создания ТОР приведут к удвоению ВРП, развитию инфраструктуры, созданию более 16254 новых рабочих мест, а следовательно, повышению уровня жизни в регионе. Это позволит привлечь граждан РФ на Дальний Восток, что может оказать существенное влияние на более равномерное распределение населения по всей территории страны.

Согласно ФЗ № 473-ФЗ, на ТОР будут действовать особые правовые режимы для развития бизнеса. В частности, предусматриваются льготные ставки арендной платы, налоговые льготы, особый режим государственного и муниципального контроля, применение таможенной процедуры – свободной таможенной зоны.

Каждая территория опережающего развития направлена на модернизацию определенной отрасли промышленности. В рамках ТОР предполагается повышение уровня развития металлургии, авиационной промышленности, агропромышленности и других

---

<sup>49</sup> <http://www.gks.ru/>

отраслей. В рамках сотрудничества с нашими китайскими партнерами «26» апреля 2016 года было подписано акционерное соглашение о создании «Фонда агропромышленного развития». На всех этапах 90% капитала будет формироваться за счет КНР, 10% - за счет России. В начале июля Фонд приступит к своей работе. Согласно соглашению, распределение рабочих мест будет происходить по принципу: 80% для российских граждан, 20% - для иностранных специалистов.

По данным Министерства РФ по развитию Дальнего Востока, на сегодняшний день отобрано 12 территорий опережающего развития. Общий объем государственной инфраструктурной поддержки составит более, чем 35,14 млрд. рублей. Важно отметить, что финансирование будет происходить как за счет краевых средств, так и за счет инвестиций федерального бюджета. Частное финансирование будет осуществляться отечественными и иностранными компаниями. На сегодняшний день среди иностранных инвесторов представлены компании с китайским, японским, сингапурским и итальянским участием. Объем частных инвестиций на первом этапе составляет более, чем 390,98 млрд. рублей (табл. 1).

**Таблица 1.**

**Территории опережающего развития на Дальнем Востоке, утверждённые Подкомиссией**

№	Наименование ТОР	Специализация	Частные инвестиции, млрд. руб.	Инвестиции фед., краевого бюджетов, млрд. руб.	Количество создаваемых рабочих мест
1	"Хабаровск"	С/х	15,4	2,4	3000
2	"Надежденская"	Пром-ть	6,7	4	1630
3	"Комсомольск"	Пром-ть	9,9	1,2	770
4	"Белогорск"	С/х	1,5	0	275
5	"Михайловский"	С/х	39	4,4	0
6	"Беринговский"	Портовая де-ть, добыча ПИ	8		
7	"Приамурская"	Пром-ть+ТЛК	128,9	0	1500
8	"Камчатка"	Портовая де-ть	28,1	8,3	2000
9	"Кангалассы"	Пром-ть	1,2	0,2	350
10	"Горный Воздух"	Туристско- рекреационная	6,1	10,03	725
11	"Южная"	С/х	6,3	1,46	450
12	"Большой Камень"	Судостроительная	139,88	3,15	5554
<b>ИТОГО</b>			<b>390,98</b>	<b>35,14</b>	<b>16254</b>

Источник: <http://minvostokrazvitia.ru/>

Дальний Восток находится в центре нового мирового очага экономического развития, а следовательно, создание ТОР в ДВФО окажет ведущую роль для ускорения развития экономики Дальнего Востока, а как следствие, экономики РФ в целом. Кроме этого, ориентация, в первую очередь, на страны АТР позволит увеличить экспорт энергии с территории России, а также станет импульсом для строительства транспортной инфраструктуры.

Однако, несмотря на благоприятные перспективы развития территорий Дальнего Востока, не стоит забывать о существовании негативных факторов. Учитывая, что на

сегодняшний день территории опережающего развития находятся в стадии разработки, внутренние риски связаны, в первую очередь, с федеральным законом. На наш взгляд, наиболее важным, среди прочего, можно считать тот факт, что управленческим аспектом ТОР будет заниматься компания со 100% государственным капиталом, а также предусмотрено создание уполномоченного органа, отвечающего за выдачу разрешений. Всё это представляет собой монополизацию власти и ее сосредоточение на федеральном уровне.

Кроме этого, не стоит забывать о достаточно высоких энерготарифах на территории Дальнего Востока. На сегодняшний день, в различных районах ДВФО энерготарифы превышают среднероссийский уровень на величину от 5 до 65%. Данный фактор оказывает одно из ключевых значений, создавая неблагоприятные условия не только для проживания населения, но и для ведения бизнеса в регионе. В соответствии с этим, необходимо разработать механизмы, позволяющие снизить тарифы на Дальнем Востоке и приблизить их к среднероссийскому уровню. При этом, реализация подобных механизмов по снижению уровня энерготарифов в регионе не должна привести к значительному увеличению тарифа для конечных потребителей в остальной части Российской Федерации.

Подводя итог, хотелось бы отметить, что сегодня российская Сибирь и Дальний Восток стали национальными приоритетами XXI века. А создание ТОР должно стать своеобразным рычагом для их развития. Улучшение инвестиционного климата будет способствовать привлечению малого и среднего предпринимательства, а также станет своеобразной точкой входа для иностранных технологий и инвестиций. В целом, возможности ТОР в России сегодня широки. Но они будут успешны лишь в том случае, если удастся создать максимально прозрачную и эффективную экономическую ситуацию с проработанной нормативно-правовой базой, а также минимальными бюрократическими механизмами и максимальным уровнем конкурентоспособности на мировом рынке. А экономически развитые территории ДВФО способны в значительной степени повысить экономический потенциал страны.

#### **Список использованной литературы**

1. Программа сотрудничества между регионами Дальнего Востока и Восточной Сибири Российской Федерации и Северо-Востока Китайской Народной Республики(2009-2018).
2. О территориях опережающего социально-экономического развития Российской Федерации: федер. закон Рос. Федерации от 29 декабря 2014 г. №473-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 23 декабря 2014 г.: одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 25 декабря 2014 г.// Официальный интернет-портал правовой информации. – 2014. – 29 декабря.
3. О свободном порте Владивосток: федер. закон Рос. Федерации от 13 июля 2015 г. № 212-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации от 3 июля 2015 г.: одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 8 июля 2015 г.// Официальный интернет-портал правовой информации. – 2015. – 13 июля.
4. «Александр Галушка выступил на совещании по вопросам развития Дальнего Востока под руководством Владимира Путина» от 01 сентября 2014 г.// Министерство РФ по развитию Дальнего Востока// [Электронный ресурс]. - [http://minvostokrazvitia.ru/press-center/news\\_minvostok/?ELEMENT\\_ID=2139](http://minvostokrazvitia.ru/press-center/news_minvostok/?ELEMENT_ID=2139)
5. Неучева М.Ю. Зарубежный опыт функционирования особых экономических зон/ Неучева М.Ю.// Проблемы современной экономики.// [Электронный ресурс]. - <http://cyberleninka.ru>
6. Министерство РФ по развитию Дальнего Востока. Официальный сайт <http://minvostokrazvitia.ru/>
7. Федеральная служба государственной статистики. Официальный сайт <http://www.gks.ru/>

## **Часть II. Страны–крупные потребители и производители энергии: актуальные вопросы энергетической стратегии**

**Мартынова В.С.**

### **Механизмы организации инновационной деятельности в нефтегазовом секторе: сотрудничество с институтами частно-государственного партнерства, бизнеса и научно-образовательного сообщества. Международный опыт.**

На сегодняшний день проблема инновационного развития становится вызовом для всей российской экономики. Несмотря на сырьевой характер экономики, инновационный вектор развития это единственный возможный путь для развития всей страны. Ключевую роль в стимулировании инновационной направленности экономического развития играет нефтегазовый сектор, который является, своего рода, локомотивом российской экономики, обладает не только необходимостью в инновационном развитии, но и необходимыми финансовыми ресурсами и одним из максимальных инвестиционных мультипликаторов [5]. Сегодня со стороны нефтегазовой отрасли предьявляется спрос на наукоемкую и высокотехнологичную продукцию, как в нефтегазовой отрасли, так и в смежных отраслях, добыча углеводородов осуществляется с помощью постоянно усложняющихся высокотехнологичных методов и оборудования. Актуальность инновационного развития нефтегазового сектора обусловлена несколькими факторами.

Во-первых, в нефтегазовом секторе без инновационных технологий невозможно разрабатывать такие перспективные ресурсы как арктический шельф, Восточную Сибирь и глубокие горизонты Западной Сибири (более 50% разведанных и перспективных недоказанных запасов находится на этих территориях) [8], при этом освоение недр в уже зрелых провинциях также требует применения инновационных технологий (например, методов повышения нефтеотдачи пластов). Во - вторых, проблема импортозамещения в условиях санкций, касающихся нефтегазового сектора, становится более острой. Показательно то, что в последние два года доля импорта нефтегазового оборудования составляет 10-15%, в стоимостном выражении - 30-40% [1]. В-третьих, в перспективе углеводородные источники энергии смогут сохранить свою конкурентоспособность только при условии, что стоимость их эксплуатации будет оставаться ниже затрат на использование альтернативных источников энергии, что также возможно только при использовании инновационных технологий [5]. В-четвертых, текущая турбулентная экономическая ситуация и прогнозы экспертов относительно цен на нефть<sup>50</sup> отражает понимание того, что период высоких цен, при которых российские нефтегазовые компаний не придавали большого значения снижению издержек, внедрению инновационных технологий и повышению эффективности разработки месторождений, добычи нефти и газа, транспортировки и переработки, прошел. В-пятых, в настоящее время использование новейших технологий является критерием конкурентоспособности предприятия, одним из приоритетов нефтегазовых компании становится разработка и внедрение инновационных технологий и приемов работы.

Таким образом, важность развития инновационной деятельности в нефтегазовом секторе очевидна. Ориентируясь на посылы, которые в последние годы Правительство РФ озвучивало относительно развития инноваций в сфере энергетики, российские предприятия

---

<sup>50</sup> Минэнерго РФ: рынок нефти сам восстановится, если его не трогать. URL: <http://expert.ru/2015/11/23/neft-ne-trogajtei/>

начали перенаправлять часть инвестиций на создание и внедрение инновационных технологий. Проблема заключается в том, что в российских предприятиях преобладают инновационные процессы "догоняющего" типа, что связано, прежде всего, с практическим разрывом связи «наука - машиностроение — нефтегазовый сектор». В итоге это сказалось на таких проблемах как ориентация на улучшение уже созданного ранее производственно-технологического потенциала, ослабление подготовки специалистов-новаторов для нефтегазового сектора, отсутствие сотрудничества со стратегическими партнерами [1]. Также, российские нефтегазовые компании в 3-5 раз уступают зарубежным в финансировании НИОКР (Рисунок 1). При этом в сегмент разведки и добычи направляется до 90% всех инвестиций на НИОКР, что отражается в деформации инновационных процессов в ВИНК (финансирование нефтепереработки по остаточному принципу) [2].

World - 2500 companies ranked by R&D						
world rank	Name	Country	Industrial sector (ICB-3D)	R&D 2013 (€million)	R&D 1 year growth (%)	R&D 3 years growth (CAGR-3y)
64	PETROCHINA	China	Oil & Gas Producers	1682,2	-2,0	6,1
113	ROYAL DUTCH SHELL	UK	Oil & Gas Producers	955,7	0,3	9,0
116	TOTAL	France	Oil & Gas Producers	949,0	17,9	9,9
135	PETROLEO BRASILEIRO	Brazil	Oil & Gas Producers	833,6	7,2	9,5
149	EXXON MOBIL	US	Oil & Gas Producers	757,0	0,2	-0,5
151	CHINA PETROLEUM & CHEMICAL	China	Oil & Gas Producers	752,7	8,4	7,7
178	CHEVRON	US	Oil & Gas Producers	543,8	15,7	12,6
190	BP	UK	Oil & Gas Producers	512,7	4,9	-3,2
250	STATOIL	Norway	Oil & Gas Producers	381,6	14,3	14,3
252	ROSNEFT	Russia	Oil & Gas Producers	376,6	71,7	78,3
258	GAZPROM	Russia	Oil & Gas Producers	370,8	-15,3	-11,5
417	ENI	Italy	Oil & Gas Producers	197,0	-6,6	-3,8
437	CONOCOPHILLIPS	US	Oil & Gas Producers	187,1	16,7	2,3
496	JX	Japan	Oil & Gas Producers	155,3	-2,6	-3,2
503	CNOOC	Hong Kong	Oil & Gas Producers	151,9	-10,0	15,8

**Рисунок 1. Рейтинг компаний по затратам на НИОКР.**

Источник: The 2014 EU Industrial R&D Investment Scoreboard.

Эти первопричины оказали непосредственное влияние на текущую ситуацию в нефтегазовой отрасли. В появлении проблем, связанных с инновациями, играют роль как нефтегазовые компании, так и государство, следовательно, можно говорить о многоплановом характере проблем инноваций в нефтегазовом секторе. К ним можно отнести физическое и моральное устаревание используемого в отрасли оборудования (уровень износа основных фондов в нефтедобыче более 50%, в нефтепереработке – 40%, в химическом производстве – около 45%), недостаточно эффективную разработку действующих месторождений (76-80% нефти остается в недрах, что означает ежегодную потерю запасов при современном уровне добычи примерно в 150 млн. т в год), а также отставание технического уровня нефтеперерабатывающей отрасли от мировых требований (средняя глубина переработки нефти на российских заводах составила в 2007 г. 71%; на нефтеперерабатывающих заводах США средняя глубина переработки – около 90%) [7].

Таким образом, возникает проблема формирования такой модели развития, которая, с одной стороны, имела бы инновационную направленность, а с другой — учитывала бы особенности развития энергетики. Целью данной работы является анализ российских и зарубежных практик организации инновационной деятельности в нефтегазовой сфере, которые позволят сократить разрыв между бизнесом, государством и университетами и

обусловят лучшие пути развития в инновационном направлении, как для отдельных компаний, так и для страны в целом.

### **1. Инновационные структурные подразделения компаний.**

На сегодняшний день многие крупнейшие нефтегазовые компании, которые рассматривают инновации как необходимый фактор развития, либо создают отдельные инновационные подразделения, либо передают инновационное направление одному из дочерних обществ. Вообще, применение модели «открытых инноваций», подразумевающее участие в большом количестве сторонних проектов с применением как внутренних, так и сторонних ресурсов, размывает организационные границы в аспекте инновационной деятельности. То есть, нефтегазовые компании используют разнообразные методы включения инноваций в текущую деятельность, например корпоративные венчурные фонды и бизнес-инкубаторы. По оценкам экспертов, для крупного российского нефтегазового бизнеса необходимо использование корпоративных венчурных фондов, инвестирующих в перспективные зарубежные стартапы [4]. В российских нефтегазовых компаниях инновационная деятельность организуется в основном на базе собственных научно-инженерных центров, институтов и т.д. Например, научно - технический комплекс ПАО «ЛУКОЙЛ» включает научно-инженерный центр, четыре региональных института и ряд научно-производственных подразделений в дочерних обществах.

В то время как российские компании при поиске ограничиваются диалогом с заказчиками, то есть простым «мониторингом» рынка, зарубежные компании более активно используют модель «открытых» инноваций в качестве источника инновационных идей, которая на сегодняшний день является не альтернативой, а скорее необходимостью. Chevron, BP, Petrobras, ConocoPhillips и прочие компании имеют профильные подразделения, занимающиеся корпоративными венчурными проектами. В компании Statoil действует интернет-портал, посвященный вопросам инноваций и на котором можно предложить свои новые идеи в свободной форме. Shell принял программу GameChanger («изменяющий правила игры»), включающую в себя элементы таких методов, как открытая инновация, бизнес-инкубатор и корпоративные венчурные проекты [12].

### **2. Инновационные кластеры.**

В Российской Федерации элементы кластерной политики заложены в Концепции долгосрочного социально-экономического развития до 2030 года. В связи с этим формирование инновационных кластеров в нефтегазовой отрасли России должно осуществляться, прежде всего, в новых регионах нефтедобычи. Функционирование кластера направлено на достижение единой цели посредством объединения участников в единую организационную структуру, что обеспечивается постоянным притоком в отрасль свежих идей и людей, которых готовят ВУЗы и специальные учебные заведения. Такое взаимодействие обеспечивает необходимый эффект синергии. В качестве российского примера можно привести Центр кластерного развития Ханты-Мансийского АО, занимающегося институциональным развитием газоперерабатывающего сектора Югры. Также показателен пример Западно-Сибирского Инновационного центра в Тюмени, представляющий собой и бизнес-инкубатор и сервисный центр. Интересен пример инновационного кластера в Хьюстоне, Техас, который создавался для организации добычи углеводородов, но после естественного истощения природных ресурсов, начал заниматься профилированием технологий, разработанных в других отраслях, для их использования в нефтехимической промышленности [11]. В нефтегазовой провинции Альберта в Канаде действует нефтегазохимический кластер, в котором сформированы связи «сырьевого» севера провинции Альберта и научно-технического потенциала юга (в районе Большого

Эдмонта). Региональные власти поддерживают стремления различных компаний, формирующих нефтегазохимический кластер, к повышению их конкурентоспособности [5].

### **3. Стратегические научные альянсы (СНА).**

СНА включает трансфер технологий, организацию комплексных научных исследований и создание сетевых информационных технологий. Причем государство играет меньшую роль в организации и стимулировании научных исследований и разработок, импульс к которым дают организации – заказчики, например, саморегулируемые организации и ассоциации производителей, нуждающиеся в решении конкретных проблем [10]. В качестве примера можно привести Канадский инновационный альянс разработчиков нефтеносных песков (COSIA). Компании выявляют и разрабатывают инновационные подходы и передовые идеи в области совершенствования природоохранной деятельности при добыче нефти в нефтеносных песках и обмениваются идеями и информацией об этих подходах [12].

### **4. Совместные проекты с участием иностранных инвесторов.**

Особое значение для России в последние годы, приобретает не столько денежный компонент иностранных инвестиций, сколько связанный с ними трансферт техники, технологий, ноу-хау, присущий в наибольшей степени прямым иностранным инвестициям. Существует несколько вариантов участия иностранных инвесторов в российских нефтегазовых проектах [6], из которых наиболее распространенными являются покупка пакета акций крупной российской ВИНК, создание СП и консорциумов с российскими предприятиями, вхождение в нефтегазовые проекты на условиях СРП и другие. Примером успешной реализации такого подхода является деятельность компании «Салым Петролеум Девелопмент» – совместного предприятия российского ОАО НК «Эвхон» и концерна RD Shell, чей проект освоения группы Салымских месторождений является одним из крупнейших инвестиционных проектов разработки наземных месторождений с участием иностранного капитала в нефтедобывающей отрасли России. Одним из преимуществ «Салым Петролеум Девелопмент» является возможность доступа к передовым технологиям, опробованным в других странах компанией Shell.

### **5. Технологические платформы.**

Технологические платформы представляют собой коммуникационный инструмент, который направлен на создание перспективных коммерческих технологий, оборудования и услуг, на привлечение дополнительных ресурсов для проведения исследований и разработок на основе участия всех заинтересованных сторон (бизнеса, науки, государства, гражданского общества), а также на совершенствование нормативно-правовой базы [10]. При этом ведущую роль в выявлении проблем и в принятии решения о необходимости целевой финансовой поддержки играет государство в лице органов управления. Так, технологической платформой «Технологии добычи и использования углеводородов» является РГУНГ им. И.М. Губкина, что говорит о ключевой роли университета в развитии кадрового потенциала предприятий нефтегазового комплекса и стимулировании инновационной деятельности.

### **6. Институты развития.**

Институты развития являются одним из инструментов государственной политики, стимулирующих инновационные процессы и развитие инфраструктуры с использованием механизмов государственно-частного партнерства. Решая задачи, которые не могут быть оптимально реализованы рыночными механизмами, они оказывают поддержку проектам через финансирование бизнес-проектов, оказание инфраструктурной поддержки, а также софинансирование НИОКР [14]. В различных субъектах Российской Федерации



сформировано более 200 региональных институтов развития в виде фондов поддержки, региональных венчурных фондов, бизнес-инкубаторов. К наиболее крупным институтам развития можно отнести Внешэкономбанк, ГК «Роснотех», ОАО «Российская венчурная компания», ГК «Фонд содействия реформированию ЖКХ». Ряд компаний (в том числе НК «Роснефть», ОАО «Газпром») планируют создание корпоративных венчурных фондов (грантовых фондов финансирования инновационных проектов, инновационных фондов) в партнерстве с институтами развития Российской Федерации и сторонними инвесторами. Данные фонды будут вкладывать средства в капитал малых и средних предприятий, реализующих инновационные проекты [9].

### **7. Стратегическое партнерство.**

В нефтегазовом секторе актуальность сотрудничества с другими организациями и компаниями особенно велика в связи с большими затратами и длительными сроками подготовки и реализации проектов, направленных на технологическое усовершенствование процессов в нефтегазовой отрасли. Известно, что зачастую технологические инновации создаются на стыке технологий. Кроме того, большое значение имеет постоянный обмен опытом, знаниями, лучшими практиками между специалистами работающих в разных нефтегазовых компаниях, что увеличивает их интеллектуальный капитал. Не столько показателен опыт стратегического партнерства с конкурирующими компаниями, сколько с компаниями из других отраслей. Так, Shell сотрудничает с голливудской кинокомпанией, что позволяет усовершенствовать визуализацию сейсмологических данных. Компания Total объединяет усилия с французской инжиниринговой фирмой Cybernetix, специализирующейся на производстве робототехники, для решения задач, связанных с глубоководными объектами бурения. Schlumberger сотрудничает с компанией Saint-Gobain в области кристаллографии и с компанией Lockheed Martin в области самых современных методов компьютерной обработки данных. Хороший пример стратегического партнерства на уровне государства представляет правительство Бразилии, которое содействует научно-исследовательским разработкам для разведки на шельфе. Власти Бразилии рассчитывают создать в стране развитую индустрию нефтесервисных услуг при участии компании Petrobras [12]. Как уже было отмечено ранее, поиск стратегических партнеров всегда был проблемой для консервативных и закрытых российских нефтегазовых предприятий.

### **8. Инжиниринговые центры.**

В рамках правительственной подпрограммы «Развитие инжиниринговой деятельности и промышленного дизайна» в 2013 году было начато финансирование создания инжиниринговых центров на базе ведущих НИИ и промышленных производств, обладающих соответствующими конструкторскими и технологическими компетенциями. Инжиниринговые центры направлены на сокращение разрыва между научными исследованиями и их коммерциализацией и становятся, своего рода, мостом между наукой и технологией<sup>51</sup>. Региональные инжиниринговые центры должны учитывать актуальные потребности в технологиях в данном регионе. Студенты ВУЗов, на базе которых функционируют инжиниринговые центры, проходят оплачиваемую практику на промышленных предприятиях, что будет обеспечивать поток молодых квалифицированных кадров. Эта система подготовки технологов распространена в Западной Европе и США и такой симбиоз ВУЗов с промышленностью позволит уйти от зависимости от импортных технологий [15].

---

<sup>51</sup> По материалам панельной дискуссии «Высокотехнологичный инжиниринг в России» в рамках III Московского международного форума инновационного развития «Открытые инновации» (15 октября 2014 г.)

На сегодняшний день, создано 24 инжиниринговых центра в 12 регионах страны. В 2010 году одним из первых был создан инжиниринговый центр в области приборостроения, рекомендованный Минэкономразвития для тиражирования в России – центр технологического обеспечения на базе технопарка новосибирского Академгородка [13]. Разработкой технологий для нефтегазового комплекса занимаются 4 центра: Московский физико-технический институт (Инжиниринговый центр по трудноизвлекаемым полезным ископаемым), Тюменский государственный нефтегазовый университет (Инжиниринговый центр "Геонавигация при бурении нефтяных и газовых скважин"), Уфимский государственный нефтяной технический университет (Нефтегазовое машиностроение) и Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина (Нефтегазовое машиностроение).

В работе были рассмотрены существующие механизмы организации инновационной деятельности в нефтегазовом секторе. Стоит отметить, что для решения какой-либо поставленной перед государством или компаниями задачи можно использовать наиболее подходящую и эффективную альтернативу, а также их комбинации. Анализ инновационной деятельности в нефтегазовой отрасли, а также моделей ее организации позволили сформировать определенные выводы относительно перспективных направлений улучшений инновационной деятельности. Во-первых, государству необходимо создать нормативную базу по проектированию, строительству и эксплуатации объектов нефтегазового комплекса, учитывающую результаты НИОКР и зарубежный опыт, а также устраняющую излишние административные барьеры. Во-вторых, инновационное развитие нефтегазового сектора невозможно в отрыве от инновационного развития смежных отраслей, в частности машиностроения, металлургии и химии, с учетом потребностей нефтегазодобывающих предприятий [3]. В-третьих, необходимо смещение вектора развития в сторону отечественных технологий (импортозамещение в сервисных компаниях). В-четвертых, необходима поддержка формы открытых инноваций во всех типах организации инновационной деятельности и переориентация стратегий компаний с учетом их инновационного потенциала. В – пятых, важно понимание государственно-частного партнерства как ведущего механизма реализации инновационной деятельности в нефтегазовом секторе. И в – шестых, очевидна необходимость совершенствования системы подготовки инженерно-технического персонала и отраслевого менеджмента, при этом ответственность за будущие кадры ложится на Университеты и НИИ. Так как, в конечном счете, инновации создают люди.

## Список использованной литературы

1. Астафьев Евгений Викторович. Об управлении инновациями предприятий нефтегазового комплекса // Вестник ОГУ . 2013. №8 (157).
2. Богданчиков С. Технологии – наш путь к лидерству [Текст] /С. Богданчиков // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №11.
3. Борцвадзе Лаша Нугзарович. Современное состояние, проблемы и перспективы инновационного развития нефтегазовых компаний РФ // Бизнес в законе . 2012. №2.
4. Жук Ю. НИОКР наружного применения// Бизнес-журнал июнь #6 2011.
5. Земцов Р.Г., Силкин В.Ю. Проблемы инновационного развития нефтегазового сектора // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Социально-экономические науки. - 2005. - Т. 5, № 1. - С. 41-50.
6. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Роль иностранных инвестиций в нефтяной и газовой промышленности//Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 12/2010.

7. Маков В.М. Факторный анализ инновационной деятельности нефтегазового сектора России [Текст] / В. М. Маков ; рец. Ю. М. Малышева // Аудит и финансовый анализ. - 2010. - N 1. - С. 194-198
8. М.М. Макова, Э.Р. Юсупова. Инновационные технологии в нефтегазовом секторе, ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» - 2014
9. Фомичев О. Государственная политика стимулирования инноваций в России//Открытые инновации для крупных компаний. Московская школа управления СКОЛКОВО // 2011.
10. Шраер А.А., Хорева Л.В. Факторы инновационного развития топливно-энергетического комплекса // Креативная экономика. - 2011. - № 8
11. Эдер, Л. В. Кластерный подход как форма инновационного развития НГК Западной Сибири [Текст] / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, М. В. Мишенин, И. В. Проворная // Экологический вестник России. - 2013. - № 12. - С. 4-10.
12. Инновации в нефтегазовом секторе. Обзор PriceWaterhouseCoopers, 2014.
13. Официальный сайт Ассоциации инновационных регионов России. URL: <http://www.i-regions.org/projects/centers-of-engineering/>
14. Официальный сайт Министерства экономического развития РФ. Деятельность институтов развития. URL: <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/instdev/institute/>
15. Инжиниринговые центры будут созданы на базе ВУЗов и предприятий / 04.08.2014. Источник: [neftegaz.ru](http://neftegaz.ru)

## **Опыт Японии в разработке газогидратов и его потенциальное применение в целях коммерческой добычи в РФ**

### **1. Специфика газогидрата метана как нетрадиционного углеводорода**

Растущий спрос на энергию, стремление импортеров углеводородов к снижению зависимости от поставок энергоресурсов и необходимость снижения выбросов парниковых газов усиливают внимание как отрасли, так и государственных органов к разработке газогидратов.

Гидрат метана может занять особую роль при изменениях на мировых энергетических рынках, чему будет способствовать совершенствование технологий добычи и усилия государств-основных импортеров энергоресурсов.

Особенно это актуально для Японии, зависимой сегодня от импорта нефти, газа и угля более чем на 99%, что делает её одной из крупнейших стран-закупщиков углеводородов. В то время как японские ученые уже давно сосредоточены на нетрадиционных углеводородных ресурсах во всем мире, разрабатывая методы извлечения, как сланцевого газа, так и сланцевой нефти, на сегодняшний день в японских территориальных водах подтверждено наличие только залежей газогидрата метана.

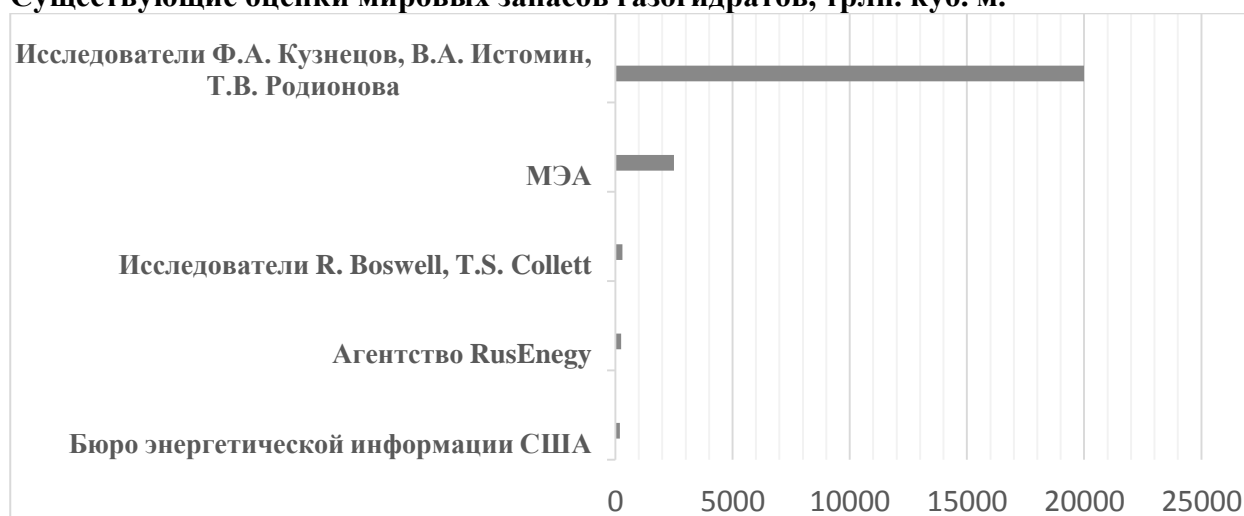
Что делает газогидрат метана таким особенным, который по существу представляет собой газ внутри льда, в виде кристаллических структур, найденный либо в глубоких океанических образованиях (минимальные глубины воды 300 м, отложения газогидрата метана происходят в слое до 1100 метров ниже морского дна), либо в зонах вечно мерзлотных пород (в слоях до 2000 метров в глубину), в качестве потенциально нового источника газа, доступного у большинства океанских берегов? Исследователи определили, что 1 куб. м газогидрата метана, поднятого на поверхность, выделяет 164 куб. м газа метана, вместе с 0,8 куб. м воды - за счёт этого структура газогидрата метана является одной из наиболее эффективных объектов хранения энергии. В то время как газогидрат метана был главной новостью в 2013 году, с декларацией японских учёных о начале промышленного производства газогидрата метана в 2018 году, исследование мировых месторождений газогидрата метана берёт начало в 1970 году. Разведки газогидрата метана были произведены у восточного побережья США, у побережья Гватемалы, Мексики, Перу, канадского западного побережья, Коста-Рики и Японии.

Существующие оценки мировых запасов газогидратов рознятся от около 200 до 20 000 трлн. куб. м согласно приведенных источников, и это далеко не все версии.

Но отсутствие рентабельной добычи данного ресурса не позволяет рассматривать эти оценки в качестве извлекаемой ресурсной базы.

Мелисса Лот, исследователь, которая опубликовала свои наблюдения в американском научно-энергетическом блоге, отметила, что мировые запасы газогидрата метана в 15 раз выше показателей сланцевого газа. Кроме того, в контексте углеводородного сырья, газогидрат метана по энергетической ценности имеет ценность в 2 раза больше ценности всех имеющихся ископаемых запасов вместе взятых.

Существующие оценки мировых запасов газогидратов, трлн. куб. м.



## 2. Технология добычи газогидрата метана

Такие страны, как США, Канада, Япония, Китай, Республика Корея, Индия активно реализуют масштабные программы исследования и промышленной разработки гидрата метана. Особых успехов в данном направлении добились США и Япония.

Еще в 2001 году представители японского правительства, корпораций и научных кругов создали "Научно-исследовательский консорциум по ресурсам газогидрата метана в Японии" (также известный как МН21), чтобы способствовать исследованиям на тему добычи газогидрата метана, ведущих к полномасштабной промышленной добыче. Также была создана средне- и долгосрочная научно-исследовательская программа коммерческой разработки газогидратов в Японии, которая фокусируется на 5 основных исследовательских областях:

1. Разведка
2. Моделирование
3. Испытания в условиях эксплуатации
4. Технологии разработки
5. Оценки по охране труда, здоровья и окружающей среды

В марте 2013 года японские разработчики добыли на шельфе 120 тыс. куб. м. газогидрата за шесть дней. Начало промышленной добычи гидрата метана в Японии запланирована на 2018 год (рисунок 1).

Консорциум МН21 выделяет на своём веб-сайте более 10 методов, которые экспериментально используются для извлечения газогидрата метана из участков морского дна, в том числе методом термического воздействия, методом разгерметизации, методом подачи ингибитора, методом инъекции углекислого газа или любым комбинированным методом. Среди многочисленных методов, которые были применены в течение последних 15 лет, первоначально был испытан метод подачи горячей воды при температуре 80°C на глубину более 1000 метров ниже образований газогидрата метана, фактически отделяя метан от воды. Тем не менее, метод подачи горячей воды требует больших энергозатрат: необходимо приблизительно четыре единицы традиционного газа метана для получения одной единицы метана из соединения газогидрата метана.

Принимая во внимание, что основной принцип образования газогидрата метана – это низкая температура плюс высокое давление - оптимальным методом извлечения был признан метод разгерметизации, в котором вода выше слоев газогидрата метана закачивается для понижения давления, создавая, таким образом, путь для выхода потока газа на поверхность. Однако необходимо отметить, что насосы снижают давление выше отложений газогидрата метана, и качается не только высвобождающийся газ, но и все отложения и песок на морском дне, а это приводит к частым поломкам насоса. Самые последние пробные испытания добычи газогидрата метана показывают, что метод разгерметизации хорошо работает вместе с методом подачи смеси CO<sub>2</sub> и азота в слой газогидрата метана.



**Рисунок 1. Дорожная карта по основным проектам разработки газогидрата в мире**  
 Источник: National Energy Technology Laboratory, 2014

В России в Лимнологическом институте СО РАН также предложена технология добычи газогидратов в промышленных целях. На дне под большим давлением подается струя воды, которая разрушает породу, в результате чего отделившиеся куски гидрата метана поднимаются вверх вместе с потоком воды. Из этого раствора в дальнейшем относительно легко извлекается газ.

Но чтобы добиться успехов в данной области в России нужно непрерывно проводить серьезные исследования. Число авторских патентов и свидетельств в области газогидратов в РФ составляет более пятисот. Но ввиду отсутствия экономического обоснования, практическое использование газогидратных технологий незначительно.

### 3. Экономический потенциал газогидрата метана

В отчёте "Газогидрат метана в качестве потенциального энергетического ресурса" Норвежского университета науки и техники приводятся данные, что по отношению к метану, применима следующая математика: баррель метана содержит 4,62 млн БТЕ (BTU) тепловой энергии в сравнении с сырой нефтью, которая производит 5,85 млн БТЕ (BTU) тепловой энергии. Таким образом, извлечение метана из газогидрата может быть экономически

целесообразным, если цена на газ будет находиться в интервале от 4 до 6 долларов за тыс. куб. футов. С использованием одного и того же существующего оборудования.

Оператор японского проекта Nankaï дает модельный расчет себестоимости добычи гидрата метана в районе зоны Alpha-1 с учетом следующих характеристик:

- глубина залегания пласта - 800–900 м;
- толщина пласта - 106 м;
- глубина бурения - 920 м;
- температура формации - 10,2 °С;
- средний коэффициент извлечения - 32%.

В результате данного расчета ожидается, что себестоимость добычи составит 420 долл./тыс.куб.м. при уровне добычи на одну скважину в сутки 55-600 млн. куб. м. Но себестоимость может увеличиться до 1,6 тыс. долл./тыс.куб.м. в случае, если продуктивность скважины снизится на 25% от базовой. Такая себестоимость для Японии, импортирующей газ по 590 долл./тыс.куб.м., может стать привлекательной. Но помимо всех учтенных характеристик, важно рассмотреть аспекты по строительству инфраструктуры, экологического регулирования.

В перспективе цена добычи газогидратов станет гораздо меньше по мере технологического

Обозначая проблемы, связанные с коммерческой добычей газа из газогидрата метана, Консорциум МН21 резюмирует следующие факторы, которые необходимо принять во внимание при рассмотрении вопроса о значимом экономическом извлечении:

1. Нефть и природный газ извлекается проще, когда скважина пробурена, с другой стороны, газогидрат метана требует дополнительных стадий для диссоциации в слоях, и этот механизм должен быть включен в систему разработки;
2. Нефть и природный газ находятся в глубокой части от 2000 до 4000 м под землей или уровнем моря. Газогидрат метана представляет собой поверхностный участок приблизительно до 500 м под морским дном;
3. Таким образом, нефть и природный газ находятся, зачастую, в уже уплотнённых слоях, а большая часть слоёв газогидрата метана находится в рыхлых слоях. Рыхлость слоёв может привести к снижению производительности;
4. Поскольку диссоциация гидрата метана является эндотермической реакцией, продолжительное производство снижает температуру окружающих слоев, что приводит к снижению объемов производства.

Вполне реалистично ожидать, что прорыв в технологии и инфраструктуре сделает добычу газогидратов рентабельной, но масштабное развитие данного ресурса будет определяться политическим и общественным решением, нежели чем технологическим и экономическим.

#### ***4. Перспективы разработки газогидрата метана в РФ***

Выше приведенные тенденции могут привести к распространению и удешевлению аналогичных проектов разработки гидрата метана, трансформации направлений экспорта газа в мировом масштабе и другим изменениям на рынке. Все это отразится на российском экспорте газа.

В РФ ресурсы газогидратов, располагающие на шельфе и континентальной части, оцениваются в 100 – 1000 трлн. куб. м. Располагаются они в области Каспийского,

Охотского, Черного морей, Арктического шельфа, на дне Байкала, Уренгойском, Бованенковском, Мессояхском и Ямбургском месторождениях. Заведующий лабораторией гидрологии и гидрофизики ЛИ СО РАН Н. Гранин констатирует, что «объемы залежей газогидратов в Байкале ученые оценивают наравне с запасами Ковыктинского месторождения в Иркутской области, то есть 1 трлн. кубометров метана».

В России изучением области гидрата метана занимаются ООО «Газпром ВНИИГАЗ», СО РАН, МГУ, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и другие научные организации.

В соответствии с Энергетической стратегией РФ до 2030 года были разработаны дорожные карты инновационного развития отраслей ТЭК, в которых реализация разработки гидрата метана включает три этапа:

1. Научно-исследовательские работы, направленные на изучение основных свойств газогидратов, оптимальные условия выработки газа;
2. Разработка технологий геологоразведочных работ на газогидраты, уточнение основных перспективных районов и запасов газогидратов. НИР в области разработки технологий и оборудования для добычи газогидратов;
3. Создание опытно-промышленных образцов оборудования в целях разработки месторождений гидрата метана.

Для дальнейшего успеха важно сотрудничество со странами-лидерами в области исследования гидрата метана. В частности, создание стратегических партнерств с Японской стороной для совместной разработки запасов гидрата метана шельфа Черного моря. Японские ученые согласны с выводами российских исследователей, что Черное море содержит еще неподтвержденные запасы углеводородных ресурсов, а также придерживаются точки зрения, что богатые углеводородные геологические образования пролегают через весь континент от Каспийского моря, и пересекая Кавказ, выходят в область Черного моря, где на мелководье уже добывают традиционные нефть и газ.

Японская национальная корпорация нефти, газа и металлов (JOGMEC), проявила интерес к геологоразведке крымского шельфа на газогидрат метана еще в 2009 году. Но любая существенная находка новых запасов углеводородов приводит к серьезным политическим последствиям, которые в свою очередь могут быть также использованы для улучшения натянутых отношений между РФ и Западом. С предстоящим визитом президента В.В. Путина в Японию в 2016 году и дискуссиях об отмене визового режима между двумя странами, совместные исследования в области поиска оптимальных методов, как извлечения, так и коммерческого использования газогидрата метана, могут начать новую эру двусторонних отношений.

Безусловно, с учетом имеющихся запасов углеводородов в России потенциальное использование газовых гидратов в качестве топлива внутри страны не особо актуально. Но в газовой отрасли на борьбу с гидратообразованием направляется около 20% себестоимости добычи газа, которые образуются на стенках труб. В связи с этим изучение гидрата метана актуально и при добыче традиционного газа, так как может способствовать оптимизации затрат на предотвращение гидратообразования.

### **Список использованной литературы**

1. Jiro Nagao Development of methane hydrate production method, Synthesiology Vol.5 No2 (2012)
2. Beaudoin, Y. C., Dallimore, S. R., and Boswell, R., Frozen Heat: A UNEP Global Outlook on Methane
3. Gas Hydrates. Volume 2. United Nations Environment Programme, 2014



4. International Gas Hydrate Research, USGS, March 2014
5. Niloofar Aslankhani khameneh Methane Hydrates as Potential Energy Resource Project Report- Natural Gas TPG 4140, November 2012
6. Boswell R, Collett T. The gas hydrate resource pyramid. Fire In The Ice, NETL Methane Hydrates R&D Program Newsletter, Fall 2006. (<http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/Hydrates/Newsletter/HMNewsFall>)
7. Николаев «Газогидратная революция»: когда ее ждать и что делать России? Российский внешнеэкономический вестник
8. С. Мельникова, Е. Геллер/ Новая газовая революция? Россия в глобальной политике №3, 2015 г.
9. Fujii T, Saeki T, Resource assessment of methane hydrate in the Eastern Nankai Trough, Japan. Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, Canada, 2008.
10. Moridis GJ, Collett TS, Toward production from gas hydrates: current status, assessment of resources, and model-based evaluation of technology and potential. Paper SPE 114163 presented at the SPE Unconventional Reservoirs Conference, Keystone, California, 2008.
11. Наука и технологии / Газовые гидраты – топливо будущего? Интернет-издание <http://neftegaz.ru/science/view>, февраль 2012

**Изучение и использование зарубежного опыта применения инновационных технологий в добыче углеводородов в Туркменистане**

Чрезвычайно высокую тенденцию создания и внедрения, свежих научно-инновационных решений и многосторонность этого развития можно назвать двумя основными составляющими сегодняшнего этапа технологического развития человечества.

Промышленные предприятия сталкиваются серьезными проблемами, связанные с быстрыми темпами технического прогресса и появлением бесконечных новинок в самых различных отраслях. В прошлом применения инновационных методов или технологии являлись лишь вопросом времени и денег. Однако сегодня остро стоит вопрос ориентации в много векторном мире технических новшеств и выбора правильного курса научно-технического прогресса. По этому, управления знаниями можно отнести к одним из главных задач во внедрении инновационных технологий. Термин «знание» означает не просто набор технологий, а комплексная и обширная система, которая включает в себя процедуру обмена информации и инновационно-направленную организационную культуру и многое другое.

Передовые нефтегазовые организации находятся в постоянном поиске новых и реальных возможностей повышения эффективности их деятельности, в том числе с помощью использования инновации в добыче нефти. Эффективность инновационной деятельности нефтегазовых компаний способствует к увеличению конкурентоспособности фирмы, а в долгосрочной перспективе и к устойчивому развитию.

Зрелые резервуары, новые проекты на стадии быстрого роста и запасы, которые еще не разведанные и предстоит ввести в эксплуатацию входят в портфель активов нефтяных компании. А также, для каждой из этих групп активов необходим индивидуальный инновационный подход. И для каждой из этих групп активов необходим собственный инновационный подход. Область деятельности компании весьма широкая, поэтому необходимо регулировать взаимодействие между кадрами различных организаций. Более того, оправдывает себя практика, когда тестируются пилотные проекты в одном месте, а потом их применяют в других регионах.<sup>52</sup>

На сегодняшний день преобладающее большинство туркменских нефтяных компаний, так или иначе, занимаются внедрением инновации, главным образом используя современных способов интенсификации добычи нефти. Однако стоит отметить, что по существующим оценкам, достигнутый уровень применения инновационных технологии находится гораздо ниже, чем потенциальных возможностей нефтегазовых компании. В большинстве случаев, реальный эффект от применения инноваций несколько раз меньше потенциального. Потенциальный прирост начального дебита по нефти на свежих месторождениях с помощью применения инноваций оценивается от 2 до 8 раза, а на действующих скважинах – от 1,5 до 3 раза. Не достаточная разработанность многих методических и практических вопросов управления инновационной деятельностью в отечественной нефтедобывающей промышленности является одной из главных причин этих явлений. В связи с этим актуальной научной задачей является разработка конструктивных и концептуальных

---

<sup>52</sup> Инновационные технологии в нефтедобыче и их отражение в системе управление, А.И.Азарова. 2012г.

подходов и рекомендаций по обоснованию приоритетов и повышению экономической эффективности инновационной деятельности нефтедобывающих предприятий.<sup>53</sup>

В Туркменистане все крупнейшие нефтяные компании строены по признаку вертикальной интегрированности, где объединяются производители, действующие на последующих стадиях на одной производственной вертикали.

Главные составляющие вертикально-интегрированной компании состоит из разведки и добычи углеводородов, транспортировки и сервиса, хранения, переработки и сбыта. А еще туда можно включить финансовую деятельность, НИОКР и выход капитала в другие отрасли экономики.

В трех основных направлениях можно рассматривать инновационной деятельности:

- 1) **Управления знаниями:** как структурированная система, которая позволяет сотрудникам обмениваться накопленным опытом и знаниями, чтобы эффективно и безопасно реализовывать новые и разносторонние проекты и сложных производств. Эффективная система управления знаниями должна помогать находить способы решения конкретных проблем, стоящих перед различными направлениями бизнеса.
- 2) **Управления инновациями:** как некая система поиска, адаптации и внедрения совершенно новых и разнообразных предложений, повышающих стоимость организации, а также оценка и выявления уровня компетенций, жизненно важных для продвижения инновационных технологий и стимулирования инновационного мышления в предприятии.
- 3) **Управления знаниями и инновациями в системе снабжения и сбыта:** это направления включает в себя концепцию Smart Buyer (умный покупатель), которая направлена на достижении наибольшей эффективности от предлагаемых рынком технологических решений и инноваций. Данной концепции рассматривается снабжения предприятия самыми передовыми технологиями с помощью построения стратегических партнерств и интерфейсов с разработчиками и поставщиками технологий, а также привлечения, развития и удержания квалифицированных специалистов для обеспечения прочной инновационной культуры в организации.

Основными движущими силами инновации можно перечислить с помощью 3 составляющих:

- 1) использование технологий
- 2) взаимодействие людей
- 3) инновационные подходы

Метод управления знаниями, так называемый сообществ практик (Communities of Practice – CP) изучается во многих крупнейших международных компаниях. Это самый существенный составляющий управления знаниями, помогающий усовершенствовать процесс принятия решений, сокращать затраты, создать платформу для совместной работы и творческого решения возникающих проблем, это группы профессионалов, которые

---

<sup>53</sup> «Инновационная деятельность в нефтяной и газовой промышленности» научн.стат. СЕНЮГИНА Ирина Алексеевна

объединяются общим интересом в специфической области знаний и стремятся поделиться своим опытом.<sup>54</sup>

Вертикально-интегрированные компании отличаются от остальных со сложными потоками взаимоотношений и огромным количеством разных инициатив. Осуществляемые мероприятия в рамках различных инициатив и программ часто могут проводиться с повторением одного и того же задания снова (дублирование), в не систематизированном виде и без передачи опыта по результатам. Не сохранение накопленного опыта в едином пространстве приводит к повторению уже совершенных ошибок дочерними предприятиями и неэффективному применению новых передовых технологий в связи с дефицитом обмена опытом и знаний.

В нефтегазовых компаниях из-за отсутствия четких планов и опыта развития замедляется наступление «эпохи инновации». Большинство этих компаний приняли долгосрочные стратегии развития, однако принятые меры концентрированы на решении экономических проблем, а не научно-технологических, тем более кадровых. Особенно не определяется тактика внедрения инноваций – то ли разрабатывать и производить собственными возможностями, то ли закупать все за рубежом в технологически развитых странах. Эффективное обеспечение взаимодействия научно-проектного комплекса и производства является большой проблемой. В теоретическом плане предполагается, что ученые и специалисты научно-проектировочных структур должны выявлять «спрос на инновации», а так же эффективно удовлетворять его. А в действительности ментальность наших производителей можно описать следующим образом: руководитель – это менеджер по нештатным ситуациям, который принимает решения в критический момент. Но если говорит об исследователе на этом посту, то он всегда вносит изменения в производство требующие разных решений при реализации.

Следующей важнейшей задачей является построение отношения и контакты с ведущими зарубежными компаниями, в первую очередь в сфере инжиниринга. Именно в этой области, за последние 10-15 лет, произошли существенные изменения, такие как внедрение 3D и 4D моделирования, использование методов проектирование в открытом доступе, а также создание цехов быстрого прототипирования. Следовательно, именно контакты с передовыми зарубежными инжиниринговыми фирмами могут осваивать чужие технологии, а далее создавать свои собственные.

Туркменистан обладая огромными запасами нефти и газа, входит в число ведущих энергетических держав, активно участвует в развитии мирового энергетического рынка. Рост добычи нефти и газа, улучшение качества продукции, производимых для внутреннего потребления, увеличение объемов отправки энергоносителей на мировые рынки стало одним из приоритетных направлений энергетической политики нашей страны. В настоящее время государственным концерном «Туркменнефть» эксплуатируется около 30 площадей, находящихся на разных стадиях разработки.

Одной из ключевых задач, стоящих перед концерном является повышение объемов добычи нефти за счет комплексного оснащения производства новыми технологиями и широкого внедрения в нее высокотехнологичного оборудования. Это в свою очередь дает

---

<sup>54</sup> Инновационные технологии в нефтедобыче и их отражение в системе управления, А.И.Азарова. 2012г.

возможность увеличения мощностей за счет освоения труднодоступных нефтяных горизонтов на давно разрабатываемых месторождениях, а также ввода в эксплуатацию глубокозалегающих нефтяных пластов.

С этой целью укрепляется сотрудничество с иностранными компаниями. В частности, расширяется налаженное деловое сотрудничество между государственным концерном «Туркменнефть» и иностранными компаниями, для проведения сервисных работ по капитальному ремонту давно осваиваемых скважин в западном велаяте нашей страны.

Кроме того необходимо отметить, что концерном начаты работы по бурению горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Одной из таких горизонтальных скважин является скважина № 199, которая на 80 градусов наклонная и 721 метр пробурено горизонтально. Такие скважины предполагается пробурить на площадях Северный Готурдепе и Алтыгуи.

Увеличение производства углеводородов достигается не только за счет интенсификации добычи на существующих месторождениях, но и за счет открытия и освоения новых площадей на суше. На территории Туркменистана геологами выявлены и подготовлены к поиску несколько перспективных нефтегазовых залежей, представляющих интерес с точки зрения открытия новых месторождений. Так на юго-западе страны, на площадях Алтыгуи, Кемер, Гарадашлы концерном были выявлены новые залежи.

