

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

ГЛОБАЛЬНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ТРЕНДЫ

**Под редакцией
д.э.н. С.В. Жукова**

Москва
ИМЭМО РАН
2019

УДК 338.4
ББК 65.5
Гло 547

Серия «Библиотека Национального исследовательского института
мировой экономики и международных отношений имени Е.М. Примакова»

Рецензенты:

доктор экономических наук В.Б. Кондратьев
кандидат экономических наук О.С. Анашкин

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

Гло 547

Глобальные энергетические и экономические тренды / Под ред. С.В. Жукова. – М.:
ИМЭМО РАН, 2019. – 194 с.

ISBN 978-5-9535-0551-2

DOI:10.20542/978-5-9535-0551-2

В сборнике работ по результатам шестой международной конференции Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН и Факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, проведенной в декабре 2018 г., анализируются проблемы трансформации мировой экономики и энергетики. Особый интерес представляют работы специалистов ЦЭИ ИМЭМО РАН и Базовой кафедры РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в ИМЭМО РАН по проблемам электрификации дорожного транспорта, энергетического перехода в Германии, перестройке рынков природного газа в Индии и Бразилии и сотрудничества России в энергетике с зарубежными странами.

Global Energy and Economic Trends / Zhukov S.V., ed. – Moscow, IMEMO, 2019. – 194 p.

ISBN 978-5-9535-0551-2

DOI:10.20542/978-5-9535-0551-2

The compendium of articles presented at the sixth international conference, organized by the Center of Energy Studies, IMEMO RAS and Faculty of International Energy Business, Gubkin Russian State University (NRU) of Oil and Gas covers complex and multidimensional processes of world energy restructuring. Of special interest are the articles of scholars of the Center of Energy Studies, IMEMO RAS and Gubkin Russian State University of Oil and Gas Base Chair at IMEMO, that focuses on the electrification of road transport, energy transition in Germany, restructuring of natural gas sector in India and Brazil and Russia's cooperation with foreign countries in energy sphere.

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

ISBN 978-5-9535-0551-2

© ИМЭМО РАН, 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

Хотимский К.В.

Перспективы экспорта российского газа в КНР до 2030 г. Топливо-энергетический баланс Китая в 2010-2030 гг. 5

Рева А.Р.

Природный газ в топливно-энергетическом балансе Индии. Тенденции и перспективы 27

Крамской М.В.

Основные тенденции развития газовой отрасли в Республике Бразилия. 36

Попадьюко А.М.

Энергетический переход в Германии на горизонте до 2050 г.: возможности и риски для природного газа 45

Студеникина Л.А., Игнатов В.И.

Плавающие заводы по производству СПГ (FLNG): Влияние на окружающую среду, оценка рисков и мера контроля. 50

Петров П.И.

Конкуренция за поставки пригодного газа в Юго-Восточную Европу: Южный газовый коридор ЕС, российские трубопроводы и роль Турции 55

Грушевенко Д.А.

Прогноз развития энергетики мира и России: в фокусе нефтяной рынок 66

Курилов В.В.

Новый бум сланцевой добычи в США: прогнозы на 2019-2020 гг. и влияние на нефтяной цикл. 76

Синицын М.В.

Электрификация дорожного транспорта и риски спроса на нефть 88

Ефимова Н.С., Халов О.М.

Перспективы развития мирового рынка авиатоплива 93

Миловидов К.Н.

Мировые тенденции в развитии геологоразведочных работ и воспроизводстве запасов нефти и газа 102

Халидов И.А.

Формирование ликвидационного фонда при завершении эксплуатации месторождений 117

Шуркалин А.К.

Современные тренды глобальной энергетики и энергетическая политика России 122

Мешков И.А.

На пути к энергетическому переходу в Европе: анализ кластеров ветряной энергетики 128

Великороссов В.В., Захаров А.К., Козлов В.А., Сулимова Е.А.

Перспективы развития гидроэнергетики в Российской Федерации в современных экономических условиях (на примере ПАО «РусГидро») 139

Великороссов В.В., Генкин Е.В., Дерий В.П., Максимов М.И.

Тенденции развития атомной энергетики в экономике разумного потребления 153

Курбонов Н.Б., Набиев Ш.М., Курбонов Г.Б.