Месторождения Узынада и Акпатлаук, находящиеся на юго-западе Туркменистана относятся к числу перспективных объектов и подлежат глубокому бурению. Впервые за нашу историю, с целью поиска залежей углеводородов в нижнекрасноцветных отложениях плиоцена, начато бурение глубокой поисковой скважины с проектной глубиной 7150 метров. Буровые работы проведены до отметки глубины 3344 метров и в настоящее время они продолжают проводиться усиленными темпами. Большие возможности по наращиванию нефтедобычи связаны с применением передовых технологий в капитальном ремонте скважин. Впервые нашими специалистами успешно проведены работы по врезке дополнительных стволов в эксплуатационные колонны бездействующих скважин на месторождениях Готурдепе и Барсагелмез с применением китайской установки XJ-450.<sup>55</sup>

На сегодняшний день возросли объёмы буровых работ на месторождениях, эксплуатируемых управлениями Государственного концерна «Туркменнефть»

С начала года нефтяниками получено 1,27 млн тонн нефти. По сравнению с соответствующим периодом прошлого года добытчики увеличили темпы работ. На переработку отправлено, на 69,7 тысячи тонн «черного золота» больше, чем в первом квартале 2015 года. С начала текущего года они пробурили на 19 тыс. метров больше намеченного планом. Прежде всего, значительно возросли скорости бурения эксплуатационных скважин. Их пробурено на 11921 метров больше, чем предполагалось. Почти на семь тысяч метров увеличилась глубина поисковых скважин.

Такой рост производительности труда связан с использованием новейших технологий бурения и техники от лучших мировых производителей. Только в 2015 году в управления поступило 12 буровых установок марки «XJ-450» китайского производства,

---

<sup>55</sup> <http://www.oilgas.gov.tm/compositions/47>

укомплектованных запчастями и мощным оборудованием против высокого давления. Их использование позволило буровиками значительно опередить график буровых работ.

С начала года подразделениями концерна пробурено и сдано нефтегазодобывающим управлениям 26 скважин, из которых 6 - разведочные и 20 – эксплуатационных.

Специалисты занимаются капитальным ремонтом скважин на нефтегазовых месторождениях. При этом активно внедряются новые методы, такие как применение гибких насосно-компрессорных труб или цементировочного пакера «Стингер» при проведении водоизоляционных работ, которые способствуют увеличению объемов добываемой нефти. Бригады оснащены новыми, более мощными подъемными агрегатами АК-60, А-80-60, ХЈ-350, ХЈ-450, УПА-60.

В первом квартале текущего года было введено в эксплуатацию - 93 скважины, при этом дополнительно получено 29,4 тысячи тонны нефти и 51,3 миллиона кубометров газа.

Активным партнером «Туркменнефти» в эксплуатации давно осваиваемых месторождений западного региона страны остаются китайская и немецкая компании. С их помощью производятся сервисные работы по КРС и бурению боковых и горизонтальных стволов с использованием собственного оборудования. В августе 2010 года концерн «Туркменнефть» заключила контракт с российской компанией «Татнефть» на сервисные работы сроком на 7 лет на месторождении Готурдепе. Работы будут направлены на повышение нефтеотдачи пластов существующего фонда скважин и дальнейшее использование потенциала по добыче нефти на месторождении.

Стоит отметить, что месторождение Готурдепе, разработка которого ведется уже более 50 лет, благодаря внедрению новых технологий сегодня не только продолжает успешно эксплуатироваться, но и увеличивает свою нефте-отдачу. К примеру, росту производства нефти способствует использование инжекторных насосов производства финской компании «Wellguip oy». Так, дебит скважин, где будет устанавливаться это оборудование, увеличится с 20 до 80 тонн «черного золота» в сутки. Кроме того, эти насосы в разы увеличивают межремонтный период работы скважин, что также дает дополнительные объемы добычи. В ближайшее время подобное оборудование планируется установить на месторождениях Барсагельмес, Кеймир, Камышлыджа и других.

Большую пользу оказывают нефтяникам и активно внедряемые на нефтяных промыслах Готурдепе и Барсагельмеса германские винтовые насосы, которые также позволяют увеличить отдачу и стабилизировать добычу на низкодебитных, или «слабых» скважинах. Идея использования винтовых насосов, можно сказать, вдохнула «вторую жизнь» в старейшее в западном регионе месторождение Небитдаг. После того, как на этом промысле, который еще два года назад считался уже бесперспективным, были установлены винтовые насосы на двух десятках скважин, здесь стали ежедневно получать от 250 до 280 тонн нефти.

Второй год продолжается плодотворное сотрудничество туркменских нефтяников с китайской компанией «Синопек», которая внедряет на скважинах месторождений Барсагельмес и Небитдаг свои новые технологии, помогающие успешно осуществлять водоизоляцию, бороться с пескопроявлениями, укреплять зоны скважин. Такие работы ведутся почти на полутора десятках скважин, каждая из которых в результате прибавила дебит на 10-15 тонн нефти в сутки. Немаловажно, что бок о бок с китайскими специалистами

работает и инженерно-технический персонал концерна «Туркменнефть», что помогает туркменским нефтяникам осваивать зарубежные технологии.

В числе внедренных в последние годы специалистами концерна «Туркменнефть» технологических новшеств при разработке месторождений - технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух горизонтов в одной скважине. Она обеспечивает заметный эффект не только в экономии затрат на бурение, но и в увеличении текущей добычи и ускорении ввода в разработку новых залежей. Так, на месторождениях Южный Гамышлыджа и Корпедже при участии компании «Шлюмберже» осуществлено внедрение ОРЭ по схеме «нефтяной горизонт - газовый горизонт», что обеспечило возможность добычи нефти или газа в зависимости от сезонных потребностей.

Не менее эффективным оказалось партнерство концерна «Туркменнефть» и с украинскими специалистами из компании «Югнефтегаз». Работы по водоизоляции и борьбе с пескопроявлениями на скважинах Готурдепе и Барсагельмеса дали положительный эффект. Увеличение объемов добываемого сырья на каждой из скважин, где работы уже завершены, составляет 10-15 процентов.

Отметим, что туркменскими нефтяниками самостоятельно разработана и внедрена система газлифта высокого давления, которая позволяет максимально углубить точку ввода газа и увеличить давление на нефтяной пласт. С этой целью на ряде месторождений сооружены блочные дожимные компрессорные станции, обеспечивающие рабочее давление 120 атмосфер для оптимизации работы газлифтных скважин, что приносит дополнительное извлечение нефти.

Своеобразным «полигоном» для практической отработки новейших технологий становится месторождение Северный Готурдепе, частично расположенное в морской зоне Каспия. К его разработке специалисты «Туркменнефти» приступили в феврале этого года, решая задачу, поставленную Президентом Туркменистана – обеспечить собственными силами ускоренный выход к побережью Каспийского моря, чтобы в перспективе приступить к самостоятельному промышленному освоению нефтегазовых месторождений в морской зоне.

При бурении скважин на Северном Готурдепе специалисты концерна «Туркменнефть» впервые применили технологию так называемого кустового бурения глубоких наклонно-направленных эксплуатационных скважин. Она позволяет с одной точки пробурить несколько скважин в разных направлениях с отклонениями в 300-400 метров от основного ствола. Это обеспечивает дополнительную отдачу нефтяного пласта и значительно увеличивает дебит скважины. Впервые опробованная на данном месторождении, эта технология в перспективе получит широкое внедрение при освоении других месторождений Туркменистана.

Новые технологии и оборудование успешно внедряются и в процессы капитального ремонта скважин, что способствует повышению качества и сокращению сроков проведения ремонтных работ. Так, применение современных установок гибких насосно-компрессорных труб для ремонта скважин позволило в разы сократить время на капитальный ремонт скважин и увеличить их производительность.

Концерн «Туркменнефть» наладил сотрудничество с рядом ведущих зарубежных компаний в области бурения нефтегазовых скважин, проведения капитального ремонта, обновления оборудования, строительства новых трубопроводов.

На сегодняшний день Туркменистан привлекает крупные инвестиции для модернизации нефтяной отрасли. Государственный концерн «Туркменнефть» оснащен современной техникой и оборудованием ведущих производителей из США, Японии, Германии, КНР, России. Так, новые установки ZJ-70DS (КНР), способны вести бурение до глубины в 7 тысяч метров. Все это позволяет наращивать темпы и объемы бурения, а подъемные установки XJ-350, XJ-450 (КНР) повышают эффективность капитального ремонта, и обеспечивает ускоренный ввод в строй скважин из бездействующего фонда.

Дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли Туркменистана связано с привлечением сервисных услуг иностранных компании для освоения новых высокоперспективных методов геологоразведки, использования современных высокоэффективных технологий в области бурения скважин, разработки месторождений и залежей, добычи нефти, капитального ремонта скважин, сбора, подготовки и транспортировки товарной нефти. По всем направлениям ГК «Туркменнефть» развивает сотрудничество со многими зарубежными компаниями, в том числе из КНР, России, США, Канады, Германии, Великобритании, Украины, Франции, Австрии, Турции и других стран.

Реализация масштабных планов по дальнейшему развитию огромного потенциала углеводородных ресурсов Туркменистана, поставленных перед нефтегазовой отраслью, будет решаться в комплексе - путем эффективной разработки существующих месторождений, вовлечения в промышленное освоение новых залежей, а также за счет ускоренной разведки перспективных нефтегазоносных площадей. Обусловленные этими планами расширение и активизация сервисных работ в нефтяной отрасли представляет новые возможности для привлечения зарубежных компаний, обладающих передовыми технологиями и оборудованием.<sup>56</sup>

«Программа развития нефтегазового комплекса промышленности Туркменистана на период до 2030 года», разработанная по инициативе Президента Туркменистана Гурбангулы Бердымухамедова, определила пути дальнейшего развития нефтегазовой отрасли. Ее важнейшей задачей является ускорение темпов поисково-разведочных работ, разработка новых и рост продуктивности используемых месторождений, увеличение нефтеотдачи пластов, комплексная механизация и автоматизация добычи углеводородных ресурсов. Выполнение этой программы позволит предприятиям Государственного концерна «Туркменнефть» значительно увеличить добычу и переработку углеводородного сырья.<sup>57</sup>

### **Список использованной литературы**

1. История экономического анализа в 3 тт. — СПб.: Экономическая школа, 2004
2. Гольдштейн Г. Я. Стратегический инновационный менеджмент: Учебное пособие. Таганрог: Изд-во ТРТУ, 2004. — 267 с.
3. Харгадон Эндрю. Управление инновациями. Опыт ведущих компаний = How Breakthroughs Happen. The Surprising Truth About How Companies Innovate. — М.: «Вильямс», 2007. — С. 304.
4. Инновационные технологии в нефтедобыче и их отражение в системе управление, А.И.Азарова. 2012г.

---

<sup>56</sup> Журнал Туркменистан, Олег ЛУКИН, экономический обозреватель

<sup>57</sup> Аманмурад КИЧИКУЛОВ, начальник отдела научно-технической пропаганды и информации управления усовершенствования производства ГК «Туркменнефть», 2015г.



5. Журнал Туркменистан, Олег ЛУКИН, экономический обозреватель 2012г.
6. <http://www.oilgas.gov.tm/compositions/47>

## **Вопросы обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации**

На фоне продолжающихся кризисных явлений в мировой экономике вопрос глобальной энергетической безопасности актуален как никогда.

Последние 30 лет мир стремительно меняется и скорость этих изменений постоянно увеличивается. Эти изменения затрагивают все страны, а именно их энергетическую безопасность.

В настоящее время «энергетическая безопасность» у всех на слуху, но в первый раз это понятие появилось в 1947 году, когда в США приняли законодательный документ, который регламентировал действия государства для обеспечения национальной безопасности. В России же «энергобезопасность» стало активно применяться чуть позже, а именно в начале 90-х годов XX века. В 1992 году в Российской Федерации вступил в силу закон о безопасности, а через несколько лет в 1997 году подписана Концепция национальной энергетической безопасности Российской Федерации. В истории было несколько редакций, последняя редакция была утверждена президентом 12 мая 2009 года.

Проблемы энергетической безопасности обсуждаются в Российской Федерации с самого первого упоминания этого термина, тем не менее единой формулировки термина "Энергобезопасность", которая была бы закреплена законодательно, до сих пор не существует..

В настоящее время существует множество понятий, определяющих энергетическую безопасность. Мы предлагаем определять энергетическую безопасность как состояние сбалансированности топливно-энергетического комплекса, его способность надежно обеспечивать в любой момент времени обоснованные потребности экономики экономически доступными топливно-энергетическими ресурсами приемлемого качества и в полном объеме. Суть энергетической безопасности – противодействовать негативному воздействию постоянно изменяющихся, эволюционирующих внутренних и внешних угроз, а в случае воздействия этих угроз – минимизировать ущерб от этого воздействия, то есть определять способность данного комплекса к саморазвитию и самосовершенствованию.

Еще одним определением энергетической безопасности выступает такое понятие как принцип 3Д.

Энергетическую безопасность можно определить тремя «до»: допустимость, доступность и, наконец, достаточность:

- ресурсная достаточность определяет физические возможности обеспечения энергоресурсами национальной экономики;
- экономическая доступность – рентабельность такого обеспечения при соответствующей конъюнктуре цен;
- экологическая и технологическая допустимость – возможность и целесообразность добычи, производства и потребления энергоресурсов в рамках существующих технологий и экологических ограничений (рис. 1).

Хотелось бы расширить понятие об энергобезопасности. Для этого введем дополнительную категорию – энергетические аспекты национальной безопасности. Это совокупность факторов, которые определяют влияние качества и эффективность развития энергетики, а также ее функционирование, а именно рост или снижение масштабов энергетического хозяйства на уровень национальной безопасности, в том числе и ее составляющих.

Это определение учитывает помимо энергетической безопасности также экономическую, технологическую, экологическую и другие виды безопасности.



**Рисунок 1. Принцип 3Д**

Таким образом, заметим, что энергетические аспекты национальной безопасности – это более широкое понятие по сравнению с энергетической безопасностью и включает последнюю.



**Рисунок 2. Соотношение видов безопасности**

Важнейшими принципами обеспечения энергетической безопасности являются:

- гарантированность и надежность энергообеспечения экономики и населения страны в полном объеме в обычных условиях и в минимально необходимом объеме при угрозе или возникновении чрезвычайных ситуаций различного характера;
- потребляемость исчерпаемого ресурса (потребление исчерпаемых ресурсов должно быть меньше, чем разведанные запасы углеводородов);
- диверсификация используемых видов топлива и энергии (не должна существовать зависимость экономики от какого-то одного энергоресурса);
- учет требований экологической безопасности (должен быть баланс между развитием энергетики и требованиями охраны окружающей среды);
- предотвращение расточительства энергии (существование связи между политикой и энергетической эффективностью);

создание экономических условий (за счет налоговых и таможенных мер), обеспечивающих равную выгоду в поставках энергоресурсов на внутренний и внешние рынки и рационализацию структуры экспорта.

К сферам обеспечения энергетической безопасности можно отнести:

- государственное регулирование;
- нормативно-правовую базу;
- рыночное регулирование;
- налоги и ценообразование;
- изменения в структуре;
- диверсификация энергоснабжения;
- оптимизация структуры энергопотребления и энергоснабжения;
- резервы и запасы ТЭР;
- резервах в системе энергетики;
- исследования состояния энергетической безопасности;
- стимулирование развития внешних экономических связей;
- формирование рынков страхования;
- стимулирование энергосбережения.

Для устойчивого развития топливно-энергетического комплекса необходимы следующие факторы.



Рисунок 3. Устойчивое развитие ТЭК

С 1970-х гг. после появления понятия «энергетическая безопасность», в мире произошло множество изменений. Сегодня огромное количество разговоров об энергетике, геополитике и конечно же о безопасности. Не существует согласия по вопросу об их важности, также нет согласия в определении этих понятий. Уже довольно долго эксперты говорят о безопасности нефтяных поставок. Теперь стали думать о безопасности природного и сжиженного природного газа. Энергетическая безопасность относилась только к странам-потребителям. Однако некоторые события и ряд экспертов убедили политиков, что энергетическая безопасность является так же ответственностью как потребителей, так и производителей. Страны-потребители требуют обеспечения безопасности поставок, то есть их надежности, а так же качества самих ресурсов, реализуемых по приемлемым ценам. Страны-экспортеры, напротив, беспокоятся о безопасном спросе, о доступности потребителей и рынков, чтобы иметь возможность обосновать свои будущие инвестиции.

Рассматривая энергетическую безопасность, было установлено, что энергобезопасность для стран-экспортеров и стран-импортеров понимается по-разному.

Рассматривая энергетическую безопасность, было установлено, что энергобезопасность для стран-экспортеров и стран-импортеров понимается по-разному.

Очевидно, что страны-потребители наиболее приспособлены к оперативному реагированию на возникающие угрозы и выстраивают свою энергетическую политику более эффективно. О гибкости и интеллектуальном превосходстве стран-импортеров говорит переход от концепции "безопасности энергоснабжения" до современных подходов (такие как, диверсификация источников поставок, энергоэффективность, развитие "зеленой энергетики").

Странам-экспортерам не удалось сохранить контроль над рынками сбыта и ценообразованием в долгосрочной перспективе. Виной тому успех стратегий энергобезопасности в западных странах, а так же преобразование "спотовых" и фьючерсных рынков нефтепродуктов, которые повлияли на ослабление связи между механизмом спроса и предложения и ценообразованием.

Еще одним вызовом является снижение зависимости от импорта энергетических ресурсов, в том числе в концепции борьбы против изменения климата, которое может в дальнейшем стать угрозой для "безопасности спроса".

Также стоит отметить особенности формирования национальных энергетических стратегий стран-импортеров:

- дефицит внутренних сырьевых ресурсов, значительная или растущая зависимость от импорта;
- диверсификация поставщиков, маршрутов поставок и энергоносителей;
- развитие национальной и региональной энергетической инфраструктуры;
- активная политика энергосбережения, повышение энергоэффективности;
- альтернативные и возобновляемые источники энергии;
- инвестиции в НИОКР;
- экология;
- ориентация на экспортирование управленческих и технологических нововведений в развивающиеся страны;
- широкое участие в международных организациях для формирования единой энергетической политики.

Для стран экспортеров особенности формирования национальных энергостратегий отличаются от стран-потребителей. Сюда можно отнести:

- энергетический баланс профицитен;
- национальная экономика в значительной степени зависит от валютных поступлений в бюджет, полученных за счет экспорта энергоресурсов;

- в развитии национальной экономики велика вероятность перекоса – «голландская болезнь», «нефтяная игла»;
- поступления от экспорта направляются в социальную сферу;
- экспорт энергоресурсов используется как инструмент внешней политики;
- страны-экспортеры стремятся получить доступ на новые рынки сбыта и расширить свое присутствие на традиционных рынках;
- приобретение энергетических активов в странах-импортерах;
- собственные инвестиции в ГРП недостаточны;
- необходимо привлечение иностранных инвестиций в проекты разведки и добычи полезных ископаемых и новые технологии;
- необходимо обеспечение надежности поставок энергоносителей – сотрудничество со странами транзитерами и создание международных проектов по строительству трубопроводной инфраструктуры;
- подготовка высококвалифицированных кадров для энергетической индустрии;
- переход на широкомасштабное использование нетрадиционных источников энергии (нефти и газа), например, нефтяные пески и горючие сланцевые породы, но только в том случае если цены и спрос на углеводороды будут расти;
- необходимо внедрение энергоэффективной и энергосберегающей политики.

В качестве переломного момента в формировании современных теорий энергобезопасности можно выделить нефтяной кризис 1973 года. Это стало не только заслугой стран-экспортеров, которым удалось довольно успешно реализовать "нефтяное оружие" (эмбарго), но и явилось точкой отсчета формирования широкомасштабной системы "безопасного энергоснабжения" стран-импортеров, которая остается актуальной и в нынешнее время.

Таким образом, концепции энергетической безопасности до сих пор остаются ярким примером многовекового противостояния экспортеров и импортеров, которое обретает новые, порой неожиданные, проявления.

Кризисные явления в мировой экономике, к сожалению, продолжают и затрагивают взаимосвязи между политикой и энергетикой. На наших глазах происходит изменение отношений между геополитикой и энергетикой. Можно наблюдать усиливающуюся конкуренцию между производителями энергоресурсов. Происходит и изменение цели геополитики, ею становится рентабельность добычи энергоресурсов и достижение конкурентных преимуществ. Таким образом, можно наблюдать усиление роли политики в сфере энергетического сотрудничества. Однако все являются свидетелями экономических санкций против России в отрасли ТЭК. Хочется изменить отношения между поставщиками и потребителями энергоресурсов на рынках. Происходящий рост напряжения на традиционных рынках нефти и газа нарушают отношения между Европой и Россией в вопросах поставки российского газа. В чем же именно нарушаются эти отношения?

Начать следует с диверсификации поставок газа, а именно замена дешевого российского газа более дорогим газом азиатских и американских производителей. Также следует добавить про жесткую позицию ЕС в отношении эксплуатации проектов газопроводов, которые должны повысить безопасность и устойчивость поставок энергоресурсов в страны Европы. Как пример можно привести проект «Южный поток». На часть партнеров по этому проекту оказывается давление, от них требуется прекратить свое участие в реализации проекта.

Также следует отметить ситуацию в Украине. Можно наблюдать несоблюдение действующих договоров, а именно нежелание Украины оплатить поставку газа.

В нашей стране под влияние санкций попала не только отрасль ТЭК, но и ряд предприятий. Санкции «бьют» по всем и по России и по ее партнерам. Нашим партнерам

предлагается приостановить совместные проекты, переделать свои планы, связанные с инвестициями.

В современном мире даже такие меры не будут гарантией преимущества на рынках энергоресурсов. Нефть и газ РФ являются конкурентоспособными. У российских компаний появляются новые рынки сбыта, к примеру, в Азии. Также не стоит забывать о развитии внутреннего рынка энергоресурсов, а также о создании новых технологий.

Все меры, которые применяют, отвечают интересам участников энергетических рынков. Европа и Азия видят, что Россия была и будет надежным партнером в обеспечении мировой энергетической безопасности, реагирующим на все изменения и вызовы.

Таким образом «энергетическая безопасность» важная составляющая любой национальной безопасности страны, будь она потребителем или производителем энергоресурса.

В настоящий момент экономика Российской Федерации переживает не лучшие времена.

Можно рассмотреть несколько причин, которые привели к шоку российскую экономику. Сюда можно отнести интеграцию России в мировые экономические процессы по средствам экспорта природных ресурсов. Не стоит забывать и о ценах на нефть, которые, в результате ухудшения внешнеторговых условий России, снизились более чем в два раза. Также хочется отметить и геополитическую напряженность, которая возникла в марте 2014 года и стала причиной экономических санкций.

Исходя из этого можно сделать следующий нерадушный прогноз развития для российской экономики. Перечислим некоторые факторы:

- потребительский спрос снизится с высокого уровня задолженности домохозяйств и замедления роста доходов;
- высокая инфляция, которая определяется недавним резким обесцениванием рубля, в дальнейшем продолжит оказывать негативное воздействие на доходы и зарплаты;
- инвестиции в 2016 году снова пойдут на спад;
- ослабленный курс рубля может придать импульс расширению производства в торгуемых областях;
- воздействие санкций, скорее всего, будет сохраняться в течение длительного времени.

Не стоит забывать и о рисках энергетической безопасности и стратегии их преодоления. Эти риски уже давно известны:

- дефицит собственного ресурсного потенциала (для преодоления необходима диверсификация экспорта, использование возобновляемых и альтернативных источников энергии, внедрение программ энергосбережения, использование технологий вторичной и третичной добычи и технологий глубокой переработки углеводородов);
- чрезмерная зависимость от одного энергоресурса (нужна диверсификация энергобаланса, переход на другие виды энергоносителей);
- зависимость от импорта энергоносителей (в данном случае необходима диверсификация источников экспорта энергоносителей, увеличение внутренней нефтегазодобычи, создание стратегических резервов нефти, укрепление отношений с поставщиками);
- недостаточные стратегические резервы (нужно участие в региональных и международных программах создания совместных стратегических резервов и программ обмена резервами в экстренных ситуациях, увеличение объема национальных стратегических резервов);

- неразвитая энерготранспортная инфраструктура (для преодоления этого риска необходимо строительство энергетической инфраструктуры, модернизация национальных и трансграничных трубопроводных систем с целью увеличения пропускной способности, сооружение и расширение инфраструктуры СПГ);
- низкая энергоэффективность (необходима разработка и внедрение новых технологий в области производства электроэнергии, внедрение новых технологий и энергосберегающего оборудования);
- низкая эффективность функционирования газовой промышленности и энергетики (для преодоления нужна реструктуризация и реформирование отраслей, привлечение инвестиций, создание конкурентных рынков газа и электроэнергии, снижение энергопотребления, нормативирование резервов);
- низкая эффективность функционирования электроэнергетики (нужно разделение производства и передачи электроэнергии, модернизация инфраструктуры, соединение с другими энергосистемами, в том числе и трансграничное);
- ненадежность транзитных инфраструктур (для этого необходимо приобретение активов в энерготранспортных системах транзитных стран или создание консорциумов по их совместной эксплуатации, сооружение безтранзитных трубопроводов);
- высокая стоимость энергопоставок (здесь необходима диверсификация поставщиков). [8]

Многие перечисленные риски имеет и Россия. Исходя из этого можно выделить следующие шаги по преодолению этой ситуации в РФ. Необходимо развивать внутреннюю энергетическую инфраструктуру. Повысить доступность и качество энергетических товаров и услуг. И конечно же необходимо государственное участие в развитии энергетической безопасности.

Как отмечалось ранее существует несколько определений энергетической безопасности. Мы предлагаем определять энергетическую безопасность как состояние сбалансированности топливно-энергетического комплекса, его способность в любой момент времени обеспечивать надежности экономических процессов с помощью доступных топливно-энергетических ресурсов приемлемого качества и в полноценном объеме.

Суть энергетической безопасности состоит в противостоянии отрицательного воздействия постоянно изменяющихся, увеличивающихся внешних и внутренних угроз. Если же этим угрозам всё же удастся воздействовать на страны, то задача энергетической безопасности сводится к минимизации ущерба от их воздействия.

### **Список использованной литературы**

1. British Petroleum - [www.bp.com](http://www.bp.com)
2. World Bank - [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)
3. International Energy Agency - <http://www.iea.org/>
4. Министерство энергетики Российской Федерации - [www.minenergo.gov.ru](http://www.minenergo.gov.ru)
5. Российское энергетическое агентство - [www.rosenergo.gov.ru](http://www.rosenergo.gov.ru)
6. Бушуев В.В., Громов А.И., Куричев Н.К. Энергетическая стратегия России: на пороге больших перемен // Академия энергетики, №2[52], апрель 2013, с. 24-28
7. ТЭК и экономика России: вчера, сегодня, завтра (1990-2010-2030) / под ред. Ю.К. Шафраника. М.: ИЦ «ЭНЕРГИЯ», 2011
8. Студеникина Л.А. Энергетическая интеграция Азии и перспективы формирования единого энергетического рынка Азиатского региона // Автореферат, 2006



## **Эволюция роли Латинской Америки в современной энергетической политике КНР**

Экономический подъем Китая, укрепление его комплексной мощи и усиление позиций Пекина на мировой арене способствовали расширению диапазона его интересов в отношении новых рынков, активов и сфер влияния. В частности феноменом начала XXI века стала активизация политики Китая в Латинской Америке. В современной латиноамериканской стратегии КНР важное место занимает стремление обеспечить национальную энергетическую безопасность. Китай заинтересован в дополнительных источниках природных ресурсов, которыми богат регион.

Актуальность анализа роли и места Латинской Америки в современной энергетической политике КНР и перспектив сотрудничества Китая с регионом определяется совокупностью изменений, произошедших на рубеже тысячелетий, а именно возрастанием значимости латиноамериканских экспортеров нефти в энергетической стратегии КНР, а также усилением влияния Пекина в Южной Америке, что потребовало переоценки их взаимодействия.

Высокие темпы роста ВВП КНР привели к еще более стремительному росту спроса на энергоресурсы. В настоящее время Китай является мировым лидером по потреблению первичной энергии и одним из основных игроков на мировом рынке энергоресурсов. Главное место в структуре энергопотребления КНР занимает уголь, на него приходится 66% всей производимой в стране энергии, что в свою очередь оказывает серьезное негативное воздействие на экологическую обстановку в Китае. Доля нефти в энергобалансе КНР составляет 20%, что свидетельствует о ее важном значении для экономического развития Китая. Доля гидроэнергетики - 8%, природного газа - 5% [1]. КНР стремится уменьшить свою зависимость от угля, однако его доля потребления снижается медленно и в среднесрочной перспективе ожидается сохранение доминирующего положения угля в энергобалансе страны.

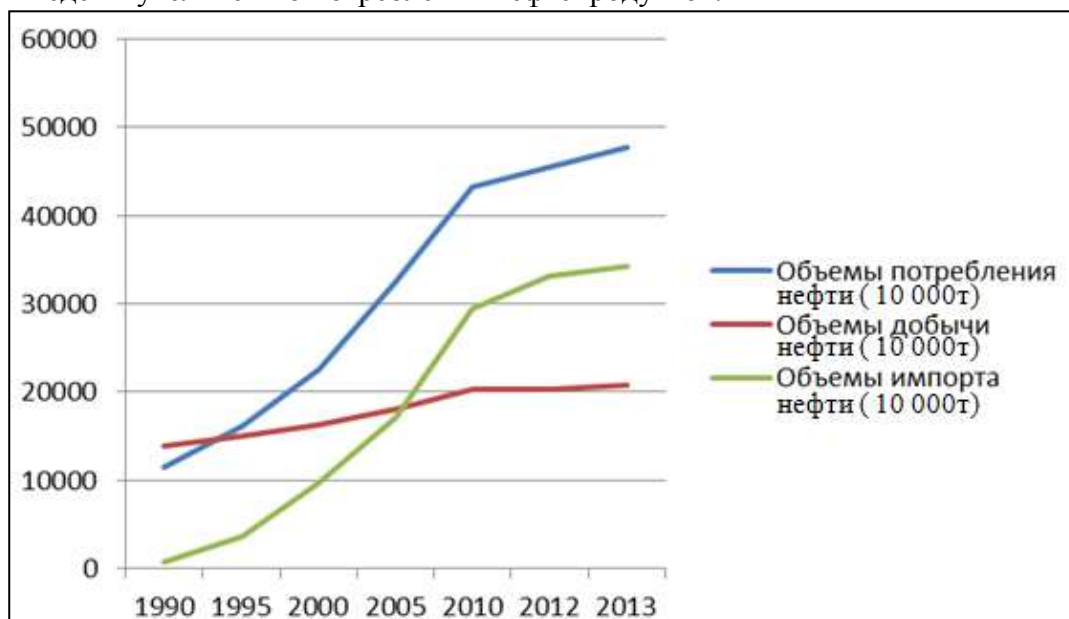
С проблемами энергетической безопасности Китай впервые столкнулся в 1990-е годы. До этого времени страна была самодостаточной с точки зрения обеспеченности энергоресурсами и выступала на мировом рынке в качестве экспортера некоторых видов энергетического сырья. В 90-е годы статус Китая на энергетическом рынке начал меняться, с 1993 года он превратился в нетто-импортера нефти и стал предъявлять растущий спрос на многие виды минерального сырья. В 2003-2004 гг. произошел резкий скачок энергопотребления в Китае, темпы роста которого стали значительно опережать не только региональные, но и среднемировые показатели. Китайские предприятия по добыче энергоресурсов не успевают обеспечивать увеличивающиеся потребности экономики, ускоренный рост потребления КНР приходится покрывать за счет импорта. С 2006 года Китай стал нетто импортером газа, с 2008 года - нетто импортером угля[2].

Помимо роста экономики важно отметить следующие причины резкого повышения спроса на энергоресурсы в КНР:

1. происходящие структурные сдвиги в промышленности в условиях низкого технологического уровня основной массы производств и культуры энергопотребления в целом;
2. развитие транспорта и других факторов потребительского спроса.

По мнению экспертов наиболее остро перед Китаем в среднесрочной перспективе стоит проблема обеспечения нефтью в условиях ограниченности собственных ресурсов. Несмотря на снижение темпов роста экономики КНР, спрос на нефть продолжает увеличиваться, чему способствует изменение самой экономической модели развития Китая.

В рамках новой стратегии, принятой на XVIII съезде КПК, происходит смена приоритетов факторов роста экономики: при сохранении важности экспорта, усиливается значение опережающего роста внутреннего спроса, как основного двигателя экономического развития страны. Повышение уровня жизни и доходов населения способствует росту его потребностей и ведет к увеличению потребления нефтепродуктов.



**Рисунок 3. Динамика добычи, потребления и импорта нефти в КНР (1990-2013 гг.)**

График составлен автором на основании данных Статистического ежегодника КНР 2015.

Вместе с тем, несмотря на то, что Китай занимает четвертое место в мире по добыче нефти [3], Пекин не в состоянии удовлетворить растущий спрос на нефть за счет собственной ресурсной базы. Как показано на графике рисунка 1, разрыв между объемами потребления и производства нефти увеличивается. Подтвержденные запасы нефти в стране относительно невелики. Освоение новых запасов шельфа тормозится нерешенностью ряда территориальных конфликтов и малой вероятностью достижения Китаем кооперации с соседями [4]. В связи с чем, эксперты прогнозируют достижение пика нефтедобычи КНР в ближайшие десять лет, после чего ее объемы будут снижаться. В этих условиях Китай будет вынужден обращаться за все большими ресурсами на зарубежные рынки. Создание благоприятных условий для развития межгосударственных отношений в энергетической сфере становится важным направлением внешней политики Китая.

В 2013 году Китай стал крупнейшим импортером сырой нефти в мире, импорт обеспечил 59% потребления нефти в стране [5]. Рост потребления нефти в Китае составил около 43% роста потребления нефти в мире в 2014 году. По прогнозам экспертов Международного энергетического агентства к 2030 году Китай будет вынужден импортировать до 85% сырой нефти [2].

В сложившейся ситуации возникновение дефицита нефти вследствие перебоев поставок или скачков цен на нее способно причинить экономике страны серьезный ущерб. В связи с этим, с целью снижения зависимости от импорта нефти в целом, мировых цен на углеводороды в Китае в рамках десятого пятилетнего плана (2000-2005 гг.) была разработана государственная программа поэтапного создания стратегического нефтяного резерва, предусматривающая строительство к 2020 году сети нефтехранилищ. Часть хранилищ уже построена и заполнена. По оценкам экспертов, созданные нефтяные запасы Китая позволяют стране продержаться без импорта 30 дней. Когда все предусмотренные планом нефтехранилища будут достроены, Китай сможет повысить этот уровень до 100 дней [6].

Специалисты ожидают увеличение объемов импорта сырой нефти КНР, в связи с необходимостью пополнения создаваемых нефтехранилищ.

Рост потребления энергоресурсов и нехватка углеводородного сырья ведут к увеличению зависимости Китая от их импорта, усложнению проблем обеспечения национальной энергетической безопасности, сохранения стабильного энергоснабжения, что вынуждает китайское руководство активизировать действия по модернизации и оптимизации долгосрочной комплексной программы политики КНР в сфере энергетики. В связи с этим, на рубеже веков Китай приступил к выработке национальной концепции энергетической безопасности. Официально концепция энергетической безопасности впервые была введена в десятом пятилетнем плане (2001-2005гг.), в ней была признана необходимость интенсификации поиска зарубежных источников нефти и газа [1]. Современная концепция развития энергетики Китая рассчитана на период 2014-2020гг., содержит в себе как внутренние, так и внешнеполитические цели. Внутренняя стратегия направлена на повышение энергоэффективности, внедрение энергосберегающих технологий, оптимизацию топливно-энергетического баланса с учетом требований по охране окружающей среды. Внешнеполитические цели концепции включают диверсификацию источников сырья, форм и маршрутов ее транспортировки и расширение участия китайских компаний в разработке зарубежных месторождений углеводородов.

Китай, стремительно выходя на мировой энергетический рынок, теснит старых потребителей, уже поделивших между собой сферы влияния в устоявшейся системе распределения ресурсов [7]. В связи с этим в борьбе за рынки энергоресурсов Пекину приходится использовать максимально широкий набор средств и методов, принимать дополнительные экономические и политические меры, в том числе:

1. оказание поставщикам помощи развитию взамен на послабления в доступе к сырьевым ресурсам;

2. предоставление экономической помощи, льготных кредитов с залоговым обеспечением в виде поставок ресурсов. При этом КНР выдает кредиты в том числе странам, которые рассматриваются международным финансовыми организациями как неплатежеспособные (например, Китай одобрил кредит на строительство дамбы в Конго взамен на гарантии по поставкам нефти);

3. при работе с ненадежными заемщиками Китай использует разработанные им инновационные схемы, например "спутник в обмен на нефть". Пекин помогает развивать систему спутникового наблюдения Венесуэле, Перу, Нигерии, Ирану, предоставляя займы в обмен на гарантированные поставки сырой нефти;

4. Китай готов развивать сотрудничество с режимами, находящимися в конфронтации с западными государствами, с крайне нестабильными странами, которых опасаются западные ТНК;

5. правительство КНР поддерживает инвестиции государственных предприятий в зарубежные энергетические активы;

6. Пекин активно использует методы экономической дипломатии, новой чертой которой стало расширение китайских инвестиций в инфраструктурные проекты стран, богатых нефтью. Взамен китайское правительство стремится добиться снижения барьеров для доступа китайских ТНК в добывающую отрасль, а также возможности использовать китайских рабочих и специалистов для реализации проектов с участием китайских компаний [8];

7. ведение политических диалогов и поднятие отношений с экспортерами нефти до уровня стратегического партнерства. Так, например, Пекин установил стратегическое партнерство с латиноамериканскими странами - основными региональными поставщиками нефти КНР: с Бразилией в 1994 году, Венесуэлой в 2001 году, Аргентиной в 2004 году, Мексикой в 2004 году;

8. расширение механизмов взаимодействия, в том числе проведение различных экономических форумов;

9. укрепление представлений о Китае как о развивающейся стране, оказывающей посильную помощь другим странам.

В целом среди партнеров Китая по импорту нефти и ее транзиту отмечается увеличение доли нестабильных в экономическом и политическом отношении стран.

В сложившихся условиях особое значение приобретает расширение зарубежных источников поставок сырья. В частности, с начала нового тысячелетия значительный импульс развития получило сотрудничество Китая с географически отдаленными от него латиноамериканскими экспортерами нефти: Венесуэлой, Мексикой, Бразилией, Аргентиной, Перу, Колумбией, Эквадором. В свою очередь многие страны Южной и Центральной Америки, пережив волну экономических потрясений в 90-е годы, увидели в КНР подспорье собственного экономического роста. В результате тождественность интересов Китая и южноамериканских государств привела к росту товарооборота между ними и повышению роли Латинской Америки в вопросах обеспечения энергетической безопасности КНР.

Политика Китая в Южной Америке долгое время играла вспомогательную роль, но в начале XXI века этот вектор приобрел самостоятельную ценность. Усиление связей КНР с латиноамериканскими странами позволяет Китаю диверсифицировать как внешнеэкономическую, так и внешнеполитическую стратегию.

Действия в отношении стран Латинской Америки в целом вписываются в используемую с середины 1990-х годов Китаем концепцию партнерств, следуя которой КНР стремится развивать одинаково дружественные отношения с широким кругом стран мира, избегая усиленного сближения с какой-либо одной из них. По мнению Пекина, подобная политика способствует развитию многополярности.

В результате проведенного исследования установлено, что тяготение КНР к развитию энергетического партнерства с регионом может быть вызвано следующими причинами:

1. Китай заинтересован в дополнительных источниках природных ресурсов, способствующих укреплению его национальной энергетической безопасности. Важную роль играет богатый ресурсный потенциал латиноамериканских стран. По данным ОПЕК, регион обладает крупнейшими в мире после Ближнего Востока разведанными запасами нефти;

2. расширение каналов импорта нефтересурсов за счет стран из Латинской Америки позволяет Китаю снизить риски возникновения перебоев энергообеспечения благодаря уменьшению своей зависимости от определенного числа крупных поставщиков и уязвимых точек нефтетранзита - Ормузского и Малаккского проливов. Пиратство, террористические атаки или действия иностранного военного флота в проливах, через которые проходит основная часть морских поставок нефти в КНР, могут привести к перебоям энергоснабжения по данным маршрутам. Пекин обеспокоен тем, что в случае возникновения вооруженного конфликта существует опасность блокировки Малаккского пролива со стороны США, окруживших его цепью своих военных баз. В связи с чем, Китай уделяет особое внимание диверсификации маршрутов транспортировки энергетических ресурсов. При этом поставки нефти из Латинской Америки осуществляются через Тихий океан, минуя уязвимые проливы;

3. в Южной Америке Китай получает доступ к непосредственной разработке нефтяных месторождений и осуществлению контроля над добычей ресурсов. Здесь необходимо указать причины, заставляющие китайское руководство активно искать доступ к зарубежным месторождениям углеводородов. Прежде всего, это ограниченные объемы торгуемой нефти в мире. На мировой рынок попадает всего половина добываемых в мире углеводородов [9]. Свыше 80% подтвержденных легко извлекаемых нефтяных запасов контролируются ведущими западными ТНК, в то время как Китай имеет доступ к разработке менее 4% мировых запасов нефти [9]. Кроме того, контроль месторождений снижает

восприимчивость экономики страны к резким колебаниям цен на нефть. Высокая зависимость Китая от западных ТНК и мирового нефтяного рынка в периоды кризисов представляет угрозу национальной безопасности страны. В тоже время многие страны не допускают КНР до участия в национальных добывающих проектах (например, страны Ближнего Востока). В связи с этим, Китай высоко заинтересован в проникновении своих нефтедобывающих компаний на перспективные месторождения латиноамериканских экспортеров нефти, которые открыты для иностранных инвесторов.

4. часть приобретаемой в Латинской Америке нефти китайские нефтегазовые компании перепродают за рубежом [6], что позволяет Пекину укреплять свои позиции на мировом рынке продажи нефти;

5. увеличение доли латиноамериканских стран в общем объеме импорта сырой нефти КНР произошло так же в связи с возникшей необходимостью компенсировать снижение объемов поставок из других стран: Судана и Южного Судана<sup>58</sup> в 2012 году, Ливии<sup>59</sup> в 2013 году, Ирана<sup>60</sup> в 2010 году;

С момента вхождения Китая на латиноамериканский рынок энергоносителей в конце 90-х годов, сотрудничество между сторонами непрерывно укрепляется. Доля региона в общем объеме импорта сырой нефти КНР выросла постепенно до 10% в 2014 году. На современном этапе Китай при установившихся низких ценах на нефть стремительно наращивает объемы ее ввоза для пополнения создаваемых стратегических нефтехранилищ страны. В свою очередь страны Латинской Америки из-за снижения импорта нефти со стороны США - их традиционно основного покупателя энергоресурсов, вынуждены искать новые рынки сбыта. Комплементарность интересов КНР и латиноамериканских экспортеров нефти способствует сближению сторон.

При этом Китай не только наращивает объемы импортируемой нефти из Латинской Америки, но и участвует в поиске новых месторождений углеводородов на континенте, создает совместные проекты с местными корпорациями по разработке нефтяных месторождений в регионе; совместные судоходные компании, управляющие крупнотоннажными танкерами для транспортировки сырья; стороны совместно строят нефтеперерабатывающие заводы. Таким образом, Китай постепенно интегрируется во все основные этапы формирования цен на нефть в Южной Америке.

Китайские эксперты сходятся во мнении, что стратегия КНР в отношении латиноамериканских стран имеет долгосрочный характер. Сотрудничество с Новым Светом становится важной составной частью внешней политики Китая, что нашло подтверждение в публикации в 2008 году концептуального документа - Белой Книги КНР "Политика Китая в Латинской Америке и Карибском бассейне", где отражены основные принципы и перспективы партнерства Пекина с регионом [10].

Чтобы нивелировать обеспокоенность латиноамериканских партнеров из-за негативного влияния снижения темпов роста экономики КНР на развитие экономик стран региона, Китай инициирует новые программы сотрудничества, создавая благоприятные условия для продвижения двусторонних торгово-экономических связей на более высокий уровень. В 2014 году Пекином была разработана концепция взаимодействия с латиноамериканскими странами "1+3+6", призванная расширить взаимовыгодное сотрудничество и содействовать совместному развитию, где "1" подразумевает "План

---

<sup>58</sup> В 2011г. будучи единой страной, Судан поставлял 5% от общего объема импортируемой Китаем нефти и прекратил поставки в 2012г. после разделения страны из-за возникновения политических распрей о принадлежности нефтяных месторождений. Несмотря на возобновление добычи нефти Суданом в 2013г., Китай не стал увеличивать объемы импорта нефти страны до прежних объемов.

<sup>59</sup> В 2013г. в Ливии возникли перебои добычи нефти в связи с вспыхнувшим вооруженным конфликтом.

<sup>60</sup> Несмотря на то, что Иран до 2010г. был третьим крупнейшим поставщиком нефти в Китай, из-за присоединения КНР к санкциям ООН против Ирана, доля Тегерана в общем объеме импорта нефти Пекина была временно снижена до урегулирования конфликта.

развития сотрудничества между КНР и странами Латинской Америки и Карибского бассейна на 2015-2019гг.", "3" - три двигателя взаимодействия (торговля, инвестиции и сотрудничество в валютно-финансовой сфере), "6" - приоритетные направления сотрудничества (энергетика, инфраструктура, сельское хозяйство, промышленность, научно-технические инновации и информационные технологии) [11].

Главным партнером Китая в Латинской Америке в сфере энергетики является Венесуэла, со своей стороны усердно стремящаяся выйти из-под всеобъемлющего влияния США. Венесуэла была включена Китаем в десятый пятилетний план, как одна из восьми стран - стратегически важных партнеров КНР в области сотрудничества по добычи нефти и газа. Пекин наращивает средства в разработку нефтяных месторождений Венесуэлы, специально под тяжелую венесуэльскую нефть в стране строятся нефтеперерабатывающие заводы. В результате доля США в нефтяном экспорте Каракаса постепенно снижается, а доля Китая увеличивается. Венесуэла стала ведущим в Латинской Америке поставщиком сырой нефти в КНР.

С Мексикой – второй после Венесуэлы крупнейшей в Латинской Америке страной-экспортером нефти - Китаю не удалось наладить эффективный энергетический диалог. Негативно на развитие отношений между странами повлиял тот факт, что в 2011 году бывший президент Мексики Филипп Кальдерон принял у себя с официальным визитом Далай Ламу, что по мнению министра иностранных дел Китая, оскорбило чувства китайского народа и навредило развитию двусторонних отношений. Смена глав государств в Мексике и Китае в 2013 году способствовала новому толчку в развитии экономического сотрудничества между странами. Однако внезапное аннулирование Мексикой контракта с Китаем на строительство высокоскоростной пассажирской железной дороги подогрело недоверие правительств сторон. Доля Китая в общем объеме экспорта сырой нефти Мексики продолжает оставаться незначительной (2% в 2013г.), и по мнению специалистов, в среднесрочной перспективе вряд ли увеличится.

Вместе с тем необходимо отметить асимметричный характер партнерства сторон: латиноамериканские страны не являются ведущими поставщиками нефти в КНР, в то время, как их нефтяной экспорт постепенно переориентируется на Поднебесную. Китай стал крупнейшим по объемам экспорта сырой нефти партнером для Бразилии, третьим для Венесуэлы, Колумбии, состояние экономик которых в значительной степени зависит от экспорта углеводородов.

Возрастание экономической зависимости латиноамериканских государств от КНР открывает перед Пекином возможности использования экономических рычагов при решении внешнеполитических задач. Несмотря на это Китай ведет себя со странами региона не как со своими подданными, а как с равными партнерами, с которыми его связывают общие интересы. Расширение сотрудничества со странами региона соответствует новой концепции безопасности КНР, провозгласившей необходимость ведения прагматичного диалога со всеми странами мира и призывающей отказаться от вхождения в военно-политические союзы.

В то же время, несмотря на то, что Латинская Америка не играет первостепенной роли в обеспечении КНР энергоресурсами, эксперты отмечают, что она является крупнейшим реципиентом китайских зарубежных инвестиций в энергетический сектор [12]. Пекин продолжает вкладывать средства в поиски новых нефтяных месторождений в Латинской Америке для дальнейшей их разработки. Учитывая высокие объемы доказанных запасов углеводородов в регионе, можно предположить, что в среднесрочной перспективе роль латиноамериканских стран в решении проблем обеспечения сырой нефтью КНР может возрасти.

Вместе с тем необходимо выделить факторы, способные помешать стремительному наращиванию объемов поставок нефти из стран Латинской Америки в Китай:

1. в Южной Америке преобладает добыча и разведанные запасы тяжелой нефти, требующей глубокой переработки. В то же время основная часть НПЗ КНР предназначена для переработки легких сортов нефти. В связи с чем, Китай не готов резко увеличить закупки нефти в Латинской Америке ввиду отсутствия в стране достаточных для этого дополнительных мощностей по переработке тяжелой нефти;

2. высокие транспортные расходы на доставку нефти из Западного полушария в Китай. При этом стоимость их может быть снижена при использовании супертанкеров. В то же время Панамский канал, через который проходит импортируемая Китаем нефть из Латинской Америки, даже после завершения работ по его расширению не позволяет пропускать супертанкеры. Попытки проложить альтернативные пути транспортировки нефти к Тихоокеанскому побережью Латинской Америки, минуя Панамский канал, например, рассматривавшиеся проекты строительства железной дороги от Венесуэлы до Колумбии, или трубопровода от Венесуэлы до колумбийского порта Буэнавентура были заморожены в связи с незатухающей гражданской войной в Колумбии и напряженностью колумбийско-венесуэльских отношений. В связи с этим, Китай в конце 2014 года начал строительство в Никарагуа нового судоходного канала, который соединит Атлантический и Тихий океаны. Для уменьшения транспортных расходов КНР также стремится увеличить долю перерабатываемой сырой нефти на местах, с этой целью Пекин строит НПЗ в Венесуэле и Коста-Рике [13];

3. угрозы политической нестабильности в ряде стран региона, особенно в Венесуэле, Боливии, Уругвае.

Таким образом, в рамках проведенного исследования определены основные масштабы и мотивы укрепления взаимодействия КНР с латиноамериканскими странами в сфере энергетики. Выявлены региональные особенности Южной Америки, способствовавшие появлению интереса КНР к этому региону. Дана оценка приоритетности латиноамериканских стран в энергетической политике Китая. Отмечены факторы, как благоприятствующие, так и мешающие углублению сотрудничества КНР с экспортерами нефти Латинской Америки.

По результатам исследования сделаны следующие выводы:

1. на современном этапе наблюдается повышение значения Латинской Америки в энергетической политике КНР, что нашло отражение не только в официальных заявлениях, но и в увеличении числа контрактов в нефтегазовой сфере между сторонами. Сотрудничество Китая с латиноамериканскими странами в сфере энергетики является взаимовыгодным и перспективным;

2. партнерство КНР с регионом носит ассиметричный характер: Латинская Америка не является крупнейшим поставщиком нефти в Китай, в то время, как нефтяной экспорт южноамериканских стран постепенно переориентируется на Пекин;

3. отмечено, несмотря на то, что Латинская Америка не играет первостепенной роли в обеспечении КНР энергоресурсами, она является крупнейшим реципиентом китайских зарубежных инвестиций в энергетический сектор. Пекин продолжает вкладывать средства в разработку нефтяных месторождений в Южной Америке. Учитывая богатый ресурсный потенциал региона, можно предположить, что в среднесрочной перспективе роль стран Латинской Америки в решении проблем обеспечения сырой нефтью КНР продолжит возрастать;

4. развитие экономики Китая в определенной степени зависит от достаточности поставок энергоресурсов. В связи с чем, энергетический сектор рассматривается в КНР в качестве одного из стратегических, играет важную роль в обеспечении национальной безопасности;

5. во внешней политике КНР возрастает значение энергетического фактора. На современном этапе основной задачей внешнеполитического курса Китая является

обеспечение благоприятных внешних условий для осуществления внутренних экономических преобразований. Здесь важно отметить неразрывность внешней и внутренней политики КНР, подчиненность внешнеполитических задач целям национального развития;

6. стремление КНР укреплять партнерство с регионом вызвано богатым ресурсным потенциалом латиноамериканских стран, возможностью получить доступ к непосредственной разработке месторождений углеводородов и осуществлению контроля над добычей ресурсов, диверсифицировать маршруты поставок нефти;

7. вместе с тем, по результатам исследования выделен ряд факторов, мешающих стремительному возрастанию роли латиноамериканских экспортеров нефти в энергетической стратегии КНР, а именно: отсутствие в Китае достаточных дополнительных мощностей по переработке тяжелой нефти, преобладающей в Южной Америке, высокие транспортные расходы на доставку нефти из Западного полушария в Китай, угрозы политической нестабильности в ряде стран региона;

8. несмотря на провозглашение Китаем концепции мирного развития (хэпин фаджань 和平发展), а также стремления Пекина свести к минимуму опасения по поводу возможного противостояния с Вашингтоном, расширение и углубление энергетического сотрудничества Китая с латиноамериканскими странами вызывает обеспокоенность со стороны США, традиционно рассматривающих этот регион в качестве своей базовой периферии. Вашингтон считает Латинскую Америку резервным фондом для обеспечения потребностей своей экономики, сферой своего влияния. Транспортировка нефти из Латинской Америки в США занимает не более пяти дней, в то время, как на грузоперевозки из стран Ближнего Востока в США уходит около пяти недель [6]. В связи с этим, поставки энергоресурсов из латиноамериканских стран имеют для США стратегическое значение. Вашингтон насторожено отнесся к тому, что Китай вышел на нефтяной рынок Южной Америки в тот момент, когда в регионе наблюдается общее снижение объемов добычи нефти [12]. В США проводятся заседания Конгресса, посвященные обсуждению возможных последствий расширения влияния КНР в Западном полушарии. Между тем вследствие снижения Вашингтоном объемов импорта сырой нефти, у Китая появляется возможность занять освобождающуюся нишу энергетического рынка в регионе.