Эколого-экономическая оценка альтернативных источников энергии Таджикистана при изменении климата 161

<i>Полаева Г.Б., Драганюк Д.О.</i> Перспективы энергетического сотрудничества стран БРИКС	170
<i>Халова Г.О., Иллерицкий Н.И., Сопилко Н.Ю.</i> Энергетический потенциал Турции. Перспективы российско-турецкого энергетического сотрудничества	177
<i>Юрченко Н. Ю., Навроцкая Н.А.</i> Современное состояние ТЭК Индии. Перспективы энергетического сотрудничества РФ и Индии	186
Об авторах	191

Хотимский К.В.

**Перспективы экспорта российского газа в КНР до 2030 г.
Топливо-энергетический баланс Китая в 2010-2030 гг.**

Основой топливо-энергетического баланса Китая¹ был и остается уголь (в 2017 г. доля угля в ТЭБе Китая составляла 60%). Доля угля сократилась с 2010 г. на 10 п.п. за счет увеличения потребления нефти, газа и нетопливных источников (атомной энергии, гидроэнергии, ветровой и солнечной энергии, прочих ВИЭ и биомассы). В абсолютном выражении за 2011-2017 гг. увеличилось потребление всех энергоносителей в основном за счет демографического фактора (роста численности населения), макроэкономического фактора (роста ВВП и промышленного производства), ценового фактора (снижения мировых цен на газ и нефть, при небольшом росте цен на уголь), инвестиционного фактора, потребности в электроэнергии и других, но в меньшей степени (**Рисунок 1**).

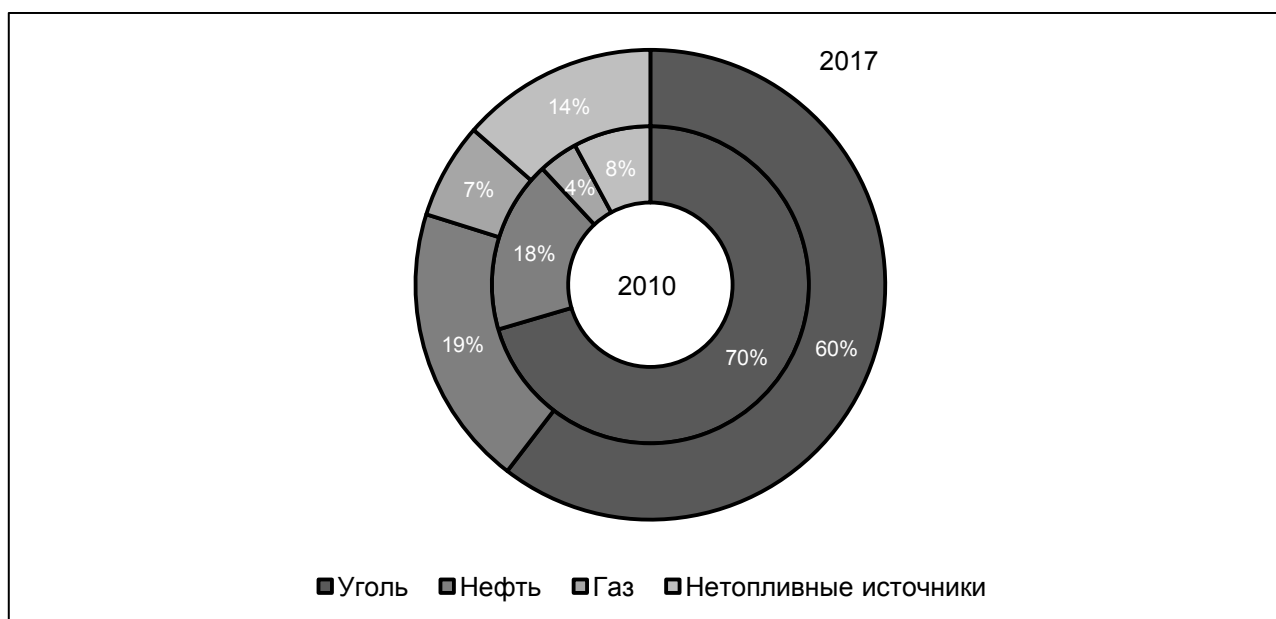


Рисунок 1. Топливо-энергетический баланс Китая в 2010 и 2017 гг., %

Источник: Государственный комитет по развитию и реформе КНР.

За 2011-2017 гг. прирост угля в относительном выражении показал разнонаправленную динамику. До 2013 года темпы прироста были положительные, но ежегодно уменьшались, так в 2013 г. потребление угля достигло абсолютного максимума в истории (2 025,6 млн т н.э.)², после чего потребление угля начало снижаться вплоть до 2016 года, но в 2017 году произошел небольшой рост. Данная динамика потребления угля обусловлена государственной программой ЦК Компартии Китая по переводу потребителей с угля на более экологически чистые виды энергоносителей (в первую очередь – на газ). В Китае в 2013 году был опубликован и вступил в силу «План действий по снижению загрязнения окружающей среды на 2013-2017 гг.», который был продлен до 2020 г. («План действий в течение трех лет для достижения победы в “войне за голубое небо”»). В «Планах» содержатся целевые показатели по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, перечень ключевых районов его применения («Столичный регион»³, провинции, примыкающие к г.ц.п. Шанхай – Аньхой, Цзянсу и Чжэцзян, а также провинции Шэньси, Шаньси, Хэнань и Шаньдун), пути дальнейшего развития секторов потребления и

¹ Китай – не включая Гонконг и Макао

² Статистика МЭА (www.iea.org)

³ Города центрального подчинения (г.ц.п.) Пекин и Тяньцзинь и провинция Хэбэй

использования в них угля, а также необходимые действия для достижения поставленных целей⁴.

Потребление нефти росло в среднем на 4% в год, увеличившись в 2017 г. по сравнению с уровнем 2010 г. на 40% или на 171,5 млн т н.э. (в 2010 г. – 428,8 млн т н.э.). Рост потребления был в основном обеспечен увеличением импортных поставок нефти, которые в 2017 году составляли около 420 млн т н.э. Импорт нефти растет ежегодно, особенно в последние годы, в связи с тем, что собственная добыча начала снижаться с 2016 года. Падение добычи произошло сразу по нескольким причинам. Во-первых, старые месторождения больше не могут увеличивать добычу, т.к. пик добычи на крупнейших нефтяных месторождениях (например, Дацин) пройден, а новые крупные месторождения пока не открыли. Во-вторых, многие китайские нефтяные компании были вынуждены закрыть свои низкорентабельные скважины, чтобы оптимизировать производство. Для увеличения нефтедобычи необходимо инвестирование в геологоразведку, поиск новых запасов нефти для возможного увеличения добычи в будущем, что является одной из главных целей «Плана по развитию нефтяного комплекса в период 13-ой пятилетки»⁵.

Потребление газа в 2017 г. достигло показателя в 237,3 млрд куб. м (189,0 млн т н.э.) по сравнению с уровнем 2010 года в 107,3 млрд куб. м (85,5 млн т н.э.). Темпы прироста составили 121%. Данное увеличение объясняется все большей заботой правительства Китая об окружающей среде, в связи с чем и была разработана кампания по переводу потребителей с угля на газ (как более чистое топливо), продолжающимися высокими темпами экономического развития Китая (за 2011-2017 гг. темпы роста ВВП были в диапазоне от 6,7% до 10,6%) и ростом спроса в сфере газовой генерации электроэнергии (в настоящее время совокупная установленная мощность газовых электростанций в КНР составляет 76 ГВт, ведется строительство 18 ГВт мощностей газовых ТЭС, а также одобрены объекты мощностью 25 ГВт, строительство которых пока еще не началось).