Таким образом, результаты исследования показали, что сотрудничество Китая и латиноамериканских экспортеров нефти имеет высокое значение для обеих сторон, что подтверждает углубление их экономической взаимозависимости. Тождественность их интересов способствует сохранению высокого потенциала сотрудничества. В целом Китай стремится к укреплению связей с регионом. Стратегические цели КНР по обеспечению своей энергетической безопасности являются принципиально значимыми во взаимоотношениях с латиноамериканскими странами.

### **Список использованной литературы**

1. China energy overview, U.S. Department of Energy. Available at: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=CHN> (accessed 10 February 2016).
2. Oil and gas security Emergency Response of IEA Countries. Available at: [URL:http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/china\\_2012.pdf](URL:http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/china_2012.pdf) (accessed 11 February 2016).
3. OPEC Annual Statistical Bulletin 2015. Available at: URL: [http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/ASB2015.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2015.pdf) (accessed 11 February 2016).
4. Я.Бергер. Об энергетической стратегии Китая. Проблемы Дальнего Востока, 2004г. №3.
5. Статистический ежегодник КНР 2015.



6. Jacob Koch-Weser Chinese Energy Engagement with Latin America: a Review of Recent Findings, January 2015. Available at: <http://www.thedialogue.org/uploads/IAD9783ChinaLAweb.pdf> (accessed 15 February 2016).
7. Китай в XXI веке: глобализация интересов безопасности. Под ред. чл.-корр. РАН Чуфрина Г.И., Наука, 2007г., с.127.
8. Kent E.C. Coping with energy insecurity: China's response in global perspective. East Asia, 2006. Vol.23. No.3.
9. Chen Shaofeng. Motivations behind China's foreign oil quest: a perspective from the Chinese Government and the oil companies, Journal of Chinese Political Science, vol.13, no.1, 2008.
10. China's Policy Paper on Latin America and the Caribbean. Available at: [http://www.gov.cn/english/official/2008-11/05/content\\_1140347.htm](http://www.gov.cn/english/official/2008-11/05/content_1140347.htm) (accessed 10 February 2016).
11. Xi Jinping Attends China-Latin America and the Caribbean Summit and Delivers Keynote Speech, Comprehensively Expounding China's Policies and Propositions Toward Latin America, Ministry of Foreign Affairs of the People's Republic of China, 18.07.2014. Available at: URL: [http://www.fmprc.gov.cn/mfa\\_eng/topics\\_665678/xjpzxcxjzgjldrdlchwdbxagtwnrlgbjxgsfwbcxzlldrhw/t1176650.shtml](http://www.fmprc.gov.cn/mfa_eng/topics_665678/xjpzxcxjzgjldrdlchwdbxagtwnrlgbjxgsfwbcxzlldrhw/t1176650.shtml) (accessed 12 February 2016).
12. China's Influence in the Western Hemisphere 1st sess., testimony of June Teufel-Dryer, April 6, 2005.U.S. Congress, House Committee on International Relations, Subcommittee on the Western Hemisphere. Available at: [http://commdocs.house.gov/committees/intlrel/hfa20404.000/hfa20404\\_0f.htm](http://commdocs.house.gov/committees/intlrel/hfa20404.000/hfa20404_0f.htm) (accessed 12 February 2016).
13. HSBC, South-South Special: What a Globalizing China Means for LatAm (November 2013). Available at: URL: [http://www.jsg.utexas.edu/lacp/files/South-South\\_Special\\_What\\_a\\_Globalizing\\_China\\_Means\\_for\\_LatAM.pdf](http://www.jsg.utexas.edu/lacp/files/South-South_Special_What_a_Globalizing_China_Means_for_LatAM.pdf) (accessed 10 February 2016).

## Энергетический комплекс Республики Корея: проблемы и перспективы развития

### Состояние в энергетической сфере в Республике Корея (РК)

Республика Корея – постиндустриальная, экспортно-ориентированная страна. С 1990-ых годов доминирующими отраслями промышленности РК являются: машиностроение, электронная, нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленность, судостроение и производство металлов. Предприятия этих отраслей потребляют существенные объемы ресурсов. Среди стран мира, обеспеченность собственными энергоресурсами Республики Корея одна из самых низких.

Зависимость от импорта энергоресурсов достигает 96%, а в нефти и газе (почти 100%). Больше всего страна зависит от поставок углеводородов из Ближнего Востока: нефть – 84%, газ – 53%. Этот факт означает, что энергобезопасность страны зависит от Ближневосточных поставщиков, а также мировых цен на энергоресурсы.

Рассмотрим подробнее современное состояние развития энергетики Республики Корея.

### Нефть

РК импортировала 927,5 млн баррелей (2,94 млн б/день) нефти в 2014 году, 5-ое место в мире (США, Китай, Индия, Япония) (см. рис. 1). РК производила нефтяные продукты на 2,69 млн б/день (6-ое в мире) из них экспортировала 1,17 млн б/день (7-ое в мире). Эти данные показывают, что РК импортирует нефть и перерабатывает её, а затем нефтепродукты экспортирует. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая отрасли промышленности являются одними из ключевых отраслей экономики РК.

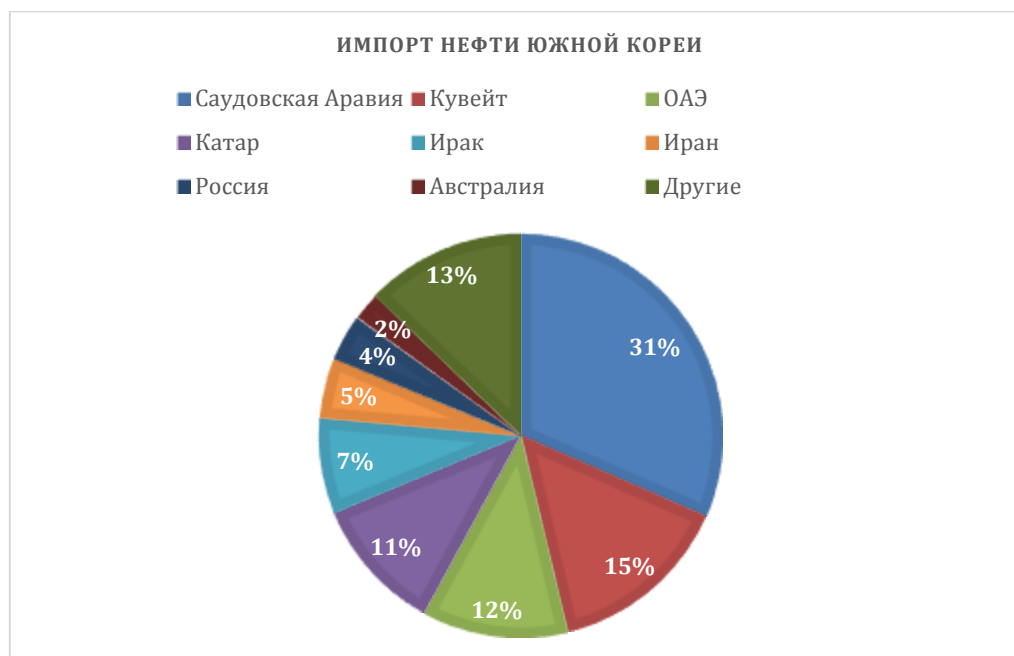
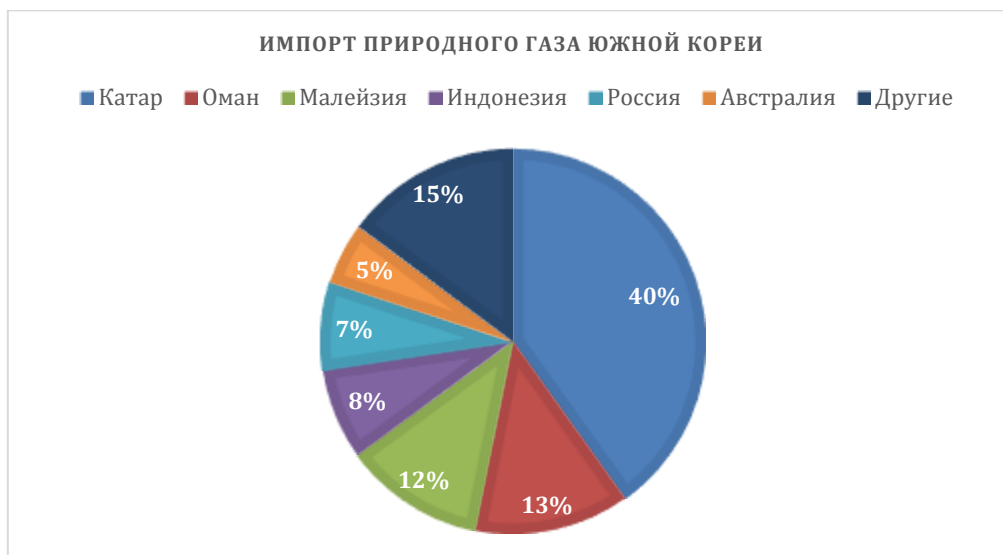


Рисунок 1. Импорт нефти Южной Кореи (84% приходится на Ближний Восток)

## Природный газ

РК импортировала природный газ в объеме 49 млрд м<sup>3</sup> (36,4 млн т) в 2014 году, 6-ое место в мире (Япония, Германия, США, Китай, Италия). В РК природный газ используется для городского снабжения (52%) и производства электроэнергии (48%).

Большая часть импорта природного газа РК, также как и нефти, приходится на Ближний Восток, в том числе по странам: Катар (40%), Оман (13%). Кроме этих стран, РК импортирует природный газ из Малайзии (12%), Индонезии (8%), России (7%) и Австралии (5%) (см. рис. 2). РК не имеет никаких трубопроводов с другими странами, она импортирует природный газ в виде сжиженного природного газа (СПГ).



**Рисунок 2. Импорт природного газа Южной Кореи(54% приходится на Ближний Восток)**

По закону, в РК работать с газом имеет право только Kogas (Корейская Национальная Газовая Компания), она может импортировать природный газ, но не может покупать его для собственного пользования. Таким образом, доля Kogas на рынке газа в РК достигает 96%. Kogas покупает 33 млн т природного газа в год и является крупнейшим в мире покупателем СПГ.

## Уголь

Уголь также является основным энергоресурсом в РК. Из всего объема потребляемого угля используется: в производстве электроэнергии (63,5%), в производстве металла (30,5%) и в производстве цемента (6%). В целом же, уголь основной энергоресурс при производстве электроэнергии – 38,8%. Уголь импортируется из таких стран, как: Австралия(43%), Индонезия(28%), Россия(13%), Канада(11%) (см. рис. 3). Но в связи с выбросом диоксида углерода, РК предполагает снизить потребление угля.

## Электроэнергия РК

Республика Корея производила электричество в мощности 522,000,000 Мегаватт-час(10-ое место в мире) в 2013 году. В основном большая часть производится на тепловых электростанциях (ТЭС) и атомных электростанциях (АЭС): ТЭС – 62%, АЭС – 30%. Энергия вырабатываемая на ТЭС с использованием угля – 39,1%. На втором месте - сжиженный природный газ (СПГ) – 21,4%. В настоящий момент существует 24 атомных реактора и 4 реактора находятся в процессе строительства. Кроме ТЭС и АЭС электроэнергию

вырабатывают гидроэлектростанция (ГЭС) и источники возобновляемой энергии, но их доля очень мала: ГЭС – 2%, возобновляемая электроэнергия – 2%.



**Рисунок 3. Импорт угля Южной Кореи**

*Факторы, влияющие на энергобезопасность Республики Корея это:*

Во-первых, низкая обеспеченность собственными энергоресурсами.

В РК рентабельных энергоресурсов нет в достаточном количестве, а в небольших объемах добывается природный газ в Восточном море (Японском море) в газовом месторождении «Донгхэ-1» (동해-1 가스전) 4,6 млн м<sup>3</sup>.

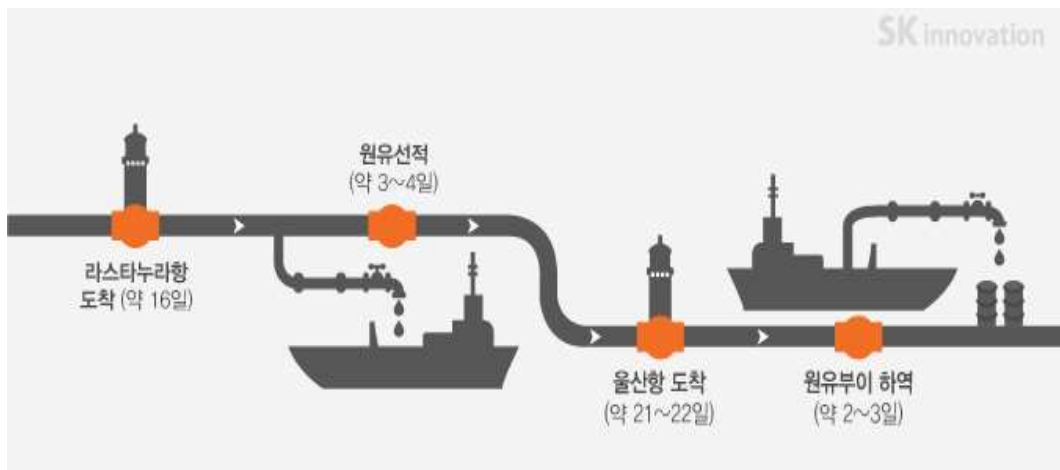
На Корейской полуострове значительные запасы угля, но большая его часть – антрацит. Антрацит не подлежит использованию для производства электроэнергии, в частности, антрацит, добываемый на Корейском полуострове имеет много извести и низкую калорийность. Он используется для изготовления угольных брикетов для внутреннего рынка. В южной части Корейского полуострова (регион РК) залежи угля отсутствуют, он полностью импортируется из таких стран, как: Австралия, Индонезия, Россия и Канада.

Во-вторых, высокая зависимость от импорта энергоресурсов

РК расположена на большом расстоянии от поставщиков с Ближнего Востока, что приводит к высокой цене на импортируемое сырье и длительному сроку доставки энергоресурсов. В среднем, в частности, необходимо 21~23 дня для перевозки нефти из Рас-Тануры (Саудовская Аравия) до Улсана (Республики Кореи). По другому маршруту «Улсан - Рас-Танур - Улсан» требуется в среднем 43 дней, в том числе загрузка и погрузка. И расстояние маршрута «Улсан - Рас-Танур - Улсан» является 22000км (см. рис. 4 и табл. 1).

**Таблица 1.**

<b>Сроки поставки нефти</b>	
Поездка из Улсана(Южная Корея) до Рас-Тануры(Саудовская Аравия)	16 дней
Загрузка серьевого нефти	3~4 дня
Поездка из Рас-Тануры до Улсана	21~22 дней
Погрузка	2~3 дня
Итоги	42~45 дней



**Рисунок 4. Сроки поставки нефти**

В 2014 году РК покупала природный газ по цене 15.75 долларов на 1 Mmbtu (Korean LNG cif), для примера Германия (9.11 долларов, AGIP) и Великобритания (8.22 долларов, Heren NBP Index). Европейские страны получают большую часть природного газа по трубопроводу, но РК (как и Япония, так называемое Asia Premium) получает его только в виде Сжиженного Газа (СПГ). Это приводит к самой высокой цене в мире для РК при покупке газа.

В-третьих, географическое положение страны.

Хотя РК расположена на Корейском полуострове, она становится островом, а не полуостровом из-за существования Корейской Народной Демократической Кореи (КНДР). Между двумя Кореями (РК и КНДР) находится Демилитаризованная зона (ДМЗ, шириной в 4 км около линии фронта к моменту перемирия), она препятствует соединению РК с континентом, особенно с Китаем и Россией. Существование богатых энергетическими ресурсами соседних стран предполагает возможность сотрудничества с ними в энергетической сфере.

В последнее время рассматривается вариант импорта электроэнергии из Приморского края (Дальний Восток, Россия) в РК (так называемое Supergrid, 동북아 슈퍼그리드 사업). В этом случае, прежде всего, необходима стабильная ситуация на КНДР. Но, исходя из отношений между РК и КНДР, и поведением КНДР (угроза ракетного удара или сброс атомной бомбы) сложно предсказать возможную ситуацию.

В-четвертых, неэффективная среда для возобновляемой энергетики (солнце, сила ветра, вода и т.д.)

РК имеет небольшую территорию – всего 99,720 км<sup>2</sup> и из нее 67% является горной. Для солнечной электроэнергетики необходимы большие территории и богатые инсоляции (на примере солнечных электростанций в пустыне как Невада (США), Алжир и Ближний Восток). Но большая территории РК не соответствует этим условиям.

Для ветровой энергетики необходимы также большие территории и сильные ветра. РК сталкивается здесь с двумя проблемами: недостаточная силы ветров и высокой цены земли из-за высокой плотности населения.

Гидроэлектроэнергетика. 67% земли РК является горной, в стране отсутствуют большие реки или водопады, что сдерживает развитие данного вида ВИЭ.

*План государства РК по решению проблемы*

РК старается диверсифицировать поставки энергоресурсов, чтобы снизить высокую зависимость от импорта энергоресурсов. Государство реализовывает два главных проекта,

связанных с энергоснабжением: «Второй энергетический основной проект (2014)» и «Седьмой базовый проект электрического снабжения 2015-2029». Эти два проекта разрабатывались Министерством торговли, промышленности и энергии РК.

По этим проектам государство РК намерено повышать цену электроэнергии, поскольку она дешевле, чем в других странах, входящих в состав Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) на 40-50%. Эксперты связывают это с тем, что большое потребление электричества происходит из-за низкой цены. РК планирует повышать цену для оптимизации потребления электроэнергии.

С другой стороны РК планирует расширять возобновляемую энергетику. В настоящий момент она занимает только 2% из производства электроэнергии. По «Седьмому базовому проекту электрического снабжения 2015-2029» возобновляемая энергия достигает 11,7%. Для этого государство поощряет строительство фотоэлектрических установок в школах, домах и деревнях. Государство РК старается развить возобновляемую энергетику, чтобы снизить высокую зависимость от импорта энергоресурсов, но эта проблема решается медленно.

Очевидно, АЭС будет играть главную роль в РК в будущем. РК необходимо снизить эмиссию CO<sub>2</sub>, так что планируется уменьшать часть ТЭС и для этого сегодня 4 реактора АЭС находятся в процессе строительства.

Чтобы снизить высокую энергозависимость от Ближнего Востока (особенно от Саудовской Аравии) государство РК старается диверсифицировать источники электроэнергии. Как пример, национальная газовая компания Kogas заключила договор о покупке сланцевого газа с Freeport LNG Expansion. С 2017 она приобретет 2,8 млн т в год из Sabin Pass(США).

Частные компании, в частности нефтеперерабатывающие, также стараются разнообразить источники электроэнергии. SK Innovation повысил экспорт из Африки с 2% до 7% в 2014 году. Hyundai oilbank снижает поставки из Саудовской Аравии, и сосредотачивается на Иране и Южной Америке. GS Caltex решил купить конденсат из Америки и 1 млн т нефть из Мексики.

#### *Перспективы сотрудничества РФ и РК в энергетической сфере*

Сотрудничество РФ и РК могут проходить в двух аспектах.

#### **Увеличение объема торгов углеводородов между двумя странами**

В диверсификации энергетической сферы нуждаются обе страны. РФ - в экспорте углеводородов, а РК - в импорте. Импорт углеводородов РК с Ближнего Востока имеет достаточно сильную зависимость от этого (84%), по этой причине РК приходится диверсифицировать импортируемые поставки энергоресурсов, чтобы снизить данную зависимость. При импорте РК энергоресурсов из РФ (Дальний Восток), срок поставки сокращается на 30 дней, по сравнению с Ближним востоком. Таким образом, РК сможет снизить затраты на логистику энергоресурсов.

#### **Сотрудничество в сфере комплектующих в даунстриме**

РК, как известно, имеет сильную сторону в рамках даунстрима : нефтеперерабатывающая, и нефтехимическая промышленность. Также страна имеет большой опыт в сфере производства комплектующих для даунстрима. В РФ многие нефтегазовые комплектующие импортируются из зарубежных стран, в частности, из европейских. Комплектующие, производимые в РК, конкурентоспособны по цене по сравнению с европейскими аналогами. Также данное оборудование, производимое в РК, более качественнее, чем комплектующие аналоги, произведенные в Китае. Поэтому сотрудничество РФ и РК в отрасли комплектующих в даунстриме дает выгоду обеим сторонам.

## Список использованной литературы

1. 한국석유공사(KNOC)
2. 제2차 에너지기본계획
3. 6차 수급계획
4. <https://www.kcoal.or.kr>
5. <https://www.skinnovation.com>
6. <https://www.motie.go.kr>
7. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook>
8. <http://www.kcoal.or.kr/info/info04.php>
9. [http://www.index.go.kr/potal/main/EachDtIPageDetail.do?idx\\_cd=1166](http://www.index.go.kr/potal/main/EachDtIPageDetail.do?idx_cd=1166)
10. <http://www.kogas.or.kr/> 한국가스공사(Kogas)
11. [http://www.dt.co.kr/contents.html?article\\_no=2016030202102832794001](http://www.dt.co.kr/contents.html?article_no=2016030202102832794001)
12. <http://www.hankyung.com/news/app/newsview.php?aid=2016010338951>

## Вопросы обеспечения энергетической безопасности Бразилии

Федеративная Республика Бразилия – государство, занимающее восточную и центральную часть материка Южная Америка. Является самым крупным и влиятельным государством Южной Америки. Обладает огромной территорией – 5-е место в мире и по показателю численности населения (201 млн. чел.) страна занимает 5-е место в мире в 2014 году.

Внутренний валовый продукт по ППС имеет тенденцию к росту. В 2014 году он составил 3 276 млрд. долл. по данным Международного Валютного Фонда. Однако по показателю ВВП на душу населения, страна занимает 71-е место в мире и имеет динамику на повышение.

Бразилия состоит в таких международных организациях, как ООН, G20, ВТО, Mercosur, Союз Южноамериканских наций, а также является одной из стран БРИКС.

Очевидно, растущей экономике Бразилии требуется все больше энергоресурсов.

Для достижения целей энергетической безопасности страна использует различные инструменты как экономические, так и административные.

Вызовы энергетической безопасности Бразилии можно разделить на две категории:

- внутренние вызовы, к которым относятся:

- высокий уровень издержек добычи нефти;
- недостаток роста объемов нефтепереработки;
- зависимость нефтепереработки от импортного сырья;
- низкий объем доказанных запасов природного газа;
- недостаточный рост объема добычи природного газа;
- высокая доля населения, проживающая за чертой бедности;

- и внешние вызовы, к которым можно отнести:

- рост объемов импорта сырой нефти и продуктов нефтепереработки;
- слабая диверсификация поставщиков сырой нефти и продуктов нефтепереработки;
- ненадежность части маршрутов поставок, как на экспорт, так и на импорт;
- слабая конкурентоспособность сырой нефти Бразилии по цене;

Доказанные запасы углеводородов в Бразилии в основном располагаются на шельфе.

Объемы доказанных запасов нефти в общем и на шельфе имеют динамику на повышение, а на суше имеется тенденция к понижению. За период с 2010 по 2014 годы, объем запасов нефти вырос на 1,93 млрд. тонн - 13,5%. И, на конец 2014 года, составлял 16,18 млрд. тонн, из них 15,35 млрд. тонн на шельфе и 0,83 млрд. тонн на суше.

Объемы доказанных запасов природного газа в общем и на шельфе имеют динамику на повышение, в то время как на суше они находятся в состоянии стагнации. За период с 2010 по 2014 годы, они выросли на 0,05 трлн. м<sup>3</sup> – 11,9%. И, на конец 2014 года, составляли 0,47 трлн. м<sup>3</sup>. Из них 0,4 трлн. м<sup>3</sup> приходилось на шельф и 0,07 трлн. м<sup>3</sup> - на сушу.

Очевидно, объемы запасов нефти обеспечивают энергетическую безопасность Бразилии, а небольшой объем доказанных запасов природного газа является угрозой.

Добыча углеводородов в Бразилии, в основном, ведется на шельфе, где в 2014 году было добыто более 92% нефти и более 73% природного газа.

Добыча нефти в Бразилии имеет динамику на повышение в общем и на шельфе, в то время как на суше объемы добычи падают. С 2010 по 2014 годы, добыча нефти выросла на 10 млн. тонн в год - 9,7%. В 2014 году она составила 115,2 млн. тонн. Из них на шельфе добыли 106,59 млн. тонн, а на суше – 8,62 млн. тонн.

Динамика на повышение характерна и для добычи природного газа в Бразилии, как в общем, так и на шельфе и суше. За период с 2010 по 2014 годы, добыча природного газа



выросла на 8,95 млрд. м<sup>3</sup> в год - 39%. И, за 2014 год, составила 31,9 млрд. м<sup>3</sup>. Из них на шельфе добыли 23,39 млрд. м<sup>3</sup>, на суше – 8,51 млрд. м<sup>3</sup>.

В 2008 году была начата добыча нефти и природного газа с подсолевого слоя.

Добыча нефти с подсолевого слоя показывает динамику на быстрое повышение. За период с 2010 по 2014 годы, она выросла на 22,89 млн. тонн в год – 1103,9%, и, за 2014 год, составила 25,17 млн. тонн – 21,8% от общего объема добычи нефти в Бразилии.

Добыча природного газа с подсолевого слоя имеет динамику на быстрое повышение. За период с 2010 по 2014 годы, она выросла 5,6 млрд. м<sup>3</sup> в год – 961,5%. В 2014 году добыча природного газа с подсолевого слоя составила 0,65 млрд. м<sup>3</sup>, – 19,6% от общего объема добычи природного газа в Бразилии.

Одной из причин крайне высокой динамики роста добычи углеводородов с подсолевого слоя в Бразилии является эффект низкой базы. Впрочем, это не уменьшает существенные успехи страны в развитии данного направления.

Можно сделать вывод, что объемы и динамика добычи нефти не представляют угрозы для энергетической безопасности Бразилии. Угрозу ей представляет недостаточный рост объемов добычи природного газа.

Мощности по нефтепереработке в стране имеют динамику к росту. За период с 2010 по 2014, рост составил 15 млн. тонн в год - 16,2%. За 2014 год в Бразилии было переработано 120,2 млн. тонн нефти, а загрузка мощностей в данный период не падала ниже 90%. Нефтепереработка в Бразилии зависит от импортного сырья на 18-19%, но данный показатель имеет динамику на медленное понижение. Стоит обратить внимание, что, в период с 2010 по 2014 годы, рост объема потребления основных продуктов нефтепереработки из сектора топлив составил 27,9%, а рост объема нефтепереработки - 16,2%. То есть рост объема потребления продуктов нефтепереработки превосходил рост объема нефтепереработки. В 2011 году объем потребления продуктов нефтепереработки в Бразилии превысил объем нефтепереработки в стране.

Таким образом, на энергетическую безопасность в Бразилии влияют:

- недостаточный рост объемов нефтепереработки;
- зависимость нефтепереработки от импортного сырья;

Себестоимость добычи нефти в Бразилии – 48,8 долл. за баррель, является второй по своей величине, среди 20 крупнейших производителей нефти в мире, после себестоимости добычи нефти в Великобритании - 52,5 долл. за баррель. В особенности стоит отметить OPEX часть себестоимости – 31,5 долл., которая является первой в мире, в то время как CAPEX не столь высок – 17,3 долл., и занимает 7-е место. Для сравнения можно привести OPEX и CAPEX Саудовской Аравии – 5,4 и 4,5, и Ирана – 5,7 и 6,9, соответственно.

Высокая себестоимость добываемой нефти является серьезной угрозой энергетической безопасности страны.

Объемы инвестиций в развитие топливно-энергетического комплекса оказывают серьезное влияние на энергетическую безопасность государства. Самым крупным игроком и инвестором в нефтегазовой отрасли страны является её национальная нефтегазовая компания.

Корпорация PetroBras является одним из крупнейших инвесторов в секторе углеводородов в мире. В последние годы инвестиции компании PetroBras имеют динамику на понижение. В период с 2010 по 2014 годы, падение составило 8,73 млрд. долл. – 19%. И, на 2014 год, они составили 37 млрд. долл.

Инвестиции в разведку и добычу имеют динамику на повышение. С 2010 по 2014 годы, рост составил 4,76 млрд. долл. – 124,5%. И, на 2014 год, они составили 24,18 млрд. долл.

А инвестиции в downstream имеют динамику на понижение. В период с 2010 по 2014 годы, падение составило 9,01 млрд. долл. – 46,3%. И, на 2014 год, они составили 7,76 млрд. долл.

Динамику на понижение также показывают инвестиции в иностранный сектор. С 2010 по 2014 годы, падение составило 1,33 млрд. долл. – 53,5%. В 2014 году инвестиции в иностранный сектор было инвестировано 1,53 млрд. долл.

В связи с высокой инвестиционной деятельностью корпорации Petrobras стоит обратить внимание на объемы и динамику заемных средств, которые она привлекает для осуществления своих инвестиционных планов.

Краткосрочная задолженность Petrobras имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 4,06 млрд. долл. – 43,3%. В 2014 году краткосрочная задолженность корпорации составила 13,43 млрд. долл.

Динамику на повышение демонстрирует и долгосрочная задолженность Petrobras. С 2010 по 2014 годы, рост составил 75,52 млрд. долл. – 225,3%. В 2014 году долгосрочная задолженность корпорации составила 135,76 млрд. долл.

И чистый долг Petrobras показывает динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 83,12 млрд. долл. – 324,6%. И, в 2014 году, долгосрочная задолженность корпорации составила 120,12 млрд. долл.

В то время как, чистая прибыль корпорации имеет динамику на понижение. В период с 2010 по 2013 годы, падение оставило 11 млрд. долл. – 47,6%. И, в 2014 году, чистая прибыль компании составила 10 млрд. долл. А в 2014 году компания понесла убытки в размере 9,17 млрд. долл.

Следовательно, к угрозам для энергетической безопасности Бразилии, которые представляет инвестиционная деятельность, можно отнести:

- снижение объема инвестиций корпорации Petrobras;
- снижение финансовой стабильности корпорации Petrobras по причине быстрого повышения задолженности, как краткосрочной, так и долгосрочной;

Одной из важных составляющих энергетической безопасности страны является наличие и доступ к высоким технологиям в сфере добычи и нефтепереработки. Рассмотрим национальную нефтегазовую корпорацию Бразилии, которая обладает основным объемом высоких технологий.

ННК Petrobras является одним из самых крупных инвесторов в направлении R&D в мире. Объем её инвестиций в этом направлении имеет динамику к понижению. В период с 2010 по 2014 годы, падение составило 49,2%, при этом, в 2014 году инвестиции составили 722,33 млн. долл. Около 25% данных инвестиций вкладывается в сотрудничество с национальными НИИ и университетами. Компания является:

- одним из лидеров в сфере добычи углеводородов на шельфе, обладает уникальными технологиями в этом направлении и постоянно занимается их совершенствованием;
- обладателем последних технологий в области производства биотоплива и одним из лидеров в мире по его производству;

Основные направления, по которым проводились научные программы в 2014 году:

- разведка – 3D моделирование бассейна;
- максимизация выхода побочных продуктов и газопереработка;
- инновации в сфере топлив и смазочных материалов;
- биотоплива;
- сокращение выбросов;
- восстановление, повторное использование и минимизация использования воды;
- промышленная разработка подсольевых резервуаров и управление CO<sub>2</sub> при их разработке;
- методы повышения нефтеотдачи;
- глубоководная добыча;

- логистика;

В 2014 году направление R&D Petrobras достигли следующих результатов:

- первая интерпретация данных в системе постоянной 4D сейсморазведки, бассейн Campos, месторождение Jubarete;

- применен электрогидравлический инструмент отключения, который сокращает время замены производственной колонны в скважинах на 25%, бассейн Campos, месторождение Carapeba II;

- разработан метод перенаправления закачки газа в газолифтных скважинах. Это позволяет снизить потерю давления в точке закачки и увеличить на 2-3% мощность добычи на среднестатистических скважинах с высоким уровнем добычи;

- разработано улучшение в процессе фракционирования вакуумной колонны за счет сокращения загрязнения в вакуумной перегонке легкого газойля, что делает возможным их использование для производства дизельного топлива;

- разработан процесс инкорпорации добавки N-бутил-тиофосфорных триамид (NBPT), сельскохозяйственная зона завода по производству удобрений Парана;

Очевидно, что, не смотря на падение уровня инвестиций направление R&D угроз для энергетической безопасности Бразилии не представляет.

Бразилия является крупным экспортером сырой нефти.

Экспорт сырой нефти из Бразилии имеет динамику на понижение. В период с 2010 по 2014 годы, падение составило 5,75 млн. тонн в год – 17,8%. И, в 2014 году, страна поставила на экспорт 26,52 млн. тонн.

Экспорт сырой нефти из Бразилии в регион Северная Америка имеет динамику на понижение. В период с 2010 по 2014 годы падение составило 2,05 млн. тонн в год – 30,2%. И, в 2014 году, экспорт составил 5,85 млн. тонн. Основной страной-потребителем сырой нефти в регионе являются США. Маршрут поставок в регион идет по северной части Атлантического океана и является безопасным.

Экспорт сырой нефти из Бразилии в регион Центральная и Южная Америка находится в состоянии стагнации. В период с 2010 по 2014 годы падение составило 0,24 млн. тонн в год – 2,8%. И, в 2014 году, экспорт составил 8,27 млн. тонн. Основными странами-потребителями сырой нефти в регионе являются: Чили, Санта Люсия и, с 2014 года, Уругвай. Маршруты поставок в регион идут по северной части Атлантического океана и по суше. При этом маршрут поставок в Чили не является полностью безопасным в связи с необходимостью транзита сырой нефти через территорию третьих стран.

Экспорт сырой нефти из Бразилии в регион Европа имеет динамику на понижение. В период с 2010 по 2014 годы падение составило 2,23 млн. тонн в год – 48,3%. И, в 2014 году, экспорт составил 2,39 млн. тонн. Основными странами-потребителями сырой нефти в регионе являются: Испания, Голландия, Португалия и Великобритания. Маршрут поставок в регион идет по северной части Атлантического океана и является безопасным.

Экспорт сырой нефти из Бразилии в азиатско-тихоокеанский регион имеет динамику на медленное понижение. В период с 2010 по 2014 годы падение составило 0,77 млн. тонн в год – 7,1%. И, в 2014 году, экспорт составил 10 млн. тонн. Основными странами-потребителями сырой нефти в регионе являются Китай и Индия. Маршрут поставок в регион идет по южной части Атлантического океана, Индийскому океану и Южно-китайскому морю. В случае поставок в Китай маршрут не является безопасным в связи с необходимостью прохождения по Малаккскому проливу.

Экспорт сырой нефти из Бразилии хорошо диверсифицирован. Самый крупный покупатель - США, занимает долю в 21% по данным за 2014 год. Маршруты поставок сырой нефти в Китай, имеющий долю более 20%, в экспорте сырой нефти из Бразилии, являются небезопасными.

Одновременно с наличием крупного объема экспорта Бразилия импортирует большие объемы сырой нефти.

Импорт сырой нефти в Бразилию имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 2,87 млн. тонн в год - 16,6%. И, в 2014 году, страна приняла на импорт 20,18 млн. тонн.

Импорт сырой нефти в Бразилию из региона Африка имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 2,56 млн. тонн в год – 22,7%. И, в 2014 году, импорт составил 13,86 млн. тонн. Основными странами-поставщиками сырой нефти в регионе являются: Нигерия, Ангола, Алжир и Экваториальная Гвинея. Маршрут поставок из региона идет по северной и южной частям Атлантического океана и является безопасным.

Импорт сырой нефти в Бразилию из региона Ближний Восток имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 0,48 млн. тонн в год – 10%. И, в 2014 году, импорт составил 5,31 млн. тонн. Основными странами-поставщиками сырой нефти в регионе являются Саудовская Аравия и Ирак. Маршрут поставок из региона идет по Персидскому заливу, Индийскому океану, южной части Атлантического океана. Из данного региона маршруты поставок не являются безопасными в связи с необходимостью прохождения по Персидскому и Оманскому заливам.

Надо отметить, что диверсификация поставщиков сырой нефти в Бразилию крайне слаба – в период с 2010 по 2014 годы, доля Нигерии в среднем составляла 52%. Маршруты поставок сырой нефти, из региона Ближний Восток и Индонезии, которые занимают около 27% в импорте сырой нефти в Бразилию, являются небезопасными.

Импорт сырой нефти в Бразилию из других регионов мира имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 0,46 млн. тонн в год – 62,2%. И, в 2014 году, импорт составил 1,2 млн. тонн. Основными поставщиками сырой нефти в Бразилию их других регионов мира являются: Северная Америка - США, Центральная и Южная Америка – Аргентина и Колумбия, азиатско-тихоокеанский регион – Австралия и Индонезия.

Доходы от экспорта сырой нефти имеют разнонаправленную динамику. Но, при сравнении 2010 и 2014 годов, почти не имеют разницы - рост составил 0,07 млрд. долл. - 0,4%. И, в 2014 году, сумма доходов от экспорта сырой нефти из Бразилии составила 16,4 млрд. долл.

Расходы на импорт сырой нефти имеют динамику к повышению. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 5,77 млрд. долл. - 57,1%. И, в 2014 году, сумма расходов на импорт сырой нефти в Бразилию составила 15,9 млрд. долл.

Не смотря на серьезное превышение объемов экспорта над импортом разница, на 6,34 млн. тонн в год по данным 2014 года, разница в доходах от экспорта и расходах на импорт сырой нефти в Бразилии составляет всего лишь 0,5 млрд. долл. Это объясняется тем, что разница в цене между экспортным и импортным баррелем сырой нефти, в период с 2010 по 2014 годы, в среднем, составляла 20 долл., в пользу импорта.

Таким образом, торговля сырой нефтью представляет множество угроз для энергетической безопасности Бразилии, среди которых:

- рост объемов импорта сырой нефти;
- слабая диверсификация поставщиков сырой нефти;
- небезопасность части транспортных маршрутов экспорта и импорта сырой нефти;
- разница в цене между сырой нефтью на экспорт и на импорт, в пользу последнего;

Международная торговля продуктами нефтепереработки оказывает серьезное влияние на энергетическую безопасность государства.

Экспорт продуктов нефтепереработки из Бразилии находится в состоянии стагнации. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 0,11 млн. тонн в год – 1%. И, в 2014 году, страна поставила на экспорт 11,93 млн. тонн.

При этом, объем экспорта продуктов нефтепереработки из сегмента топлив имеет динамику на понижение. В период с 2010 по 2014 годы, падение составило 0,5 млн. тонн в год - 4,7%. И, в 2014 году, экспорт топлив составил 10,65 млн. тонн. А объем экспорта нефтепродуктов из сегмента нетоплив имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 0,61 млн. тонн в год - 91%. И, в 2014 году, экспорт нетоплив составил 1,28 млн. тонн.

Экспорт продуктов нефтепереработки из Бразилии в регион Северная Америка имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 0,25 млн. тонн – 31,6%. И, в 2014 году, экспорт составил 1,04 млн. тонн. Основной страной-потребителем продуктов нефтепереработки в регионе являются США. Маршрут поставок в регион идет по северной части Атлантического океана и является безопасным.

Экспорт продуктов нефтепереработки из Бразилии в регион Центральная и Южная Америка имеет динамику на понижение. В период с 2010 по 2014 годы, падение составило 1,17 млн. тонн – 34,8%. И, в 2014 году, экспорт составил 2,19 млн. тонн. Основной страной-потребителем продуктов нефтепереработки в регионе являются Нидерландские Антильские острова. Маршруты поставок в регион идут по северной части Атлантического океана и по суше и является безопасным.

Экспорт продуктов нефтепереработки из Бразилии в регион Европа динамику на быстрое повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 1,55 млн. тонн – 298,7%. И, в 2014 году, экспорт составил 2,33 млн. тонн. Основной страной-потребителем продуктов нефтепереработки в регионе является Голландия. Маршрут поставок в регион идет по северной части Атлантического океана и является безопасным.

Экспорт продуктов нефтепереработки из Бразилии в азиатско-тихоокеанский регион имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 0,24 млн. тонн – 22,8%. И, в 2014 году, экспорт составил 1,29 млн. тонн. Основной страной-потребителем продуктов нефтепереработки в регионе является Сингапур. Маршрут поставок в регион идет по южной части Атлантического океана, Индийскому океану и Южно-китайскому морю. Он не является безопасным в связи с необходимостью прохождения по Малаккскому проливу.

В данных экспорта продуктов нефтепереработки имеется графа неопределенное место назначения. Экспорт продуктов нефтепереработки из Бразилии по данной категории имеет динамику на понижение. В период с 2010 по 2014 годы, падение составило 0,76 млн. тонн в год – 13%. И, в 2014 году, экспорт составил 5,08 млн. тонн.

Экспорт продуктов нефтепереработки из Бразилии имеет хорошую диверсификацию и динамику на её повышение. Самый крупный покупатель - Голландия, занимает долю в 16,7% по данным за 2014 год. Маршруты поставок сырой нефти в Сингапур, имеющий долю более 10%, в экспорте продуктов нефтепереработки из Бразилии, являются небезопасными.

Импорт продуктов нефтепереработки в Бразилию имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 3,33 млн. тонн в год – 14,2%. И, в 2014 году, страна импортировала 26,83 млн. тонн.

Надо заметить, что объем импорта нефтепродуктов по сектору топлив имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 3,86 млн. тонн в год - 30,1%. И, в 2014 году, импорт топлив составил 16,49 млн. тонн в год. А объем импорта нефтепродуктов по сектору нетоплив имеет динамику на медленное понижение. В период с 2010 по 2014 годы, падение составило 0,52 млн. тонн в год - 5%. И, в 2014 году, импорт нетоплив составил 10,34 млн. тонн в год.

Импорт продуктов нефтепереработки в Бразилию из региона Северная Америка имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 3,54 млн. тонн в год – 52%. И, в 2014 году, экспорт составил 10,34 млн. тонн. Основной страной-поставщиком продуктов нефтепереработки из региона являются США. Маршрут поставок из региона идет по северной части Атлантического океана и является безопасным.

Импорт продуктов нефтепереработки в Бразилию из региона Центральная и Южная Америка имеет динамику на медленное повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 0,18 млн. тонн в год – 4,2%. И, в 2014 году, было импортировано 4,46 млн. тонн. Основными странами-поставщиками продуктов нефтепереработки из региона являются: Венесуэла, Аргентина, Перу и Нидерландские Антильские острова. Маршруты поставок из региона идут по северной части Атлантического океана и по суше и являются безопасными.

Импорт продуктов нефтепереработки в Бразилию из региона Европа и Евразия имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 0,61 млн. тонн в год – 27%. И, в 2014 году, страна получила 2,87 млн. тонн. Основной странной-поставщиком продуктов нефтепереработки из региона являются Голландия. Маршрут поставок из региона идет по северной части Атлантического океана и является безопасным.

Импорт продуктов нефтепереработки в Бразилию из региона Ближний Восток имеет динамику на быстрое повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 1,02 млн. тонн в год – 232,5%. И, в 2014 году, импорт составил 1,79 млн. тонн. Основной странной-поставщиком продуктов нефтепереработки из региона являются Кувейт. Маршрут поставок из региона идет по Персидскому заливу, Индийскому океану, южной части Атлантического океана. Из данного региона маршруты поставок не являются безопасными в связи с необходимостью прохождения по Персидскому и Оманскому заливам.

Импорт продуктов нефтепереработки в Бразилию из региона Африка имеет динамику на понижение. В период с 2010 по 2014 годы, падение составило 1,13 млн. тонн в год – 24,9%. И, в 2014 году, было импортировано 3,4 млн. тонн. Основной странной-поставщиком продуктов нефтепереработки из региона являются Алжир. Маршрут поставок из региона идет по северной и южной частям Атлантического океана и является безопасным.

Импорт продуктов нефтепереработки в Бразилию из азиатско-тихоокеанского региона имеет динамику на понижение. В период с 2010 по 2014 годы, падение составило 0,88 млн. тонн в год – 18,1%. И, в 2014 году, импорт составил 3,97 млн. тонн. Основной странной-поставщиком продуктов нефтепереработки из региона являются Индия. Маршрут поставок в регион идет по южной части Атлантического океана, Индийскому океану и является безопасным.

Импорт продуктов нефтепереработки в Бразилию имеет слабую диверсификацию и динамику к её понижению. В период с 2010 по 2014 годы доля в импорте продуктов нефтепереработки региона Северная Америка увеличилась с 28% до 38%.

Интересный факт - по данным 2014 года, разница между объемом экспорта и импорта топлив – 54,8%, а не топлив – 807,8%, в пользу импорта.

Доходы от экспорта продуктов нефтепереработки имеют динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 2,25 млрд. долл. – 31,9%. И, в 2014 году, сумма доходов от экспорта продуктов нефтепереработки из Бразилии составила 9,31 млрд. долл.

Расходы на импорт продуктов нефтепереработки имеют динамику к повышению. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 6,5 млрд. долл. - 50%. И, в 2014 году, сумма расходов на импорт продуктов нефтепереработки в Бразилию составила 19,48 млрд. долл.

Разница между доходами от экспорта и расходами на импорт продуктов нефтепереработки имеет динамику на повышение с 70% в 2010 до более чем 100% в 2014 году, в сторону импорта.

Можно сделать вывод, что торговля продуктами нефтепереработки представляет следующие угрозы для энергетической безопасности Бразилии:

- рост объемов импорта продуктов нефтепереработки;
- слабая диверсификация поставщиков продуктов нефтепереработки и динамика к её снижению;
- высокая разница в объемах, в особенности в секторе не топлив, и в финансовом результате между экспортом и импортом продуктов нефтепереработки в пользу последнего;

Потребление природного газа в Бразилии имеет динамику к росту. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 13,69 млрд. м<sup>3</sup> - 38,5%. И, в 2014 году, объем потребления составил 49,28 млрд. м<sup>3</sup>. Сравнивая данный показатель с показателем добычи природного газа в стране, который был приведен выше, можно сделать вывод, что Бразилия является чистым импортером природного газа. Экспорт природного газа из страны практически отсутствует.

Общий объем импорта природного газа в Бразилию имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 4,75 млрд. м<sup>3</sup> - 37,5%. И, в 2014 году, составил 17,4 млрд. м<sup>3</sup>.

Импорт сухого природного газа имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 2,23 млрд. м<sup>3</sup> - 22,7%. И, в 2014 году, составил 12,05 млрд. м<sup>3</sup>. Доля сухого природного газа в общем объеме импорта в Бразилию имеет динамику на понижение, и, в период с 2010 по 2014 годы, падение составило 8,4%. Основным поставщиком сухого природного газа в Бразилию является Боливия, доля которой, по данным 2014 года, составляла 99,4%.

Расходы на импорт сухого природного газа имеют динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 1,63 млрд. долл. - 70%. И, в 2014 году, расходы составили 3,96 млрд. долл. Средняя годовая цена на сухой природный газ имеет динамику на повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 91,29 долл. за тысячу кубометров - 38,4%. И, в 2014 году, среднегодовая цена на тысячу кубометров составила 328,75 долл.

Импорт сжиженного природного газа имеет динамику на быстрое повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 2,53 млрд. м<sup>3</sup> - 189,7%. И, в 2014 году, составил 5,35 млрд. м<sup>3</sup>. Доля сжиженного природного газа в общем объеме импорта в Бразилию имеет динамику на повышение, и, в период с 2010 по 2014 годы, рост составил 8,4%. Основными поставщиками сжиженного природного газа в Бразилию являются: Нигерия доля - 28,2% и Тринидад и Тобаго, доля - 27,6%.

Расходы на импорт сжиженного природного газа имеют динамику на быстрое повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 2,33 млрд. долл. - 384%. И, в 2014 году, расходы составили 3,15 млрд. долл. Средняя цена на сжиженный природный газ имеет динамику на быстрое повышение. В период с 2010 по 2014 годы, рост составил 297,05 долл. за тысячу кубометров - 202%. И, в 2014 году, средняя годовая цена на тысячу кубометров составила 588,4 долл.

Разница в цене между сухим природным газом и СПГ на 2014 год составила 259,65 долл. - 79%, в пользу сжиженного природного газа. А средний процент зависимости Бразилии от импорта газа, в период с 2010 по 2014 годы, составил около 34%.

Очевидно, что импорт природного газа представляет следующие угрозы для энергетической безопасности Бразилии:

- увеличение объемов импорта природного газа, в особенности в сегменте сжиженного природного газа;
- отсутствие диверсификации в секторе сухого природного газа, составляющего около 70% от общего импорта;
- быстрое увеличение цены на природный газ, с опережающим увеличением в сегменте сжиженного природного газа;
- увеличение разницы в цене между сухим и сжиженным природным газом при увеличении доли сжиженного природного газа в общем объеме импорта;

Можно констатировать, что основными вызовами для энергетической безопасности Бразилии на сегодняшний день являются:

- высокая себестоимость добываемой нефти;
- зависимость от импорта углеводородов и продуктов нефтепереработки;
- недостаточный рост объемов нефтепереработки и добычи природного газа;
- слабая обеспеченность страны собственными запасами природного газа;

- высокая доля населения, проживающая за чертой бедности;

По нашему мнению, для правительства Бразилии целесообразно было бы сосредоточить свои усилия на следующих направлениях:

- понижение себестоимости добываемой в стране нефти, как за счет разработки и внедрения новых технологий, так и за счет создания инфраструктуры. Что позволит снизить, а в перспективе полностью избавиться от зависимости от импорта сырой нефти. А также увеличить конкурентоспособность сырой нефти, произведенной в стране на мировых углеводородных рынках, в случае экспорта;

- создание новых мощностей по нефтепереработке рассчитанных именно на переработку сырой нефти, добытой в стране. Что позволит снизить, а в перспективе полностью избавиться от зависимости от импорта сырой нефти и продуктов её переработки;

- поиск, получение доступа, в случае их нахождения за рубежом, и разработка доказанных запасов природного газа. Что позволит обеспечить бесперебойное обеспечение природным газом растущей экономики страны;

- проведение политики для повышения уровня жизни населения.

### **Список использованной литературы**

1. <http://www.anp.gov.br/>, данные за годы с 2010 по 2014.
2. <http://www.imf.org/>, report for selected countries and subjects.
3. <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/>, annual report за годы с 2010 по 2014.
4. <http://money.cnn.com/interactive/economy/the-cost-to-produce-a-barrel-of-oil/index.html?iid=EL>



**Рева А.Р.**

## Перспективы развития энергетического комплекса Индии

На данный момент Индия является одной из наиболее динамично развивающихся экономик мира с темпами роста более 7%. По данным МВФ, страна занимает третье место в мире по размеру ВВП (ППС) – 7965 млрд. долл. США (2015).

**Таблица 1.**

<b>Основные экономические показатели Индии за 2014-2016 год.</b>			
<b>Год</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016 (прогноз)</b>
<b>Население (млрд)</b>	1,276	1,293	1,310
<b>ВВП по паритету покупательной способности (млн\$)</b>	7347	7965	8722
<b>ВВП номинал (млн\$)</b>	2,051	2,183	2,385
<b>Рост ВВП(%)</b>	7,3	7,3	7,5
<b>ВВП на душу населения(\$)</b>	1608	1688	1821
<b>Инфляция</b>	3,8	-2,9	5,6
<b>Экспорт (млрд\$)</b>	322,7	244,7	290
<b>Импорт (млрд\$)</b>	462,8	357,8	440
<b>Рост экспорта (%)</b>	2,5	-17,5	7

Источник: МВФ, ВТО, Всемирный банк, Министерство финансов Индии

Для реализации своего потенциала Индия нуждается в расширении производственной базы, развитии энергетического комплекса и модернизации электроэнергетической и городской инфраструктуры.