Потребление нетопливных источников за 2011-2017 гг. выросло на 60%. Больше всего увеличилось потребление атомной, гидро-, ветровой и солнечной энергии, небольшой рост произошел в потреблении прочих ВИЭ (геотермальная энергия и др.), а также произошло сокращение потребления биомассы. Увеличение потребления электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, ГЭС, ВЭС и СЭС связано с введением в эксплуатацию новых мощностей. Увеличение установленных мощностей ГЭС связано с недоиспользованным гидропотенциалом Китая, в стране расположена половина мировых малых ГЭС, а также крупнейшая в мире ГЭС «Три ущелья». Наибольший прирост мощностей ГЭС наблюдается в провинциях Сычуань, Цзянсу и Юньнань. На конец 2017 г. в Китае работало 163,7 ГВт ВЭС⁶, что составляет более 30% мировых мощностей ветровых электростанций. Технический потенциал ветровой энергетики Китая оценивается в 1 ТВт, из которых только 250 ГВт наземных ВЭС⁷. Фуцзянь, Юньнань и Сычуань являются провинциями с самой высокой производительностью ветровой энергии в Китае, несмотря на то, что основная часть (около 75%) мощностей расположена на севере страны. На конец 2017 года в Китае действуют более 40 ядерных реакторов общей мощностью 35,8 ГВт. Рост мощностей на 7% позволил увеличить выработку электроэнергии на АЭС на 17%. Мощности СЭС увеличились на 119,4 ГВт (или больше чем в 11 раз) за 2011-2017 гг.⁸ Самая высокая динамика ввода новых мощностей в Китае наблюдается в солнечной энергетике. Китай занимает первое место в

⁴ Сайт Госсовета КНР (http://www.gov.cn/zhengce/content/2018-07/03/content_5303158.htm)

⁵ Сайт ГКПП КНР. Постановление ГКПП No2016/2714 (<http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201612/W020161230423526650781.pdf>)

⁶ 2017 electricity & other energy statistics (<https://chinaenergyportal.org/en/2017-electricity-energy-statistics/>)

⁷ Китайский институт научных исследований климата

⁸ 2010 & 2017 electricity & other energy statistics

мире по инвестиционной привлекательности ВИЭ: доля чистой энергетики в стране превышает 35%⁹.

В 2018-2030 гг. доля угля в топливно-энергетическом балансе будет сокращаться. Так, к 2030 г. ожидается, что доля угля может составить от 46% до 55%, в зависимости от прогноза. Правительство Китая полагает, что им удастся довести этот показатель до 46% к концу 15-ой пятилетки (2030 г.), но различные международные агентства имеют более пессимистические взгляды. Более интересная ситуация обстоит с абсолютным изменением потребления угля в Китае: МЭА и ВР¹⁰ прогнозируют снижение потребления угля в КНР в абсолютном выражении, несмотря на то, что сами китайцы прописали в «Плане развития угольной промышленности на 13-ую пятилетку» увеличение потребления и добычи угля, но может и скорее всего в планах 14-ой и 15-ой пятилеток уже будет заметна понижающаяся динамика данных показателей (**Рисунок 2**).

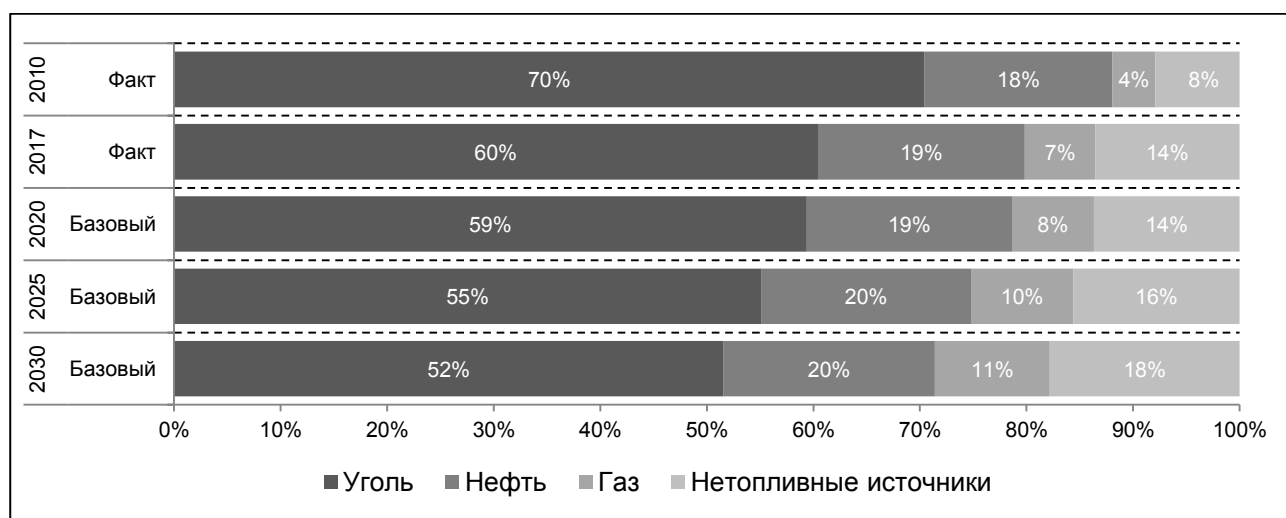


Рисунок 2. Топливо-энергетический баланс Китая в 2010-2030 гг., %

Источник: расчёты автора.