По данным ВБ, к 2030 году прогнозируется увеличение реального ВВП в 2,5 раза по сравнению с 2015 г., при этом Индия обгонит Китай по размеру численности населения уже в ближайшие несколько лет. Несмотря на стремительный рост в последние 15 лет, Индия все еще значительно отстает от других стран региона по показателю (ВВП на душу населения, он в 2 раза ниже, чем в Китае).

Индия четвертая страна в мире по совокупному потреблению энергоресурсов после Китая, США и России. Рост энергопотребления в 2015 году составил 7.1%, доля Индии в мировом энергобалансе составляла 4.9%, страна занимает 4-е место в мире по объему импорта нефти и СПГ, 3-е место по объему производства и потребления угля.

Уголь и нефть составляют ~70% энергобаланса страны и согласно прогнозам их доля будет увеличиваться. Также значительную долю суммарного энергопотребления составляет биомасса(горючие ВИЭ) ~20%.

На данный момент доля газа в суммарном потреблении энергии Индии незначительна - 5%, к 2030 гг. прогнозируется увеличение до 8%.

Ядерная энергетика занимает чуть больше 1% в общем энергобалансе и эквивалентно 4.3 ГВтатам.

По данным индийского ученого Баладаса Гхошала, с 2012 по 2017 гг. зависимость Индии от импорта нефти вырастет с 76% до 80%, природного газа - с 19% до 28%, угля - с 19,8% до 22,1%.

Основным потребителем газа и угля является электрогенерация, нефти – НПЗ и нефтехимия.

Таблица 2.

**Потребление и производство энергии в Индии в рамках сценария новой энергетической политики.**

	Единица измерения	2000	2013	2020	2030	2040
Нефть	млн.т.н.э	37	43	35	31	31
	тыс.барр/день	771	917	734	678	725
Газ	млн.т.н.э	23	29	32	46	75
	трлн.куб.м	28	35	38	55	89
Уголь	млн.т.н.э	131	238	298	443	648
	млн.т.у.э	187	340	425	632	926
Атом	млн.т.н.э	4	9	17	43	70
ВИЭ	млн.т.н.э	155	204	237	274	297
Общая добыча	млн.т.н.э	351	523	619	836	1121
Общий спрос	млн.т.н.э	441	775	1018	1440	1908
Доля импорта	%	20	32	39	42	41

Источники: The India Outlook Energy 2015<sup>61</sup>

В 2015-2030 гг. ожидается общий рост потребления энергоресурсов в Индии в среднем на 2% в год. В результате, к 2030 году общее потребление нефти и газа увеличится в 1,5 раза, атомной энергии в 2,5 раза и ВИЭ (солнечная и ветряная энергия) в 2 раза. Основные источники роста в будущем – электрификация и газификация населения, рост промышленного производства.

Для того чтобы устойчиво развивать энергетический сектор, Индия нуждается в развитии и диверсификации энергетического комплекса. Правительство страны пообещало, что к 2030 году не ископаемое топливо будет составлять 40% от всех источников электроэнергии в Индии. Также планируется уменьшить количество вредных выбросов на 35% в течение того же периода времени.

На энергетическом рынке Индии доминируют государственные компании. В стране действуют свыше 20 нефтегазовых компаний, крупнейшими из которых являются государственная нефтегазовая корпорация (Oil and National Gas Corporation, ONGC), добывающая 80% нефти в стране, и Индийская Нефтяная Корпорация (Oil Indian Corporation). Обе компании располагают наземными и морскими буровыми установками.

Энергетическая безопасность является одной из ключевых проблем индийской внутренней и внешней политики. На энергетическую политику страны и обеспечение её энергобезопасности влияет ряд факторов:

- ✓ Около 400 млн индийцев вообще лишены возможности пользоваться электроэнергией, и 400 млн имеют ограниченный доступ.
- ✓ Низкая энергоэффективность, Индия четвертая в мире по совокупному потреблению энергоресурсов но при этом производит энергии примерно в 5,5 раза меньше, чем Китай, в 1,5 раза меньше, чем Саудовская Аравия, и столько же, как Иран.

<sup>61</sup> [http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebbsite/2015/IndiaEnergyOutlook\\_WEO2015.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebbsite/2015/IndiaEnergyOutlook_WEO2015.pdf)

- ✓ Потребности страны покрываются за счет импорта различных видов сырья: нефти, сжиженного газа и урана, а также высококачественного угля.
- ✓ Территория страны имеет низкий уровень геологической изученности 48%, то есть менее половины территории, а на оставшихся 52% существует возможность открытия крупных запасов углеводородов и твердых полезных ископаемых.
- ✓ Индия располагает относительно большим количеством угля. Однако уголь в Индии невысокого качества, не всегда пригодный для использования на металлургических заводах и ТЭС.
- ✓ Ядерная энергетика сталкивается с серьезными вызовами: безопасностью, большой стоимостью строительства - один реактор АЭС может стоить \$5-10 млрд, длительными сроками строительства и запуска в эксплуатацию.

Индия - третий по размеру рынок электроэнергии после Китая и США. Средний темп роста спроса на электроэнергию за 2000-2014 гг. составил 6%, а в 2015-2030 гг. прогнозируется на уровне 3% в год.

Общий объем инвестиций программы по развитию электроэнергетики (запланировано строительство 75 объектов генерации к 2030 г.) оценивается в \$52 млрд., в том числе \$6,5 млрд. на строительство тепловых электростанций.

Необходимо отметить что высокими остаются технические потери при передаче электроэнергии (до 40%), а из-за недостаточного развития электроэнергетики страна ежегодно теряет до 2% ВВП.

В стране государством регулируются цены на нефть и на газ. Поставки газа для энергетической и химической промышленности, на которые приходится более 60% потребляемого газа, осуществляются в основном по субсидируемым государством ценам с местных месторождений.

И как следствие одной из ключевых задач является газификация и развитие сопутствующей инфраструктуры и ее модернизация до современного уровня. В течении 5 лет предполагается построить около 4 000 км газопроводов.

В связи с чем стоит вопрос об увеличении внутренней цены на газ, вследствие падения собственной добычи, до цены 370 \$/тыс.куб.м и выше.

Диверсификация источников энергии является ключевой задачей, и связи с этим стоит вопрос об увеличении доли газа в энергобалансе страны и соответственно поиск поставщиков. Не законтрактованный спрос на СПГ появится после 2020 г. (до этого действует контракт с Катаром).

Но уже сейчас индийские компании заключают контракты и ведут переговоры с производителями газа, в том числе Россией, США, Австралией, Ираном, Нигерией, Мозамбиком, выражая готовность инвестировать в строительство терминалов СПГ и развитие газовых месторождений.

В связи с чем идет строительство СПГ терминалов: Dahej (Petronet LNG); Hazira (Shell, Total); Dabhol (Gail); Koch ( Petronet LNG).

Таблица 3.

**Перспективы спроса на натуральный газ, mmscmd до 2030 года**

<b>Источники</b>	<b>2012 - 2013</b>	<b>2016 - 2017</b>	<b>2021 - 2022</b>	<b>2026 - 2027</b>	<b>2029 - 2030</b>
<b>Добыча внутри страны</b>	101,1	156,7	181,6	210,6	230,1
<b>Импорт СПГ</b>	44,6	143,0	175,2	188,0	188,0
<b>Импорт трубопроводного газа</b>	0	0	30,0 <sup>62</sup>	30,0	30,0
<b>Всего</b>	<b>145,7</b>	<b>299,7</b>	<b>386,6</b>	<b>428,6</b>	<b>448,2</b>

Источники: "Vision 2030" Natural Gas Infrastructure in India<sup>63</sup>

Газопроводные проекты также интересуют Индию, обсуждается газопровод «Туркмения — Афганистан — Пакистан — Индия» (ТАПИ) длиной 1,7 тыс. км, мощностью 30 млрд куб. м. Президент Туркменистана заявил, что до конца 2015 года должны быть подготовлены и оформлены все необходимые документы. Прокладка труб начнется в 2016 году, первые поставки в Индию планируются после 2017 года.

В тоже время существует проект газопровода «Мир» (Иран — Пакистан — Индия) предполагает поставки при максимальной загрузке до 55 млрд куб. м в год, из которых свыше 30 — в Индию. Переговоры ведутся уже в течение целого ряда лет во многом в силу политических разногласий между Пакистаном и Индией и из-за споров по цене газа и объемам поставок.

Индию также интересуется изучение газогидратов и разработке соответствующих технологий. Прогнозные ресурсы газа в газогидратах Индии оцениваются в 1894 трлн м<sup>3</sup>, то есть в 1500 раз больше доказанных запасов природного газа в стране (1,4 трлн м<sup>3</sup>) около 55 трлн м<sup>3</sup> прогнозных ресурсов установлено у восточного побережья Индии.

Национальная программа по развитию газогидратов (NGHP) включает в себя консорциум национальных нефтегазовых компаний: Oil and Natural Gas Corporation Ltd и GAIL India Ltd & Oil India Ltd, а также национально-исследовательские институты: Национальный институт океанографии, Национальный институт геофизических исследований, Национальный институт глубоководных технологий.

Индийское правительство выделило значительные средства для реализации этой программы. В соответствии с ней Индия намеривается начать промышленную добычу природного газа из газовых гидратов.<sup>64</sup> Глубоководный проект разрабатывается в Адамановом море, но его реализация сталкивается с проблемами: недостаточной геологоразведкой и технологической отсталости.

Индия становится лидером потребления топлива в АТР. Она уже обогнала по этому показателю Японию и в ближайшем будущем, как ожидается, обгонит Китай.

Собственная добыча нефти покрывает около 23% спроса, оставшиеся объемы импортируются (в основном из Ближнего Востока). По прогнозам, в ближайшие десять-пятнадцать лет в Индии потребление нефти будет возрастать более чем на 4% в год.

Растущий импорт сырой нефти - объективная необходимость для индийской экономики. По оценкам МЭА, к 2040 году Индия более чем вдвое нарастит потребление нефти, до 10 млн баррелей в сутки по сравнению с 2015 годом при том, что индийская

<sup>62</sup> По прогнозам газопровод ТАПИ будет введен в эксплуатацию в 2017 - 2018 годах

<sup>63</sup> "Vision 2030" Natural Gas Infrastructure in India Report by Industry Group For Petroleum & Natural Gas Regulatory Board. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.pngrb.gov.in/Hindi-Website/pdf/vision-NGPV-2030-06092013.pdf>

<sup>64</sup> <http://biofile.ru/geo/15406.html>

нефтедобыча к 2040 году сократится до 700 тыс баррелей в сутки по причине ограниченности ресурсов и относительно высокой себестоимости производства.

В стране построены крупные НПЗ, продукция которых экспортируется.

Возросший импорт подешевевшей сырой нефти, основными поставщиками которой остаются Саудовская Аравия, Ирак, ОАЭ, позволил увеличить выпуск нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью на государственных и частных НПЗ и диверсифицировать экспорт за счёт их продукции.

Показательна изменившаяся структура внешней торговли Индии. Нефть и нефтепродукты занимают 37% - самая высокая доля в её импорте, в экспорте эта статья достигла 24%, обойдя большинство товарных позиций.

К марту 2017 г. Индия намерена увеличить переработку нефти на 46%, доведя этот показатель до 6,2 млн. баррелей/сутки (имеющиеся мощности составляют 4,26 барреля/сутки) для удовлетворения внутренних потребностей страны и роста экспорта.

Ведется строительство двух стратегических нефтехранилищ общим объемом 5,33 млн т, они должны быть введены в эксплуатацию к маю 2016 г. Стратегический резерв нефти в Индии должен достигать объема, эквивалентного импорту нефти за 90 дней для использования в случае чрезвычайных ситуаций.

Компания Indian Strategic Petroleum Reserve Limited (ISPR) сооружает три стратегических нефтехранилища в Вишакхапатнаме, Мангалоре и Падуре.

Планами развития нефтяной отрасли на ближайшие пять лет предусмотрено строительство новых нефте- и продуктопроводов общей протяженностью 10 тыс. км.

Большая часть запасов угля приходится на лесные районы Восточной Индии – Джаркханд, Орисса, Чхаттисгарх и Западная Бенгалия. Несмотря на то, что первые три района являются основными по добыче угля, тем не менее, получить разрешение на его добычу является достаточно проблематичным, а инфраструктура не развита.

На данный момент Индия имеет около 155 ГВт установленной генерирующей мощности на основе угля. В планах Индии за следующие десять лет установить еще около 610 ГВт мощности угольных энергоблоков, из которых около 135 ГВт угольной генерации находятся на стадии текущего строительства или сдачи в эксплуатацию.

Реализация только лишь начатой постройки может практически удвоить потребление угля в Индии, реализация же всей программы угольной энергетики увеличит потребление угля Индией как минимум втрое, до уровня, сравнимого с китайским.

Страна обладает большими собственными запасами угля, в результате чего стоимость угля низкая но как отмечалось раньше в основном представлен низкокачественными марками, с низкой калорийностью в среднем 65% в отличие от австралийского антрацита и более высокой зольностью до 45%, вследствие чего его применение ограничено.

Большая часть высококачественного угля импортируется из Индонезии, Южной Африки, Австралии и США.

В течение следующих пяти лет, высокие темпы роста населения и необходимость обеспечить минимальную электрификацию сельской местности, Индии придется нарастить потребление угля до уровня 1 млрд тонн в год, одновременно увеличив импорт.

Программа ядерной энергии в Индии стремительно развивается являясь одним из наиболее перспективных источников не только для удовлетворения растущего потребления энергоресурсов но и для диверсификации энергобаланса. Ожидается, что к 2020 году в эксплуатацию поступит 14,6 ГВт ядерных мощностей. Цель программы – генерация 25% всей электроэнергии на АЭС к 2050 году.

Программой по развитию атомной энергетики предусматривается строительство к 2030 г. 50 ГВт мощностей, которым ежегодно потребуется до 4 тыс. т. урана, собственная ежегодная добыча которого ограничена 300 тонн.

В марте 2016 года были приняты поправки к закону об использовании атомной энергии приняты в Индии. Поправки позволяют ядерно-энергетической корпорации NPCIL создавать совместные предприятия с другими государственными организациями.

Ранее законодательство позволяло создавать атомные СП только с теми компаниями, большинство (не менее 51%) акций которых принадлежит центральному правительству Индии. Теперь данное требование несколько ослаблено. Допустимыми партнёрами стали также компании, полностью принадлежащие одной или нескольким государственным компаниям и дающие по уставу право центральному правительству формировать совет директоров.

Индия заинтересована в создании собственной термоядерной энергетики. Департамент по атомной энергии правительства Индии (DAE) уже официально обнародовал эту программу.

Сейчас Индия является одной из 7 стран-участниц проекта международного термоядерного реактора ИТЭР, который сооружается в Кадараше во Франции. Индийский вклад в ИТЭР составляет около 10%. Знания, которые будут приобретены в ходе участия в ИТЭР, будут использованы для строительства демонстрационного реактора в Индии.

Индия уделяет существенное внимание реализации потенциала гидроэнергетики, но страна нуждается в соответствующих технологиях. Индийский рынок возобновляемой энергетике считается одним из крупнейших в мире с объемом инвестиций 10,9 млрд. долл. и обеспечивает работой 437 тыс. чел.

Значительная доля использования биомассы в топливно-энергетическом балансе страны обусловлена использованием большей частью населения для отопления дров и отходов сельского хозяйства. При этом политика государства направлена на существенное снижение доли такого потребления.

Например, для развития ВИЭ в Индии Всемирный банк открыл кредитную линию, что привлекло в данный сектор крупнейших мировых производителей и разработчиков оборудования и систем в области ВИЭ.

В Индии по причине меньшей развитости солнечного сегмента энергетики и частичной зависимости от импортных технологий проекты в этой сфере сегодня дороже угольной и газовой генерации, но этот разрыв быстро сокращается. Прогресс в этой области достигнут за счет либерализации государственной политики в области энергетики, а также притока частного и иностранного капитала.

Индийским компаниям, которые занимаются получением энергии из отходов, при сооружении предприятий по выпуску топлива из твердых муниципальных отходов, компенсируется до 50% затрат. Также действуют механизмы государственной поддержки ВИЭ в виде ускоренной амортизации, "зеленых сертификатов", налоговые льготы, льготные таможенные пошлины и акцизы (отмена импортных пошлин на ввозимое оборудование по производству энергии на основе ВИЭ), упрощенные процедуры привлечения зарубежных инвестиций, финансовая поддержка и субсидирование для научных исследований в области ВИЭ, предоставление льготных кредитов на финансирование предприятий использующих ВИЭ.

В секторе возобновляемых источников энергии Индии в первую очередь сосредоточивается на энергии солнца и ветра. Себестоимость производства солнечной энергии падает, а в отдаленных солнечных районах Индии солнечная энергия, как ожидается, достигнет сетевого паритета к 2018 году. В настоящее время крупные солнечные электростанции располагаются в таких штатах, как Гуджарат, Раджастан и Карнатака.

Индийский форум по финансированию чистой энергетики нацеливается на высокие показатели. Он пытается привлечь 200 млрд долларов для достижения амбициозных целей Индии в области чистой энергии.

К 2030 г. Индия планирует увеличить общий объем вырабатываемой на основе ВИЭ электроэнергии до 400 ГВт.

Большое внимание в Индии уделяется развитию солнечной теплоэнергетики, которая пользуется активной государственной поддержкой.

Согласно госпрограмме по развитию ВИЭ мощность солнечных электростанций в 2022 г. должна составить 22 ГВт.

Государственная энергетическая компания "NTPC" в ближайшие 10 лет предполагает инвестировать 1,5 млрд. долл. в создание объектов возобновляемой энергетики суммарной мощностью более 1 тыс. МВт.

«Российское энергетическое агентство» и Корпорация по солнечной энергии Республики Индия подписали меморандум о строительстве солнечных электростанций в Индии в период с 2016 по 2022 годы.

Реализация договоренностей начнется с пилотного проекта по производству 500 мегаватт солнечной энергии.

Российская Федерация в последние несколько лет проявляет все большее внимание к сотрудничеству с Индией в энергетической сфере. Проведенный анализ энергетического комплекса Индии показывает, что основными направлениями этого сотрудничества могут стать следующие:

- Участие компаний РФ в геологоразведочных работах на территории Индии. Индия обладает достаточно крупными запасами энергоресурсов, которые все еще не вовлечены в коммерческое использование. Целесообразно увеличить затраты в геологоразведку для включения этих ресурсов в коммерческое использование
- Продолжается активная электрификация, что открывает возможности для реализации комплексных проектов с привлечением российских технологий и оборудования.
- В будущем возникает возможность для поставок российского СПГ. Тут можно говорить о выгодах для обеих сторон, так как России необходимо диверсификация потребителей, а Индии поставщиков.
- Структура энергопотребления изменится, при этом доля угля ядерной энергетики и угля будет расти. Существует возможность роста взаимовыгодного сотрудничества России и Индии в атомной энергетике.
- Согласно докладу "Integrated Energy Policy", для обеспечения экономического роста в 8-10% до 2030г., Индии надо будет увеличить поставки энергии в 3-5 раз. В связи с этим открываются возможности для Российских Энергетических компаний которые смогут участвовать в работе энергетического комплекса Индии.

#### **Список использованной литературы**

1. Энергетический бюллетень. Потенциал энергетического сотрудничества стран БРИКС. Выпуск №26, июль 2015. Аналитический центр при правительстве Российской Федерации. – URL: <http://ac.gov.ru/>
2. Минина М.В. Газогидраты – энергетический источник будущего [Текст] / Антонов Я.В., Васильева М.В., Кудрявцева М.Н. Информационные технологии и системы:

- управление, экономика, транспорт, право: Сб. тр. Международной научно-практической конференции «Инфогео 2013» / Вып. 2 (11)/Под ред. д.т.н., проф. Марлей В.Е., д.э.н., проф. Скобелевой И.П., д.ю.н., проф. Со-боль И.А. – СПб.: ООО «Андреевский издательский дом» – 2013 г., 136-141 с.
3. Институт энергетических исследований РАН [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>
  4. BP Statistical Review of World Energy 2015 [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
  5. LNG Market Outlook 2015 [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.enerdata.net/enerdatauk/press-and-publication/publications/lng-market-2015-outlook-presentation.php>
  6. The International Atomic Energy Agency (IAEA). [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.iaea.org/PRIS/home.aspx>
  7. The Outlook for Energy: A View to 2040. [Электронный ресурс]. – URL: <http://corporate.exxonmobil.com>.
  8. Shale Gas International [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.shalegas.international/2015/10/20/the-thorny-road-to-indias-shale-development/>
  9. “Vision 2030” Natural Gas Infrastructure in India Report by Industry Group For Petroleum & Natural Gas Regulatory Board. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.pngrb.gov.in/Hindi-Website/pdf/vision-NGPV-2030-06092013.pdf>
  10. World Coal Association [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.worldcoal.org/coal/coal-seam-methane/coal-bed-methane/>
  11. World Energy Outlook 2015, IEA. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>
  12. World Nuclear Association. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/india.aspx>



## Перспективы развития возобновляемой энергетики в мире

Возобновляемая энергетика продолжила расти в 2014 (см. табл. 1) параллельно с потреблением глобальной энергии и падающими ценами на нефть. Несмотря на возрастающее использование энергии, глобальные выбросы CO<sub>2</sub>, связанные с потреблением энергии, оставались стабильными в течение года, в то время как мировая экономика росла. Знаменательное “разъединение” экономики и рост CO<sub>2</sub> должны в значительной мере относиться к увеличенному использованию Китаем возобновляемых ресурсов и усилиях стран в ОЭСР, чтобы продвинуть возобновляемую энергетику и энергоэффективность. Это является особенно вдохновляющим ввиду COP 21 позже в этом году в Париже, где страны объявят и подтвердят действия, чтобы смягчить изменение климата, готовя почву для будущих инвестиций в возобновляемые источники энергии и энергоэффективность.

Таблица 1.

## Индикаторы ВИЭ 2014 год

Сектор	Ед. измерения	2004	2013	2014
<b>Инвестиции</b>				
Новые инвестиции (за год) в ВИЭ	Млрд. долл.	45	232	270
<b>Мощности</b>				
Общая мощность (без гидро)	ГВт	85	560	657
Общая мощность (включая гидро)	ГВт	800	1,578	1,712
Общая мощность Гидро	ГВт	715	1,018	1,055
Общая мощность Био	ГВт	< 36	88	93
Общее производство Био	ТВт	227	396	433
Общая мощность Геотермальная	ГВт	8,9	12,1	12,8
Общая мощность Солнечная	ГВт	2,6	138	177
Общая мощность Ветровая	ГВт	48	319	370
<b>Отопление</b>				
Солнечная	ГВт	86	373	406

энергия (путем нагрева воды)				
<b>Транспорт</b>				
Производство Этанолола (за год)	Млн. литров	28.5	87,8	94
Производство Биодизеля (за год)	Млн. литров	2.4	26,3	29.7
<b>Политика</b>				
Страны, поддерживающие политику развития ВИЭ		48	144	164
Страны / Штаты / Области имеющие политические льготы для ВИЭ		34	106	108
Страны / Штаты / Области имеющие политические СВП / квоты для ВИЭ		11	99	98
Страны с конкурсными торгами / тендерами		-	55	60
Страны с тепловыми мандатами		-	19	21
Страны / Штаты / Области с биотопливными мандатами		10	63	64

Источник: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century

Определенно, возобновляемые источники энергии становятся основным энергетическим ресурсом. Однако, они остаются неиспользованным потенциалом особенно в отоплении и транспортном секторе. Тем не менее, с внедрением все более и более амбициозных целей, и инновационных политик, возобновляемые источники энергии могут продолжать превосходить ожидания и создавать будущее чистой энергии.

Во всем мире растет осознание того, что увеличение использования возобновляемых источников энергии и энергоэффективности является критически важным в борьбе с изменением климата, создает новые экономические возможности, и обеспечивает доступ к энергии миллиардов людей, живущих без современных энергетических услуг.

На долю возобновляемых источников энергии пришлось примерно 13,5% мирового потребления энергии в 2013 году, и эта доля продолжает увеличиваться. Теплопроизводительность растет устойчивыми темпами, и производство биотоплива для транспорта увеличивается второй год подряд, после замедления в 2011-2012 году. Наиболее бурный рост, произошел в энергетическом секторе, в ветровой, солнечной, и гидроэнергетике. Рост был обусловлен несколькими факторами, включая возобновляемые источники энергетической политики поддержки и повышения стоимости и конкурентоспособности энергии из возобновляемых источников. Во многих странах, возобновляемые источники энергии в целом конкурентоспособны с традиционной энергетикой. В то же время, рост продолжает быть умеренным и в развивающихся странах.

Хотя Европа остается важным рынком и центром инновации, активность продолжает смещаться в сторону других регионов. Китай вновь привел мир в удивление, увеличив мощность установок возобновляемых источников энергии в 2014, но стоит отметить что и на Бразилию, Индию и Южную Африку приходится большая доля потенциала в их регионах. Все большее число развивающихся стран Азии, Африки и Латинской Америки становится

важными производителями и потребителями технологий возобновляемых источников энергии.

Параллельно с развитием возобновляемых источников энергии на рынках, в 2014 году мир добился значительных достижений в области разработки и развертывания системы аккумулирования энергии во всех секторах. В 2015 году также увеличилась электрификация транспорта и отопительного оборудования, которые позволяют выделять потенциал для дальнейшего сотрудничества между этими секторами.

Возобновляемые источники энергии составили примерно 58,5% чистого прироста к глобальной мощности в 2014 году, со значительным ростом во всех регионах. Ветровая, солнечная и гидроэнергия доминировали на рынке. К концу года, возобновляемые источники энергии составляли примерно 27,7% мировых энергогенерирующих мощностей, этого достаточно для питания, по оценкам, 22,8% мирового электричества. Возобновляемые источники энергии достигают высокого уровня проникновения. В Австралии, Европе, Японии и Северной Америке наблюдается значительный рост числа жилых домов которые сами производят энергию которую потребляют. Крупные корпорации и институты по всему миру добились значительных результатов в 2014 году путем покупки электроэнергии из возобновляемых источников или инвестируя в свои собственные возобновляемые генерирующие мощности.

Около половины совокупного мирового конечного потребления энергии в 2014 году пришлось на обеспечение тепла для зданий и промышленности на современные ВИЭ (в основном биомассы), которые производят примерно 8% этой доли. Возобновляемые источники энергии также были использованы для охлаждения, в пока еще небольшом, но быстро растущем секторе. 2014 год прошел под знаком дальнейшей интеграции возобновляемых источников энергии в окружных отопительных и охлаждающих систем, особенно в Европе, использование окружных систем дает возможность поглощать тепло, выделяемое возобновляемыми источниками электроэнергии, когда предложение превышает спрос; и использование гибридных систем для обслуживания различных систем подвода тепла. Несмотря на такие нововведения и огромный потенциал возобновляемых источников энергии, рост данного сектора сдерживается рядом факторов, включая относительный недостаток политической поддержки.

Доля возобновляемых источников энергии в области транспорта остается небольшой. Достижения в области новых рынков и заявления о производстве биотоплива, для авиации пока еще больше заявления, чем реальность. Относительно небольшие, но возрастающие количества газообразных видов биотоплива, в том числе биоэтанола используются в качестве топлива для транспортных средств. Увеличение электрификации поездов, легко рельсового транспорта, трамваев, а также двух- и четырехколесных электрических транспортных средств – создает большие возможности для интеграции возобновляемых источников энергии в транспортном секторе.

В 2014 году развитие возобновляемых источников энергии по-прежнему формировалось в основном политикой правительства. Развитие возобновляемых источников энергии сталкивается с проблемами в некоторых странах в результате изменения политики или факторов неопределенности, таких как введение новых налогов на производство энергии из возобновляемых источников в Европе и истечение срока налоговых льгот на добычу в США. Тем не менее, в 2014 увеличилось число стран, в которых целевые показатели развития возобновляемой энергетики и политики росли.

По состоянию на начало 2015 года, по крайней мере, в 164 странах существуют цели использования возобновляемых источников энергии, и, по оценкам, 145 стран имеют стратегии в области возобновляемых источников энергии. Ответственные за выработку политики по-прежнему сосредоточены на адаптации существующих стратегий с целью идти в ногу с быстро меняющимися затратами и обстоятельствами. Последние тенденции

включают слияние компонентов от различных механизмов политики; растущей взаимосвязи поддержки между электричеством, тепло обеспечением, и транспортном секторах; и развитие инновационных механизмов интеграции с ростом доли возобновляемых источников в энергобалансе.

Благодаря политике государств льготы были приняты в 108 странах на национальном или государственном / провинциальном уровне. В 60 странах были проведены тендеры возобновляемых источников энергии по состоянию на начало 2015 года. Система чистого измерения существует в 48 странах, а также некоторые формы финансовой поддержки для возобновляемых источников энергии существует приблизительно в 126 странах.

Традиционные механизмы также используются для увеличения емкости хранения энергии и модернизации сетевой инфраструктуры. В дополнение к традиционным механизмам поддержки, “зеленые” банки и “зеленые” облигации представляют собой инновационные варианты, которые набирают поддержку со стороны политиков. Несмотря на растущую известность политики в области возобновляемой энергии, а также поддержки для выработки электроэнергии во всем мире, тем не менее в большом числе стран были введены пошлины и сборы налогов на возобновляемые источники энергии.

На начало 2015 года, по оценкам аналитиков, в 45 странах мира целью политики государств стало увеличение доли использования возобновляемых источников в секторах отопления и охлаждения. Финансовые стимулы по-прежнему наиболее широко принятый вид политики поддержки систем отопления и охлаждения с помощью возобновляемых источников энергии. К другим инструментам политики можно отнести специфический мандат отопления о возобновляемых источниках энергии, который на начало 2015 года существует в 11 странах на национальном или уровне штата / уровне провинций, и технологически-нейтральный мандат, который присутствует в 10 странах мира.

Большинство стратегий ВИЭ, связанных с транспортом по-прежнему сосредоточены на биотопливном секторе и главным образом на автомобильном транспорте, хотя другие виды транспорта также привлекают внимание. Политике, стимулирующей связь между электрическим транспортом и использованием возобновляемых источников энергии уделяется недостаточное внимание на сегодняшний день. По состоянию на начало 2015 года, мандаты смеси биотоплива существовали в 33 странах с 31 национальным мандатом и 26 государственными/провинциальными мандатами. Многие страны усовершенствовали существующие мандаты в 2014 году; однако, дебаты по устойчивости биотоплива первого поколения продолжаются.

Государственно-частное партнерство все чаще используются для продвижения развертывания возобновляемых источников энергии. Тысячи американских и европейских муниципалитетов создали сообщества энергосистем. Руководство ряда стран продолжает использовать свои полномочия, поддерживая местное развертывание возобновляемой энергии во всех секторах экономики, в том числе интеграции биотоплива и электрических транспортных средств в транспортные парки общественного пользования и поддержку инфраструктуры, связанной с развитием.

## **Список использованной литературы**

- 1) Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21)
- 2) International Renewable Energy Agency (IRENA)
- 3) International Energy Agency (IEA)
- 4) U.S. Energy Information Administration (EIA)
- 5) Bloomberg New Energy Finance (BNEF)
- 6) Институт Энергетики и Финансов (FIEF)

**Дзиева З.Э.**  
**Перспективы России на мировом рынке СПГ**

За последние 50 лет природный газ стал одним из важнейших источников энергии. Газ зачастую доминирует в тепло- и электрогенерации на развитых рынках, а все благодаря его большим запасам, бóльшей экологичности по сравнению с нефтью и углем и развитию инфраструктурных возможностей СПГ [9].

Россия обладает одними из богатейших запасов природного газа (32,6 трлн. м<sup>3</sup> (17,4%) - 2-е место в мире после Ирана), обеспечивает большую долю его мировой добычи (578,7 млрд. м<sup>3</sup> (16,7%) - 2-е место в мире после США) и является лидером трубопроводных поставок газа (187,4 млрд. м<sup>3</sup> - 28%) [2].

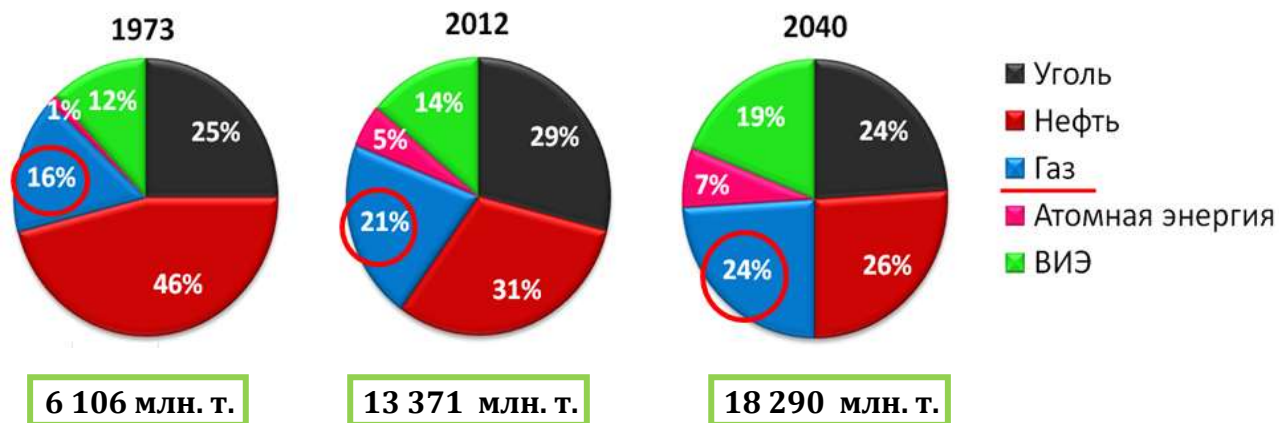
Но мало добывать природный газ, необходимо также обеспечить налаженную, бесперебойную, эффективную систему его транспортировки до конечного потребителя.

В связи с введением против России технологических и финансовых санкций, сложностями, возникшими в результате принятия странами-членами ЕС «Третьего энергетического пакета», по причине перемен, происходящих в мире энергетики: сланцевая революция в США, ведение политики ресурсного самообеспечения в странах Евросоюза, военно-политическая нестабильность Украины, влияющая на безопасность транзита российского газа, рост спроса на природный газ в странах АТР, - России необходимо найти новые пути укрепления и сохранения за собой позиции одной из крупнейших газовых держав мира.

### 1. Современные тенденции на газовых рынках

Сегодня именно гибкость и умение быстро подстроиться под меняющиеся потребности мира – это ключ, открывающий для стран двери процветания. Каковы же основные тенденции на газовых рынках?

1) Доля газа в мировом энергобалансе неуклонно растет, и прогнозируется, что к 2040 году газ будет занимать 2-е место наряду с углем в мировом энергобалансе.



**Рисунок 1. Мировой энергобаланс**

Источник: МЭА

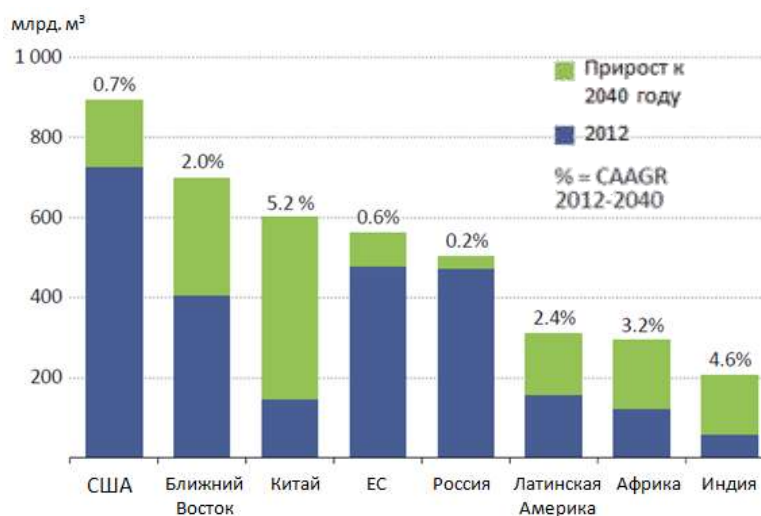
Таким образом, природный газ будет одним из самых быстрорастущих источников энергии (спрос на газ до 2040 года будет ежегодно расти в среднем на 1,6%) [3].

2) Причем основной прирост (81%) мирового потребления природного газа обеспечат развивающиеся страны (рис.2). В ряде регионов повышение спроса носит взрывной характер. Так, один только Китай увеличит потребление газа на 450 млрд. м<sup>3</sup>. Впечатляющий рост

спроса на природный газ демонстрируют и другие развивающиеся страны Азии, а также Ближний Восток, где спрос на газ к 2040 году удвоится. В Африке он утроится, а в Северной Америке увеличится на 20%. А в европейских государствах, напротив, прогнозируются весьма низкие темпы роста спроса на газ (рис.3).



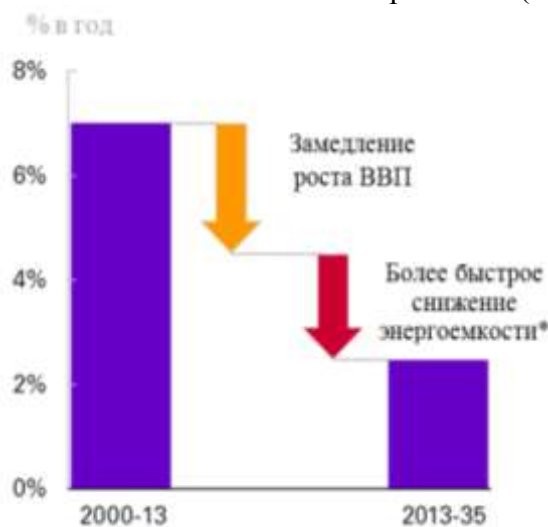
**Рис. 2. Спрос на природный газ по регионам**  
 Источник: BP Energy Outlook 2035, Feb.2015



**Рис. 3. Спрос на природный газ в некоторых регионах и странах**  
 Источник: IEA World Energy Outlook 2014

Все это меняет географию основных импортеров и экспортеров энергоресурсов, а значит, требует от России перестройки экспортных потоков и логистических маршрутов поставок источников энергии.

3) Нельзя не отметить факт замедления прироста мирового потребления энергоресурсов, который связан, конечно, и с политикой энергосбережения и энергоэффективности стран ОЭСР, но в большей степени с окончанием фазы стремительного роста спроса на энергию в странах развивающейся Азии, который ранее был обусловлен их индустриализацией, электрификацией и высокими темпами экономического развития (Рис. 4).



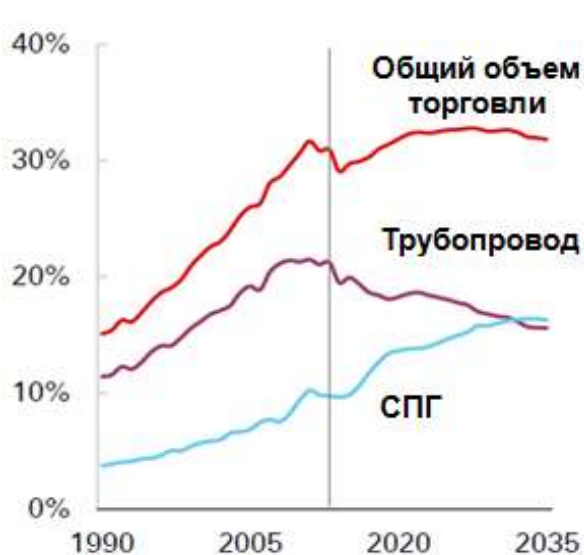
\*Количество энергии, используемой на единицу полученного ВВП

**Рисунок 4. Прирост потребления первичной энергии в странах не-ОЭСР Азии**  
 Источник: BP Energy Outlook 2035, Feb.2015

Следствием данной тенденции вкупе с реалиями сланцевой революции, в результате которой США в 2016 году вышли на рынок Бразилии и Европы в качестве экспортеров СПГ, является рост конкуренции между странами-поставщиками энергоресурсов.

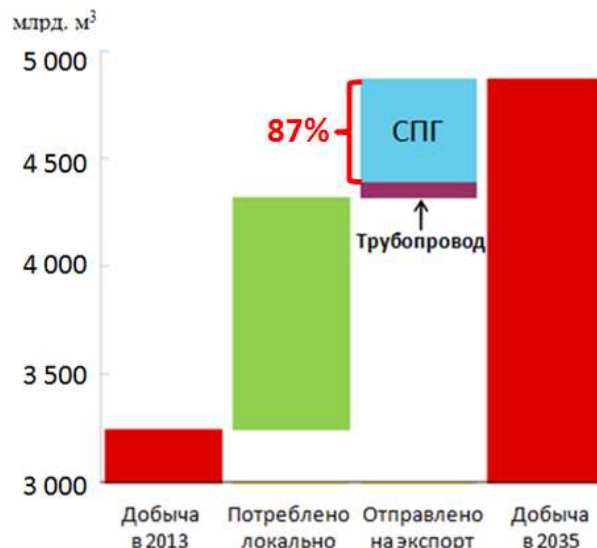
4) Рост транзитных рисков, диверсификация поставок энергии странами-импортерами, рост доли газа в мировом энергобалансе, проблема привязки газопроводных систем к конкретным рынкам сбыта выводят на первый план развитие СПГ-индустрии.

Действительно, по прогнозам ВР мировая торговля газом будет расти на 2% в год, а поставки газа в форме СПГ – на 4,3% ежегодно, и в результате уже в 2030 году СПГ-поставки станут доминирующей формой торговли «голубым топливом» (рис.5) [1]. Причем подавляющее большинство *прироста* межрегиональной торговли газом будет также связано с ростом объема именно СПГ поставок (рис.6).



**Рис. 5 Доли СПГ и трубопроводных поставок в межрегиональной торговле газом, %**

Источник: BP Energy Outlook 2035, Feb.2015



**Рис. 6 Прогноз роста добычи и торговли газом в мире**

Источник: BP Energy Outlook 2035, Feb.2015

Данная тенденция связана с перемещением центров потребления природного газа из европейского региона, где преобладают трубные поставки, в страны Азиатско-тихоокеанского региона, характерной чертой которого является отсутствие трансграничной трубопроводной системы [9], поэтому поставки газа на рынок осуществляются преимущественно в форме СПГ.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что весьма активно будут расти объемы межрегиональной торговли газом, причем основные центры потребления газа уже начали и будут продолжать смещаться из европейского региона в страны Азии, Ближнего востока и АТР, а по причине высокого значения надежности поставок для всех стран-импортеров энергоресурсов в структуре мирового экспорта газа ожидаемо возрастет доля СПГ.

## 2. Становление и перспективы роста мировой СПГ-индустрии

Диверсификация поставок энергии странами-импортерами, рост конкуренции между поставщиками, рост доли газа в мировом энергобалансе, капиталоемкость проектов по строительству газопроводных систем выводят на первый план развитие отрасли СПГ в глобальном масштабе.

За свою полувековую историю отрасль добилась значительных успехов. Так, на сегодняшний день 43% межрегиональной торговли газом приходится на СПГ поставки, его экспортом занимаются 18 стран, а мощности по регазификации имеются в 26 странах по всему миру (Табл.1).

Таблица 1

### Развитие рынка СПГ в мире – ключевая статистика

	1995	2000	2005	2012
Количество технологических линий	44	56	68	89
Мощность заводов СПГ, млн. т	89	122	171	282
Количество терминалов по регазификации СПГ	31	40	51	93
Мощность терминалов по регазификации СПГ, млн. т	280	334	380	668
Количество танкеров	66	104	167	378
Объем торговли СПГ, млн т	74	92	130	236

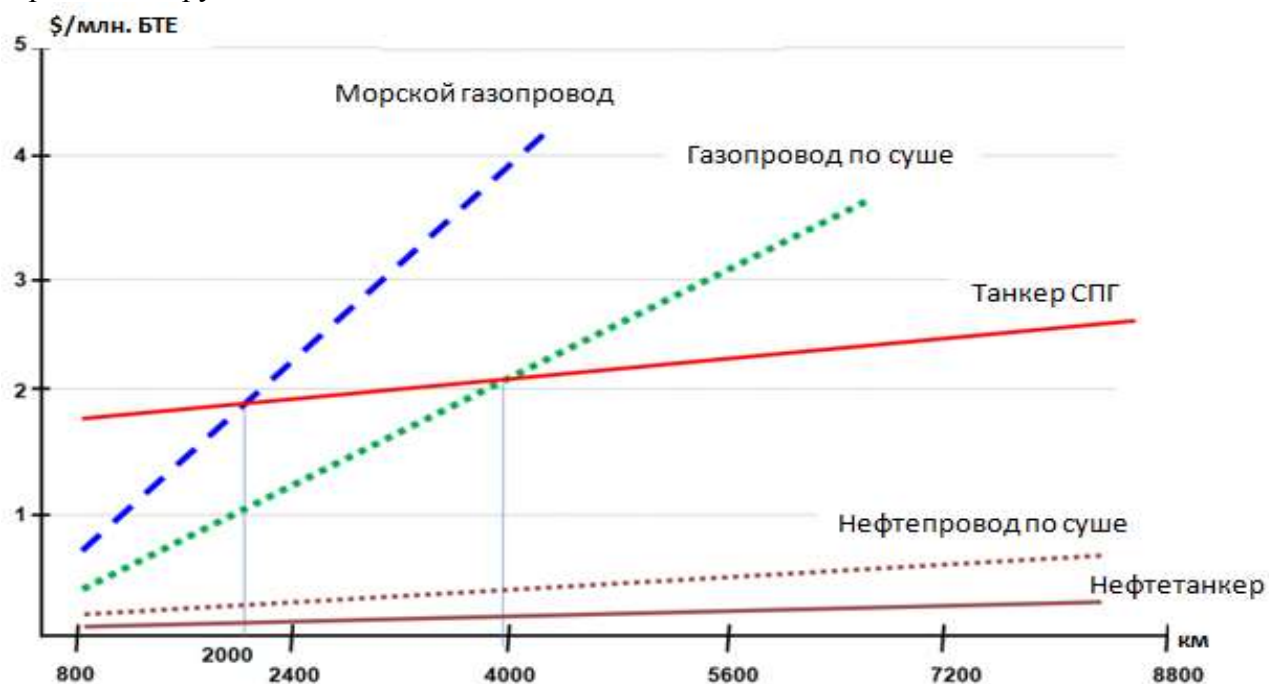
Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО

Большую долю в цене газа (более 50%) составляют расходы на его транспортировку. Строительство трубопроводов, установка компрессорных станций для обеспечения необходимого уровня давления в трубе, создание инфраструктуры, - все это требует колоссальных затрат. При этом целевой рынок газа довольно сложно переориентировать в случае появления такой необходимости. В этом плане по сравнению с трубопроводными поставками СПГ дает нам большую гибкость, что является неоспоримым преимуществом. По сути, поставщики СПГ могут доставить свой товар в любую страну, которая имеет завод по регазификации, что расширяет базу потенциальных покупателей газа. Сжиженный природный газ частично разрушает барьеры, которые мешают газовому рынку пройти трансформацию из регионального в глобальный. К тому же, если речь идет о поставках газа на расстояние более 4000 км, то и тут СПГ является более выгодным по сравнению с транспортировкой газа по наземному трубопроводу (Рис. 7). А в сравнении с затратами, связанными с использованием морских газопроводов, СПГ становится выгоднее, начиная с расстояния 2000 км. При этом транспортировка газа независимо от ее способа дороже, чем нефти, что придает критически важный характер



минимизации расстояний и оптимизации логистических маршрутов поставки энергоносителей.

Но научно-технический прогресс не стоит на месте, и в последние годы в индустрии СПГ происходят революционные преобразования, цель которых повысить гибкость данного рынка. Причем изменения идут как со стороны спроса – появление плавучих терминалов по регазификации СПГ (Floating Storage Regasification Unit, FSRU), так и со стороны предложения – проектирование и строительство плавучих заводов по сжижению газа компаниями Shell и Petrobras (Floating Liquefied Natural Gas), которые призваны сделать рентабельной разработку мелких месторождений газа на шельфе, поскольку такие мобильные заводы по мере исчерпания одного месторождения можно перебазировать на другое.



**Рисунок 7. Затраты по транспорту углеводородов**

Источник: Ассоциация профессоров компании Total

Также не за горизонтом реализация таких перспективных технических решений, как увеличение осадки танкеров для перевозки СПГ, которая позволит сократить расходы на единицу перевозимой продукции. Снижение стоимости морских перевозок СПГ судами, в свою очередь, будет иметь следующие последствия:

1. Еще на 30-40% сократится расстояние, на котором СПГ эффективнее трубопровода: с 2500-3000 км до 1500-2000 км (для трубопроводов среднего диаметра), а для подводных трубопроводов - до 750-1000 км.

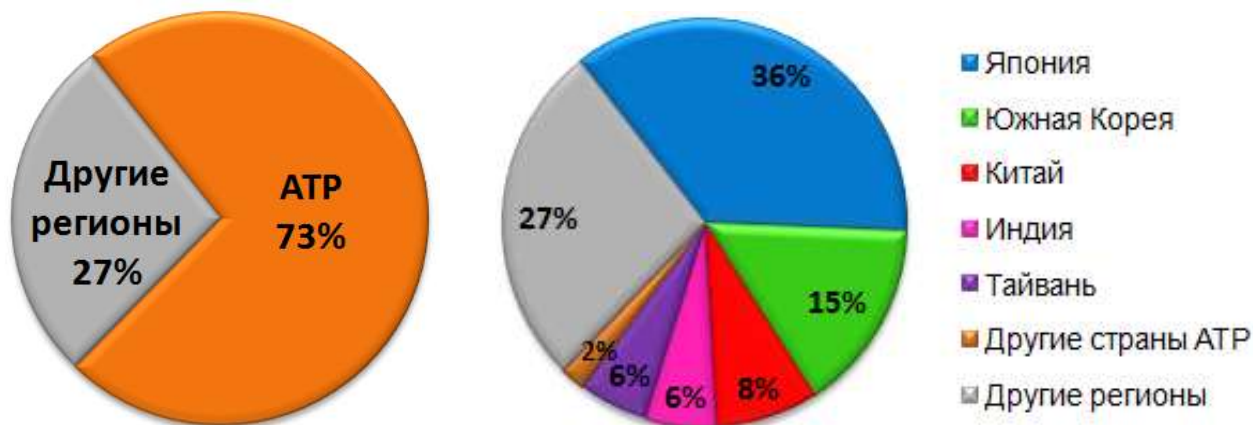
2. Возрастут расстояния морских перевозок СПГ, более разнообразными станут их логистические схемы.

3. Это станет значительным шагом на пути к формированию единого глобального газового рынка. В роли дополнительного толчка выступит завершение модернизации Панамского канала, увеличение размеров шлюзовых камер которого позволит крупнейшим СПГ-танкерам свободно перемещаться между двумя океанами, соединяя два рынка в один.

Таким образом, с момента своего возникновения СПГ-индустрия добилась значительных успехов, и нынешний этап развития газовой отрасли неразрывно связан с развитием СПГ, как более гибкого и для производителей, и для потребителей вида межрегиональных поставок природного газа.

### 3. Основные участники СПГ рынка и перспективы России

На сегодняшний день около половины экспорта СПГ приходится на две страны – Японию и Южную Корею. В целом, более чем на 70% мировой рынок СПГ является рынком стран Азиатско-Тихоокеанского региона (рис.8). [2]



**Рисунок 8. Основные импортеры СПГ в мире на начало 2015 года**  
 Источник: BP Statistical Review of World Energy 2015

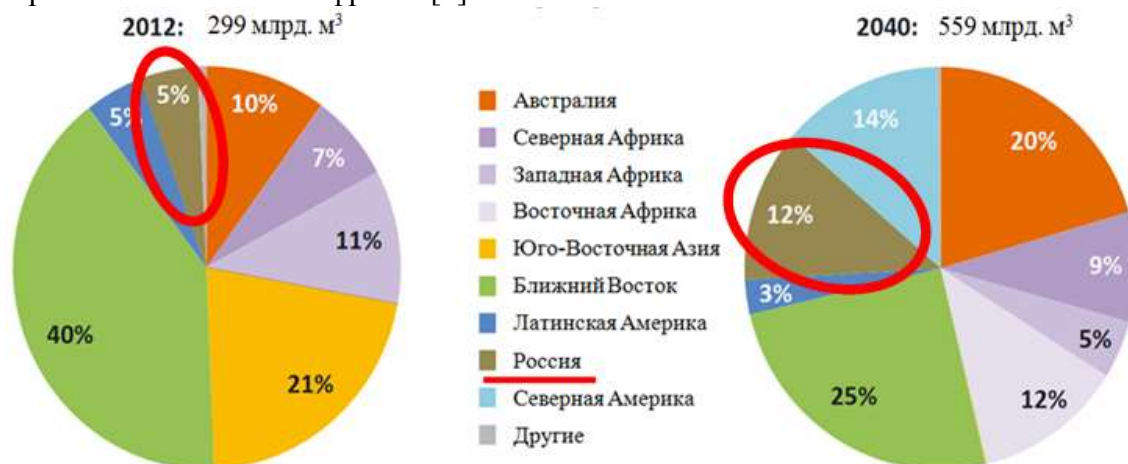
По прогнозам BP до 2035 года лидерство АТР по объемам закупки СПГ сохранится, правда на рынке произойдут некоторые внутренние изменения: так, к 2035 году Китай выйдет на второе место по импорту СПГ, опередив Южную Корею и уступая лишь Японии. Европа увеличит объемы потребления сжиженного газа и доведет свою долю в мировом импорте СПГ до 19% [1].

Крупнейшими экспортерами сжиженного природного газа сегодня являются Катар, Малайзия, Австралия, Индонезия и Нигерия, которые обеспечивают 65% мирового экспорта СПГ (рис. 9). [2]



**Рисунок 9. Основные экспортеры СПГ в мире на начало 2015 года**  
 Источник: BP Statistical Review of World Energy 2015

Но по причине того, что во многих странах по всему миру на стадии реализации находится ряд проектов по строительству заводов СПГ, а крупнейший на данный момент производитель сжиженного газа – Катар – не рассматривает варианты дальнейшего наращивания мощностей, топ-10 экспортеров СПГ будет достаточно сильно видоизменяться (рис. 10). К 2040 году объем производственных мощностей СПГ в мире увеличится практически вдвое и, согласно прогнозам, составит около 560 млн. т. в год. По трети прироста в производстве СПГ обеспечат Австралия и США, также расширится экспорт СПГ из России и Африки. [3].



**Рисунок 10. Основные экспортеры СПГ 2012-2040, млрд. м³**  
 Источник: IEA World Energy Outlook 2014

Не смотря на то, что в России на сегодняшний день функционирует лишь один завод СПГ – Сахалин-2, мощностью 9,6 млн. т. в год [8], а доля нашей страны в мировом экспорте СПГ составила по результатам 2014 года лишь 4,4% [2], прогнозируется, что к 2040 году Россия будет занимать весомую долю рынка СПГ, обеспечивая 12% его мировой торговли.



Прим.: Рассматриваются крупнотоннажные СПГ-проекты (от 5 млн. т СПГ/год)

**Рисунок 11. География российских проектов СПГ**

Источник: Составлено автором по данным ОАО «Газпром», Минэнерго РФ

СПГ с завода Сахалин-2 экспортируется в страны АТР, преимущественно в Японию (80%). Конечно, наличие всего лишь одного действующего завода СПГ неприемлемо для России как одной из величайших газовых держав мира. Но правительство активно поддерживает СПГ-проекты российских компаний, и одним из таких проектов является проект «Ямал СПГ».

Проект «Ямал СПГ» благодаря своему уникальному географическому местоположению предполагает наличие свободы выбора маршрутов поставки газа, как в западном, так и в восточном направлениях (Рис. 12), а, следовательно, наличие более широкого спектра потенциальных покупателей СПГ, возможности переориентироваться на любой из рынков в зависимости от сложившейся на нем в п-период времени конъюнктуры.



**Рисунок 12. Варианты транспортировки СПГ с п-ова Ямал**

Источник: Пресс-служба ОАО «НОВАТЭК»

Также, одним из ключевых преимуществ проекта является использование Северного морского пути, прохождение судов по которому имеет низкую зависимость от внешних, в частности, политических факторов, что является особенно актуальным в условиях возрастания транзитных рисков, в частности, рисков транспортировки грузов через Суэцкий канал, по причине нестабильности стран Ближнего Востока.

На долгосрочной основе законтрактовано 95% будущих объемов СПГ с завода «Ямал СПГ» (Рис. 13). Около 80% от этого объема будет направляться на рынок стран АТР.



**Рисунок 13. Контракты на поставку СПГ с завода «Ямал СПГ»**  
 Источник: Газета «ВЕДОМОСТИ»

Поскольку лидерство АТР по импорту СПГ сохранится в долгосрочной перспективе, СПГ-проекты на Дальнем Востоке будут иметь серьезные конкурентные преимущества, располагаясь в непосредственной близости к рынкам сбыта.

Цена безубыточности для новых сахалинских проектов значительно ниже долгосрочных спотовых цен в Азии, благодаря низким затратам на сырье и транспортировку (Рис.14).



**Рисунок 14. Экономика «сахалинских» проектов СПГ**  
 Источник: IHS CERA

К сожалению, одновременная реализация второго и четвертого вариантов проектов невозможна, из-за ограниченности объемов добываемого в рамках СПГ проекта «Сахалин-1» газа. Участникам СПГ-проектов пока не удалось договориться, однако по экономическим расчетам самым эффективным вариантом монетизации газа проекта «Сахалин-1» является строительство третьей технологической линии завода «Сахалин-2», при условии, что бюджеты проектов останутся в заявленных рамках.

Несмотря на то, что стоимость сырья для проекта Владивосток СПГ будет выше, чем для проектов на Сахалине (рис. 15), он сохраняет свое стратегическое значение как инструмент диверсификации поставок газа из региона.

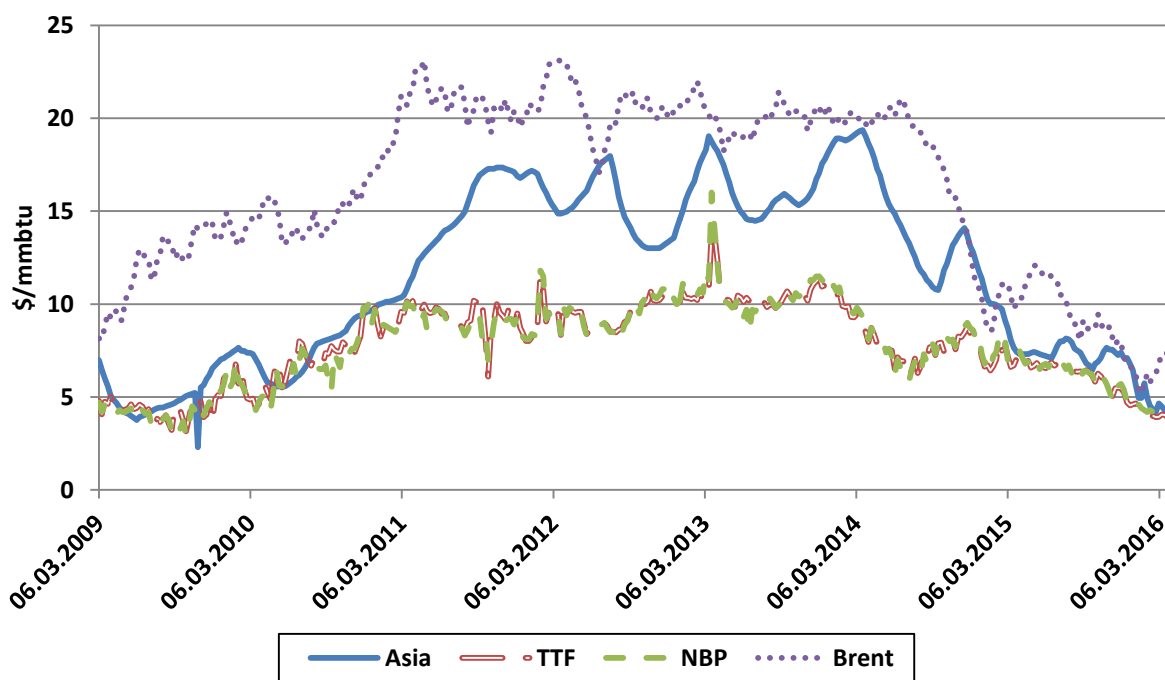


**Рисунок 15. Экономика проекта Владивосток СПГ**  
Источник: IHS CERA

Цена безубыточности проекта во многом зависит от того, газ из каких месторождений будет взят для сжижения: будет ли это газ с проекта Сахалин-3 (газопровод Сахалин-Хабаровск-Владивосток) или газ из Иркутской области/Якутии по газопроводу Сила Сибири.

Также важно отметить, что реализация Дальневосточных СПГ проектов сильно зависят от темпа разработки Южно-Киринского газового шельфового месторождения, которое пока что остается под санкциями. Но если санкции будут сняты даже в ближайшие 15-20 лет, либо Газпром найдет возможности для импортозамещения необходимого оборудования, то все заявленные на Дальнем Востоке СПГ-проекты могут быть реализованы в полном объеме.

Однако сейчас отрасль СПГ переживает свои не самые лучшие и легкие времена. Вслед за нефтяными котировками вниз поползли и цены на сжиженный природный газ (рис. 16), и некогда премиальный рынок АТР перестал быть таковым – цены на трех региональных газовых рынках (североамериканском, европейском и азиатском) практически сравнялись.



**Рисунок 16. Динамика цен на СПГ**

Источник: Сеницын В.В. «Конвергенция цен на природный газ и характеристик ценовой волатильности на рынках Европы и азиатских стран АТР»

Конечно, любой проект СПГ будет строиться в течение 5-6 лет, потом такой завод будет работать в течение 20-30 лет, поэтому было бы неправильным начинать строительство завода в такой момент, когда цена на нефть или СПГ превышает какую-либо цифру, однако в условиях сверхтурбулентности внешней бизнес-среды и усиления конкуренции между производителями сжиженного природного газа возникают серьезные вызовы для российской СПГ-индустрии, и все решения должны быть тщательно взвешены. В частности из этих соображений, на сегодняшний день отложена реализация большинства СПГ-проектов.

К тому же по прогнозам компании ВР в период с 2018 по 2023 год будет перепроизводство СПГ (Рис 17), что, скорее всего, приведет к еще большему падению цен на сжиженный природный газ. Но если российские компании, планирующие реализацию СПГ-проектов, сумеют правильно оценить и спрогнозировать тенденции кривых спроса и предложения на рынке, и ввод новых мощностей придется на следующую волну роста спроса на СПГ, то у России благодаря ее конкурентным преимуществам есть все шансы побороться за существенную долю присутствия на развивающемся рынке сжиженного природного газа.



**Рисунок 17. Прогноз спроса и предложения на рынке СПГ**

Источник: BP Global gas market long-term outlook: Prospects and challenges

Конкурентные преимущества России на рынке СПГ:

- ✓ Государственная поддержка СПГ-проектов;
- ✓ Огромные запасы газа, преимущественно из традиционных источников (по результатам многочисленных исследований при сжигании газа, добытого из традиционных источников, выделяется больше тепла, чем при сжигании сланцевого газа или метана угольных пластов);
- ✓ Кратчайший выход на ключевые рынки сбыта (страны АТР);
- ✓ Минимальные политические и террористические риски экспорта СПГ (логистические решения планируемых к реализации проектов предполагают минимальное использование «неспокойного» Суэцкого канала);
- ✓ Успешная история взаимодействия с основным потребителем СПГ - Японией
- ✓ Экономия на сжижении газа за счет концентрации его запасов в регионах с низкими температурами (в отличие, например, от Катара и Австралии).

Таким образом, Россия к 2040 году может занять весомую (~14-15%) долю в мировом экспорте СПГ (Табл. 2), но, безусловно, лишь при проведении правительством активной политики в области строительства мощностей по сжижению газа, либерализации экспорта СПГ, развития собственных технологий и оборудования, необходимых для успешного функционирования данной отрасли.

Из всего вышесказанного следует, что на сегодняшний день и в перспективе газ является одним из самых значимых источников энергии. Россия – один из основных производителей и поставщиков газа в мире. Газовый рынок претерпевает изменения, которые бросают нашей стране все новые вызовы: увеличивается конкуренция стран-экспортеров газа, как в западном, так и в восточном направлениях, меняется географическая карта основных потребителей данного энергоресурса, что требует от России перестройки логистических маршрутов поставок газа и переоценки транспортных проектов по его сбыту. К тому же для сохранения высоких позиций на мировом рынке газа в качестве экспортера, России необходимо активно развивать отрасль СПГ,



поскольку доля поставок сжиженного газа в общем объеме прироста межрегиональной торговли газом будет превалировать над трубопроводными поставками, и СПГ – это один из инструментов диверсификации поставок газа, гибкий и надежный.

Таблица 2.

**Действующие и перспективные СПГ-заводы России**

Проект	Участники	Мощность, млн т/год	Год начала поставок	Доля РФ в мировом экспорте СПГ (2040*), %
Сахалин-2	Газпром, Shell, Mitsui, Mitsubishi	10,8	2009	1,9
Расширение Сахалин-2	Газпром, Shell, Mitsui, Mitsubishi	5	2019	0,9
Ямал СПГ	НОВАТЭК, Total, CNPC, SRF	16,5	2017	3,0
Владивосток - СПГ	Газпром	15	N/A	2,7
Дальневосточный СПГ	Роснефть, ExxonMobil	5	N/A	0,9
Арктик СПГ-2	НОВАТЭК	16,5	2023	3,0
Балтийский СПГ	Газпром	10-15	2021	1,8-2,7
<b>Итого</b>	-	68,8	-	<b>14,2 - 15,1</b>
Печора СПГ	Роснефть, АЛТЕК	2,6-8	2019	0,5-1,4
<b>Всего</b>	-	81,4-91,8	-	<b>14,7-16,5</b>

} Есть право на экспорт СПГ

\* На сколько % увеличится доля России в мировом экспорте СПГ от функционирования того или иного СПГ-завода, если за основу считать уровень объема мирового экспорта СПГ на начало 2015 года (246,6 млн.т.)

\*\* На сколько % увеличится доля России в мировом экспорте СПГ от функционирования того или иного СПГ-завода, если за основу считать прогнозный уровень объема мирового экспорта СПГ на начало 2040 года (559 млн. т.)

Источник: составлено автором на основе данных с сайта II Международного Конгресса «LNG Russia 2016», BP Statistical Review of World Energy 2015 и IEA World Energy Outlook 2014

Но если Россия заикнется на сооружении экспортных трубопроводов, забыв об СПГ-проектах, она не просто выпадет из глобального тренда, она лишится главного преимущества, необходимого сегодня на мировом газовом рынке, - гибкости поставок. Ведь гигантские трубы не решают в полной мере задачу диверсификации экспорта газа, а лишь еще прочнее привязывают отечественных газовиков к определенным рынкам и долгосрочным контрактам. Еще несколько лет назад такая стратегия объяснялось тем, что для освоения новых месторождений нужны четкие гарантии сбыта природного газа в виде магистральных труб и многолетних соглашений на поставку, но сегодня в результате падения спроса в Европе "Газпром" вынужден закручивать газовый вентиль и снижать добычу на уже действующих промыслах. Поэтому впору думать не о том, как окупить гигантские инвестиции в грядущие добычные мегапроекты, а о том, как эффективнее распорядиться тем, что мы уже имеем. И СПГ дает ответ на такой вызов. Если Россия

преодолеет свою трубную зацикленность и вернется к активной реализации СПГ-проектов, это даст ей шанс побороться за новые рынки сбыта, не ограничивая себя метаниями между Европой и Китаем.

И в заключении хотелось бы отметить, что даже в нестабильной и сложной ситуации, сложившейся на нефтегазовом рынке, в условиях турбулентности ВБС, волатильности цен на энергоносители, ограничения доступа к иностранным инвестициям и технологиям Россия продолжает развивать стратегические проекты и **благодаря своим конкурентным преимуществам** наша страна имеет все шансы занять весомую долю на мировом рынке СПГ, сохранить и укрепить свои позиции как крупнейшей мировой державы в области межрегиональной торговли газом.

К тому же, стоит отметить, что реализация российских СПГ-проектов помимо очевидного энергетического эффекта даст более масштабный эффект в рамках развития всей экономики страны в целом.

Совместно с другими проектами и стратегическими планами по развитию Дальнего Востока, ЯНАО, арктических территорий, территорий Крайнего Севера СПГ-проекты дают толчок к появлению новых логистических маршрутов транспортировки не только углеводородных ресурсов, но и других товаров и грузов, в случае с проектом Ямал СПГ стимулируют возрождение СМП, способствует росту товарных потоков через данные регионы, их развитию, заселению, появлению дополнительных рабочих мест, а потому, имеют высокое стратегическое и социальное значение для процветания России.

### Список использованной литературы

1. BP Energy Outlook 2035, February 2015.
2. BP Statistical Review of World Energy 2015.
3. World Energy Outlook 2014// International Energy Agency (IEA)/ - Paris, 2014. – 748 pages, ISBN 978-92-64-20804-9
4. Андрианов В. СПГ против трубы//Журнал «Нефтегазовая Вертикаль»/ - №20-2015.
5. Белова М., Выгон Г. Развитие мирового рынка СПГ: вызовы и возможности для России.// Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО/ - 2013.
6. Мельникова С. Развитие мирового рынка СПГ и перспективы экспорта сжиженного газа из России./ИМЭМО РАН. – 2013.
7. Материалы II Международного Конгресса «LNG Russia 2015», 31 марта - 2 апреля 2015
8. Сайт II Международного Конгресса «LNG Russia 2016»: <http://www.lngrussiacongress.com>
9. Телегина Е.А. Углеводородная экономика. Издание второе, переработанное и дополненное. Часть 1 – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. – 197 с.
10. Телегина Е.А. Углеводородная экономика. Издание второе, переработанное и дополненное. Часть 2 – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. – 179 с.
11. Синицын В.В. Конвергенция цен на природный газ и характеристик ценовой волатильности на рынках Европы и азиатских стран АТР/ Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика. М.:ИМЭМО, 2016

## Часть III. Эволюция мировых рынков нефти и природного газа

Синицын В.В.

### Конвергенция цен на природный газ и характеристики ценовой волатильности на рынках Европы и азиатских стран АТР

Спотовые сделки на рынках природного газа еще до середины 2000-х годов занимали незначительный объем, который не превышал 5% от общего оборота СПГ. Но уже, начиная с 2006 г. начинается резкий рост: к 2008 г. объем спотовых торгов достиг 13%, к 2010 г. уже 18%, а к 2013 г. трети мировой торговли СПГ осуществлялось на краткосрочной основе. На этом же уровне зафиксировалось значение спотовой торговли и в 2014-2015 гг. С одной стороны это обусловлено тем, что в период кризиса происходило падение спотовых цен, т.к. снижение спроса вызвало избыток не законтрактованного СПГ, а так же осуществление перепродажи из долгосрочных контрактов невостребованного газа. Такой же избыток предложения над спросом на рынке СПГ сохраняется и по настоящее время, регазификационные мощности превосходят спрос более чем в два раза.

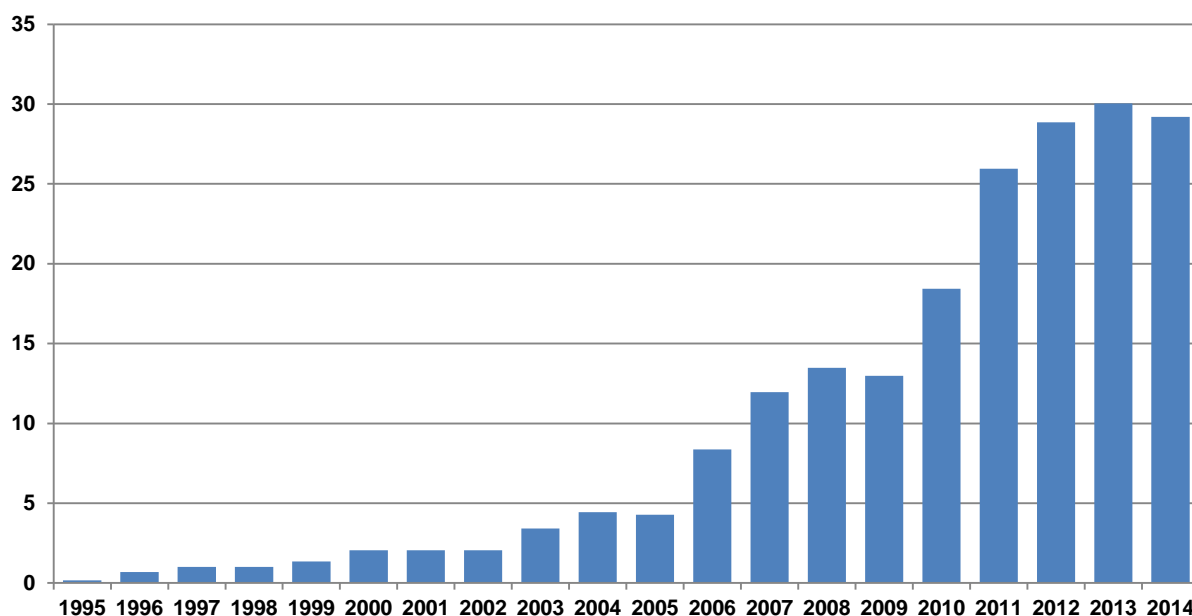


Рисунок 1. Доля спотовых сделок в общем объеме торгов СПГ в мире, %.

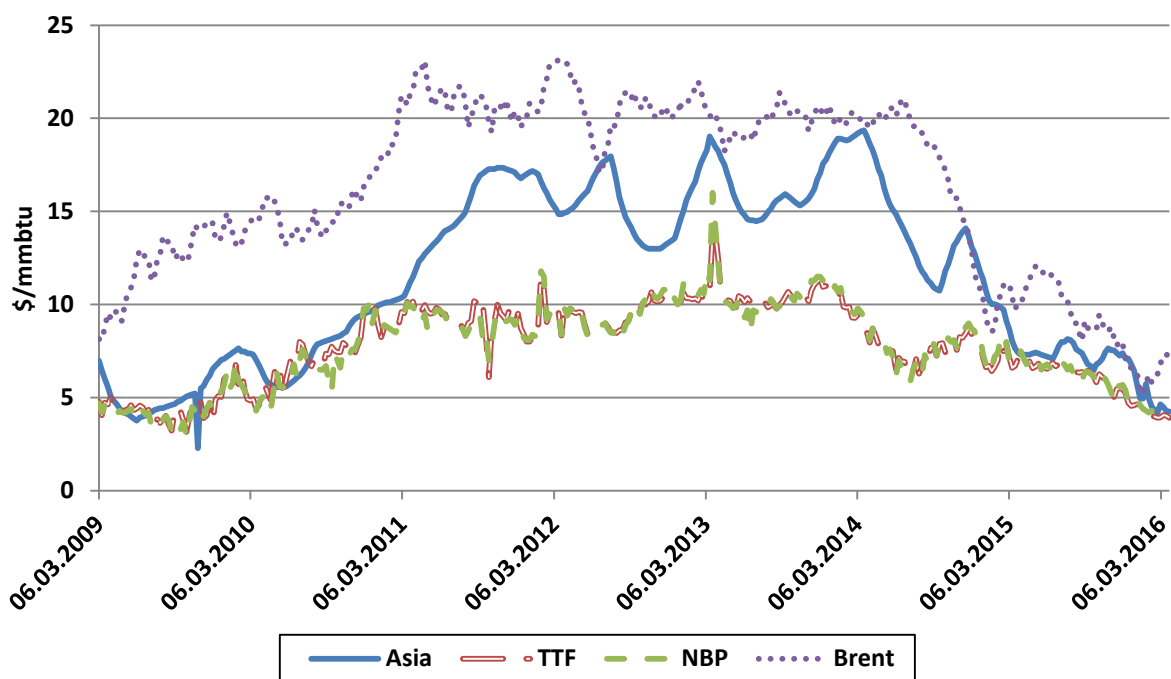
Источник: по данным IGU и GIGNL.

Финансовый кризис 2008 года оказал значительное влияние как на спрос на природный газ так и на нефтепродукты, что и создало высокую неопределенность вокруг будущих тенденций потребления. Послекризисное восстановление спроса на СПГ Китая, Южной Кореи, Тайваня и Индии в период после 2009 периода и восстановления экономики привели к медленному сдвигу в торговле СПГ из Европы в Азию. Наиболее важную роль в данном сдвиге сыграли интенсивный экономический рост в Китае и остановка атомных электростанций в Японии, последовавшая после аварии на АЭС “Фукусима” в 2011 г. Остановка атомной генерации, на которую Япония возлагала большие надежды в

собственной энергетической стратегии, могла повлечь за собой увеличение импорта углеводородов в Японию, что возможно спровоцировало бы рост цен на энергоносители на энергетических рынках.

С 2008 г. по 2010 г. цены на нефть не превышали значение 90 \$/баррель (Brent) и лишь к началу 2011 г. цены восстановились до уровня выше 100 \$/баррель (Brent) и, кроме того с середины 2012 г. и почти до конца 2014 г. они остались в диапазоне от 100 до 120 \$/баррель (Brent). С конца 2014 г. цена на нефть начала падать и в 2015 г. стоимость составляла примерно 50 \$/баррель (Brent). Цена спотового СПГ в азиатских странах АТР демонстрировала сильную корреляцию с ценами на нефть Brent, отставая от нее на 4–5 месяцев. Такая тенденция наблюдалась до конца 2014 г., после же падения цен на нефть произошла отвязка от цены Brent.

Цена на азиатском рынке СПГ конвергировала со спотовыми ценами на природный газ на европейских биржах в период с марта 2009 г. по март 2011 г. (рисунок 2). Новый период конвергенции между данными рынками наблюдается с марта 2015 г. В исследовании было сделано предположение, что между азиатским и европейским рынками стали действовать одни фундаментальные факторы.



**Рисунок 2. Спотовые цены на СПГ.**

Источники: по данным Bloomberg.

Для проверки предположения были взяты торгуемые спотовые цены на природный газ на основных европейских биржах (NBP и TTF), азиатских (JKM) и цена нефти Brent. NBP является крупнейшим хабом в Европе, организованным в 1996 г. NBP стал ключевым центром в торговле газом, на котором с конца 90-х годов почти ежемесячно увеличивалось количество участников и соответственно росли объемы торгов. Это было обусловлено двумя взаимосвязанными факторами: Великобритания раньше других стран приступила к либерализации газового сектора, а также происходил рост доли импортного газа при снижении собственной добычи. Однако, постепенно с развитием других торговых площадок доля британского хаба на рынке падает. На сегодняшний день наиболее активно торгуемым газовым хабом является TTF. На двух хабах происходит

большая часть всех совершаемых торгов в Европе. ЖКМ является оценочным индексом цен на СПГ по спотовым контрактам в Японию и Южную Корею. Исходные данные, первоначально выраженные в разных ценовых единицах, были приведены к одному общему виду – доллар за миллион британских тепловых единиц.

Для начала, произведем расчеты обобщенных характеристик временных рядов. Анализируемый временной ряд целесообразно разбить на две части: 2009-2015 гг. и 2015-2016 гг. (т.е. до и после падения цен на нефть).

**Таблица 1.**

**Обобщенные характеристики временных рядов, 2009-2015 гг.**

2009-2015 гг.	Обобщенные характеристики временных рядов		
	NBP	TTF	ЖКМ
	Абсолютные значения		
Среднее	8,1178	8,1743	12,3429
Стандартное отклонение	2,3066	2,1830	4,6303
Эксцесс	-0,3347	-0,5082	-1,1510
Асимметрия	-0,3986	-0,5677	-0,4249

Источники: расчеты автора по данным Bloomberg.

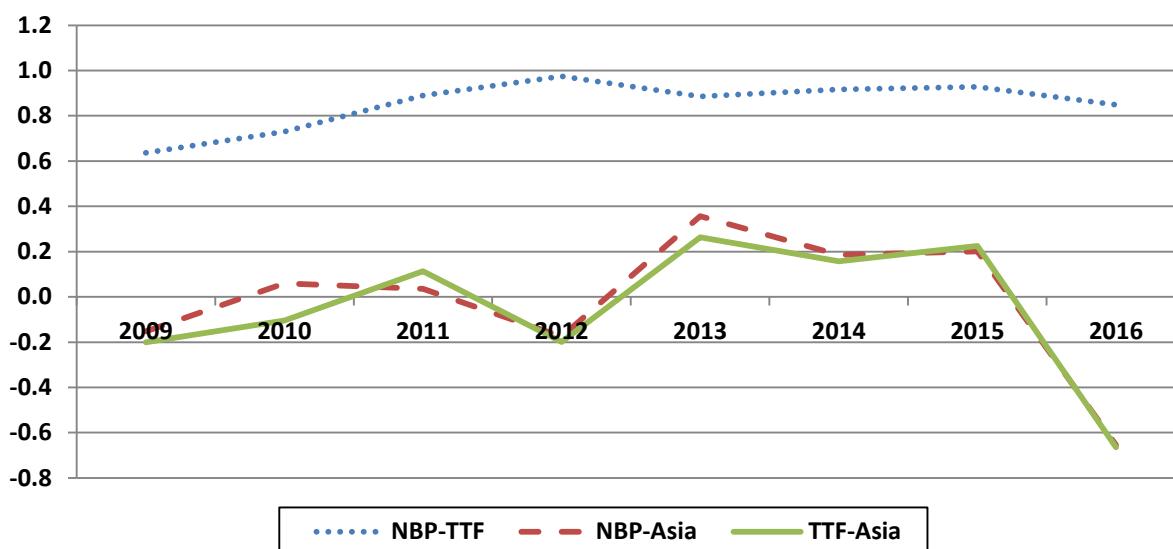
**Таблица 2.**

**Обобщенные характеристики временных рядов, 2015-2016 гг.**

2015-2016 гг.	Обобщенные характеристики временных рядов		
	NBP	TTF	ЖКМ
	Абсолютные значения		
Среднее	6,1121	6,0128	7,3402
Стандартное отклонение	1,1238	1,1444	1,6848
Эксцесс	-0,7891	-0,7575	0,4988
Асимметрия	-0,3822	-0,5954	0,2637

Источники: расчеты автора по данным Bloomberg.

Цены на спотовые сделки газом на азиатском хабе отличаются почти в 2 раза повышенной волатильностью по сравнению с европейскими вплоть до конца 2014 г. Однако после падения цен на нефть, данный показатель выравнивается. Было сделано предположение, что благодаря одновременному сближению характеристик волатильности спотовых цен на газ на европейском и азиатском рынках, возможно существует коинтеграция между газовыми хабами.



**Рисунок 3. Коэффициент скользящей корреляции между европейскими и азиатским рынками**

Источники: Расчеты автора по данным Bloomberg.

Насколько коинтегрированы цены на хабах между собой? Оказалось, что цены на европейских и азиатских газовых хабах не обнаруживают тенденций к коинтеграции (рисунок 3). Значения коэффициента скользящей корреляции до 2016 г. один раз выходили за пределы 0,3. В 2013г. даже после падения цен на нефть показатель скользящей не поднялся выше порогового значения. На европейских же биржах видна устойчивая коинтеграция, начиная с 2011г. превышающая значение 0,8. Таким образом исследование показало, что предположение оказалось неверным, спотовую цену на газ в европейских и азиатских хабах диктуют разные фундаментальные факторы.

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

- Постепенное сближение спотовых цен с начала 2015 г. способствовало и сближению характеристик волатильности на европейских и азиатском газовых рынках, которая возможно сохранится до конца текущего года;
- Вместе с тем оснований для вывода о формировании ценовой коинтеграции на двух региональных рынках нет. Спотовые цены на природный газ в Европе и АТР определяются разными группами фундаментальных факторов (либо возможно, что временной период для анализа коинтеграции еще слишком мал).

#### **Список использованной литературы**

1. International Gas Union, World LNG Report, 2015 Edition.
2. The International Group of Liquefied Natural Gas Importers, The LNG Industry in 2014.
3. Мировой рынок природного газа: новейшие тенденции / Рук. авт. кол-ва – С.В. Жуков. М., ИМЭМО РАН, 2009.
4. The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets, Oxford Institute for Energy Studies, 2015.
5. Bloomberg, электронный источник: [www.bloomberg.com](http://www.bloomberg.com)

## Сравнительный анализ двух механизмов формирования цен на СПГ в АТР

### 1. Введение

В 2012 году было принято окончательное инвестиционное решение для проекта СПГ-терминала, «Сабин Пасс СПГ», первого в США проекта по экспорту СПГ кроме «Кэннай СПГ» в Аляске, который запущен в 1969 году. Цены на долгосрочные контракты «Сабин Пасс СПГ» привязаны с ценами газового хаба в Северной Америке. С тех пор широко обсуждалось влияние и ценовая конкурентоспособность американского СПГ на мировом рынке. Ожидалось, что СПГ-проекты в США будут одними из наиболее конкурентоспособных в мире. Ввиду разницы между ценами на СПГ, связанными с высокими ценами на сырую нефть и низкими ценами на Генри Хаб,<sup>65</sup> ожидалось, что американский СПГ будет конкурентоспособен на мировом рынке вплоть до конца 2014 года. Однако с июля 2014 года цены на сырую нефть упали более чем в 50%, со \$100/баррель меньше \$50/баррель. Сейчас ситуация такова, что американский СПГ потерял своё ценовое преимущество на рынке после того, как упали цены на сырую нефть. Поскольку рыночная конъюнктура очень изменчива, необходимо провести тщательный сравнительный анализ цен на СПГ на разных уровнях цен сырой нефти и Генри Хаба.

### 2. Механизм формирования цен на СПГ контракты

Стоимость долгосрочных контрактов СПГ в АТР будет основываться на двух независимых друг от друга механизма формирования цен. До запуска «Сабин Пасс СПГ» в феврале в 2016 году традиционные долгосрочные контракты на продажу сжиженного природного газа в АТР в определённой степени связаны с ценами на сырую нефть через параметр, называемый «наклоном кривых А». Цены на СПГ в Азиатско – Тихоокеанском регионе связаны с ценами на сырую нефть, начиная с 1970-х годов.<sup>66</sup>

В долгосрочных СПГ контрактах в АТР существуют 2 параметра: наклон кривых «А» и констант «В». Величина «А» в СПГ контрактах называется «наклоном кривых А» СПГ-контрактов.<sup>67</sup> Она обозначает степень привязки цен на СПГ к сырой нефти. Константа «В» в СПГ контрактах показывает стоимость транспортировки СПГ на условиях DES.<sup>68</sup> Значение «В» близко к нулю для большинства контрактов поставки для контрактов «ФОБ».<sup>69</sup> «А» и «В» согласовываются между покупателем и продавцом. Цены большинство долгосрочных СПГ-контрактов связаны со средней импортной стоимостью JCC.<sup>70</sup>

<sup>65</sup> Генри Хаб (Henry Hub): газовый хаб в штате Луизиана, США. Цены на Генри Хаб стандартная цена для формирования цен на долгосрочные контракты американских СПГ проектов.

<sup>66</sup> «Цена Энергии», Секретариат Энергетической Хартии, 2007

<sup>67</sup> «А» в формулах СПГ контрактов называется «наклон кривых А» или «коэффициент «А»

<sup>68</sup> «Destination Clause» или «Пункт назначения»: В соответствии с условиями подразумевается, что газ нельзя экспортировать в третьи страны. Импортёр – конечный потребитель

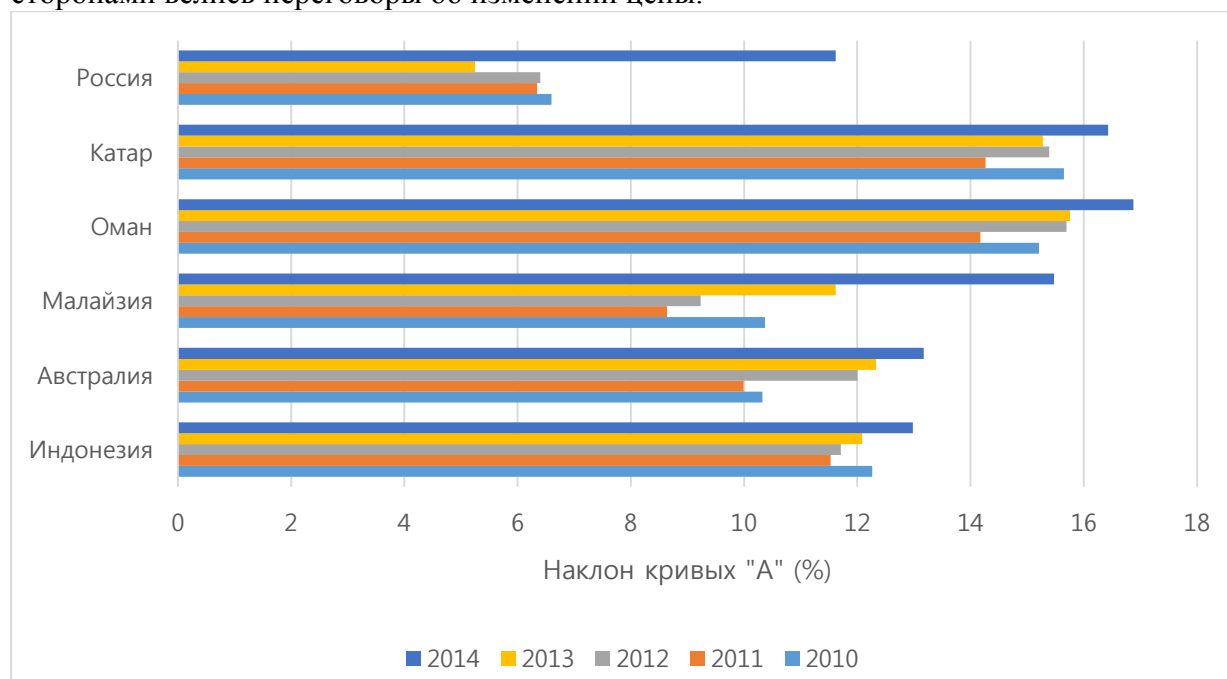
<sup>69</sup> The Pricing of Internationally Traded Gas, OIES, 2012

<sup>70</sup> JCC «японская таможенная цена» на сырую нефти или «японской нефтяной корзины»: средняя импортная цена на нефть в Японии

Американские экспортёры СПГ стали использовать совершенно иной механизм ценообразования для долгосрочных контрактов на поставку СПГ. Цены на сжиженный природный газ будут привязаны с ценами на узел природного газа Генри Хаб, находящегося в штате Луизиана США. Прибыль американских СПГ проектов будет гарантирована ежегодной фиксированной платой (фиксированная плата для сжижения), отражающей капитальные издержки. Покупатели должны оплачивать стоимость сжижения вне зависимости от того, импортируют ли они СПГ или нет. Цены JCC и Генри Хаб меняются независимо друг от друга, часто они движутся в разных направлениях.

### 3. Наклон кривых «А» СПГ контрактов в Японии и Южной Корее

Рисунки 1 и 2 показывают наклон кривых «А» СПГ контрактов по поставщикам в Японии и Южной Корее на основе средних импортных цен СИФ на СПГ в двух странах. Они не полностью отражают наклон кривых «А» каждого контракта потому что данные об импортных ценах на СПГ, предоставленные в таможенной статистике, включают в себя как спотовые-цены, так и цены на СПГ долгосрочных контрактов. Тем не менее, эти графики полезны тем, что помогают проследить наклон кривых «А» СПГ контрактов по поставщикам. Уровень наклона кривых «А» для корейских контрактов несильно варьируется в период с 2011 по 2014 год, за исключением малазийского СПГ в 2013 году по сравнению с 2012-м и российского СПГ в 2014 году по сравнению с 2013. Причина резкого роста наклона кривых «А» в малазийских контрактах в 2013 году заключается в пересмотре условий долгосрочных контрактов между малайзийской государственной компанией «Петронас» и «Когаз». <sup>71/72</sup> Наклон кривых «А» в южнокорейских контрактах с Россией в 2014 году также вырос, но в СМИ нет подтверждений того, что между двумя сторонами велись переговоры об изменении цены.



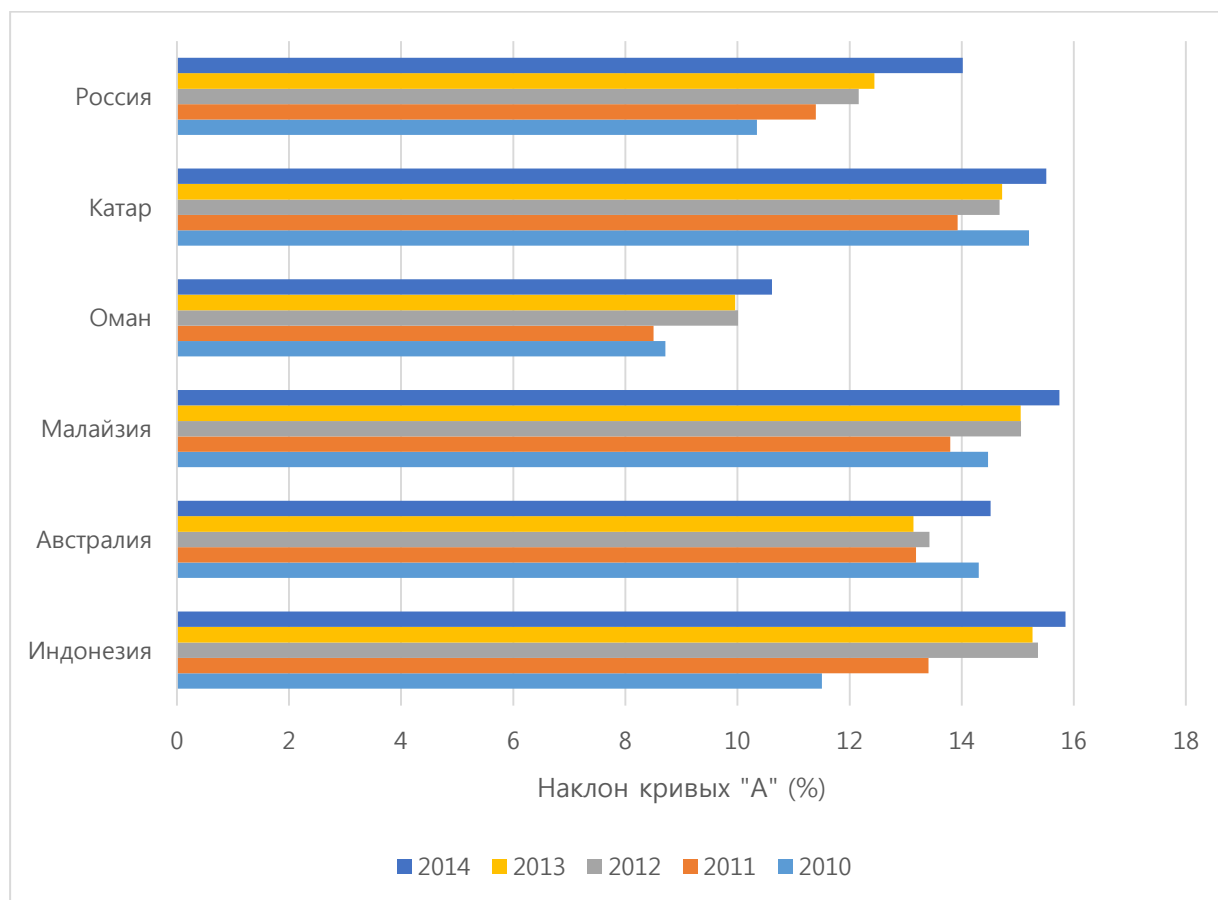
**Рисунок 1. Наклон кривых СПГ контрактов в Южной Корее по источникам СПГ**  
 Источник: А.А.Конопляник/Чжинсок Сун по таможенным данным Южной Кореи

<sup>71</sup> Корейская Газовая Корпорация

<sup>72</sup> ICIS, Февраль, 2014



Наклон кривых «А» СПГ контрактов в Южной Корее по поставщикам варьируется в диапазоне от 5,5 до 16,5 процентов. Наклон кривых «А» для контрактов с Россией с 2010 по 2013 годы находится в пределах 5-7 процентов. Наклон кривых «А» СПГ контрактов для остальных составляет от 8,5 до 16,5 процентов.



**Рисунок 2. Наклон кривых СПГ контрактов в Японии по поставщикам СПГ**  
 Источник: А.А.Конопляник/Чжинсок Сун по таможенным данным Японии

Диапазон наклона кривых «А» СПГ контрактов в Японии по поставщикам составляет от 8,5 до 15,5 процентов. Если исключить наиболее дешёвый оманский СПГ, наклон кривых «А» варьируется от 10,5 до 15,5 процентов. Диапазон наклона кривых «А» в Японии уже, чем для Южной Кореи. Несмотря на то, что наибольшая величина наклона кривых «А» в Южной Корее больше, чем в Японии, средняя импортная цена на СПГ выше в Японии (Рисунок 3).

#### 4. Сравнительный анализ цен на СПГ с индексацией к JCC и Генри Хабу

Цены на СПГ в АТР формируются с помощью двух механизмов ценообразования – индексации к JCC и к Генри Хабу. Это исследование проводится с целью выявить ценовую конкурентоспособность этих двух разных механизмов ценообразования, основанных на разных динамиках цен.

Для исследования взят следующий, наиболее вероятный, диапазон цен для JCC и Генри Хаба:

- Цены на СПГ в контрактах на основе JCC contracts с наклоном кривых «А» от 13%

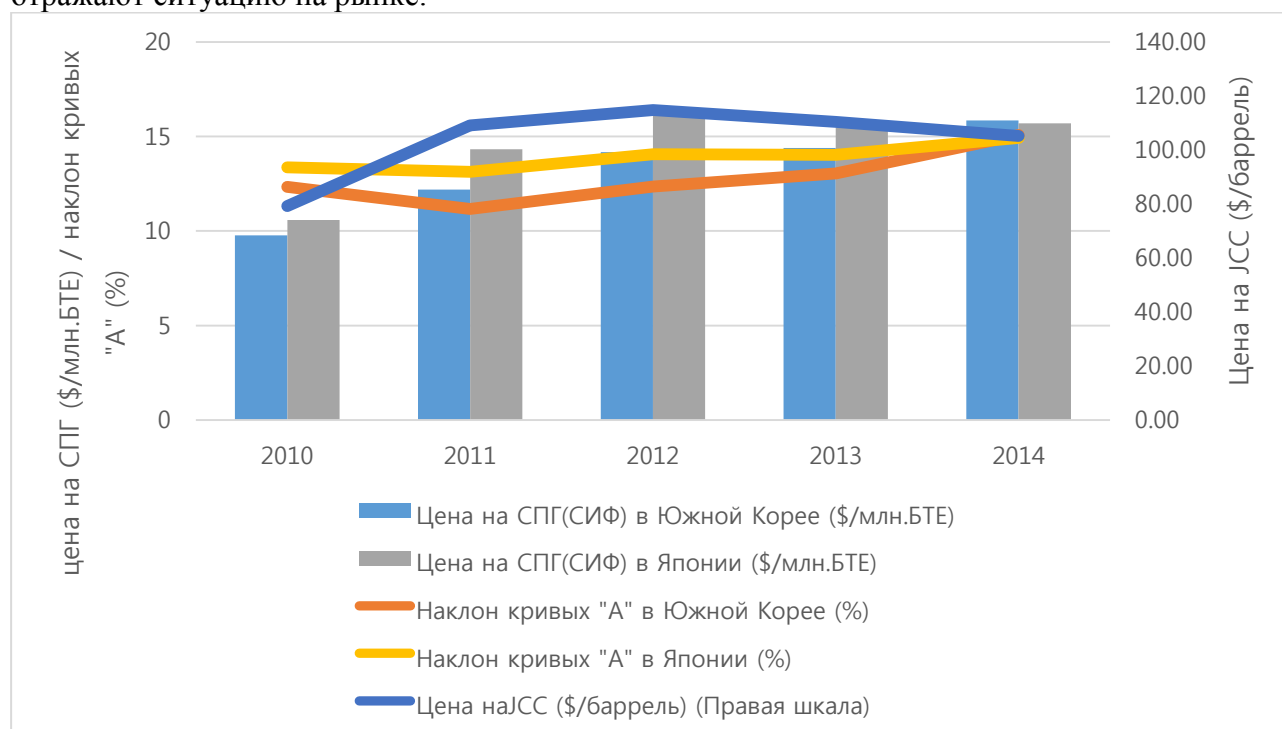
до 16%.

- Уровень цен Генри Хаба: \$2/мббту, \$3/млн.БТЕ, \$4/ млн.БТЕ и \$5/млн.БТЕ, \$6/млн.БТЕ

- Применение формулы контрактов «Сабин Пасс СПГ» для «Когаз»

$P(\text{СПГ}) = P(\text{Генри Хаб}) * 115\% + (\text{фиксированная плата } \$3/\text{млн.БТЕ}^{73} + \text{стоимость фрахтовых ставок СПГ из Мексиканского залива до Японии/Южной Кореи } (\$3/\text{млн.БТЕ})^{74}$

Тогда как средняя величина наклона кривых в контрактах СПГ для Японии составляет 13-15% (Рисунок 3), наклон от диапазона от 13 до 16% выбран, чтобы расширить охват исследования и сделать возможным анализ различных ситуаций на рынке, в особенности ценовую конкурентоспособность СПГ с ценной проиндексированной к JCC с высокими значениями наклона кривых «А». Диапазон цен Генри Хаба выбран от \$2 до \$6/млн.БТЕ, так как уровень цен на Генри Хаб за 2010-2015 гг. попадает в эту категорию, за исключением цен в апреле 2012 года (\$1.95/ млн.БТЕ) и декабре 2015 года (\$1.93/млн.БТЕ).<sup>75</sup> Таким образом, диапазоны, исследуемые в работе, отражают ситуацию на рынке.



**Рисунок 3. Средний годовой наклон кривых СПГ контрактов в Японии и в Южной Корее**

Источник: А.А.Конопляник/Чжинсок Сун по таможенным данным Японии и Южной Кореи

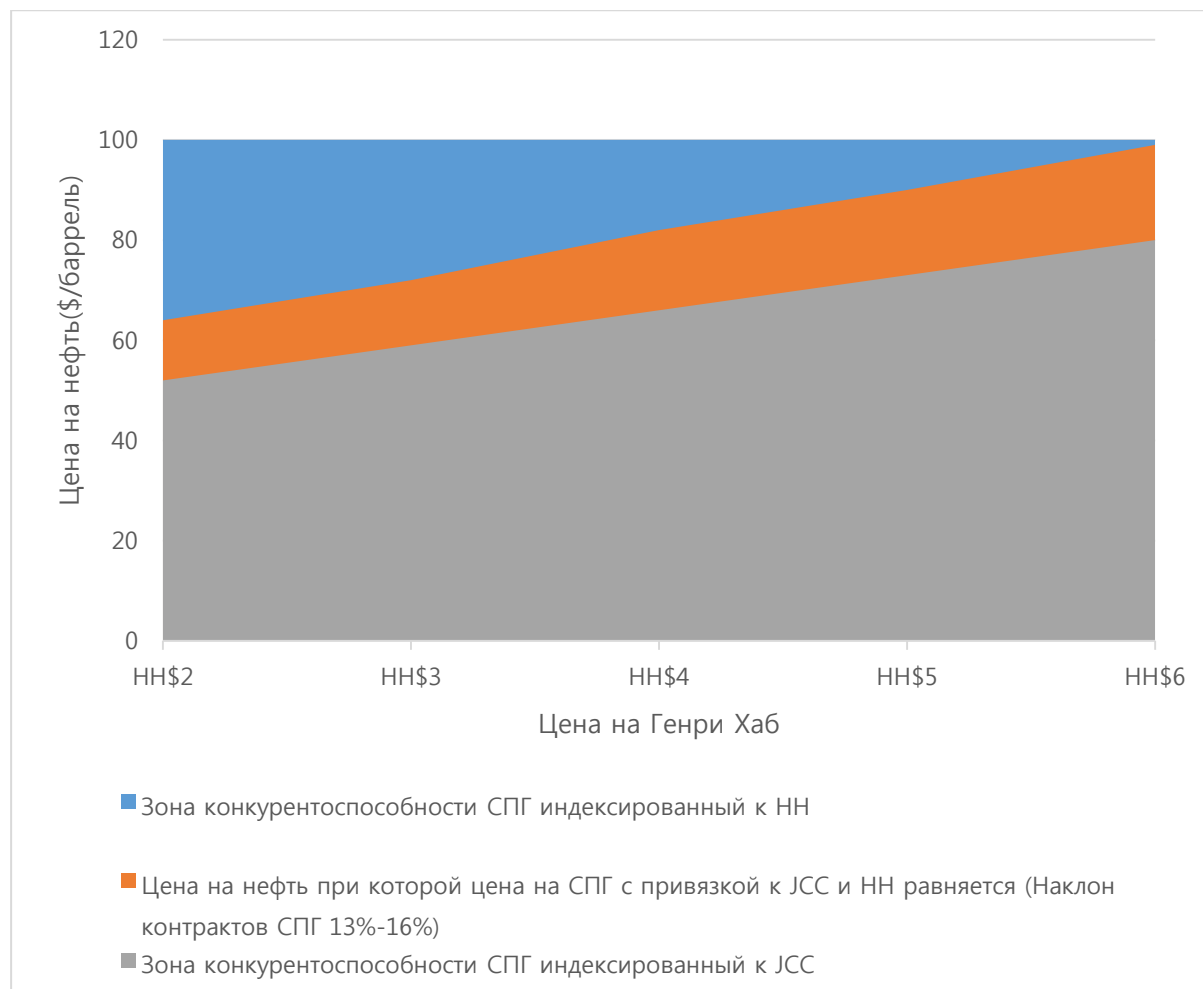
Серая область на Рисунке 4 обозначает зону, где СПГ индексируемого к JCC конкурентоспособен по цене с американским СПГ по ценам Генри Хаба от \$2/ млн.БТЕ до \$6/ млн.БТЕ. Красная область обозначает зону, где цены СПГ с привязкой к JCC и Генри

<sup>73</sup> «Cheniere Energy Annual Report», 2014

<sup>74</sup> «The Asian Quest for LNG in a Globalizing Market», МЭА, 2014

<sup>75</sup> «Natural Gas Price», EIA

Хабу равны. Голубым цветом показана зона, где СПГ из Америки конкурентоспособен по цене с СПГ с нефтяной привязкой в Восточной Азии. В нижней части красной области находятся цены на СПГ индексированного к ЖСС с наиболее высокими значениями наклона кривых, а в верхней ее части – цены с наименее низкими значениями наклона. СПГ с более высоким процентом наклона кривых нужны низкие цены на нефть для того, чтобы конкурировать по цене с более дешёвым американским СПГ.