Прогнозируется увеличение потребления нефти, но ее доля в ТЭБе Китая за ближайшие 13 лет изменится незначительно. Опять же, китайские эксперты прогнозируют снижение доли нефти в топливно-энергетическом балансе страны с 19% в 2017 г. до 14% к 2030 году, что не согласуется с прогнозами энергетических агентств и нефтегазовых компаний, которые ожидают увеличение доли нефти в ТЭБе КНР на 1 п.п. (2030 г. – 20%). Потребление нефти в прогнозный период будет обеспечено, также как и в 2011-2017 гг., в первую очередь за счет увеличения импорта в страну, это означает, что импортозависимость Китая будет только увеличиваться (в 2017 г. доля импорта в потреблении составила 69%). Собственная добыча в ближайшие годы продолжит снижаться в связи с причинами, указанными выше, но китайские власти планируют восстановить добычу нефти и поддерживать ее на уровне более 200 млн т н.э./год¹¹ к 2020 г. (но скорее всего данная задача 13-ой пятилетки не будет выполнена).

Ускоренная реализация программы по переводу потребителей с угля на газ уже в 2017 г. привела к возникновению дефицита газа в отопительный сезон. Несмотря на это по прогнозу китайских экспертов потребление продолжит расти двузначными темпами (в 2018 г темпы роста составят 18% г/г)¹², что может сохранить дефицит поставок газа в Китае и в

⁹ Рейтинг RECAI (<https://emeia.ey-vx.com/4864/93958/landing-pages/recai-50-all-pages-interactive-dps-view.pdf>)

¹⁰ BP Energy Outlook 2030, IEA: World Energy Outlook 2017: China

¹¹ План развития нефтяной отрасли в период 13-ой пятилетки (<http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201701/W020170119333354977981.pdf>)

¹² Издание «Цзинцзи цанькао бао» («Экономическая информация», КНР) (http://www.jjckb.cn/2018-09/11/c_137459299.htm)

2018 году. Отмечено, что перевод промышленных и городских потребителей с угля на газ следует осуществлять лишь при наличии достаточных поставок газа. В сфере газовой генерации электроэнергетики зафиксировано намерение развивать использование газовых электростанций для сглаживания пикового потребления. Доля газа в ТЭБе Китая может возрасти до 10-15%, сами же китайцы планируют довести ее до 15% к 2030 году. Импортотависимость Китая продолжит расти и по данному виду топлива и может составить в 2030 году 50% (оценка ГКРР КНР). По прогнозам ГКРР КНР к 2030 г. потребление газа в стране будет на уровне 600 млрд куб. м (478 млн т н.э.), а это означает, что добыча и потребление к тому времени будут составлять по 300 млрд куб. м. В увеличение импорта газа можно поверить, зная масштабные проекты КНР, но в достижение Китаем уровня добычи газа в 300 млрд куб. м верится с трудом, они возлагают надежды на сланцевый газ и газ из других нетрадиционных источников (в 2017 году добыча сланцевого газа составляла 9 млрд куб. м, а добыча метана из угольных пластов – 4,5 млрд куб. м).