**Рисунок 4. Зона конкурентоспособности СПГ с привязкой к ЖСС и Генри Хаб**

Источник: Границы конкурентоспособности контрактных поставок на рынке СПГ в АТР при разных механизмах ценообразования: нет-бэк от стоимости замещения в АТР (нефтяная привязка - к ЖСС) vs. кост-плюс (газовая привязка - к Henry Hub), А.А.Конопляник/Джинсок Сун, СПГ Конгресс России, 2016

Таблица 1 показывает среднемесячные импортные цены на СПГ в Японии в августе и в декабре 2015 года при среднемесячных ценах ЖСС и Генри Хаба в \$59/баррель and \$2.77/млн.БТЕ в августе и \$43/баррель, а Генри Хаб \$1.93/млн.БТЕ в декабре. Если транспортировка СПГ стоит \$3/млн.БТЕ, цена американского СПГ в японских портах немного выше, чем среднемесячная импортная цена СПГ в августе 2015 г.. Среднемесячная импортная цена на СПГ в Японии в декабре 2015 примерно равна цене на СПГ из Америки в портах Японии, тогда как цена транспортировки СПГ из Мексиканского залива составляет \$3/млн.БТЕ. Цена на ЖСС, при которой ЖСС-

индексированный СПГ конкурентоспособен по цене с американским СПГ, ниже, чем в результатах исследования. Возможным объяснением является то, что S-образная кривая применялась к СПГ контрактам в Японии и цена на JCC достигала того уровня, когда S-образная кривая должна была использоваться согласно условиям контракта. В то же время, продолжающееся падение цен на сырую нефть отражено не полностью, так как должно пройти несколько месяцев, прежде чем изменение цены на нефть отразится на цене на СПГ (Рисунок 5).

**Таблица 1.**

**Цена на СПГ в Японии в августе 2015 г. и в январе 2016 г..**

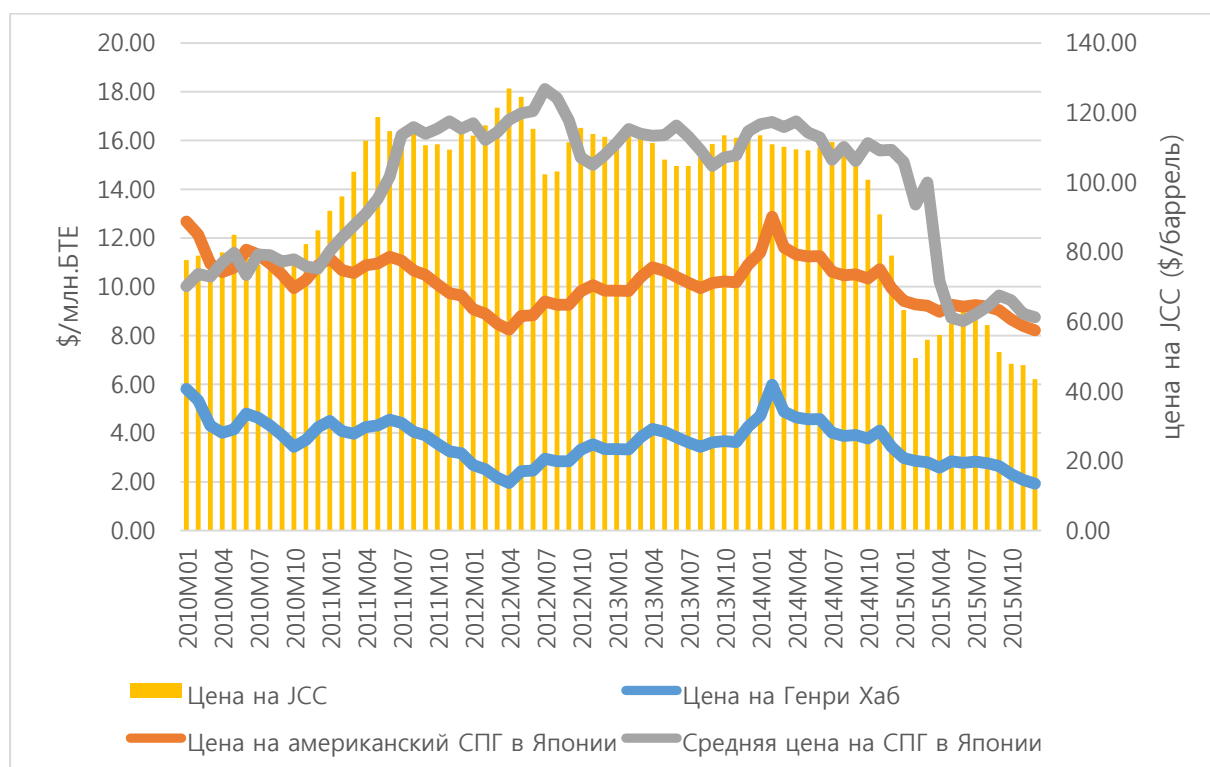
	август 2015 г. (\$/млн.БТЕ)	январь 2016 г. (\$/млн.БТЕ)
Цена на американский СПГ в Японии	9.1	8.2
Средняя импортная цена на СПГ в Японии	8.9	8.2
Цена на СПГ из России в Японии	9.0	7.5
Цена на СПГ из Австралии в Японии	8.6	8.1

Источники: таможенные данные Японии, EIA, годовой отчет Cheniere Energy 2014

Рисунок 5 отображает цены на JCC, среднемесячные цены на СПГ и цены на американский СПГ в Японии за период с января 2011 года по декабрь 2015. После пика цен на JCC в июле 2014 года, они начали снижаться, упав к декабрю 2015 года до менее 50 долл. за баррель. Несмотря на то, что цены на СПГ существенно снизились вслед за ценами на нефть, по оценкам, цены на американский СПГ могли бы оставаться в конкурентоспособном диапазоне с JCC-индексированным СПГ до конца 2015 года в силу очень низких цен Генри Хаба – около \$2/ млн.БТЕ. Цены Генри Хаба начали снижаться в 2011 как результат успешной разработки сланцевых месторождений газа в Америке.

В Северной Америке не было возможности экспортировать газ за пределы континента. Итогом увеличенного производства сланцевого газа и недостатком экспортных возможностей стало перенасыщение американского газового рынка и падение цен на Генри Хаб. Тем не менее, мощность экспорта СПГ в США к 2020 году, достигнет 100 миллиардов кубических метров и в то же время экспорт природного газа через трубопровод в Мексику растёт быстро. Объем экспорта газа в Мексику через трубопровод вырос примерно с 20 млрд. кубометров в 2014 г. до 30 млрд. в 2015 г. – на 50%.<sup>76</sup>

<sup>76</sup> «Natural Gas Statistics», EIA



**Рисунок 5. Цена СИФ на СПГ с привязкой к ЖСС и цена СИФ на СПГ индексированного к Генри Хабу в Японии**

Источник: World Bank Commodity Data, Petroleum Association of Japan, автор

## 5. Заключение

СПГ-проекты в США с мощностью производства более 65 млн. тонн газа в год будут запущены до 2020 года. У американских производителей сжиженного природного газа есть долгосрочные контракты не только с азиатскими, но и с европейскими и латиноамериканскими и трейдинговыми компаниями. В американских СПГ-контрактах нет правила «бери или плати» или положения о пунктах назначения. В то же время СПГ поставляется по долгосрочным контрактам и торгующим СПГ и располагающимся в странах на разных континентах. Следовательно, невозможно предсказать, какой объем американского сжиженного природного газа будет поставляться в страны Европы, Азии или Латинской Америки в будущем. Ожидается, что на восточноазиатском рынке СПГ США сохранит свою ценовую конкурентоспособность на уровне цены газа Генри Хаба \$2/млн.БТЕ или ниже и цены сырой нефти на уровне \$50/баррель. При более высоком уровне цен ЖСС, \$100/баррель Американский СПГ конкурентоспособен на рынках АТР, если цена газа на Генри Хаб превысит \$6/млн.БТЕ.

### Список использованной литературы

1. Секретариат Энергохартии, Цена Энергии, 2007
2. МЭА, The Asian Quest for LNG in a Globalizing Market, 2014
3. OIES, The Pricing of Internationally Traded Gas, 2012
4. Cheniere Energy, годовой отчет, 2014

5. Границы конкурентоспособности контрактных поставок на рынке СПГ в АТР при разных механизмах ценообразования: нет-бэк от стоимости замещения в АТР (нефтяная привязка - к JCC) vs. кост-плюс (газовая привязка - к Henry Hub), А.А.Конопляник/Джинсок Сун, СПГ Конгресс России, 2016
6. EIA, Natural Gas Statistics
7. Petroleum Association of Japan, цена на импортную нефть в Японии

## Формирование мирового рынка газа: проблемы и перспективы

Чуть больше чем пятьдесят лет назад запасы нефти на нашей планете превышали запасы природного газа почти вдвое. На сегодняшний день разведанные запасы природного газа в России и в мире практически сравнялись по своим показателям с нефтью и продолжают расти. Современное общество не может обойтись без использования природного газа, так как он экологически чище, дешевле по стоимости, имеет более простую транспортировку по трубопроводу и распределение, соответственно без газа становится все более проблематично развитие такой отрасли, как машиностроение, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности и др. Одним из приоритетных секторов, в котором используется природный газ - это коммунальный сектор. Собственно, еще одним плюсом использования природного газа, является то, что он способствует автоматизации технологических процессов, повышению качества продукции и снижению ее стоимости, а так же, что не мало важно, увеличивает производительность труда. И конечно основным преимуществом данного вида топлива является его экологичность.

Разведанные запасы газа - это объем газа, который доказан в залежах современными геологическими методами и возможен к добытию современными существующими методами.

Список стран по доказанным запасам природного газа основан на оценках ВР в опубликованном Статистическом обзоре мировой энергетики 2014 (Statistical Review of World Energy 2014) (рис.1.)

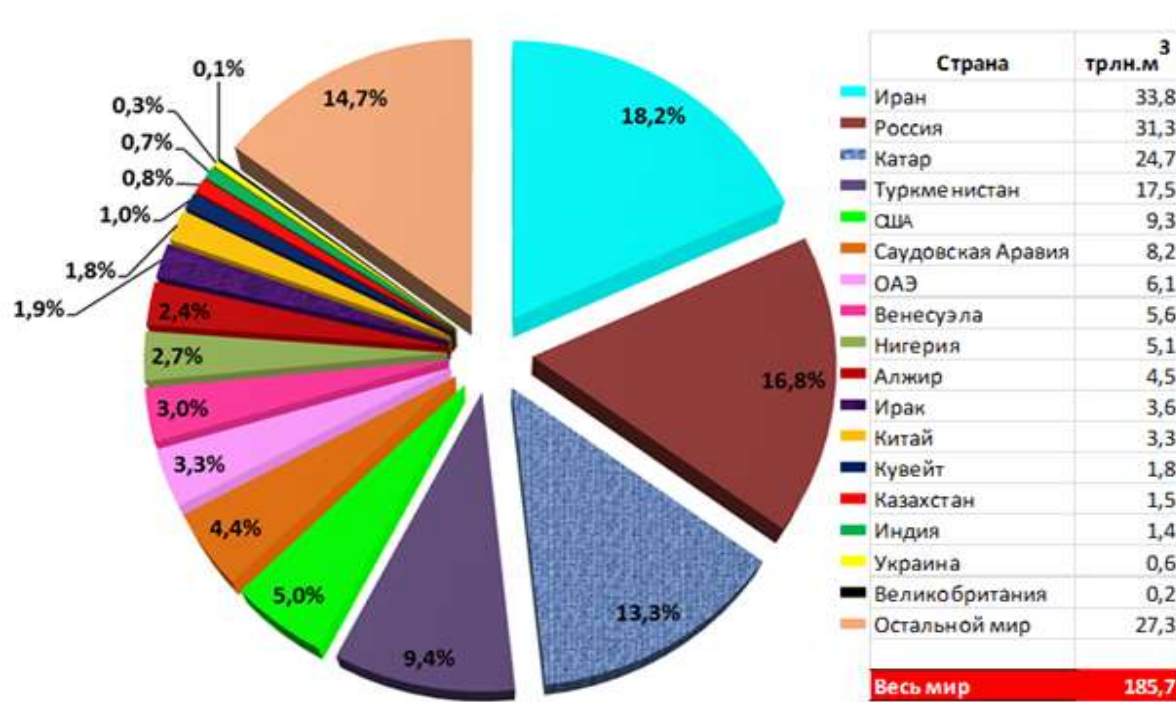
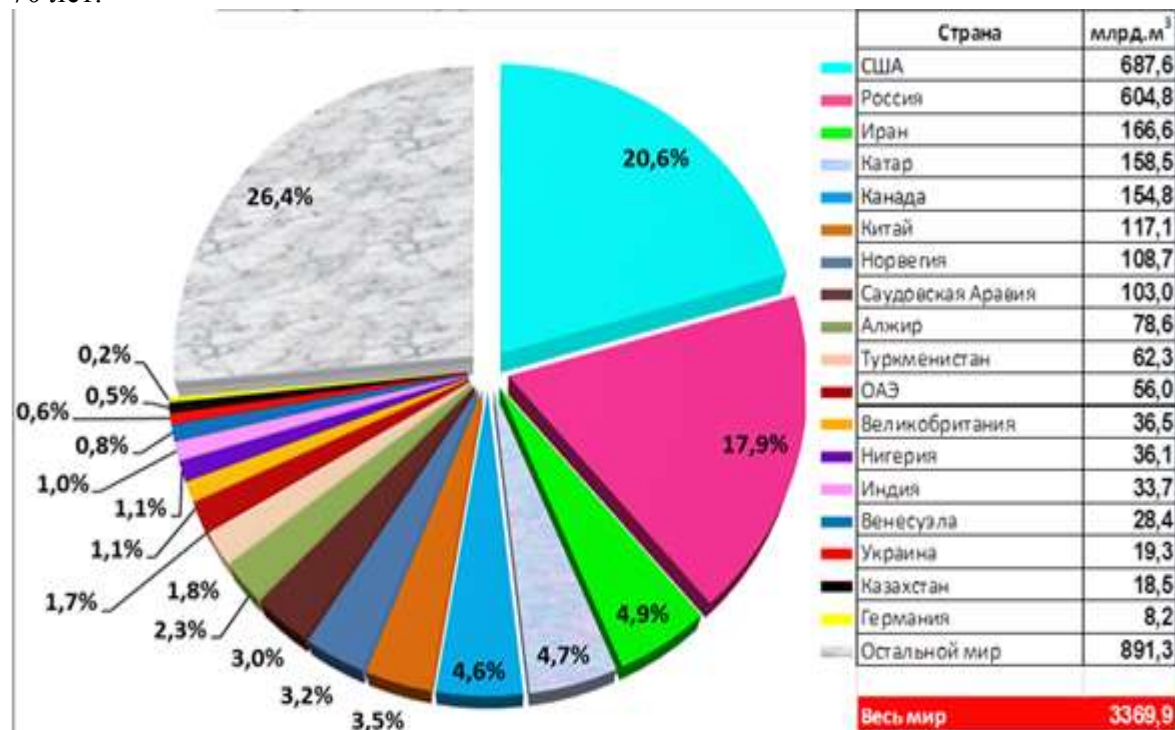


Рисунок 1. Мировые доказанные запасы газа 2014г.

Источник: Составлено автором по данным ВР Statistical Review of World Energy 2015

Исходя из рисунка 1, лидерами по запасам газа являются такие страны, как Иран, Россия, Катар, Туркменистан, США, Саудовская Аравия.

По оценкам экспертов и исходя из рисунка 1 можно говорить о 185,7 трлн.м<sup>3</sup> разведанных запасов газа. Еще около 125 трлн.м<sup>3</sup> газа предположительно скрыто в недрах земли. По некоторым источникам, человечеству этого газа должно хватить примерно на 70 лет.



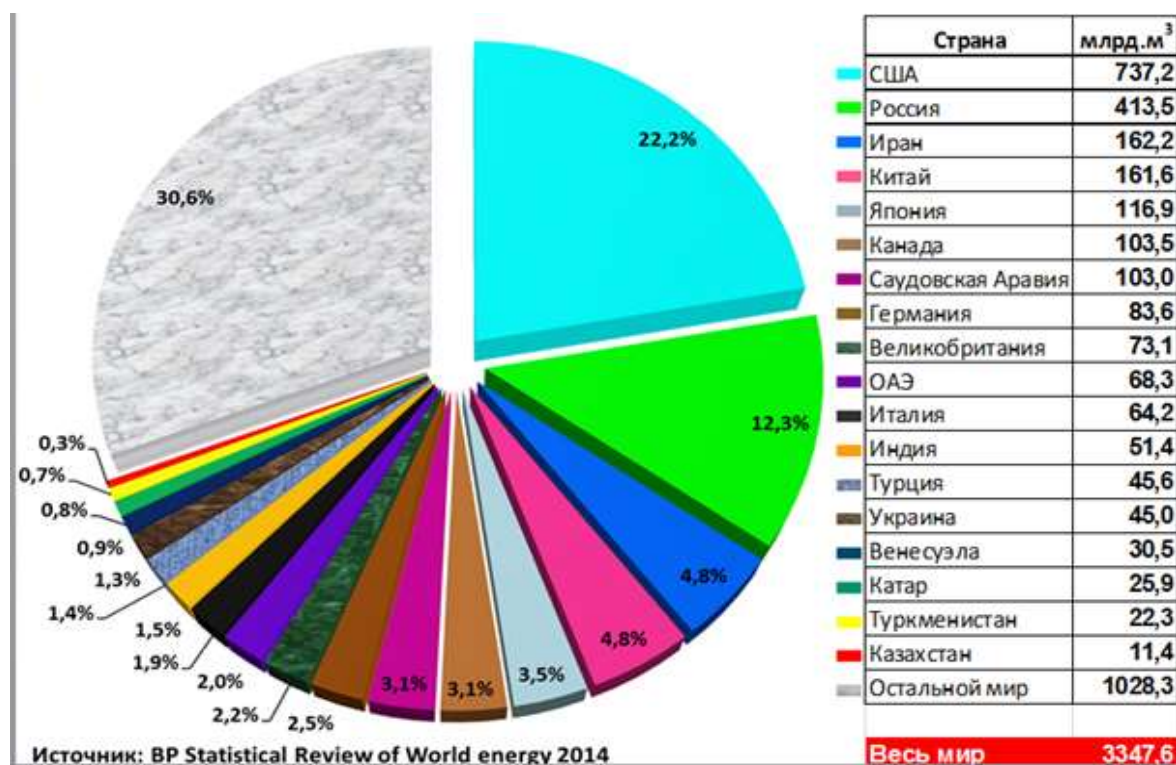
**Рисунок 2. Мировая добыча газа 2014г.**

Источник: Составлено автором по данным BP Statistical Review of World Energy 2015

Как мы видим из рисунка 2, ситуация выглядит несколько иным образом. На лидирующей позиции по добыче находятся США, добывающие 687,6 млрд.м<sup>3</sup> в год. Россия совсем немного уступает США, добывая 604,8 млрд.м<sup>3</sup> газа ежегодно. На 3-м месте находится Иран, добывающий 166,6 млрд.м<sup>3</sup> газа, как мы видим его отрыв от по добыче весьма приличный. Туркменистан, вошедший в топ стран по запасам газа (рис.1), занял 13-е место с показателем добычи в 62,3 млрд.м<sup>3</sup>.

При этом эксперты считают, что Туркменистан вскоре исправит данную ситуацию. Благодаря огромному импорту технологий из Китая и инвестициям Туркменистан планирует значительно нарастить добычу газа и довести свой экспорт только в Китай до 65 млрд кубометров к 2020 году.





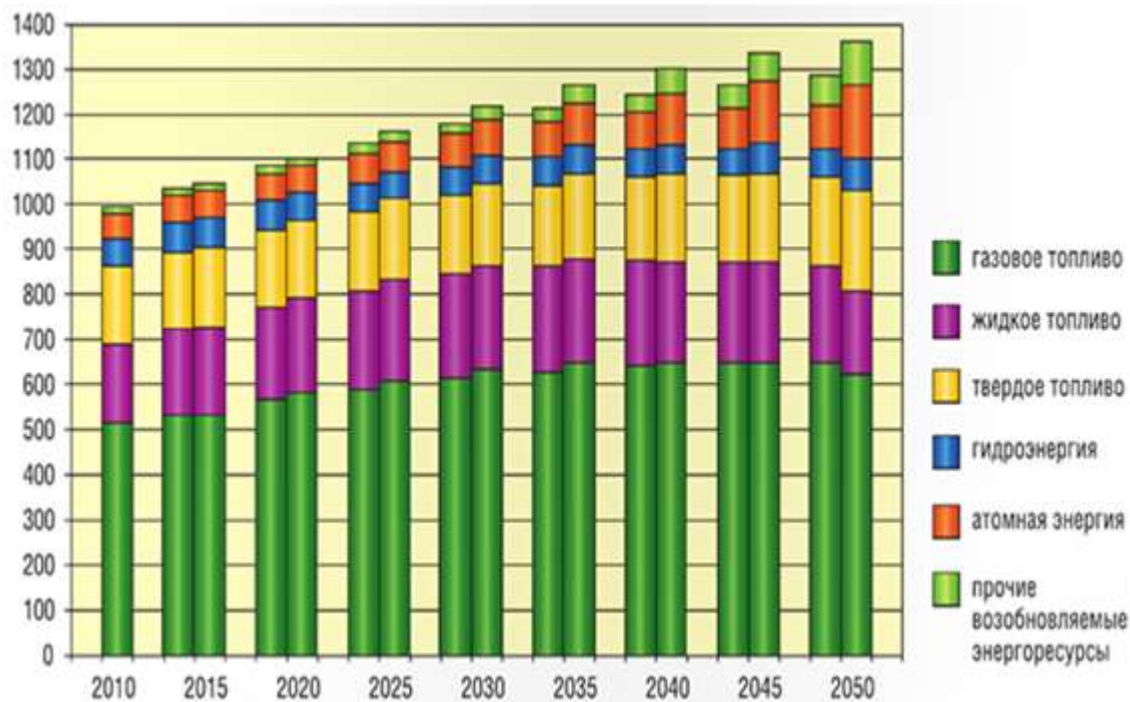
**Рисунок 3. Мировое потребление газа 2014г.**

Источник: Составлено автором по данным BP Statistical Review of World Energy 2015

Традиционными потребителями природного газа являются промышленность, транспортный сектор, где используется в сжиженном или компримированном видах, природный газ является эффективным моторным топливом, снижающий загрязнение атмосферы на 45-65%. Так же потребителями являются такие сектора, как сельское хозяйство, сфера услуг, домашние хозяйства и энергетический сектор.

В мире по масштабам производства и потребления газа имеются 4 крупнейшие энергетические державы: США, чья потребность в газе превосходит собственную добычу, Россия, Китай, Иран, их потребление составляет 22,2%, 12,3%, 4,8% и 4,8% соответственно (рис.3).

В последние десятилетия естественно очень резко вырос спрос на газ (рис 4), то есть становится все более весомой его доля в энергобалансах ведущих стран. Эксперты Международного энергетического агентства утверждают, что в горизонте до 2035 года из всех углеводородных энергоносителей положительную динамику покажет именно природный газ. Его экспансия в сегменте газомоторного топлива составит реальную конкуренцию традиционному горючему.



**Рисунок 4. Спрос на основные энергоресурсы, млн.т.у.т.**

Источник: Институт Энергетических Исследований Российской Академии Наук

Мировая тенденция такова, что газ будет вытеснять уголь и нефть, то есть своих конкурентов из энергетических отраслей в силу своих экологических преимуществ и экономичности. Это характерно, как для Западной Европы, так и для США, так и для развитых стран АТР. В России это явление приняло особенно большое значение, так как Россия является одним из крупнейших участников международных энергетических рынков и имеет лидирующие позиции в газовой отрасли, при этом высокая доля экспорта газовой продукции, и уникальная роль ТЭК в формировании бюджета страны делает исследование будущего мировой энергетики не только важнейшим внешним параметром для оценки перспектив отечественного ТЭК и разработки стратегии развития энергетики, но и для прогнозирования развития всей экономики страны в целом.

Поэтому существует необходимость создания долгосрочных механизмов экономического регулирования рынка газа, которые будут гарантировать стабильность и результативность газового бизнеса, а так же актуальность состоит в необходимости предотвращения рисков, связанных с изменчивой конъюнктурой энергетических рынков для развития мировой газовой отрасли и экономики РФ в целом.

Собственно ресурс природного газа не пополняется и не образовывается сам по себе, поэтому нужно предельно рационально его добывать и потреблять. Согласно данным BP Statistical Review of World Energy 2014 [2] можно говорить о 185,7 трлн.м<sup>3</sup> разведанных запасов газа. Еще около 125 трлн.м<sup>3</sup> газа предположительно скрыто в недрах земли. По некоторым источникам, человечеству этого газа должно хватить примерно на 70 лет. Лидерами по запасам газа остаются Иран, Россия, Катар, Туркменистан и США, а лидерами по добыче остаются США, Россия, Иран, Катар и Канада.

Говоря о весомой роли России на энергетических рынках, в данный момент существует напряженность между Европой и Россией в связи с событиями на Украине. Политики США и Евросоюза предлагают Европе отказаться от покупки российского газа

и получать его из другого источника. Россия поставила в Европу в 2013 году 161,5 млрд.м3 газа..

Рассмотрим на сколько это реально и кто может заменить Россию на европейском рынке газа.

Первый вариант –увеличить поставки газа за счет Норвегии. Но Норвегия не сможет существенно увеличить поставки газа в Европу в случае снижения закупок у России. К 2020 году Норвегия планирует нарастить добычу газа до 130 миллиардов кубометров в год с 110 млрд. кубометров в 2013 году. То есть Норвегия может дать дополнительно только 20 миллиардов кубометров в год.

Второй вариант –обеспечить Европу сланцевым газом из США. Однако, как отмечают эксперты, американский сланцевый газ из не в состоянии изгнать Россию из Европы. Для начала как Европе, так и США потребуется изрядно потратиться, чтобы построить инфраструктуру для экспорта сжиженного природного газа в Европу.

Аналитики журнала «Forbes» напоминают, что поставщики из США могут экспортировать СПГ в ЕС только морским путём.. На сегодняшний день в США работают четыре терминала СПГ, и из них только у одного, Корпус-Кристи, есть контракт с европейцами на поставки 20 млн кубометров СПГ в день. В апреле 2016 года США только начали экспортировать СПГ в Европу. А самой Европе еще нужна инфраструктура для приема танкеров СПГ. США и Европа решились весьма серьезно потратиться, поэтому цена американского газа как минимум сопоставима со стоимостью российского сырья, а скорее всего, и выше. Газ из США может стоить, по оценкам, максимум 4,3\$ за 1 млн.б.т.е, а газ из России сейчас - 5,8\$). В случае ценовой войны, Россия может опустить цену до 3\$.

Третий вариант- задействовать государства ближнего востока, а именно Иран и Катар. Ставка на иранский газ тоже имеет мало общего с реальностью. После введения экономических санкций, которые, кстати, поддержал ЕС, на рынок Ирана пришли компании Китая, которые полностью контролировали нефтегазовый комплекс Ирана и активно ведут работы по разработке крупнейшего газового месторождения на планете "Южный Парс" и основные объемы газа из Ирана будут направлены в Китай.

Также существенной долей в этом месторождении владеет Катар, который поставляет газ в Японию. После того как Япония отключила свои атомные станции, им нужно в год 157 млрд. кубометров газа. Япония установила самые высокие цены на газ в мире, поэтому почти 40,8 %, газа из Катара идет в Японию а также в Южную Корею 16,3 %, Сингапур 11,8 %, Таиланд 4,6 %, Индию 4,4 %.

Европа не прочь получать газ из Туркмении. Но твердость позиции Ашхабада – продавать газ исключительно на своей границе – периодически остужает их пыл. На ближайшие пять лет Туркмения имеет законтрактованные Китаем поставки 65 млрд. кубов природного газа в год. Сильного желания добавить рынок Европы к уже имеющимся – иранскому и российскому – пока у Ашхабада не возникает. Да и нет никакого резона Ашхабаду портить отношения с Москвой. А Китай заинтересован в том, чтобы в долгосрочной перспективе газ Туркмении шел в его сторону и совсем не заинтересован в том, чтобы какая-то его часть уходила на Запад, а именно в Европу.

Заменить российский газ альтернативными источниками слишком дорого. Развитие атомной программы подлежит сокращению, что потребует дополнительных поставок газа в Европу. Только Германии после закрытия АС потребуется дополнительно 35млрд.кубометров газа.

Таким образом потеснить Россию с газового рынка Европы в данный момент весьма проблематично. Россия останется главным поставщиком газа в Европу как

минимум еще лет 20-30. И если же Россия сможет в дальнейшем успешно развить транспортную инфраструктуру и инфраструктуру по сжижению газа на востоке страны, то она сможет использовать выгоды своего географического положения и останется одним из главных игроков на газовом рынке.

Говоря о необходимых условиях формирования мирового рынка газа следует сказать, что поставка газа, как правило, отличается своей неравномерностью. Эта особенность вызвана разными способами формирования цен в условиях краткосрочной и долгосрочной торговли, которые в конкурентных условиях очень существенно различаются.

Однако формирование мирового рынка газа требует нечто большего, чем рост спроса, многочисленных запасов и конкурентных цен.

Частным компаниям необходимо предоставить достаточные финансовые и человеческие ресурсы, а государственным компаниям решить вопрос с противоречиями между привлекательностью СПГ и другими политическими и социальными императивами.

Банковскому бизнесу и прочим кредиторам необходимо быть уверенными в финансовой состоятельности предоставленных газовых проектов. Все участники сделки должны быть готовы выдержать изменение цен в положительную или отрицательную сторону на газовом рынке.

Высокие цены на энергию могут подорвать развитие рынка газа, вызвав разногласия между правительствами и иностранными компаниями за раздел прибыли. Из-за колебаний спроса, финансовых трудностей или же националистических настроений, правительства могут решиться на пересмотр существующих на данный момент договоренностей, чтобы добиться более высоких цен на свои энергетические ресурсы в ущерб потребителям.

Очевидно, что крупные газовые проекты для успешной реализации в будущем, должны заключаться на справедливых и равных условиях, для всех сторон условиях.

Так же необходимо создание новых налоговых схем, которые позволили бы отразить уровень риска и ожидаемого дохода от инвестирования в развитие газового бизнеса.

Говоря о перспективах развития рынков газа, анализируя прогнозы, предложенные различными агентствами [2,3,4], можно сделать выводы о том, что при выборе основных трендов влияющих на прогнозы энергопотребления, компании за «точку отсчета» взяли рост населения планеты т.к. он остается ключевой движущей силой спроса на энергию. Население увеличится на 25% и достигнет 9млрд.человек. к 2040г.

Основной рост населения сместится в Африку и Индию притом, что население Китая почти не изменится.

Рост населения приведет к увеличению мирового ВВП, следовательно увеличится потребность в энергии.

При этом несомненна разнонаправленность развития экономики стран, особенно развитых и развивающихся.

Основной прирост спроса на газ, который составит 81% обеспечат естественно развивающиеся страны, а спрос в развитых странах практически стабилизируется к 2035г. По секторам, промышленность остается основным источником роста для потребления первичной энергии. Транспортный сектор продолжает расти, но к 2035г начнет сокращаться. Следующим крупным компонентом роста газовой энергии используется в других секторах (жилищно-коммунальные услуги и сельское хозяйство).

При глобализации рынка газа возникают вопросы геополитического характера. Эксперты высказывают различные мнения по этому поводу. Одни утверждают, что при

торговле газом новые интересы и взаимозависимости укрепят отношения между странами импортерами и странами экспортерами. Другие считают, что это увеличит зависимость от импорта одного из ключевых товаров на рынке энергоресурсов, что в итоге спровоцирует политические потрясения и экономические трудности.

Всякие межэтнические напряженности и региональные конфликты в странах поставщиках газа или соседних с ними государствами могут привести к блокированию поставок газа, а в следствии к не предсказуемым последствиям экономик государств, связанных поставками газа с этих территорий.

Наглядным примером в данный момент является напряженные отношения между Россией с одной стороны и США и Евросоюза с другой стороны, выраженные в международных санкциях против России. Поводом являются враждебные отношения между Украиной и Россией, спровоцированные США. Цель политического давления заключается в вытеснении России с газового рынка Европы. Решение этих взаимосвязанных между собой проблем будет способствовать превращению региональных рынков газа в мировой.

Еще совсем недавно все говорили о том, что близок тот день, когда газовый рынок станет мировым- глобальным. Но эти прогнозы, строились на том, что с развитием производства СПГ, с увеличением его доли, с увеличением объема добычи на мировом газовом рынке, именно СПГ интегрирует крупные региональные рынки, абиржевое ценообразование на СПГ станет основой ценообразования на глобальном газовом рынке.

Как мы с вами видим и понимаем, этого не произошло. И мы видим совершенно иную картину, что идет развитие крупных региональных рынков- таких как Североамериканский, Азиатский и Европейский. Эти рынки развиваются по собственным тенденциям, у них различные системы ценообразования, и перспективы этих рынков тоже очень разные. А самое главное то, что производство СПГ, заняв долю в мировой торговле 30%, на этом остановилось. И в среднесрочной и долгосрочной перспективе меняться не будет .

Говорили, что поставки СПГ в Азию и Европу, плюс еще избыток предложения газа на рынке поспособствуют сближению цен на газ в крупных хабах и ослабят привязку газовых цен к ценам на нефть. Да. Сейчас уже идет этот процесс в Европе. Конечно поставки СПГ из США повысят ликвидность на газовом рынке СПГ, потому что, как правило допускается гибкий подход к географии поставок. Но все эти процессы вряд ли приведут к единому глобальному рынку, из-за высокой стоимости транспортировки СПГ по сравнению с нефтью и из-за инфраструктурных ограничений. То есть СПГ выступил не в роли «интегратора» региональных рынков в глобальный мировой рынок, а стал предметом конкуренции между крупными региональными рынками.

Такую же роль «интегратора» предписывали недавно и сланцевому газу в становлении глобального рынка. Говорили, что он тоже повлияет на механизмы ценообразования. Ничего этого не произошло. Сланцевая революция как-то очень быстро перешла в «сланцевое подполье», а его производство оказалось неким локальным элементом стратегии функционирования Североамериканского рынка.

Упомянем о некоторых проблемах и перспективах Североамериканского рынка. Исходя из выше изложенного, думаю, что Североамериканский газовый рынок, по-видимому, на международной арене будет иметь достаточно ограниченную роль, и в среднесрочной перспективе будет решать свои собственные вопросы и проблемы связанные с инфраструктурой, с пополнением собственных запасов и с себестоимостью СПГ.

Говоря о рынке Азиатско-Тихоокеанского региона, учитывая его динамичность, быстрый рост и его перспективы, то какие же проблемы можно прогнозировать у этого рынка? Конечно же, это так называемые проблемы этого самого роста, во-первых. А во-вторых, можно предположить, что будет усиливаться внутрирегиональная конкуренция за ресурсы.

Российский «Газпром» вышел на этот рынок, заключив выгодный контракт, на 30 лет — стоимостью в 400 млрд долл. В реалии это только начало, и перспективы поставок трубного газа на рынок Китая, так как уже планируется увеличение поставок до 60, 100 млрд.куб.м. газа в год. Несмотря на то, что до последнего времени рынок АТР является рынком СПГ, так как его доля является доминирующей в структуре китайского газового баланса, но, по-видимому, можно сделать прогноз, что доля трубопроводного газа на рынке АТР и на рынке Китая будет все больше и больше возрастать.

Европейский рынок — рынок номер один. Так как мы являемся основными поставщиками газа.

Опять же из-за политической напряженности, Европа разработала Стратегию диверсификации газовых поставок.

Сработала ли эта стратегия? По всей видимости, нет. Европа построила огромное количество терминалов по приему СПГ, которые сегодня загружены только на 20%. На вопрос «Почему?» есть ответ. Потому что по ценам они проиграли борьбу за СПГ Азиатско-Тихоокеанскому региону.

Была и другая стратегия— это «Южный коридор»- Но перспективы данного проекта потеряны. На сегодняшний день в переговорах фигурирует поставка газа всего в 10 млрд куб. м год из этих регионов — а это капля в море, на самом деле. То есть Европе диверсификацию ресурсной базы не удалось обеспечить.

И в связи с этим стратегия работы на газовом рынке благодаря спотовой торговле, благодаря созданию хабов — тоже, провалилась, так как торговые площадки не стали ликвидными. И сегодня они не выполняют функцию ценообразования на газовом рынке. Вывод и прогноз очень просты: возможно, могут в будущем появиться новые подходы в ценообразовании на газ, и эти новые подходы могут потеснить спотовые площадки и хабы на европейском газовом рынке.

В настоящее время мы наблюдаем наличие региональных рынков газа. Это 3 сформировавшихся (Североамериканский, Европейский, Азиатский) и 5 формирующихся (СНГ, Центральная и Южная Америка, Ближний и Средний Восток, Австралия и Океания, Африка).

Многие эксперты считают, что формирование единого мирового рынка газа вплоть до 2040 года не предвидится по ряду причин.

Во первых, газ до сих пор продолжает оставаться региональным энергоносителем, в то время как нефть- глобальным. И сходя из исторически сложившихся обстоятельств, региональные газовые рынки относительно изолированы друг от друга, а большая часть международной газовой торговли все еще осуществляется в рамках традиционных внутрирегиональных маршрутов и не относится к глобальному рынку.

И еще одной из важнейших причин является то, что рынки останутся разделены, так как для региональных газовых рынков является совершенно естественно отсутствие единой мировой цены на газ, учитывая специфику газа, как товара и из-за того, что в каждом регионе установилась собственная система ценообразования, а перестроиться на иной лад совсем непросто из-за исторически устоявшихся отношений между странами.

### **Список используемых источников**

1. Еремин С.В. Мировые газовые рынки в условиях глобализации: проблемы и перспективы адаптации механизмов ценообразования // Телегина Е.А. Углеродная экономика, 2013
2. BP Statistical Review of World Energy 2014
3. [www.eia.gov](http://www.eia.gov)
4. [www.eia.org](http://www.eia.org)
5. [www.eriras.ru](http://www.eriras.ru)
6. [www.gazprom.ru](http://www.gazprom.ru)

## **Будущее Ирана как поставщика СПГ на мировой рынок газа**

Исламская республика Иран – страна со второй по величине экономикой в регионе Ближнего Востока и Северной Африки после Саудовской Аравии, её ВВП в 2014 году составил 425 млрд \$ (в пересчете на 2015 год) и вторая страна в регионе по количеству населения – 78,1 млн человек (в Египте – 85,3 млн чел.)<sup>77</sup>.

Иран является членом Организации исламского сотрудничества, Шанхайской организации сотрудничества, Организации Экономического Сотрудничества, Ассоциации регионального сотрудничества Южной Азии, Всемирной Торговой Организации, ОПЕК и Движения неприсоединения – второй по величине международной организации после ООН, а в 2009 году Иран стал десятой по счету космической державой.

Каждые пять лет правительство Ирана принимает план развития страны на следующую пятилетку. Шестая пятилетка (2016-2021 гг.) сфокусирована на трех основных проблемах: развитие стагнирующей экономики, прогресс в науке и технологиях и культурное продвижение. В сфере экономики план развития предполагает экономический рост на 8% в год и включает в себя внедрение реформ в государственных предприятиях, финансовом и банковском секторе а также перераспределение менеджмента нефтегазовых предприятий.

Государство продолжает играть ведущую роль в экономике, в которой доминируют государственные и квази-государственные предприятия. Финансовый сектор также представлен в основном государственными банками. В 2016 году страна заняла 118 место из 189 в рейтинге Doing Business<sup>78</sup> из-за больших ограничений в бизнес-среде. В регионе Ближний Восток-Северная Африка только Алжир, Джибути, Ирак, Ливия, Сирия, Западный берег реки Иордан и Сектор Газа находятся ниже Ирана в этом рейтинге.

Вслед за двумя годами рецессии Иранская экономика выросла в течении 2014 иранского года (т.е. с марта 2014 года по март 2015 года), благодаря приходу новой администрации во главе с президентом Хасаном Рухани в июле 2013 и частичного снятия санкций в связи с Совместным планом действий (Joint Plan of Action). Снятие санкций включало в себя частичную отмену запрета на экспорт иранской нефти, возобновление поставок для ключевых секторов экономики – как, например, автомобильной промышленности, – а также внутренних и международных банковских транзакций. Экономика выросла на 3% в 2014 году на фоне её сокращения на 6,6% и 1,9% в 2012 и 2013 годах соответственно. Уровень инфляции снизился с 45,1% в 2012 году до 15,6% в июне 2015 в связи с частичной отменой санкций и ужесточением монетарной политики, проводимой Центральным банком Ирана.

Уровень безработицы остается высоким и немного вырос в 2014 году до 11,4% с 10,4% в 2013 году. Уровень безработицы весьма высок среди женского населения (20,3% у женщин против 10,4% у мужчин) и среди молодежи, учитывая, что 60% населения Ирана (77 млн человек) – люди в возрасте до 30 лет (по данным на 2013 год). Этот показатель достигает 17,9% среди мужчин и 39% среди женщин. Правительство предполагает, что для снижения уровня безработицы до 7% к 2016 году необходимо создать в стране 8,5 млн. рабочих мест.

<sup>77</sup> The World Bank; <http://www.worldbank.org/en/country/iran/overview>

<sup>78</sup> Группа Всемирного банка; <http://russian.doingbusiness.org/data/exploreconomies/iran>



Среднесрочный экономический прогноз выглядит позитивно, если выполнение Плана пройдет успешно и государство преуспеет во внедрении реформ для создания новых рабочих мест. Рост ВВП снизился с 3% в 2014 до 1,9% в 2015 г. (март 2015 – март 2016) вследствие падения цен на нефть, и несмотря на увеличение добычи нефти на 200 тыс. баррелей в день с уровня 3,1 млн баррелей в день в 2014 году. Если все санкции будут сняты к началу 2016 иранского календарного года (март 2016г.), реальный ВВП может вырасти на 5,8% и 6,7% в 2016 и 2017 году соответственно, в то время как добыча нефти увеличится с 3,6 млн до 4,2 млн баррелей в день.

Впервые санкции против Ирана были введены США сразу после победы Исламской революции в 1979 году. Новый виток санкций стартовал в 2002 году как ответ западных стран на иранскую ядерную программу. После передачи досье по иранским разработкам в 2006 г. из МАГАТЭ в Совет безопасности ООН к санкциям помимо США подключились ЕС и ООН. Конгресс США проголосовал за санкции в отношении Ирана, которые коснулись энергетического и банковского секторов. Кроме того, компаниям, которые продолжают поставки нефтепродуктов в Иран, будет отказано в доступе на американский рынок. ЕС присоединился к санкциям, которые включают в себя запрет на инвестиции европейских компаний в иранские нефтегазовые проекты, передачу технологий и оборудования, особенно в сфере нефтепереработки и сжижения газа. Меры также включают в себя визовые ограничения и заморозку средств на счетах представителей властных структур, в особенности, Стражей Революции. В октябре 2012 года ЕС ужесточило санкции, введя запрет на импорт иранского газа, а также на его хранение и транспортировку по своей территории<sup>79</sup>.

Со времени введения санкций в стране сложилась парадоксальная ситуация – обладая гигантскими запасами нефтяными запасами и являясь одним из крупнейших поставщиков сырой нефти на мировой рынок, страна вынуждена закупать светлые нефтепродукты не имея средств и технологий для строительства нефтеперерабатывающих предприятий на своей территории, а, учитывая огромные газовые запасы страны, и четвертое место по добыче газа в мире, Иран экспортирует всего 9,6 млрд куб м газа в год.

14 июля 2015 года группа «5+1» (Китай, Франция, Германия, Россия, Великобритания и США) и Иран договорились о внедрении Совместного комплексного плана действий (JCPOA), который ограничивает Иранскую ядерную программу в обмен на снятие санкций с Ирана. Если план будет успешно приведен в действие, это означает снятие всех наложенных США, ЕС и ООН санкций к марту-июню 2016 года.

Иран занимает первое место в мире по запасам природного газа (34 трлн. куб. м – 15% мировых запасов) и четвертое по запасам нефти (21,7 млн тонн – 10% мировых запасов)<sup>80</sup>.

---

<sup>79</sup> Санкции против Ирана – инфографика ТАСС; <http://tassgraphics.ru/list?day=0&date=0-9-0&year=0&page=102&submit=ok&month=9&period=5>

<sup>80</sup> BP Statistical Review of World Energy 2015; <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>

	Место в мире	Запасы нефти (млрд. тонн)	% от общего кол-ва		Место в мире	Запасы газа (трлн. куб. м)	% от общего кол-ва
Венесуэла	1	46,6	19,4%	Иран	1	34	18,17%
Саудовская Аравия	2	36,7	15,3%	РФ	2	32,6	17,42%
Канада	3	27,9	11,6%	Катар	3	24,5	13,09%
Иран	4	21,7	9,0%	Туркменистан	4	17,5	9,35%
Ирак	5	20,2	8,4%	США	5	9,8	5,24%
Всего в мире:		239,8	100%	Всего в мире:		187,1	100%

**Таблица 1. Топ-5 стран мира по запасам нефти и газа**

Источник: составлено автором по данным BP Statistical Review of World Energy 2015

В экономике Ирана большую роль играет нефтегазовый сектор – 45% доходов в бюджет поступают от экспорта нефти и газа. По оценкам компании ВР, Иран обладает самыми большими запасами газа в мире, но до сих пор не нашел возможности капитализировать свои ресурсные богатства из-за политической изоляции страны и недостатка иностранных инвестиций после Исламской революции в 1979 году. Однако, учитывая окончательное снятие санкций с Ирана в ближайшем будущем, многие западные нефтегазовые компании уже ищут возможности для начала или возобновления своего участия в разработке иранских газовых месторождений.

Иранская конституция запрещает иностранное или частное владение природными ресурсами, также под запретом и соглашения о разделе продукции. Правительство разрешает участие иностранных компаний в нефтегазовых проектах исключительно через выкупные контракты и иранские дочерние представительства. По такой схеме МНК вкладывает собственные средства в разработку нефтегазовых месторождений. После того как добыча с месторождения началась, управление месторождением передается иранской стороне, которая использует прибыль от продажи нефти и газа, чтобы оплатить капитальные затраты МНК. Годовые выплаты МНК зависят от заранее обговоренной процентной доли добычи и нормы рентабельности, которая для выкупных контрактов, по данным Facts Global Energy, составляет на текущий момент от 12 до 17% на срок от 5 до 7 лет.

В случае окончательного снятия санкций Иран планирует изменить модель нефтяных контрактов в целях допустить международные нефтегазовые компании (МНК) к участию во всех стадиях upstream-проектов, включая добычу. Однако, международные санкции повлияли на иранский энергетический сектор, ограничивая доступ иностранных технологий и инвестиций для разведки новых месторождений и увеличения добычи на имеющихся.

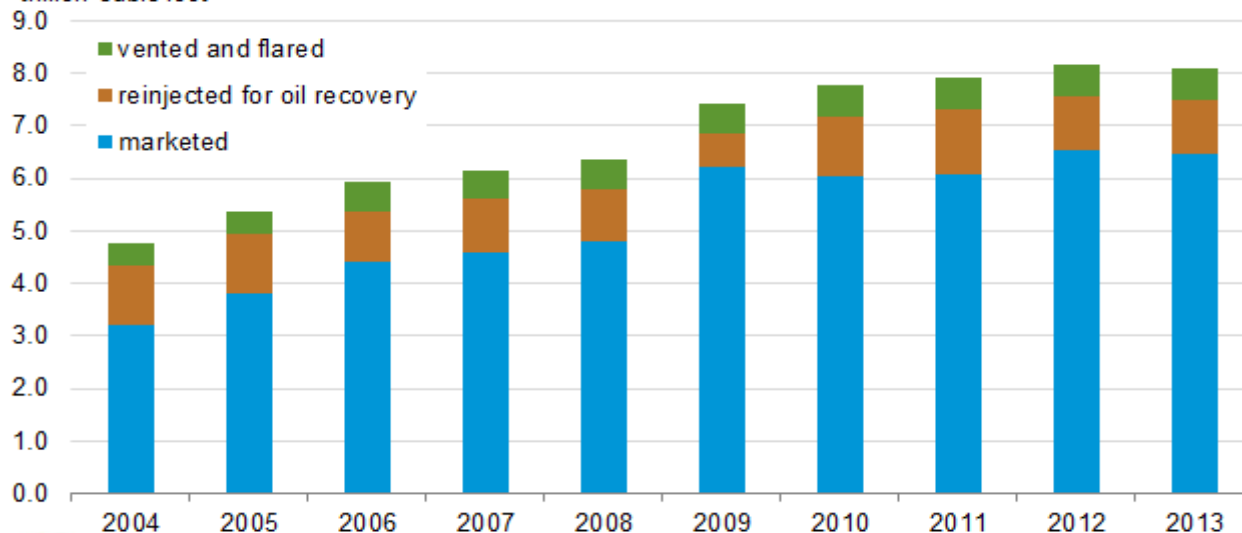
Иран недавно анонсировал новую контрактную модель – Иранский нефтяной договор (Iranian Petroleum Contract - ИРС). Суть новой модели – привлечение зарубежных инвесторов, а условия контрактов близки по смыслу к СРП. По условиям нового контракта МНК могут договориться о совместной деятельности с Национальной иранской нефтяной компанией или её дочерними предприятиями в секторах разведки, разработки и добычи. МНК будет управлять проектами, но не сможет владеть ресурсами, и ей будет выплачиваться доля прибыли от продажи. Такие соглашения будут рассчитаны на срок от 20 до 25 лет, что составляет практически в два раза больший срок, чем по выкупным

контрактам, и включать в себя не только стадии разведки и разработки, но также стадию добычи и возможность увеличения коэффициента извлечения нефти<sup>81</sup>.

Иран – третья страна в мире по добыче природного газа после США и России, но на его долю приходится всего 1% международной торговли газом: практически все добываемые объемы газа уходят на внутреннее потребление.

### Gross natural gas production in Iran

trillion cubic feet



Source: U.S. Energy Information Administration.

**Рисунок 1. Добыча природного газа в Иране**

Источник: U.S. Energy Information Administration

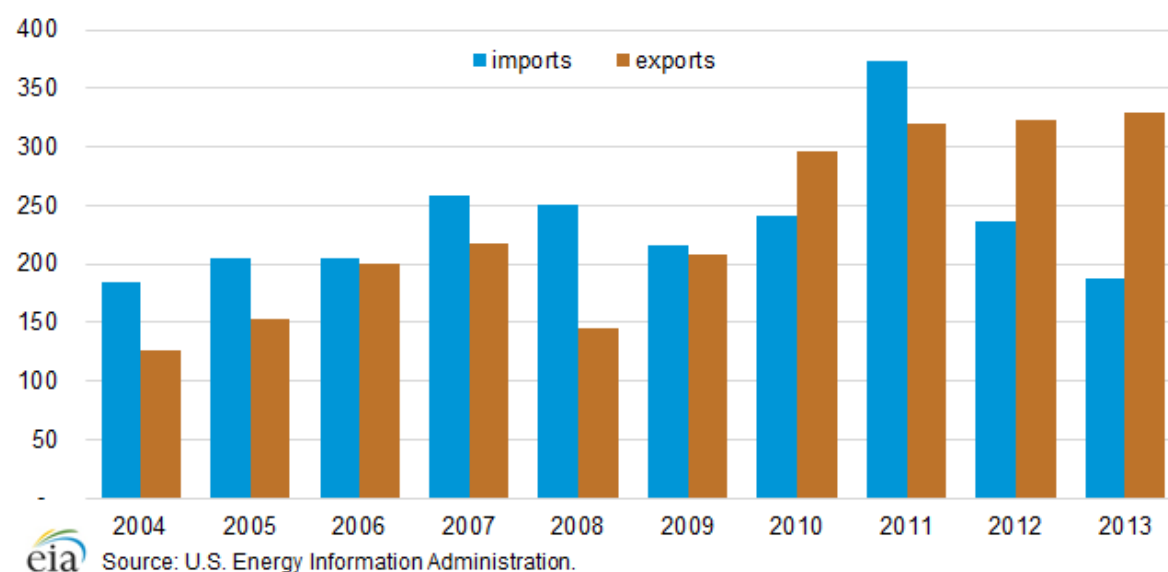
Внутри Ирана газ распределяется следующим образом: большая часть уходит на внутренний рынок – предприятия и домохозяйства, около 8% закачивается в нефтяные пласты для увеличения нефтеотдачи и около 4-5% сжигается на факелах, из-за недостатка инфраструктуры и технологий по сжижению, причем в 2014 году Иран впервые обогнал по этому показателю Россию, которая долгое время до этого являлась лидером этого нелестного рейтинга.

Доход от экспорта газа составляет менее 4% от суммарного экспортного дохода страны и всего 5% от дохода от экспорта нефти. Экспорт из Ирана осуществляется в Турцию - 8,6 млрд м<sup>3</sup> в год и в Армению – 0,7 млрд м<sup>3</sup> в год. Импорт осуществляется из Азербайджана – 0,3 млрд м<sup>3</sup> в год и из Туркменистана – 6,5 млрд м<sup>3</sup> в год. Импорт из Туркменистана осуществляется в связи с особенностями инфраструктуры по транспортировке газа в северо-восточных регионах страны, а из Азербайджана в рамках соглашения между двумя странами, по условиям которого Иран поставляет электроэнергию в регион Нахичевань, а Азербайджан в ответ поставляет газ в Иран.

<sup>81</sup> Iran: International Energy Data and Analysis by EIA;  
<http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=IRN>

## Iran's natural gas pipeline imports and exports

billion cubic feet

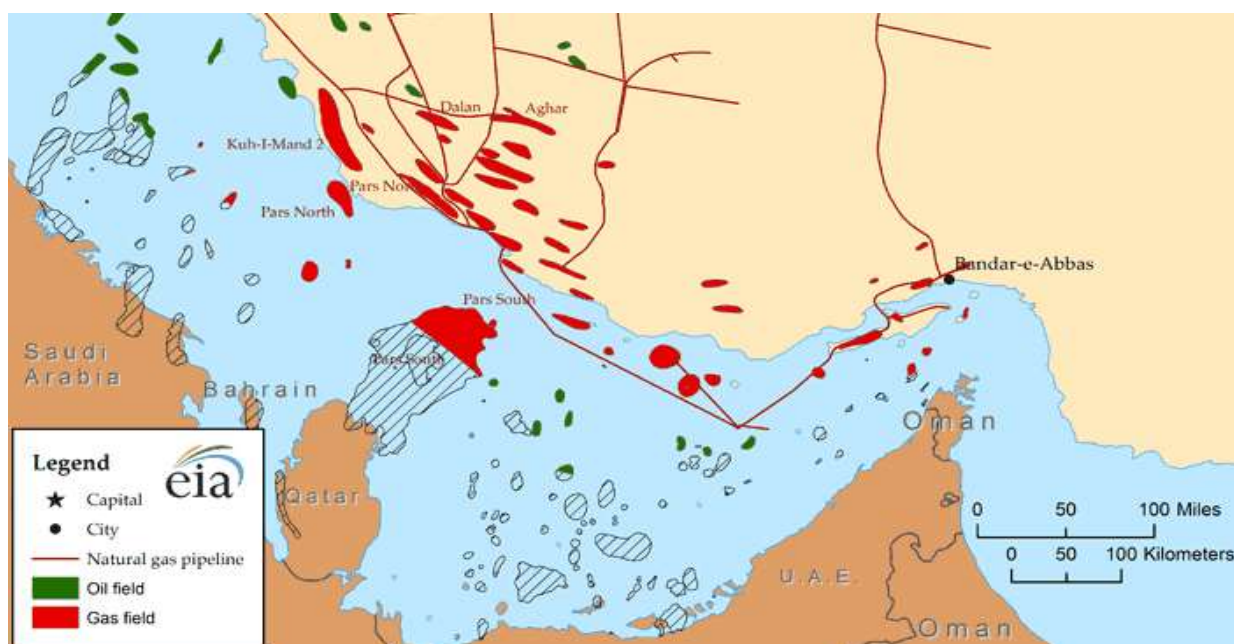


**Рисунок 2. Импорт и экспорт природного газа из Ирана**

Источник: U.S. Energy Information Administration

Объемы газа, находящиеся в управлении Национальной иранской газовой компании, достигли к концу 2013 года объема в 224 млрд куб м., что вывело её на первое место по этому показателю в мире: у следующих за ней ПАО «Газпром» и Saudi Aramco – 218 млрд куб м и 169 млрд куб м соответственно.

Самые крупные газовые месторождения Ирана: Южный Парс (13 трлн куб м, 44% газовых запасов страны), Киш (1,5 млрд куб м), Гольшан (1,5 млрд куб м) и Канган-Нар (1,3 трлн куб м). Месторождение Южный Парс было открыто в 1990 году и находится в 100 км от береговой линии в Персидском заливе. Управление разработкой месторождения осуществляет компания Pars Oil & Gas Company, дочернее предприятие НАОС. Иранский газовый гигант Южный парс был разделен государством на 24 «фазы» разработки на 20 лет вперед. Первые 10 фаз уже разработаны, но добытый газ идет, в основном, на покрытие внутреннего спроса, 35% используются для закачки в продуктивные пласты для увеличения нефтеотдачи или сжигаются на факелах; кроме того, поскольку природный газ очень сильно субсидируется правительством, в стране отсутствует стимул для эффективного потребления и распределения газа. Эксперты предполагают, что НАОС в следующее десятилетие понадобится от 56,6 до 70,7 млрд куб м газа в год для закачки в нефтяные пласты. Еще в 2010 году Китай вложил 4,7 млрд \$ для разработки фазы 11, а Индия получила от иранского правительства обещание, что на каждый доллар, вложенный в разработку фазы, она получит долю в планируемом проекте по сжижению природного газа. Газ из фаз 11-24 планируется отправить на экспорт по трубопроводам или в виде СПГ. Фазы с 1 по 10 и 12 завершены, фазы 15-18 частично завершены. Фазы 15-16 практически завершены, и со временем объем добычи газа на них составит 56 млн куб м в день.



**Рисунок 3. Месторождения природного газа в Иране**

Источник: U.S. Energy Information Administration

Первые предложения о строительстве завода по сжижению газа в Иране были сделаны еще в 1970х годах. На данный момент известно о семи средне- и крупнотоннажных проектах по сжижению природного газа в Иране: Iran LNG, Pars LNG, Persian LNG, Golshan LNG, North Pars LNG, Lavan LNG и Qeshm LNG<sup>82</sup>.

**Таблица 2.**

**Иранские проекты СПГ**

Название проекта	Исполнитель	Держатели акций	Мощности по сжижению	Ресурсная база
Gas Export through LNG (Pars LNG Project)	Persian LNG Co	NEGEC representing NIOC(%50) Total Co(%40) Petronas(%10)	10 MT LNG production an annum	Phase 11 of South Pars Gas Field
Gas Export through LNG (Persian LNG Project)	Persian LNG Co	NIGEC representing NIOC(%50) Shell Co(%25) Repsol Co(%25)	16.2 MT LNG PRO production an annum within two trains	Phase 13.14 of south Pars Gas Field

<sup>82</sup> Hedayat Omidvar: Prospect of Iran Natural Gas Export Projects; <http://www.iaee.org/en/publications/proceedingsabstractpdf.aspx>

Gas Export through LNG (Iran LNG Project)	Natural Iranian Gas Liquefaction Co (Iran LNG)	NEGEC representing NIOC(%49) Pension Fund, Saving and Welfare of Oil industry staff Co(%1)	11MT LNG production within two trains	Sour gas extracted from South Pars Phase 12(%40)
Gas Export through LNG (Golshan & Ferlowski LNG Project)	Malaysian Petrofild Co	Malaysian Petrofild %100 investment	10 MT of LNG production within two trains	Golshan&Ferlowski gas fields
Gas Export through LNG (North LNG Project)	Chinese CINOOD Co	Chinese CINOOD %100 investment	20 MT of LNG production within 4 trains	North Pars gas field

Источник: составлено автором по данным Hedayat Omidvar: Prospect of Iran Natural Gas Export Projects

Национальная иранская газовая экспортная компания (National Iranian Gas Export Company - NIGEC) планирует завершить строительство проекта в течении, по оценкам различных экспертов, трех-пяти лет, но для этого потребуется 2,5 млрд \$ инвестиций. Немецкая компания Linde уже предложила свою помощь в завершении проектов Iran LNG, Pars LNG и Persian LNG, которая будет заключаться в поставке технологий и оборудования для сжижения природного газа. Все эти три проекта задумывались совместно с компаниями Royal Dutch Shell, Repsol и Total, но им всем пришлось покинуть страну в 2011 году после введения санкций против Ирана.

Завод Iran LNG к своему моменту заморозки в 2011 году был закончен уже на 40%, при общей сумме вложений достигшей 2,5 млрд \$. Предполагалось, что, в связи с санкциями, главным направлением поставок будет Южная Америка, а основными покупателями СПГ с завода будут Венесуэла, Куба и Аргентина. Завод должен был включать в себя две производственные линии, каждая мощностью по 5 млн тонн СПГ в год, которые так и не были построены из-за запрета на передачу Ирану ключевых технологий, и три газовых хранилища, строительство которых уже завершено. Также был построен экспортный терминал между южными Иранскими портовыми городами Ассалуех и Канган в надежде, что поставки СПГ начнутся в конце 2012 года. Строительство завода было приостановлено в связи с тем, что все лицензии на технологии сжижения газа находятся в ведении европейских и американских компаний.

Летом 2010 года иранское правительство отложило строительство двух предполагаемых проектов по сжижению газа – Pars LNG и Persian LNG, ресурсной базой для которых также было бы месторождение Южный Парс. Производственная мощность этих заводов должна была бы составить 10 и 16,2 млн тонн СПГ в год соответственно.

Помимо вышеперечисленных более или менее оформленных проектов, Иран также подписал предварительные соглашения по некоторым другим проектам, которые пока не преуспели. Golshan LNG планировался с производительной мощностью в 10 млн тонн СПГ в год, North Pars LNG – 20 млн тонн СПГ в год, и два других проекта, которые можно отнести к категории среднетоннажных проектов: Lavan LNG – приблизительно 2-3 млн

тонн СПГ в год и Qeshm LNG – 3-3,5 млн тонн СПГ в год. И, если в случае Соглашений о взаимопонимании сторон по проектам Lavan LNG и Qeshm LNG уже истек срок давности, то по проектам Golshan LNG и North Pars LNG просто не было никакого прогресса.

В декабре 2013 года управляющий директор Национальной иранской газовой экспортной компании Али-Реза Камели сделал заявление о том, что Ирану необходимо развивать собственные технологии по сжижению природного газа, чтобы не зависеть от западных санкций. В случае увеличения добычи газа на месторождении Южный Парс у Ирана останется два варианта его дальнейшего использования: поставки газа на внутренний рынок и в соседние страны посредством трубопроводного транспорта или конвертация газа в СПГ. «Даже принимая во внимание, что технологии по сжижению газа требуют достаточно длительного времени для разработки, нельзя ограничивать экспорт газа из Ирана, обладающего самыми большими объемами газа в мире, возможностями трубопроводов», заявил Камели. Однако, до сих пор собственные технологии по сжижению природного газа недоступны для Ирана.

В декабре 2015 года иранский заместитель министра нефти и управляющий директор Национальной иранской газовой компании Рокноддин Джавади заявил, что достигнуто соглашение между двумя иранскими компаниями и французской фирмой относительно использования плавучего завода СПГ для сжижения попутного нефтяного газа на нефтяном месторождении в персидском заливе. Две иранские компании образуют консорциум, чтобы построить за два года первый на Ближнем Востоке плавучий завод по сжижению природного газа производительностью около 1 млн тонн в год. Ресурсной базой завода станет газ, сжигаемый в данный момент на факелах на нефтяном месторождении Форузан, которое находится на границе Ирана и Саудовской Аравии.

В сентябре 2013 года между Ираном и Оманом был подписан Меморандум о взаимопонимании, в котором говорится о том, что Иран обязуется поставлять в Оман 20 млн куб м газа в день, который послужит сырьём для завода по сжижению природного газа в Омане. В январе 2016 года Али-Реза Камели заявил о том, что экспорт газа по трубопроводу в Оман достигнет уровня 28 млн куб м в день и что 25-30% этого объема будет конвертировано в СПГ. Иран планирует использовать свободные объемы производства на заводе Oman LNG, оплатив стоимость сжижения. Завод Oman LNG имеет три производственные линии мощностью 3,55 млн тонн СПГ в год каждая. Основными покупателями СПГ с завода являются KOGAS, Корея, (4,1 млн тонн в год, контракт до 2024 года), Osaka Gas of Japan (0,7 млн тонн в год, контракт до 2024 года) и Itochu Corporation, Япония, (0,7 млн тонн в год, контракт до 2025 года). При общей мощности завода в 10,65 млн тонн в год, в 2014 году экспорт СПГ из Омана составил 7,9 млн тонн в год, что оставляет 2,75 млн тонн не востребовавшихся мощностей по сжижению, которые можно предложить Ирану по толлинговому соглашению.

В дополнение к этому контракту стороны рассматривают возможность сооружения СПГ-трубопровода, который будет включать в себя двухсоткилометровый подводный отрезок по которому будет транспортироваться сжиженный природный газ от завода Кух-е Мубарак в Иране до порта Сохар в Омане, и подземный двухсоткилометровый отрезок от региона Рудан в Иране до горы Мобарк в южной провинции Хормозган.

Таким же образом можно было бы поставлять газ по морскому трубопроводу в Абу Даби на завод Adgas LNG производственной мощностью 8 млн тонн в год, который по предварительным оценкам может прекратить экспорт СПГ к 2019, если к тому времени не найдет достаточное количество ресурса для заключения новых контрактов на поставку СПГ.

Учитывая иранский правительственный план разработки и начала добычи с фаз 12, 15-18 на месторождении Южный Парс в 2015-2016 годах суммарным объемом 64 млрд куб м газа в год, начало разработки месторождения Lavan в 2016 году объемом 7 млрд куб м газа в год, разработку месторождения Ferdowsi в 2017-2018 годах объемом 5 млрд куб м газа в год и фаз 13-14, 19-21 после 2020 года объемом 73 млрд куб м газа в год; добыча в стране возрастет на 150 млрд куб м газа в год после 2020 года, которых Ирану хватит не только на снабжение своих собственных проектов СПГ, но и на экспортные СПГ-проекты в Омане и ОАЭ.

Вопрос, который остается неразрешенным, – будет ли спрос на такое количество газа на мировых рынках к моменту запуска заводов по производству СПГ в Иране. Уже сейчас СПГ-проекты начинают испытывать недостаток спроса на рынке и нехватку средств из-за падения цен на нефть, а следовательно и цен на СПГ из-за нефтяной привязки в долгосрочных контрактах. По некоторым проектам уже отложено принятие окончательного инвестиционного решения из-за нестабильной конъюнктуры рынка. По данным компании BP, с настоящего времени и, приблизительно, следующие 10 лет будет наблюдаться избыток предложения СПГ на мировых рынках газа, пока к 2025 году рост спроса не превысит предложение. Однако, учитывая то, что крупнотоннажные проекты СПГ весьма капиталоемкие и долговременные (от принятия FID до окончания строительства завода проходит в среднем 5 лет, а до этого еще нужно создать проект с нуля и найти финансирование), имеет смысл начинать разработку проектов уже сегодня, чтобы успеть выйти на стадию производства к моменту, когда рынок начнет расти.

В связи с предстоящей отменой санкций будущее газовой отрасли в Иране выглядит весьма оптимистично. Уже несколько китайских, арабских и европейских компаний выразили свое желание принять участие в завершении строительства завода Iran LNG, поэтому вопрос о завершении строительства завода – вопрос времени.

Иран удачно расположен географически – в случае отправки танкера СПГ из Персидского залива короткое транспортное плечо с наименьшими издержками позволяет направить груз как на Европейский или Южноамериканский рынок, так и на более премиальный рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Невозможно не заметить как от схожей географической ситуации выигрывает Катар – находясь на другой стороне Персидского залива и получая газ из месторождения Северный Парс, находящегося на шельфе, которое вместе с Южным Парсом, по сути своей, является единым гигантским месторождением природного газа и разделено на два границей, проходящей между двумя странами. Катар на данный момент является самым крупным поставщиком на рынке СПГ, на его долю приходится 25% рынка. В 2014 году Катар экспортировал в страны Южной Америки, Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона 103,4 млрд куб м природного газа. Также наличие экспортных трубопроводов из Азербайджана и Туркменистана может в дальнейшем позволить этим странам воспользоваться иранскими заводами СПГ по толлинговой системе для выхода на мировой рынок газа.

Но, даже учитывая все преимущества Ирана – географическое и ресурсное – как будущего крупного поставщика СПГ на мировой рынок, нельзя забывать о рисках, связанных с этой страной. В первую очередь, это риски связанные с технологическими решениями, финансированием, нехваткой квалифицированных кадров, политическим и геополитическим курсом страны и терроризмом, и, если санкции не будут окончательно сняты или введены вновь, в случае изменения политического курса страны, экспорт СПГ из Ирана будет невозможен.



## Список использованной литературы

1. BP Statistical Review of World Energy
2. BP Energy Outlook to 2035
3. IGU World LNG Report 2015
4. Iran: International Energy Data and Analysis by Energy Information Administration
5. Iran Energy Outlook by Emin Akhundzada, Seray Ozkan: Caspian Strategy Institute Center On Energy And Economy, December 2014
6. Hedayat Omidvar: Prospect of Iran Natural Gas Export Projects
7. Elena Ianchovichina, Shantayanan Devarajan, Csilla Lakatos: Lifting Economic Sanctions on Iran Global Effects and Strategic Responses; World Bank Group, Middle East and North Africa Region
8. David Ramin Jalilvand: Iran's gas exports: can past failure become future success? Oxford Institute for Energy Studies

## Проблемы и перспективы привлечения иностранных инвестиций в нефтегазовый комплекс Ирана

Принятое 16 января 2016 года решение о частичном снятии международных санкций открывает новые возможности для развития всей экономики Ирана, в том числе нефтегазового комплекса. Возвращение страны на инвестиционную карту мира представляет большой интерес для зарубежного бизнеса. В связи с этим анализ нефтегазовой отрасли Ирана, изучение законодательного регулирования, касающегося иностранных инвестиций, а также оценка проблем и перспектив привлечения зарубежного капитала становятся как никогда актуальными.

Исламская Республика Иран (ИРИ) – одна из наиболее богатых стран Азии, 19-я в мире по объёму ВВП и крупнейшая среди государств ОПЕК и Ближнего Востока. Страна является стратегическим плацдармом, обладание которым позволяет контролировать одновременно Персидский Залив, Каспийское море, Афганистан и Пакистан.

Иран располагает самыми большими нефтегазовыми *запасами* в мире. По запасам нефти страна занимает 4 место (9,3% мировых), по запасам газа 1-2 место (по разным данным) - 18% мировых. На международном рынке торговли нефтепродуктами на долю Ирана приходится 5,5%.<sup>83</sup> Экспорт нефти, в основном, направлен в восточные страны, газ почти не экспортируется, хотя имеются гигантские и супергигантские месторождения.

Последние годы руководство Ирана огромное внимание уделяет диверсификации экономики, которая сильно пострадала из-за санкций. Наибольшие экономические потери понес нефтяной сектор. Экспорт нефти сократился на 60% – с 2,5 млн. баррелей в день в 2011 году, до нынешних 1,75 млн., доходы бюджета от реализации нефти упали со \$100 млрд. до \$35 млрд., ВВП сократился на 5%, уровень безработицы сильно возрос. Иран оказался в парадоксальной ситуации: занимая по совокупным запасам углеводородов первое место в мире, а по уровню добычи – только пятое.

Почти во всех странах-экспортерах углеводородов снятие санкций вызвало закономерный ажиотаж, но вопрос о том, как скоро Иран сможет увеличить добычу нефти (а в перспективе и газа) остается открытым.

Несмотря на то, что страна обладает значительным энергетическим потенциалом, долгое отсутствие доступа к современным технологиям повлияло не только на уровень добычи и решения о реализации перспективных проектов, но и на само состояние сырьевой базы. Месторождения страны истощаются на 10% в год при крайне невысоком коэффициенте извлечения нефти - 20-25%. По оценкам экспертов, при достаточном притоке зарубежных инвестиций в отрасль, сильная истощенность месторождений позволит нарастить добычу нефти лишь до 265 млн. т. к 2020 году, с дальнейшим плавным падением до 235 млн. т. к 2040 году.<sup>84</sup>

В газовой сфере ситуация во многом схожая: с одной стороны, имеются крупнейшие в мире доказанные запасы газа, а с другой – для того чтобы их монетизировать потребуются годы и колоссальные вложения, причем не только в разработку самих месторождений, но и в строительство дорогостоящей инфраструктуры. Однако потенциал роста добычи очень приличный – до 215 млрд. куб. м к 2020 году, 260

<sup>83</sup> BP Statistical Review of World Energy 2015. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.bp.com>

<sup>84</sup> Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. ИНЭИ РАН. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.eriras.ru/files/forecast\\_2040.pdf](https://www.eriras.ru/files/forecast_2040.pdf)

млрд. куб. м – к 2030-му и до 370 млрд. куб. м к 2040-му. Проблема также состоит в том, что сегодня практически весь добываемый в Иране газ идет на быстрорастущий внутренний рынок, а его доля в первичном энергопотреблении одна из наиболее высоких в мире – 60%.

В сложившейся ситуации «спасательным кругом» должны послужить иностранные капиталовложения. По оценкам специалистов, до 2020 года общие необходимые вложения в нефтегазовую отрасль Ирана составят \$185 млрд., из которых в сектор upstream - \$85 млрд., в нефтехимию - \$80 млрд. и в нефтегазопереработку - \$20 млрд.

### Проблемы и возможности участия иностранного капитала в нефтегазовой отрасли Ирана

На сегодняшний день приток иностранных инвестиций в экономику Ирана, в частности в нефтегазовый сектор, крайне мал. В результате плохого инвестиционного климата и международного политического давления многие МНК, включая Repsol, Shell и Total, вышли из нефтегазового сектора страны. Иран был вынужден искать новых партнеров и переключил свое внимание на восточные компании, такие как государственная Индийская нефтяная корпорация, китайская Sinopec, а также на российский «Газпром». Но в связи с санкциями, наложенными на технологии и финансовые операции, их деятельность в стране тоже пошла на спад.

На Рисунке 1 отображена динамика прямых инвестиций в экономику Ирана (млрд. \$) и прирост ВВП (%).

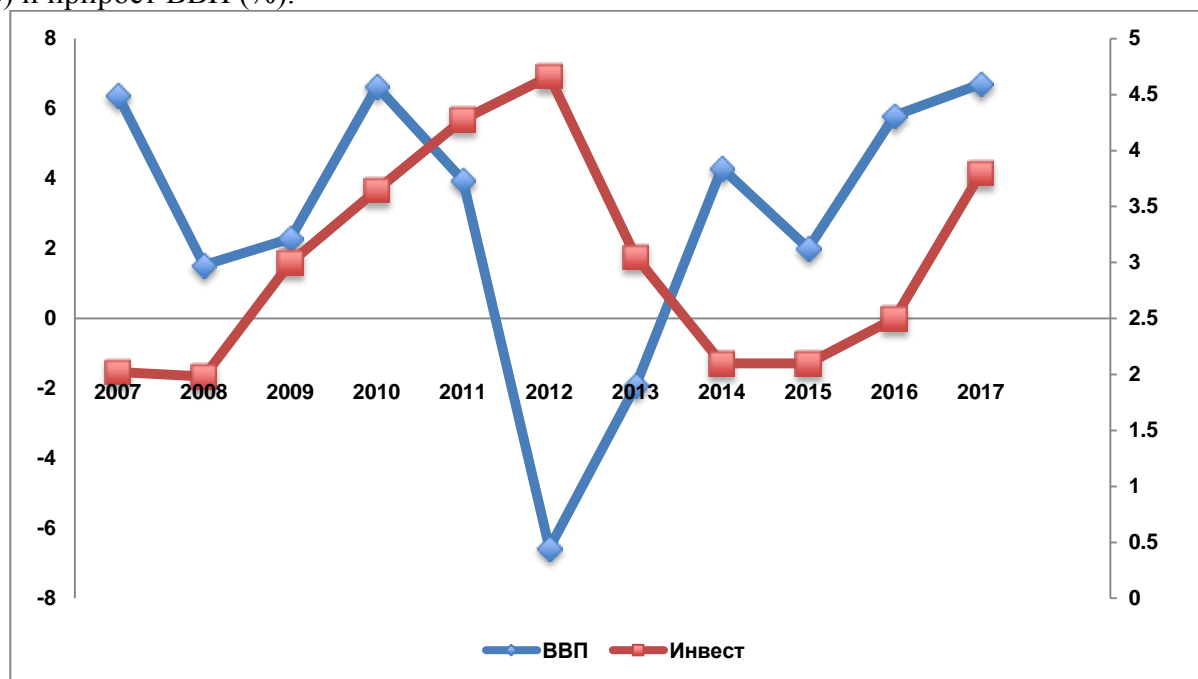


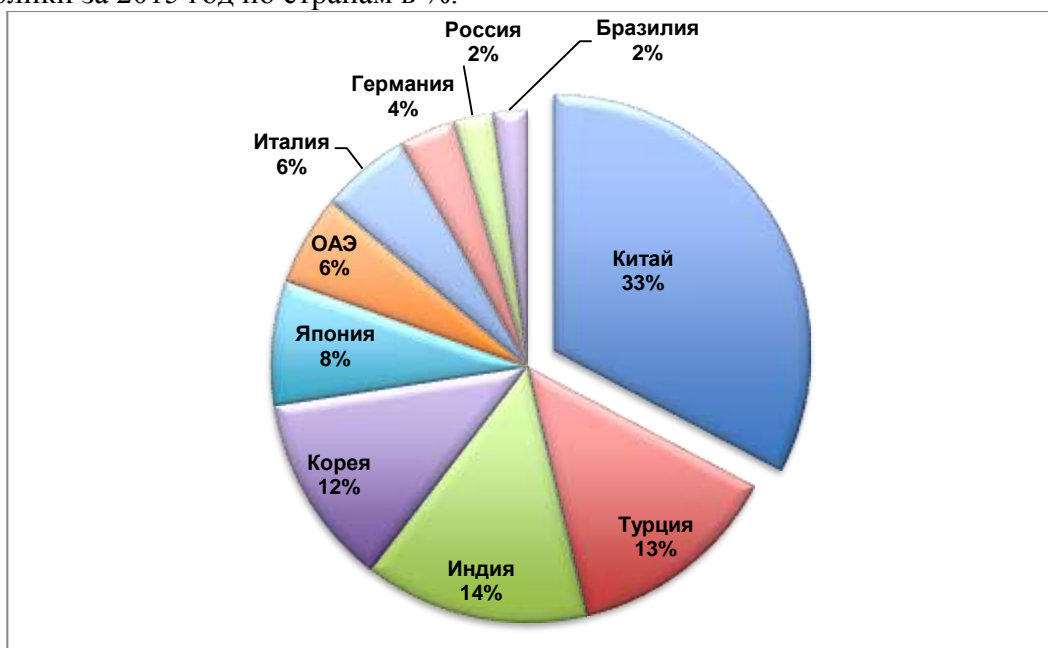
Рисунок 1. Прямые инвестиции в экономику (млрд. \$) и рост ВВП(%)<sup>85</sup>

Анализируя данные, представленные на Рисунке 1, видно, что с 2011 года наблюдается резкий спад роста ВВП страны и постепенное уменьшение притока

<sup>85</sup> Составлено автором на основании данных World Investment Report 2015, World Bank

инвестиций (с 2012 года), что связано с ужесточением санкций со стороны Европейского Союза. Спад инвестиций продолжался вплоть до 2014 года. Затем тенденция к росту наметилась в 2015 году, когда было принято историческое соглашение в Вене по Иранской ядерной программе. В 2016 году мы можем видеть увеличение притока инвестиций на 2%, на что повлияло уже окончательное решение о снятии части международных санкций, в том числе тех, которые затрагивали нефтегазовую отрасль. Эксперты прогнозируют рост ВВП Ирана до 4-4,5% в 2016-2017 гг., а также приток инвестиций в экономику в 2017 году в размере 4 млрд.долл.США. Необходимо отметить, что большинство из этих инвестиций были и в перспективе будут сделаны именно в нефтегазовую и перерабатывающую отрасли страны, которые в свою очередь составляют наибольшую долю в структуре ВВП Ирана.

На Рисунке 2 представлены прямые инвестиции в экономику Исламской Республики за 2015 год по странам в %.



**Рисунок 2. Прямые инвестиции в экономику Ирана (%) по странам, 2015 год<sup>86</sup>**

Очевидно, что большую долю от всех стран, инвестирующих в экономику Ирана, составляет Китай (33%), на втором месте Индия (14%) и на третьем - Турция (13%). На долю России же приходится всего 2%.

Несмотря на то, что Китай является одним из важнейших стратегических и инвестиционных партнеров, международные санкции вынудили и эту страну прекратить или затормозить инвестиции в Иран. В 2013 году был расторгнут контракт с CNPC на разработку 11-й фазы месторождения Южный Парс, а в 2014 году аннулирован контракт с CNPC на \$2,5 млрд. на разработку месторождения Южный Азадеган. Причиной в обоих случаях послужили задержки проектов. Сегодня CNPC все же участвует в разработке Южного Азадегана, невзирая на то, что Иран высказывал недовольство его продвижением.

<sup>86</sup> Составлено автором на основании данных World Investment Report 2015, World Bank

Для выявления существующих проблем и возможностей в области иностранных инвестиций следует изучить законодательство Ирана и механизмы привлечения инвестиционных поступлений.

В период до исламской революции 1978–1979 гг. разведку и добычу в Иране вели международные нефтяные компании (МНК). После 1979 года все месторождения страны были национализированы, и на сегодняшний день нефтегазовая отрасль находится под полным контролем государства. Энергетический сектор страны управляется Верховным Советом по вопросам энергетики под председательством президента Ирана. Под руководством Министерства нефти Ирана государственные компании осуществляют свою деятельность в секторах *upstream* и *downstream*, а также в нефтехимической отрасли.

Тремя ключевыми государственными предприятиями являются: Национальная иранская нефтяная компания (NIOC - National Iranian Oil Company), Национальная иранская газовая компания (NIGC - National Iranian Gas Company) и Национальная иранская нефтехимическая компания (NPC - National Petrochemical Company).

NIOC ведет разведку и разработку нефтегазовых месторождений, занимается переработкой и транспортировкой сырья и нефтепродуктов. У правительства Ирана находятся 100% акций компании. Обладая громадными запасами углеводородов, NIOC занимает третье место в мире по размеру государственных нефтяных компаний.

NIGC занимается добычей, переработкой, транспортировкой и экспортом газа. NIGC работает через несколько дочерних компаний, включая: Иранская компания по проектированию и разработкам (IGEDC), Иранская газотранспортная компания (IGTC), Иранская компания по хранению природного газа (IGSC), и Иранская газораспределительная компания (IGDC) и т.д.

NPC решает вопросы нефтехимического производства. Она занимается экспортом через дочернюю компанию - Иранская нефтехимическая коммерческая компания (IPCC).

Рассматривая конституционные основы нефтегазового регулирования в Иране, стоит особо обратить внимание на одну из важнейших статей Конституции - статью 4, которая является приоритетной по отношению к другим. В ней говорится, что все гражданские, уголовные, финансовые, экономические, административные, культурные, военные, политические и иные законы и постановления должны быть основаны на исламских нормах. Из чего следует, что регулирование всех сфер, в том числе и нефтегазовой, должно основываться на религии Исламской Республики Иран и не нарушать ее норм.

Необходимо принять во внимание, что согласно статье 81 Конституции запрещается иностранное или частное владение природными ресурсами. Соглашения о разделе продукции (СРП) также не разрешены. Правительство использует в работе с МНК контракты обратного выкупа.<sup>87</sup>

Ключевым регулирующим органом в области иностранных инвестиций является Министерство экономики и финансов (МЭФ), в подчинении которого находится Организация по инвестициям, экономическому и техническому содействию (ОИЭТС).<sup>88</sup>

Разработка инвестиционной политики в Иране ведётся Высшим Советом по инвестициям (ВСИ). В состав Совета входят главы ведущих экономических министерств страны – экономики и финансов, сельского хозяйства, промышленности, горнорудной

---

<sup>87</sup> Конституция Исламской Республики Иран (1979г.). [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.cis-emo.net/sites/default/files/imagesimce/constitution\\_of\\_iran.pdf](http://www.cis-emo.net/sites/default/files/imagesimce/constitution_of_iran.pdf)

<sup>88</sup> Хачатуров Р.Л. О правовой системе Ирана //Вектор науки Тольяттинского государственного университета. -2010. -№6

промышленности, а также министерства иностранных дел и Планово-бюджетной организации.

ОИЭТС несет ответственность за обеспечение процесса иностранного инвестирования. В её структуру входит Центр по оказанию услуг иностранным инвестициям, основной задачей которого является содействие зарубежным инвесторам на этапах до и после выдачи лицензии на осуществление инвестиционных проектов. Приоритетными инвестициями считаются те, которые направляются в экспортные производства. Организация оказывает помощь только тем инвесторам, проекты которых будут приносить доход в валюте. Поддержка со стороны ОИТЭС для зарубежных компаний выступает в качестве определенной гарантии сохранности вложений, предусмотренных законом о привлечении и защите иностранных инвестиций в Иране.<sup>89</sup>

В июле 2002 г. был утвержден действующий в настоящее время новый законодательный акт «Закон о поощрении и поддержке иностранных инвестиций», который заменил предыдущий, принятый в 1965 г. Данный закон положил начало новому этапу притока иностранных капиталовложений в страну и расширил сферу возможностей и гарантий для иностранных инвесторов.

Невзирая на значительные изменения, новый законодательный акт оставил достаточно трудным порядок иностранного инвестирования в нефтегазовый сектор экономики (не разрешается создание предприятий со 100% иностранным капиталом, а зарубежной стороне обязательно наличие иранского партнера).

В работе с МНК правительство использует контракты обратного выкупа, которые позволяют иностранцам входить в проекты по разведке и разработке через дочерние предприятия иранских госкомпаний (НИОС). Этот контракт сходен с сервисным контрактом и требует от подрядчика (или МНК) вкладывать свой капитал и использовать свои знания и опыт в разработке нефтегазовых месторождений. После начала добычи на месторождении функции оператора возвращаются к НИОС. МНК не получает акционерные права на месторождения, а ее капитальные затраты возмещаются НИОС выручкой с продаж нефти и газа. Норма прибыли по таким контрактам - 12-17%, а срок окупаемости - 5-7 лет. Отсутствие гибкости возмещения затрат и недостаток опыта у НИОС по предотвращению спада добычи на месторождениях считаются основными недостатками данного контракта.

В последние годы иностранный капитал в экономике Ирана стал использоваться на условиях «finance», при которых инвестор после ввода в эксплуатацию объекта получает платежи в валюте.<sup>90</sup>

Западные компании уже не первый год пытаются убедить руководство страны разрешить более выгодные для них сделки на условиях СРП, по которым инвестор имеет полное право собственности и распоряжения на заблаговременно оговоренную долю добытой нефти. Предлагаемые же Ираном контракты обратного выкупа выгодны, прежде всего, государству, но никак не иностранным инвесторам.

Опираясь на вышеуказанные факты, можно констатировать, что несовершенство иранского законодательства в сфере инвестиций (а не только санкции) привели к уходу инвесторов из экономики страны и трудностям в работе тех, кто еще остался (прежде всего китайские, индийские и российские компании).

---

<sup>90</sup> Касаев Э.О. Нефтегазовое законодательство: ближневосточный опыт. [Электронный ресурс]. Электронная библиотека Института Ближнего Востока - Режим доступа: <http://www.iimes.ru/rus/stat/2012/04-08-12a.htm>

Необходимость привлечения в страну значительного объема иностранных капиталовложений требует усовершенствования и реформирования инвестиционной сферы, в связи с чем разрабатывается новая модель нефтяного контракта, получившая название "интегрированный нефтяной контракт" (IPC), условия которого будут схожи с СРП. В соответствии с текущим проектом IPC, МНК смогут заключать СРП с NIOC (либо ее дочерней компанией) по управлению проектами в сфере разведки, разработки, добычи нефти и газа, а также будут иметь возможность применять различные методы увеличения нефтеотдачи. При этом МНК не будут обладать правом собственности на запасы, и как только начнется добыча, иностранным компаниям в рассрочку будут выплачиваться доли от выручки проекта. Условия оплаты можно будет менять по мере развития проекта. IPC будет охватывать более длительный период времени — от 20 до 25 лет, что в 2 раза дольше, чем по контрактам обратного выкупа. Первые тендеры на разработку нефтегазовых месторождений по новым контрактам Иран планирует провести уже в июне-июле 2016 года.

Учитывая негативные моменты, необходимо отметить, что нефтегазовая отрасль Ирана интересна инвесторам прежде всего низкой себестоимостью добычи (5-10 долл. за баррель), большими дебитами скважин, а также квалифицированной и относительно дешевой рабочей силой.

Помимо этого, в Иране существуют 7 свободных (СЭЗ) и 16 особых (ОЭЗ) экономических зон, которые играют важную роль в привлечении зарубежных инвесторов. Их деятельность, согласно иранскому Закону о торговых и промышленных зонах от 29 августа 1993 года, регулируется Высшим советом по свободным экономическим зонам.

К преимуществам ведения бизнеса в этих зонах для иностранных компаний можно отнести<sup>91</sup>:

- 1) Таможенные льготы: свободный ввоз импортной продукции на территорию СЭЗ, ее хранение и реализацию в границах СЭЗ; отсутствие пошлин на сырье и оборудование используемое в производстве на территории СЭЗ; низкие ставки и упрощенные процедуры реэкспорта;
- 2) Налоговые льготы: освобождение от уплаты налога на прибыль и активы в течение 30 лет; возможность 100% владения компанией иностранным физическим или юридическим лицом;
- 3) Финансовые льготы: свободный вывод капитала и прибыли; демократическую банковскую и монетарную систему и правила обмена валюты; возможность открытия филиалов иностранных банков и кредитных институтов;
- 4) Административные льготы упрощают процедуры: регистрации компаний, промышленной и интеллектуальной собственности; предоставления участков под производство и торговлю; найма сотрудников.

Свободные зоны в стране активно развивают для привлечения инвесторов в нефтегазовый сектор (особенно в область нефтегазохимии). Некоторые из таких зон подробно рассмотрены ниже.

- СЭЗ «Кешм» располагается у входа в Ормузский пролив и рассматривается как энергетический кластер с развитой инфраструктурой по бункеровке судов и реализации нефтепродуктов. Для реализации данных намерений здесь строится нефтеперерабатывающий завод, а также планируется создание специализированного причала. Большую часть вложений на условиях «finance» должна внести китайская

---

<sup>91</sup> Свободные Экономические зоны Ирана. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://iranterra.ru>

инвестиционная компания. В ближайшее время в 2016 году планируется открытие филиала российского банка ТЕМР с целью упрощения процесса торгово-экономического сотрудничества между двумя странами.

- **СЭЗ «Арванд»** расположена в провинции Хузестан рядом с крупнейшими нефтяными месторождениями. Данная СЭЗ обладает большими перспективами в области развития нефтехимической промышленности и перерабатывающей отрасли страны и является одним из самых привлекательных мест для любого инвестора. Эта зона находится на слиянии рек Арванд и Карун и выходит к Персидскому заливу через несколько портов, крупнейшие из которых в городах Абадан и Хоррмашахр. СЭЗ «Арванд» - мощный транзитный узел, где располагаются речные и морские грузовые порты, железнодорожные станции, международный аэропорт, а также мощные терминалы. Среди участников инвестиционных проектов СЭЗ «Арванд» наибольшую активность проявляют Китай, Индия, Германия и некоторые арабские страны.

- **ОЭЗ «Парсиан»** создается как крупный центр нефтехимического производства, где поблизости находятся источники сырья, а также имеется выход к водам Персидского залива и на важные транзитные маршруты. Расположенное рядом месторождение Южный Парс, делает данный регион стратегически значимым. В зоне планируется ежегодно производить более 40 млн. тонн разной продукции, в том числе алюминия, цемента, продуктов питания и нефтехимической продукции.

- **ОЭЗ «Нефтехимическая» (Бендер-Имам Хомейни)** – это город-порт, причалы которого растянулись на 7 километров по береговой линии; через него проходит более трети (34%) всего экспорта иранской нефти. Бендер-Имама Хомейни, имея 36 причалов, считается крупнейшим морским портом в Иране. Мощности порта для загрузки и разгрузки товаров составляют более 4 млн. тонн в год, а вместимость складов - около 1 млн. тонн. Порт Имама Хомейни благодаря активизации нефтехимической промышленности, в последние годы получил значительное развитие. Уместно заметить, что Нефтехимическому комплексу Имам Хомейни подчиняются многочисленные компании, которые производят различные продукты для нефтяной и стальной промышленности, стирающие средства, сырьё для полимерного производства, пластмассы и ленты, краски, клея и топлива. В нынешних условиях, нефтехимический комплекс Бендер-Имам обеспечивает сырьем тысячи заводов по всей стране, в том числе полиакриаловую фабрику Исфаган.

- **СЭЗ «Бендер - Энзели»** занимает особое место среди СЭЗ страны. Она располагается на южном побережье Каспийского моря и должна стать главным центром торговли Ирана с прикаспийскими государствами. Развитое судоходство обеспечивает удобную логистику порта Анзали с Российскими портами на Каспийском море: Махачкала, Оля и Астрахань. Резидентами данной СЭЗ уже являются несколько российских и совместных российско-иранских компаний.<sup>92</sup>

Проанализировав и подробно изучив свободные и особые экономические зоны Ирана, мы считаем, что именно они смогут стать точками роста в привлечении иностранных инвестиций.

На сегодняшний момент Иран предлагает для иностранных инвесторов порядка 70

---

<sup>92</sup> Внешнеторговый путеводитель для российских участников внешнеэкономической деятельности. Исламская Республика Иран. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://ved55.ru/file/activity/file/d\\_putevoditelIran2015.pdf](http://ved55.ru/file/activity/file/d_putevoditelIran2015.pdf)



нефтегазовых проектов на общую сумму более 30 миллиардов долларов. Большая часть проектов - 52 - предлагается компаниям для разработки, среди них 29 нефтяных месторождений, на которых уже ведется добыча (в том числе такие крупные месторождения как Южный и Северный Азадеган, Ядавара, Яран, Азан, Загхех) и 23 газовых участка (месторождения Южный Парс, Киш, Форуз-Б, проект Северный Парс). Еще 18 месторождений предлагаются иностранным инвесторам для геологоразведки. Среди всех участков 34 месторождения находятся на суше.

Из всего вышесказанного следует, что если Ирану удастся модернизировать юридический механизм сотрудничества с иностранными инвесторами и создать наиболее благоприятные условия для них, то это станет никак не менее важной победой, чем была отмена санкций, поскольку зарубежные компании заинтересованы в максимальной минимизации всех возможных рисков, с которыми они могут столкнуться при ведении бизнеса.

### **SWOT-анализ инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли Ирана**

Для более детального изучения проблемы, в данной работе был проведен SWOT-анализ инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли Исламской Республики Иран. (Таблица 1).

SWOT-анализ как инструмент системного исследования и оценки состояния, а также ресурсов повышения инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли ИРИ, представляет обобщенную характеристику баланса сил, стимулирующих движение в избранном направлении и сил, которые этому развитию препятствуют.

При этом анализируемые сильные стороны рассматриваются как совокупность преимуществ, объективно сложившихся и сформированных. Слабые стороны характеризуют сложившиеся сложности и барьеры в развитии, а также области, в развитии которых не были достигнуты результаты, и поэтому, в целях улучшения инвестиционной привлекательности отрасли, эти проблемы должны быть преодолены.

Возможности характеризуют спектр ресурсов различного рода, которые могут и должны быть вовлечены в процесс развития инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли Ирана. Наконец, угрозы символизируют те неблагоприятные факторы, которые имеют долгосрочный характер и относительно устойчивы, в силу чего должны приниматься во внимание при стратегическом планировании и, по возможности, избегаться или минимизироваться.

Таблица 1.

**SWOT - анализ инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли Исламской Республики Иран<sup>93</sup>**

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
1) Богатая ресурсная база; 2) Уникальное географическое положение; 3) Высокий образовательный и кадровый потенциал; 4) Более 64% населения в возрасте до 35 лет; 5) Низкая себестоимость добычи (5-10\$); 6) Разработка нового контракта (IPC); 7) Активное развитие нефтегазохимии; 8) 70 % запасов нефти находятся на сухопутных перспективных структурах и месторождениях; 9) Перспективные залежи нефти и газа на Каспии.	1) Ухудшение сырьевой базы страны; 2) Заморожены перспективные проекты; 3) Несовершенная законодательная база в сфере инвестиций; 4) Непривлекательный действующий контракт «buy-back»; 5) Нехватка технологий; 6) Сильная зависимость от нефтяных котировок; 7) Чрезмерная зарегулированность предпринимательской деятельности способствует росту взяточничества и коррупции.
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
1) Восстановление экономики страны после снятия санкций; 2) Строительство заводов по производству СПГ и его последующий экспорт; 3) Возвращение доли на рынке нефти в Европе; 4) Своповые сделки с Россией; 5) Привлечение иностранных инвесторов и технологий в разработку нефтегазовых месторождений; 6) Создание ЗСТ с ЕАЭС.	1) Нестабильная конъюнктура мировых цен на нефть; 2) Давление со стороны ОПЕК и США; 3) Активное развитие ВИЭ в Европе; 4) Конкуренция за рынки сбыта углеводородов со стороны России; 5) Спад роста экономики Китая; 6) Спорные месторождения на Каспии.

В результате проведенного SWOT-анализа инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли Ирана нами были выявлены возможные пути активизации инвестиционной деятельности. (Таблица 2). На основе сформированной SWOT-матрицы определены отраслевые преимущества инвестиционного развития и угрозы экономическому росту при отсутствии необходимого инвестирования. Были обозначены основные направления такого развития, а также пути избегания существующих угроз путём использования внутренних преимуществ.

<sup>93</sup> Составлено автором

Таблица 2.

Результаты проведенного SWOT-анализа<sup>94</sup>

Расширение внутренних возможностей на основе использования преимуществ (сильные стороны)	Избегание угроз путем использования преимуществ
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Обозначение своих позиций на Каспии;</li> <li>• Дальнейшее развитие нефтегазохимии и наращивание экспорта продукции;</li> <li>• Используя уникальное географическое положение, развивать инфраструктуру и разрабатывать новые маршруты транспортировки углеводородов.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Строительство заводов по производству СПГ;</li> <li>• Рассмотреть возможные совместные нефтегазовые проекты с Россией. Отдельное внимание уделить Каспийскому региону;</li> <li>• Развивать ненефтяной сектор.</li> </ul>
Преодоление слабых сторон путем использования возможностей	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Разработка побудительных механизмов для привлечения иностранных инвесторов;</li> <li>• Более тщательная проработка ИРС и начало работы по новому контракту;</li> <li>• Расставить конкретные приоритеты в осуществлении проектов;</li> <li>• Вернуться в первую очередь к перспективным замороженным проектам (в т.ч. заводы по производству СПГ и строительство трубопроводов).</li> </ul>	

Таким образом, выполненный анализ показал, что нефтегазовая отрасль Ирана имеет огромный потенциал к развитию, но для того чтобы вновь вернуться на мировой энергетический рынок и привлечь иностранных инвесторов, крайне необходимо провести модернизацию и создать наиболее комфортный инвестиционный климат в стране. Потенциальными инвесторами, которые имеют возможность и желание вложить деньги в развитие нефтегазового сектора Ирана, выступают прежде всего Китай и Индия, но здесь нужно не забывать о том, что помимо притока зарубежных денежных средств, Иран испытывает недостаток в современных и высокоточных нефтегазовых технологиях, которыми на сегодняшний день китайские и индийские партнеры не обладают, и поэтому предложить не могут. В этой связи, Исламской Республике необходимо искать новых партнеров в лице европейских компаний, у которых такие технологии имеются, и которыми они готовы поделиться.

Необходимо принять во внимание, что иранский рынок после снятия санкций будет развиваться и открываться постепенно. Все будет во многом зависеть от политической ситуации в стране, деталей нового модельного контракта (ИРС), а также конъюнктуры на мировом рынке нефти. Помимо ряда нерешенных проблем внутри страны, такие факторы как волатильность и переизбыток предложения на рынке нефти, а также постепенное падение спроса со стороны ряда стран-импортеров, приводят к тому, что иностранные инвесторы настороженно относятся к вложениям инвестиций в крупномасштабные нефтегазовые проекты Ирана, так как вероятность риска как для банков, так и для самих компаний очень высока.

Тем не менее правительство Исламской Республики Иран уже сейчас предпринимает существенные меры, которые в ближайшей и среднесрочной перспективах

<sup>94</sup> Составлено автором

позволят привлечь крупных иностранных инвесторов и обеспечить динамичный рост капиталовложений, в которых нуждается иранская экономика.

### Список использованной литературы

1. Чиненов М.В. Инвестиции: учебное пособие. М.: КНОРУС, 2011. – С.368
2. Касаев Э.О. Нефтегазовое законодательство: ближневосточный опыт. [Электронный ресурс]. Электронная библиотека Института Ближнего Востока - Режим доступа: <http://www.iimes.ru/rus/stat/2012/04-08-12a.htm>
3. Конституция Исламской Республики Иран (1979г.). [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.cis-emo.net/sites/default/files/imagesimce/constitution\\_of\\_iran.pdf](http://www.cis-emo.net/sites/default/files/imagesimce/constitution_of_iran.pdf)
4. Хачатуров Р.Л. О правовой системе Ирана //Вектор науки Тольяттинского государственного университета. -2010. -№6
5. Свободные Экономические зоны Ирана. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://iranterra.ru>
6. Внешнеторговый путеводитель для российских участников внешнеэкономической деятельности. Исламская Республика Иран. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://ved55.ru/file/activity/file/d\\_putevoditelIran2015.pdf](http://ved55.ru/file/activity/file/d_putevoditelIran2015.pdf)
7. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. ИНЭИ РАН. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.eriras.ru/files/forecast\\_2040.pdf](https://www.eriras.ru/files/forecast_2040.pdf)
8. Министерство энергетики Ирана. Энергетический баланс за 2014 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.saba.org.ir/fa/energyinfo/tashilat/taraz>, <http://pep.moe.gov.ir/Home.aspx>
9. В иранской СЭЗ "Арванд" будут построены пять нефтеперерабатывающих мини-комбинатов. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.oilru.com/news/416634>
10. World Investment Report 2015. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/wir2015\\_en.pdf](http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/wir2015_en.pdf)
11. World Bank. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.worldbank.org/>
12. *Energy Information Administration - EIA* - Official Energy Statistics from the U.S. Government. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.eia.gov/>
13. BP Statistical Review of World Energy 2015. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.bp.com>

## **Изменение условий хеджирования рисков для компаний энергетического сектора под влиянием реформ регулирования финансовых рынков в США и ЕС**

В данной работе поднимается вопрос о наиболее заметных вызовах, связанных с изменением условий хеджирования рисков, которые ставит перед компаниями энергетического сектора реформирование регулирования финансовых рынков, инициированное ЕС и США под влиянием финансового кризиса 2007-2009 гг., технологического прогресса и усиления взаимосвязанности финансовых рынков. Рассматриваются нефтегазовые и электрогенерирующие компании, реализующие свою продукцию на оптовом рынке и заключающие сделки с энергетическими деривативами на сырую нефть, природный газ и электроэнергию с целью хеджирования, главным образом, ценового риска.