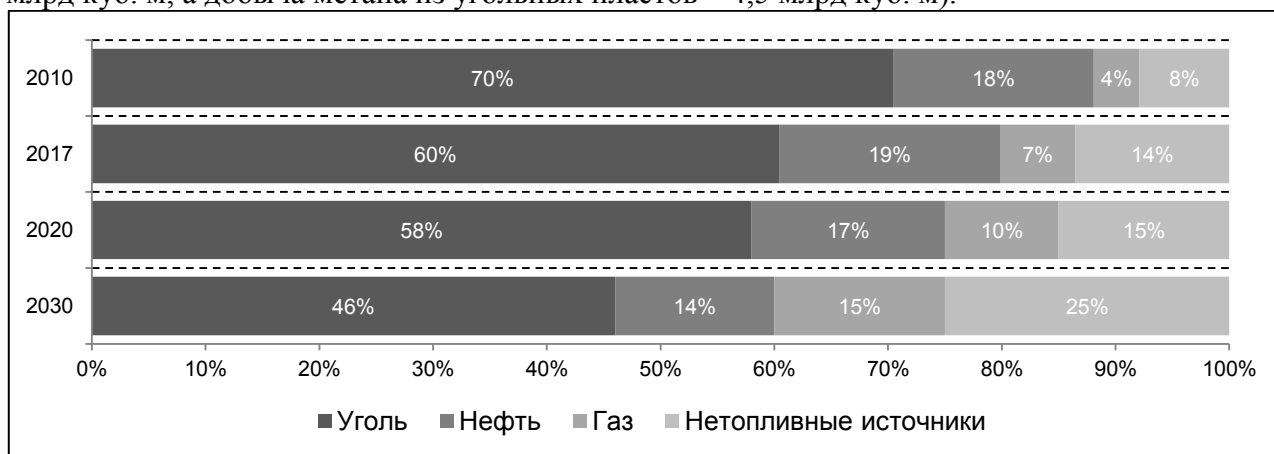


Рисунок 3. Топливо-энергетический баланс Китая в 2010-2030 гг., %

Источник: Государственный комитет по развитию и реформе КНР.

Потребление нетопливных источников будет увеличиваться и может составить 18-25% ТЭБа Китая к 2030 году. Потребление ветровой, атомной, гидро- и солнечной энергии будет расти в прогнозный период в связи с вводом в эксплуатацию новых генерирующих мощностей. Так, уже на данный момент в процессе строительства и/или пока не введенными в эксплуатацию находятся 15 АЭС¹³ общей мощностью 15 ГВт. Также планируется довести к 2020 году установленную мощность ветроэнергетических установок в стране до 210 ГВт и продолжить развитие данной отрасли далее. К основным проектам в области развития гидроэнергетики относятся: 5 ГЭС на р. Янцзы, 3 ГЭС на р. Ялунцзян, 7 ГЭС на р. Даду, 2 ГЭС на р. Хуанхэ общей мощностью свыше 100 ГВт, а также в ближайшее время начать эксплуатацию недавно открывшихся ГАЭС, мощностью 60 ГВт. Китай планирует и дальше наращивать мощности СЭС в стране для обеспечения более быстрого перехода на возобновляемые источники энергии.

Определение ключевых направлений и основных факторов изменения структуры спроса и предложения на газ по категориям потребления в Китае в 2011-2017 гг.

Сохранение высоких темпов экономического роста в Китае внесло вклад в существенное увеличение потребления энергоресурсов, но этот фактор является одним из многих, основным фактором прироста потребления газа в Китае является государственное регулирование отрасли и планы властей по переводу потребителей с угля на газ (см. выше), все это связано с огромными выбросами CO₂ в стране (9 200-9 300 млн т CO₂ в зависимости

¹³ АЭС Хайян 1-2, АЭС Саньмэнь 1-2, АЭС Шидаовань 1, АЭС Тайшань 1-2, Тяньваньская АЭС 4, АЭС Янцзян 6, АЭС Фанчэнган 3, АЭС Фуцин 5-6, АЭС Хуняньхэ 4-6

от статистического издания)¹⁴. При этом в 2017 г. количество выбросов впервые заметно увеличилось за последние годы (по ВР – на 1,6% г/г, по Enerdata – на 2,1%). Связано это с сильным экономическим ростом в стране, который подтолкнул потребление угля в Китае и, соответственно, выбросы CO₂, несмотря на политику перевода потребителей с угля на газ, которая стабилизировала выбросы с 2014 г. Так, только этот фактор увеличил потребление газа в Китае на 76,9 млрд куб. м¹⁵, что составляет около 59% всего роста (**Рисунок 4**).