Данное исследование представляется актуальным в настоящий момент, потому что на экономическом состоянии энергетического сектора, в силу того, что цены на энергоресурсы привязаны к мировым ценам на сырую нефть, негативно сказались недавние шоки спроса и предложения, и на этом фоне дополнительные негативные эффекты, связанные с изменением условий хеджирования, приобретают критический вес. Кроме того, для компаний энергетической отрасли характерны более сильные, чем в других видах промышленности, горизонтальные и вертикальные внутриотраслевые связи, что делает высоким риск распространения кризисных явлений в случае их возникновения.

Изменение правил регулирования финансовых рынков после финансового кризиса, начавшегося на рынке недвижимости США, привело к нескольким важным последствиям. Усилия регуляторов были направлены на снижение системного риска, возникающего в результате банкротства участника рынка, достаточно крупного, чтобы вызвать «эффект домино». В результате для компаний был снижен кредитный риск (риск того, что контрагент не сможет выполнить свои обязательства), но повысились риски, связанные с ликвидностью рынка инструментов для хеджирования, и способностью самой компании обеспечивать финансирование своей стратегии хеджирования.

Для хеджирования рисков нефтегазовые и электрогенерирующие компании используют товарные деривативы, в основе которых лежит ценовой индекс энергоресурса, волатильность которого, как ожидается, в рамках контракта будет создавать денежный поток, нивелирующий потери каждой из сторон. Основная цель хеджирования, которую преследуют конечные пользователи финансовых инструментов, в том числе в энергетическом секторе, это фиксация будущих денежных потоков. По этой причине у данной категории пользователей востребованы товарные деривативы с фиксированной доходностью – свопы, и, в меньшей степени, фьючерсы. В контексте данной работы принципиально различать биржевые и внебиржевые энергетические деривативы. Преимущество первых состоит в их стандартизованности, и, соответственно, большей ликвидности и более низкой разнице между запрашиваемой и предлагаемой ценой на финансовый инструмент (далее – спрэд бид/оффер).

Главным преимуществом внебиржевых деривативов, которыми не обладают биржевые, является их гибкость – возможность с большей точностью сконструировать финансовый инструмент, подходящий под профиль риска конкретного конечного

пользователя.<sup>95</sup> Это, чаще всего, т.н. гибридные бумаги, сочетающие в себе свойства сразу нескольких финансовых инструментов. Отдельно в этой категории выделим долгосрочные финансовые инструменты. Они используются нефтегазовыми и электрогенерирующими компаниями и представлены, в основном, так называемыми «длительными свопами» (*long-dated swaps*), используемыми для хеджирования риска волатильности цен на энергоресурсы в будущем. Срок годности такого свопа может достигать до 10-12 лет – на поставку нефти, 30 лет – натурального газа, 20 лет – на поставку электроэнергии. (2003) Подобные инструменты могут быть востребованы компаниями, занимающимися разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений с тем, чтобы зафиксировать стоимость разведанной, но не извлеченной нефти, а также позволяют установить нижнюю границу рыночной цены при оценке целесообразности различных проектов и повысить свою привлекательность для кредиторов. Это актуально и для электрогенерирующих компаний, и вообще для отраслей с высокими капитальными затратами.

Энергетические деривативы можно разделить на две категории – (а) предусматривающие физическую поставку энергоресурса и (б) предусматривающие выплату оговоренной в контракте стоимости энергоресурса, или, гораздо чаще, дифференциала между оговоренной и индексируемой стоимостью на данный момент. С конца 90-х гг. предпочтения конечных покупателей все больше склонялись в пользу второго типа контрактов, прежде всего, из-за стремления сократить издержки на транспортировку. Это дало возможность спекуляции на рынках товарных деривативов и, в результате, к 2008 г. имелась существенная конвергенция колебаний на рынке товарных деривативов и других секторах финансового рынка, не имеющих отношения к товарам, лежащим в основе этих деривативов.

После наступления финансового кризиса этот факт расположил многих экспертов в правительствах ЕС и США к идее ужесточения регулирования рынка товарных деривативов, с целью стимулирования перемещения ликвидности на прозрачные и регулируемые торговые платформы, и применения к контрагентам таких же требований, касающихся обеспечения сделки капиталом и отчетности, какие используются в банковской сфере. Степень жесткости новых требований, предъявляемых к участникам и маркет-мейкерам, в настоящий момент является предметом активной дискуссии между заинтересованными сторонами,<sup>96</sup> но среди этих требований есть фундаментальные положения. США эти положения стали известны как закон Додда-Франка (*The Dodd-Frank Act*), который вступил в силу 7 июля 2010 г. В ЕС они представлены связкой законопроектов MiFID (*Markets in Financial Instruments Directive*) II, EMIR (*European Market Infrastructure Regulation*) и REMIT (*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*). Разработка обоих законопроектов стартовала в 2009 г, но вступление в силу MiFID II, основной части регулирующего пакета, несколько раз откладывалось. Последний раз оно должно было состояться в феврале 2016 г, но было снова отложено на 1 год «из-за технических сложностей, которые испытывает регулятор и участники рынка».<sup>97</sup> EMIR, регламентирующий порядок предоставления информации о транзакциях в специально созданные для этого репозитории, и REMIT, регулирующий контракты с

<sup>95</sup> Authority of the House of Lords. The future regulation of derivatives markets: is the EU on the right track?, p. 81

<sup>96</sup> В частности, это касается требования EMIR, согласно которому компания, число открытых позиций у которой превышает некоторый порог, должна в принудительном порядке осуществлять клиринг всех своих деривативов через центрального контрагента, даже тех, которые признаны хеджевыми:

<sup>97</sup> European Commission Press Release Database. Commission extends by one year the application date for the MiFID II package

физической поставкой на рынке энергоресурсов, в настоящий момент также находятся в состоянии поэтапной имплементации.<sup>98</sup> Положения европейского регулирующего пакета в настоящее время обсуждаются наиболее активно, и неуверенность участников рынка относительно будущего создает предпосылки для возникновения регуляторного арбитража.<sup>99</sup>

Краткий обзор тех положений, которые релевантны сфере хеджирования энергетических компаний, представлен ниже.

- *Новые многочисленные обязательства по сбору и передаче информации о транзакциях.* При этом закон Додда-Франка в США допускает, чтобы информация предоставлялась только одной из сторон, в то время как EMIR требует предоставления информации обеими сторонами.
- *Обеспечение внебиржевых товарных деривативов, не попадающих под обязательный клиринг, более высокими внос-гарантиями и обязанность брокеров обеспечить сделку регуляторным капиталом (последнее согласно Базелю III)* – приводит к повышению цены контракта (то есть к расширению спреда бид/оффер), особенно для крупных контрактов (т.н. "блоковая" торговля), поскольку раскрытие информации о крупной транзакции способно оказать повышательное давление на цену встречных инструментов.
- *Обязательный клиринг стандартизированных внебиржевых товарных деривативов через центральных контрагентов и осуществление операций с ними на регулируемых платформах.* Клиринг через центральных контрагентов означает взятие на себя обязательств по выплате внос-гарантий, а также вноса в т.н. «дефолтный фонд», который призван препятствовать возникновению эффекта домино в результате возникновения дефолтного очага. Все это приводит к значительному повышению издержек хеджирования, несмотря на вызванное стандартизацией общее понижающее давление на спреды бид/оффер.
- *Введение лимитов на количество открытых позиций.* Сверх рассчитываемого для каждого вида деривативов отдельно лимита, открытые позиции должны обеспечиваться повышенной нормой капитала. Не затрагивая напрямую сферу хеджирования из-за поправки об исключении по виду деятельности, эта мера направлена против спекулятивных трейдеров, которые создают ликвидность на рынке деривативов, и поэтому усугубляет ее истощение в результате вышеупомянутых мер, что затрагивает всех участников рынка. Пострадавшими оказываются и крупные компании, чья трейдинговая деятельность, не будучи спекулятивной, тем не менее, не вписывается в установленные рамки.
- *Значительное сужение категории агентов, попадающих под "поправку об исключении по виду деятельности", обеспечивающую ослабление предписаний,* привело к исходу некоторых банков и брокерских домов, что вызвало сокращение ликвидности рынка в определенных сегментах.

Помимо этого, доступ к инструментам хеджирования затрудняет излишне формализованный процесс получения права на ослабление требований в случае попадания под действие поправки о виде деятельности, что повышает риски в случае высокой рыночной волатильности и резкого изменения ожиданий.

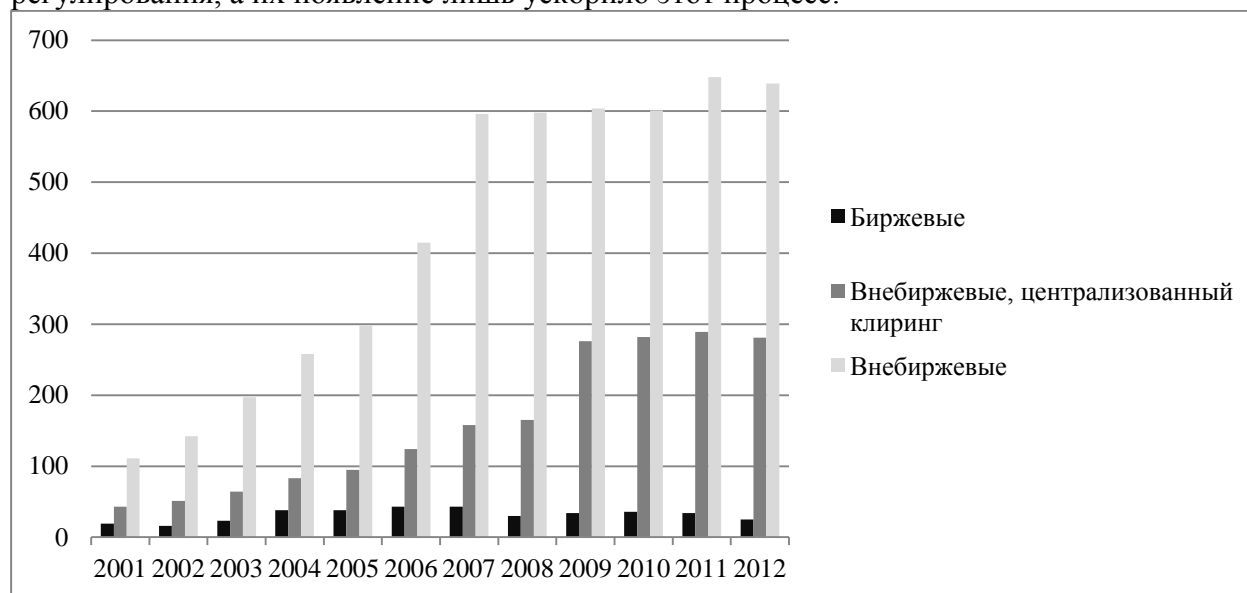
Хотя целью принимаемых мер было стимулировать перемещение торговой активности с менее прозрачных внебиржевых рынков на биржи и централизованный

---

<sup>98</sup> London Stock Exchange Group. REMIT (Regulation on Wholesale Energy Markets Integrity and Transparency).

<sup>99</sup> Например: Maxwell, F. EU banks plan to flee CME when key Emir date arrives - Risk.net

клиринг бывших билатеральными контрактов, фактически, тренд к перемещению активности хеджеров и спекулянтов с внебиржевых платформ на биржи и их клиринг через центральных контрагентов обозначился еще до введения новых стандартов регулирования, а их появление лишь ускорило этот процесс.



**Рисунок 1. Динамика изменения долей различных видов деривативов на мировом рынке деривативов, трлн. долл. Источник: CFTC Reports<sup>100</sup>**

Это имеет определенные преимущества, выразившиеся как в упомянутом уменьшении цен на финансовые инструменты, так и в снижении риска дефолта контрагента в результате перехода от билатерального к мультилатеральному распределению рисков (риски распределяются между всеми зарегистрированными участниками торговой платформы).<sup>101</sup>

Принципиальным структурным сдвигом для хеджирующихся энергетических компаний является то, что некоторым из них стало сложнее получить доступ к рыночной ликвидности из-за повысившихся требований по различным видам обеспечения контракта капиталом, а также в сократившейся ликвидности в таком сегменте внебиржевых деривативов, как гибридные и долгосрочные инструменты. Получается, что ликвидность сокращается в сегменте малоликвидных инструментов и прибывает в сегменте и без того высоколиквидных.<sup>102,103</sup> В самом незавидном положении при этом оказались американские мелкие и средние производители сланцевых нефти и газа, не имевшие опыта сотрудничества с биржами, и при этом столкнувшиеся с усиливающимся оттоком контрагентов с внебиржевого рынка.<sup>104</sup>

Сокращение сегмента малоликвидных инструментов произошло из-за ухода с рынка энергетических деривативов инвестиционных банков, предоставлявших данную категорию малоликвидных инструментов, в результате возросших требований по

<sup>100</sup> <http://www.cftc.gov/reports/presbudget/2014/2014presidentsbudget030507.html>

<sup>101</sup> FEDS Notes. Estimating the Effect of Central Clearing on Credit Derivative Exposures

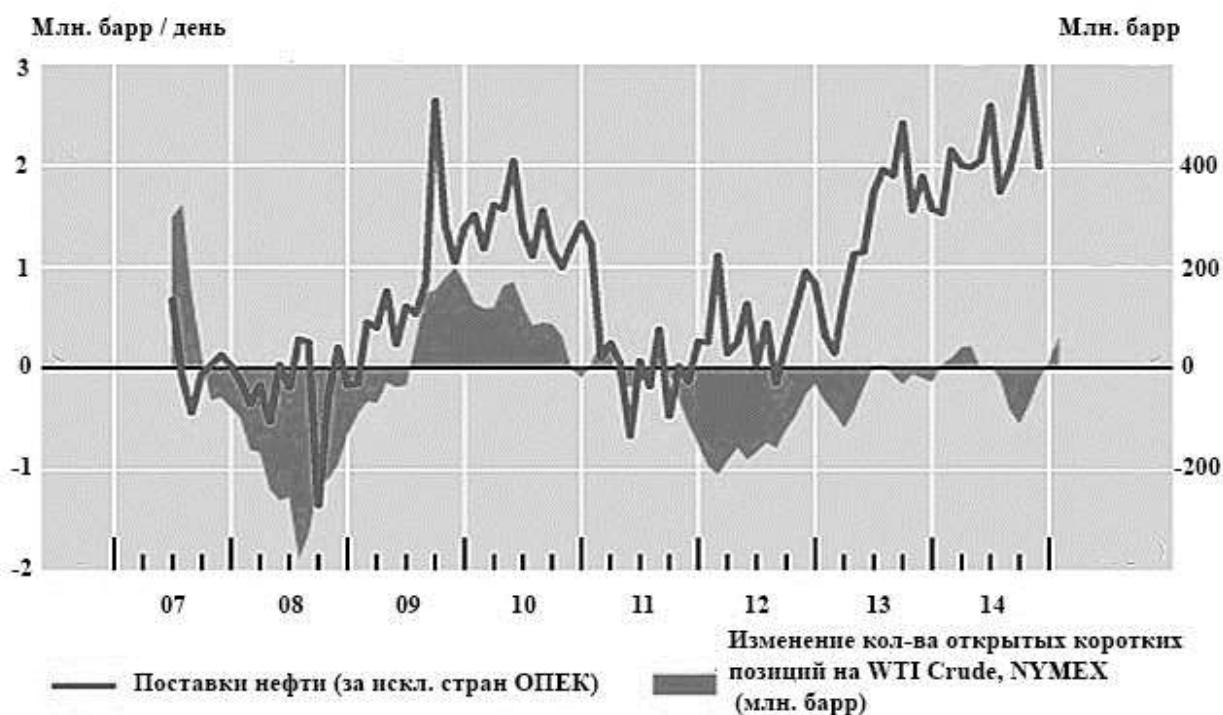
<sup>102</sup> Fender, I., & Lewrick, U. Shifting tides - market liquidity and market-making in fixed income instruments

<sup>103</sup> Заметим, что основной проблемой, которая возникает при необходимости оценить ликвидность рынка, является то, что ликвидность «невидима». Судить об уровне ликвидности мы можем косвенно по количеству открытых позиций, объему торгов и спреду бид/оффер, а также по опросам участников рынка.

<sup>104</sup> Turner, P. Dodd Frank's Impact On Producers – Oil&Gas Journal



регуляторному капиталу и отмены исключения из правил для контрактов с физической поставкой энергоресурсов, которым они раньше пользовались. В результате среди американских банков на рынке товарных деривативов остались только самые крупные (JP Morgan, Goldman Sachs и нек. другие), то же самое может вскоре произойти и с европейскими банками. Инвестиционные банки, благодаря своему высокому кредитному рейтингу и размеру балансовых счетов, являлись маркет-мейкерами. В случае, если рынок ожидал снижения цен, скажем, на газ и газодобывающие компании начинали занимать короткие позиции, а рынок не мог обеспечить ликвидностью всех – инвестиционные банки предоставляли встречную ликвидность «за свой счет», выступая контрциклично. Клиринговые дома и биржи не могут предоставлять ликвидность таким образом и, наоборот, могут вести себя проциклично (например, повышая требования по взносам-гарантиям в случае кризиса, а также в силу того, что в торгуемые ими стандартизированные продукты встроены одинаковые реакции на колебания рыночной конъюнктуры). Это испытали на себе американские нефтегазовые компании: помимо непосредственного падения цен на углеводороды, часть из них не смогла возобновить хеджевые контракты по причине повышения требований по капиталу и падения ликвидности.

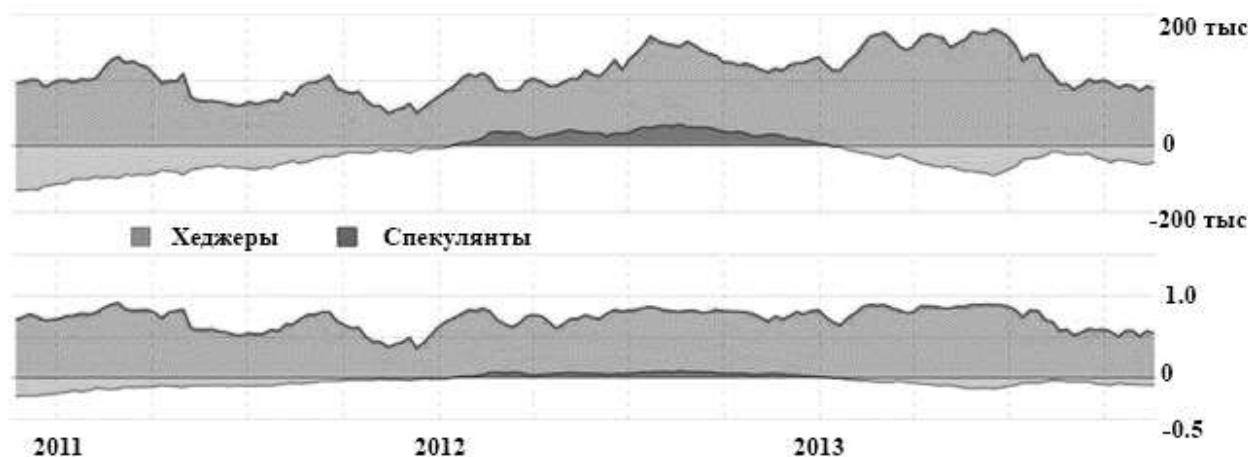


**Рисунок 3. Корреляция объемов добычи нефти и открытых на NYMEX коротких фьючерсов и опционов (контракт на млн. барр). Источник: Bank of International Settlement<sup>105</sup>**

На рисунке 3 видно, что до 2012 г количество открытых коммерческими пользователями примерно следовало за кривой суточной добычи, но с 2012 г кривые начали расходиться, что косвенно свидетельствует о том, что производители по крайней мере не смогли позволить себе следовать прежней стратегии хеджирования.

<sup>105</sup> [http://www.bis.org/publ/qtrpdf/r\\_qt1503f.htm](http://www.bis.org/publ/qtrpdf/r_qt1503f.htm)

Далее, на рисунке 4 мы видим, что в какой-то период направление прироста открытых позиций у хеджеров и спекулянтов совпало, хотя обычно они занимают противоположные позиции. В данном случае, по-видимому, произошло накопление открытых позиций по причине того, что не нашлось достаточно встречной ликвидности. Хотя сложно оценить в какой пропорции это произошло из-за снижения цен на нефть, а в какой – по причине истощения ликвидности в результате ужесточения регулирования, второй фактор, несомненно, должен присутствовать.



**Рисунок 4. NYMEX WTI Crude Oil, Commitment of Traders report.**

Источник данных: [www.spreadcharts.com](http://www.spreadcharts.com)

Кроме того, банки и брокерские центры обеспечивали ликвидность на рынке долгосрочных товарных деривативов, пример использования которых приведен выше. В случае, если контрагент не находился сразу, банк или брокер мог выступить в качестве контрагента, чтобы через некоторое время найти покупателя на инструмент с премией.

Наконец, до введения новых требований те участники рынка, которые в силу долгосрочных партнерских отношений с банком или своего высокого кредитного рейтинга могли в контракте избегать уплаты обязательного взноса-гарантии,<sup>106</sup> особенно чувствительны к требованиям по обеспечению, касающимся стандартизированных деривативов.

Последние два изменения ощутили на себе электрогенерирующие компании в США<sup>107</sup> и Северной Европе.<sup>108</sup>

Опираясь на проанализированный материал и на имеющиеся данные о развитии ситуации, можно выделить четыре основных тренда: (1) возвращение ликвидности на рынки в результате появления новых торговых посредников, (2) пересмотра регуляторами некоторых требований в сторону ослабления их жесткости, с одной стороны, (3) приспособление энергетических компаний к новой стоимости хеджирования и (4) оптимизация ими своих стратегий хеджирования – с другой. Эти процессы протекают в настоящее время и в обозримом будущем стабильности не предвидится. Процесс приспособления участников рынка к изменившимся условиям, учитывая ситуацию с ценами на энергоресурсы, не будет легким: мы можем ожидать серию новых дефолтов

<sup>106</sup> Authority of the House of Lords. The future regulation of derivatives markets: is the EU on the right track?, p. 93

<sup>107</sup> Maloney, P. Bank exits from commodity trading hurt US power firms - Risk.net

<sup>108</sup> Adomaitis, N. Nasdaq prepares to remove pillar of Nordic power market | Reuters

американских сланцевых нефтегазовых компаний, так как среди них еще достаточно тех, кто не смог заключить новые хеджевые контракты после истечения срока старых.<sup>109</sup>

Крупные транснациональные нефтегазовые компании, имеющие собственные департаменты для торговли деривативами, могут позволить себе воспользоваться возможностью арбитража: в ЕС крупнейшие нефтегазовые компании, а также фирмы, занимающиеся торговлей товарными деривативами, заявляют о возможности вывода своего бизнеса по торговле энергетическими деривативами с лондонской биржи, одной из наиболее ликвидных в ЕС, на сингапурскую и нью-йоркскую биржи, из-за лимитов на количество открытых позиций и требований по регуляторному капиталу, которые вступят в силу в 2017 г.<sup>110</sup>

По мнению одного из экспертов,<sup>111</sup> компаниями будут шире использоваться форвардные контракты на поставку нефти и газа со встроенной опциональностью, поскольку они, при соблюдении некоторых условий, исключаются из сферы регулирования финансовых инструментов, и не облагаются регуляторным капиталом. Это кажется достаточно вероятным, однако использование таких контрактов может помешать осуществлению основной цели, которую преследовали регуляторы – повышение прозрачности рынка. В связи с этим регуляторами США и ЕС было предусмотрено создание нового вида электронных торговых платформ - т.н. «своповых площадок» (*SEFs*, “*swap execution facilities*”) в США и «организованных торговых площадок» (*OTFs*, “*organized trading facilities*”) в ЕС. REMIT предусматривает, что операции с контрактами на физическую поставку на OTFs также не определяются, как торговля финансовыми инструментами, и соответственно, не облагаются регуляторным капиталом и прочими требованиями для финансовых инструментов.<sup>112</sup>

Другим вероятным сценарием является то, что энергетические (в частности, электрогенерирующие) компании пойдут на компромисс и начнут использовать для хеджирования базисного риска стандартизированные биржевые деривативы с небольшой стоимостью, а для хеджирования остаточного риска, если возникнет необходимость, нестандартизированные инструменты. Сектор нестандартизированных инструментов неизбежно сократится, а стандартизированных – увеличится.

Наконец, для определенной категории компаний увеличившиеся издержки хеджирования окажутся слишком большими, и они оставят свои позиции незащищенными, как это происходит сейчас в нефтегазовом секторе США.

Оставленная инвестиционными банками ниша в секторе торговли товарными деривативами уже сейчас заполняется такими игроками, как фирмы, специализирующиеся на торговле товарными деривативами, хедж-фонды, независимые трейдеры и некоторые другие агенты.<sup>113</sup> Однако их главный недостаток по сравнению с банками состоит в маленьких балансовых счетах – они, как и биржи, способны предоставлять дискретную ликвидность, т.к. не могут держать у себя финансовые инструменты до востребования. Поэтому на настоящий момент вопрос о том, кто заменит инвестиционные банки в торговле энергетическими деривативами, остается не вполне решенным.

---

<sup>109</sup> DiChristopher, T. Just 15% of US oil production is hedged in 2016: IHS

<sup>110</sup> Sheppard, Hume. Oil traders threaten London market exit over EU ‘position limits’ - FT.com

<sup>111</sup> The Oxford Institute for Energy Studies. Cause and effect: the impact of European regulation, p. 11

<sup>112</sup> "Organised Trading Facility (OTF)," 2016

<sup>113</sup> Global financial markets liquidity study, PwC, p. 116

## Список использованных источников и литературы

1. Adomaitis, N. (2015, April 29). Nasdaq prepares to remove pillar of Nordic power market | Reuters. URL: <http://www.reuters.com/article/nordic-power-nasdaq-idUSL5N0XQ55M20150429>
2. Authority of the House of Lords. (2010). The future regulation of derivatives markets: is the EU on the right track? (10) URL:The Stationery Office Limited website: <http://www.publications.parliament.uk/pa/ld200910/ldselect/ldcom/93/93.pdf>
3. Clearing thresholds under EMIR Regulation and Regulatory Technical Standards on OTC derivatives. (2016, March 21). URL:<http://www.emissions-euets.com/clearing-thresholds-under-emir-regulation-and-regulatory-technical-standards-on-otc-derivatives>
4. DiChristopher, T. (2016, January 29). Just 15% of US oil production is hedged in 2016: IHS. URL:<http://www.cnbc.com/2016/01/29/just-15-of-us-oil-production-is-hedged-in-2016-ih.html>
5. European Commission Press Release Database. (2016, February 10). Commission extends by one year the application date for the MiFID II package. URL:[http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-16-265\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-265_en.htm)
6. FEDS Notes. (2014, February 26). Estimating the Effect of Central Clearing on Credit Derivative Exposures. URL:<https://www.federalreserve.gov/econresdata/notes/feds-notes/2014/estimating-the-effect-of-central-clearing-on-credit-derivative-exposures-20140226.html>
7. Fender, I., & Lewrick, U. (2015, March 18). Shifting tides - market liquidity and market-making in fixed income instruments. URL:[http://www.bis.org/publ/qtrpdf/r\\_qt1503i.htm](http://www.bis.org/publ/qtrpdf/r_qt1503i.htm)
8. Global financial markets liquidity study. (2015). URL:PwC website: <https://www.pwc.se/sv/financial-services/assets/global-financial-markets-liquidity-study.pdf>
9. London Stock Exchange Group. (2013, August 21). REMIT (Regulation on Wholesale Energy Markets Integrity and Transparency). URL:<http://www.lseg.com/markets-products-and-services/post-trade-services/unavista/regulation/remit-regulation-wholesale-energy-markets-integrity-and-transparency>
10. Maloney, P. (2015, November 20). Bank exits from commodity trading hurt US power firms - Risk.net. URL:<http://www.risk.net/energy-risk/feature/2435373/bank-exits-from-commodity-trading-hurt-us-power-firms>
11. Maxwell, F. (2016, February 4). EU banks plan to flee CME when key Emir date arrives - Risk.net. URL:<http://www.risk.net/risk-magazine/news/2444901/eu-banks-plan-to-flee-cme-when-key-emir-date-arrives>
12. Organised Trading Facility (OTF). (2016, May 4). URL:<http://www.emissions-euets.com/trading-venues/organised-trading-facility-otf>
13. The Oxford Institute for Energy Studies. (2015). Cause and effect: the impact of European regulation. Oxford Energy Forum, 25, 11. URL:<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/OEF-103.pdf>
14. Sheppard, D., & Hume, N. (2015, October 25). Oil traders threaten London market exit over EU 'position limits' - FT.com. URL:<http://www.ft.com/cms/s/0/c2e22dae-795f-11e5-933d-efcdc3c11c89.html>
15. Turner, P. (2014, July 5). Dodd Frank's Impact On Producers. URL:<http://www.ogfj.com/articles/print/volume-11/issue-5/departments/capital-perspectives/dodd-frank-s-impact-on-producers.html>

16. United Nations Conference on Trade and Development. (2012). Don't blame the physical markets: Financialization is the root cause of oil and commodity price volatility. URL:[http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/presspb2012d1\\_en.pdf](http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/presspb2012d1_en.pdf)

## Синицын М.В.

### Перспективы рынков этанола в Бразилии и США

В конце 1970-х гг. развитые и ряд развивающихся стран в целях снижения зависимости от нефтяного импорта, поддержки национальных сельскохозяйственных производителей и экологического движения приняли программы по стимулированию производства и потребления биотоплив. Наибольших успехов добились США и Бразилия, используя этанол, получаемый из кукурузы и сахарного тростника. В статье анализируется ситуация на рынках этанола в Бразилии и США и рассматриваются перспективы развития этих рынков.

Бразилия и США (по расчетам) являются единственными странами, в которых биотоплива могут конкурировать с нефтяными топливами в рыночной системе координат.

Бразилия одной из первых запустила программу по стимулированию выращиванию сахарного тростника и производства этанола – программу PROALCOOL, предусматривающую субсидирование производства и инвестиций, поддержку научно-исследовательских работ, связанных с биотопливами, обязательную установку этаноловых колонок на автозаправочных станциях. Производство биотоплива быстро росло: с 1 млрд. литров в год в 1975 году до 12 млрд. литров в год в 1984 году<sup>114</sup>. Также были увеличены акцизы на бензин, введены стандарты по подмешиванию этанола в топливе и проводились закупки государством спирта по повышенным ценам. Необходимо отметить, что в рамках программы импортозамещения стимулировалось производство автомобилей с этаноловым двигателем: в 1979 г. правительство подписало соглашение с крупнейшими мировыми автопроизводителями по сборке в Бразилии только моделей машин, способных использовать в качестве топлива 100%-й спирт. В начале 1980-х годов до 90% всех продаваемых новых автомобилей имели только спиртовой двигатель<sup>115</sup>.

Экономические трудности, испытываемые Бразилией в 1980-х гг., привели к сворачиванию субсидирования производства этанола, в то же время рост цен на сахар на фоне низких цен на нефть стимулировал отказ от производства спирта в пользу сахара. В начале 1990-х гг. производство не покрывало внутренний спрос, этанол смешивали с метиловым спиртом. Автопроизводители переключились на производство машин с бензиновым двигателем. В 2002 г. в Бразилии благодаря введению налоговых льгот началось массовое производство гибридных (двухкомпонентных) автомобилей (FFV – flexible fuel vehicles), которые могут использовать топлива от E85 (смесь из 85% спирта и 15% бензина) до обычного бензина.

В настоящее время в Бразилии сформировались спрос на биотопливо, рынок этанола (государственная поддержка ограничивается требованиями по минимальному содержанию этанола в топливе) и гибкая биотопливная промышленность, которая может переключаться между производством сахара, этанола и электроэнергии из отходов производства.

В США производство этанола стимулировалось принятием Закона о налогообложении в энергетической отрасли (1978 г.), который предусматривал субсидирование моторного топлива с добавлением этанола, и Закона об энергетической

---

<sup>114</sup> ГЭВУ, 2013. Биотопливо и продовольственная безопасность: Доклад Группы экспертов высокого уровня по вопросам продовольственной безопасности и питания Комитета по всемирной продовольственной безопасности. С.12

<sup>115</sup> Wilkinson, J. & Herrera, S. 2010. Biofuels in Brazil: debates and impacts.

безопасности (1980 г.), который вводил страхование займов для мелких производителей этанола, а также требования SAFÉ по производству автомобилей, способных ездить на топливах E15 и E85. Требования по минимальному содержанию этанола в топливе устанавливаются на уровне штата.

Снижение цен на нефть привело к снижению производства этанола, но снижение налоговых ставок на топливо E10 позволило стабилизировать ситуацию: производство этанола выросла с 1,0 млрд. литров в 1992 году до 1,7 млрд. литров в 2001 году<sup>116</sup>.

Исследование, проведенное в 2011 г., показало, что биотопливная промышленность в США реагирует на изменение цен, а высокий уровень нефтяных цен и запрет на МТБЭ (метил-трет-бутиловый эфир) позволяют даже отказаться от использования мандатов<sup>117</sup>.

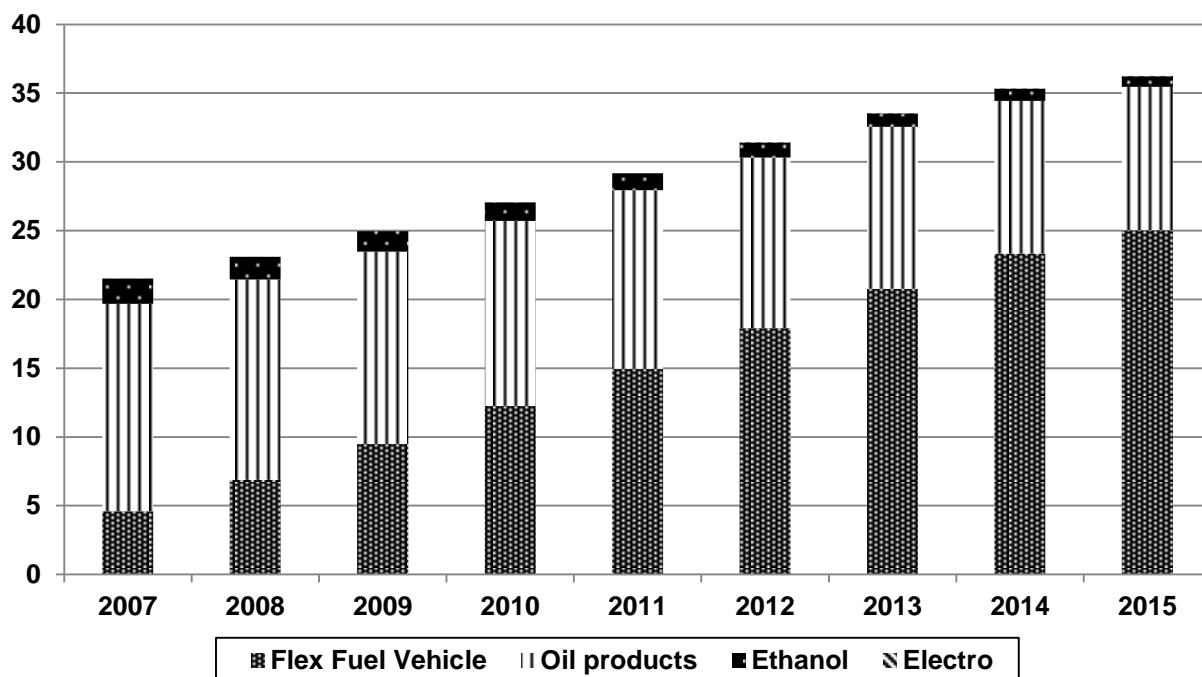
**Таблица 1.**

**Производство и потребление этанола, млн. т н.э.**

	Производство				Потребление			
	1990	2000	2010	2014	1990	2000	2010	2014
Бразилия	0,4	2,9	4,3	6,5	0,7	3,0	3,8	5,9
США	0,0	2,9	24,3	25,8	0,0	2,9	23,4	25,3
Мир	1,9	6,8	33,3	39,6	2,1	7,0	33,1	38,8

Источник: Международное энергетическое агентство.

Почти сорокалетние усилия позволили Бразилия и США стать основными потребителями и производителями этанола в мире (таблица 1). За 2000-2014 гг. Бразилия увеличила производство биотоплив в 2,2 раза, а экспорт в почти в 6 раз. За аналогичный период США увеличили производство в 8,9 раз, и стали чистым экспортером этанола.



**Рисунок 1. Бразилия: парк автомобилей, млн. штук**

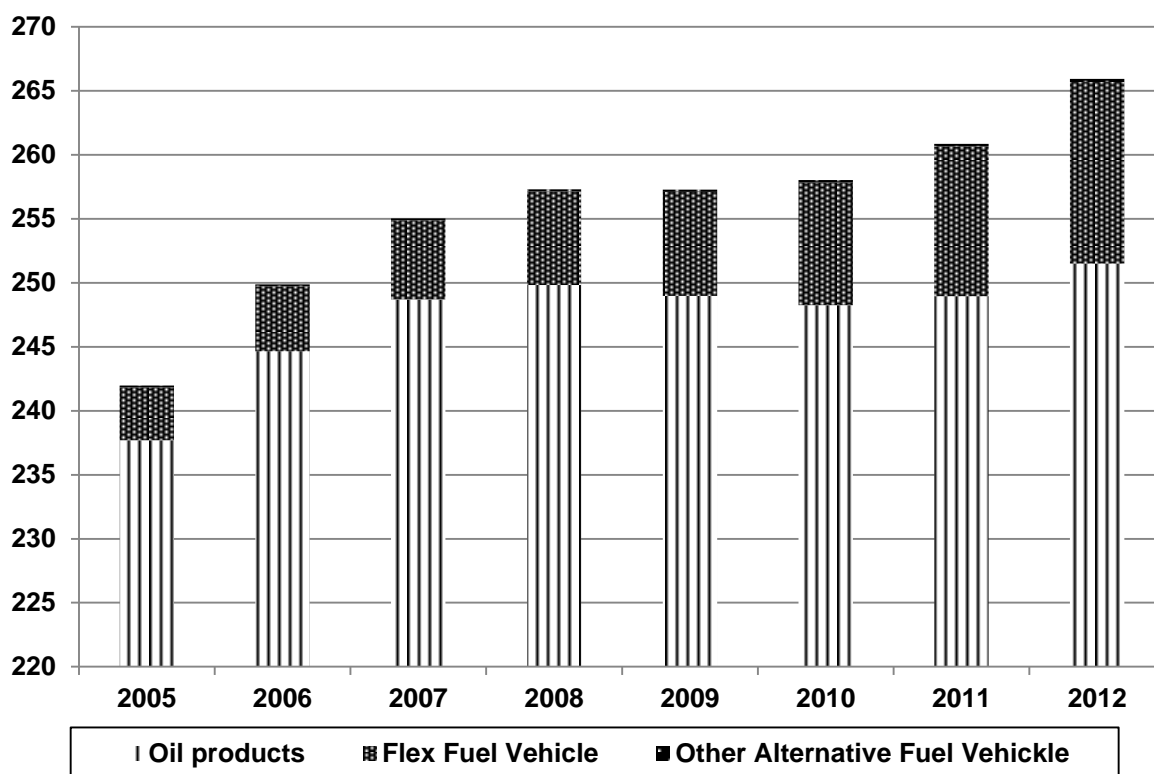
Источник: UNICA.

<sup>116</sup> Glozer, K.G. Corn ethanol: who pays? who benefits? .

<sup>117</sup> Babcock, B.A. The impact of US biofuel policies on agricultural price levels and volatility.

Почти весь этанол используется в автотранспорте, поэтому для оценки перспектив рынков этанола необходимо проанализировать структуру автомобильного парка в Бразилии и США.

Бразильский рынок автомобилей является быстро растущим, поэтому изменения в структуре парка происходят быстро. Потребитель сделал выбор в пользу двухкомпонентных транспортных средств вместо использования чистого биотоплива. Двухкомпонентные автомобили, на долю которых в 2005 г. приходилось 53% от общего объема продаж, а в 2006 г. уже 70%, к 2015 г. составляют уже основу автомобильного парка (рисунок 1), к 2030 г. они будут составлять уже более 95% автомобильного парка. Автомобили со спиртовым двигателем выходят из обращения, доля бензиновых и дизельных машин быстро уменьшается.



**Рисунок 2. США: парк автомобилей, млн. штук**

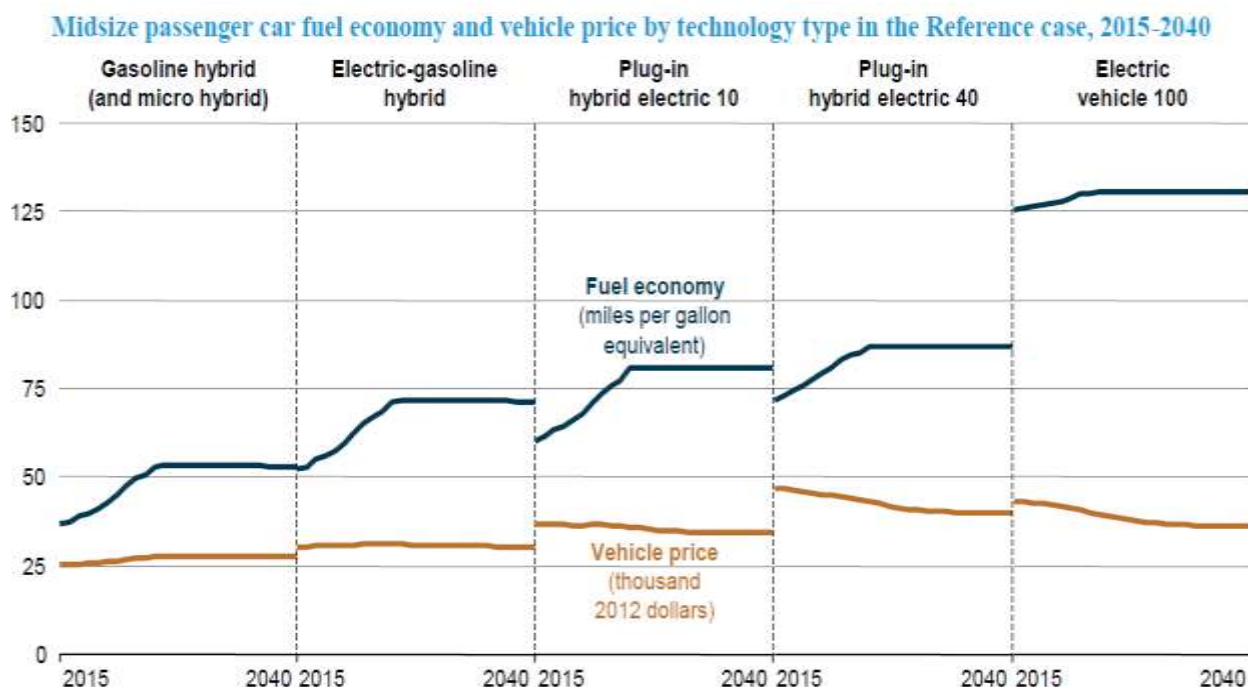
Источник: расчеты автора по данным National Renewable Energy Laboratory.

Количество автомобилей с нефтяными двигателями в США выросло в 2 раза за 2008-2012 гг., но их доля на насыщенном американском рынке увеличивается медленно (рисунок 2). По техническим причинам (запуск спиртового двигателя зимой в холодную погоду невозможен) машины, способные использовать в качестве топлива 100%-й спирт, всегда мало использовались, поэтому, хотя в последние годы активно продвигаются электромобили и автомобили с водородным двигателем, основу парка нефтяных автомобилей составляют двухкомпонентные транспортные средства.

Исследование, проведенное Администрацией энергетической информации США в 2015 г., показало, что двухкомпонентные автомобили дешевле альтернативных вариантов (гибридных электромобилей), и именно они будут составлять подавляющее большинство парка автомобилей с нефтяными двигателями до 2030 г.



При этом даже при цене нефти в 80-140 долл. за баррель в 2020-2040 г. этанол заместит в США всего 1,2% нефтяных топлив к 2040 г. Связано это с тем, что цена бензина будет приблизительно на 10% меньше цены топлива E85, а двухкомпонентные автомобили могут использовать топлива от E85 до обычного бензина, и потребитель будет переключаться между смесями бензина и этанола в зависимости от ценовой конъюнктуры. Также по техническим причинам зимой доля этанола в E85 снижается до 70%.



**Рисунок 3. Цена и топливная экономия гибридных автомобилей в 2015-2040 гг.**  
 Источник: Annual Energy Outlook 2015.

Таким образом, можно сделать вывод, что программы по стимулированию производства и требования по подмешиванию этанола к нефтяным топливам позволили запустить в США и Бразилии конкурентоспособные на рынке моторных топлив биотоплива.

Бразилия благодаря дешевым технологиям производства этанола из сахарного тростника отказалась от субсидирования производства и стала ведущим экспортером биотоплив.

Парк двухкомпонентных автомобилей, которые могут использовать как бензин, так и E85, быстро увеличивается в обеих странах. Альтернативные технологии (с использованием электроэнергии, только биотоплив) будут не конкурентоспособны до 2030 г.

В то же время, массовый потребитель уже в среднесрочной перспективе в США и Бразилии сможет легко переключаться между топливными смесями E10-E85 в зависимости от цен на нефть и этанол.

### Список использованной литературы:

1. ГЭВУ, 2013. Биотопливо и продовольственная безопасность: Доклад Группы экспертов высокого уровня по вопросам продовольственной безопасности и питания Комитета по всемирной продовольственной безопасности. Рим, 2013
2. Babcock, В.А. The impact of US biofuel policies on agricultural price levels and volatility. ICTSD Programme on Agricultural Trade and Sustainable Development, Issue Paper No. 35. Geneva, Switzerland, ICTSD International Centre for Trade and Sustainable Development. 2011 (available at [www.ictsd.org](http://www.ictsd.org))
3. EIA. Annual Energy Outlook 2015
4. Glozer, K.G. Corn ethanol: who pays? who benefits? Stanford, USA, Hoover Institution Press. 2011.
5. Wilkinson, J. & Herrera, S. 2010. Biofuels in Brazil: debates and impacts. The Journal of Peasant Studies, 37(4): 749–768.
6. Международное энергетическое агентство – [www.iea.org](http://www.iea.org)
7. National Renewable Energy Laboratory – <http://www.nrel.gov>
8. UNICA – <http://english.unica.com.br>

## Об авторах

**Абдырахманов Абдырахман Чарыярович** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [abdyrahmanov.abdyrahman@gmail.com](mailto:abdyrahmanov.abdyrahman@gmail.com)

**Белокопытов Андрей Сергеевич** – студент факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [keepdistance4me@gmail.com](mailto:keepdistance4me@gmail.com)

**Бреннер Вячеслав Викторович** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса кафедры мировой экономики и энергетической политики РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [cheslav\\_renner@mail.ru](mailto:cheslav_renner@mail.ru)

**Дзиева Зарина Эльбрусовна** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса кафедры Стратегического управления ТЭК, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [dzioeva.z@gmail.com](mailto:dzioeva.z@gmail.com)

**Донцова Анна Витальевна** – студент факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [dontsovaanna@yandex.ru](mailto:dontsovaanna@yandex.ru)

**Иллерицкий Никита Игоревич** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [illernick@yandex.ru](mailto:illernick@yandex.ru)

**Канаяма Ренэ** – председатель правления Японского Инвестиционного Совета, e-mail: [csee.advisory@gmail.com](mailto:csee.advisory@gmail.com)

**Копылова Анастасия Сергеевна** – студент факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [nastja.wrt@mail.ru](mailto:nastja.wrt@mail.ru)

**Крамской Максим Владимирович** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

**Кудашова Олеся Александровна** – студентка факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [lesya\\_kudashova@mail.ru](mailto:lesya_kudashova@mail.ru)

**Куджба Иляида Солмазовна** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [ikudzhba@mail.ru](mailto:ikudzhba@mail.ru)

**Ли Конхви** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [syutang@mail.ru](mailto:syutang@mail.ru)

**Мамукова Элина Владимировна** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ (НИУ) нефти и газа им. И. М. Губкина, e-mail: [mamukova1@mail.ru](mailto:mamukova1@mail.ru)

**Мартынова Виктория Сергеевна** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [viktoriya.marty@mail.ru](mailto:viktoriya.marty@mail.ru)

**Нурашов Азамат Асанович** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [nurashov\\_a@mail.ru](mailto:nurashov_a@mail.ru)

**Падо Дарья** – магистрант специализации «Регулирование энергетических и сырьевых рынков в России и мире», департамент мировой экономики факультета мировой экономики и мировой политики НИУ-ВШЭ, e-mail: [dapado@edu.hse.ru](mailto:dapado@edu.hse.ru).

**Полаева Дженнет Куанчевна** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [paradise\\_03\\_94@mail.ru](mailto:paradise_03_94@mail.ru)

**Рева Александр Романович** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [a.reva92@yandex.ru](mailto:a.reva92@yandex.ru)

**Сеферов Аким Керимович** – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [a-s-90@ya.ru](mailto:a-s-90@ya.ru)

**Синицын Виктор Владимирович** – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: [sinitsynvv@imemo.ru](mailto:sinitsynvv@imemo.ru)

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

**Спивак Вита Юрьевна** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [spivakvu@gmail.com](mailto:spivakvu@gmail.com)

**Тикарева Аида Алиевна** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [aida-t@mail.ru](mailto:aida-t@mail.ru)

**Тыртышова Диана Олеговна** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, ведущий экономист планово-экономического отдела АО «Газпром Электрогаз», e-mail: [diana.m.d@yandex.ru](mailto:diana.m.d@yandex.ru)

**Уколов Павел Андреевич** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [pk1.86@mail.ru](mailto:pk1.86@mail.ru)

**Федорова Виктория Андреевна** – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина; e-mail: [fedorova.v@gubkin.ru](mailto:fedorova.v@gubkin.ru)

**Фролов Олег Анатольевич** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [olegfrolov94@mail.ru](mailto:olegfrolov94@mail.ru)

**Халов Осман Мурадович** – студент Инженерно-экономического института МАИ. e-mail: [osman96@bk.ru](mailto:osman96@bk.ru)

**Чжинсок Сун** – аспирант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [Jinsok.sung@gmail.com](mailto:Jinsok.sung@gmail.com)

**Шамшина Виктория Николаевна** – аспирантка Центра азиатско-тихоокеанских исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: [V.N.Shamshina@mail.ru](mailto:V.N.Shamshina@mail.ru).

**Шмелева Анастасия Олеговна** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [shneliy@inbox.ru](mailto:shneliy@inbox.ru)

**Ямбарышева Алевтина Андреевна** – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [aayamb@mail.ru](mailto:aayamb@mail.ru)

Научное издание

Трансформация мировой энергетики:  
рыночные механизмы и государственная политика

*Ответственный редактор:*

*Жуков Станислав Вячеславович*

*Материалы конференции*

Место для размещения штрих-кода

---

Подписано в печать 07.06.2016.  
Формат 60×84/8. Печать офсетная.  
Объем 29 п.л., 14,3 а.л. Тираж 200 экз. Заказ № 20/2016

---

Издательство ИМЭМО РАН  
Адрес: 117997, Москва, Профсоюзная ул., 23