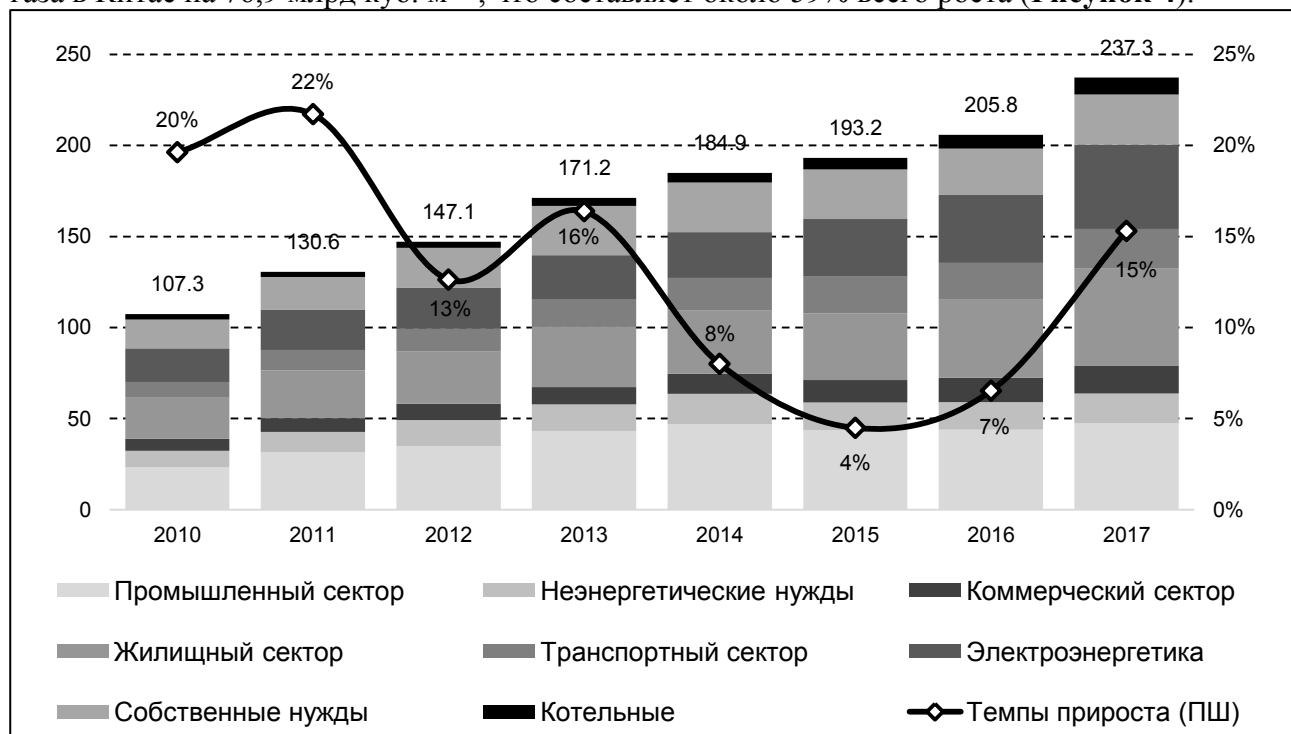


Рисунок 4. Динамика потребления газа в Китае по категориям в 2010-2017 гг. в млрд куб. м и темпы роста потребления в % (правая шкала)

Источник: Государственный комитет по развитию и реформе КНР.

Потребление газа в Китае в 2017 г. по сравнению с уровнем 2010 года увеличилось на 130,0 млрд куб. м, или на 121%. Выросли значения всех компонентов потребления (**Рисунок 5, Рисунок 6**):

- потребление в жилищном секторе – на 30,6 млрд куб. м (или на 134%);
- потребление газа со стороны электроэнергетики – на 27,9 млрд куб. м. (или на 152%);
- потребление в промышленном секторе – на 24,2 млрд куб. м (или на 104%);
- потребление в транспортном секторе – на 13,6 млрд куб. м (или на 163%);
- собственные нужды отрасли – на 11,7 млрд куб. м (или на 74%);
- потребление в коммерческом секторе – на 8,3 млрд куб. м (или на 122%);
- потребление на неэнергетические нужды – на 7,4 млрд куб. м (или на 83%);
- спрос со стороны котельных – на 6,4 млрд куб. м (или на 219%).

¹⁴ 9 233 млн т CO₂ по данным ВР, 9 297 млн т CO₂ по данным Enerdata (Статистического Ежегодника мировой энергетики 2017).

¹⁵ Расчеты автора

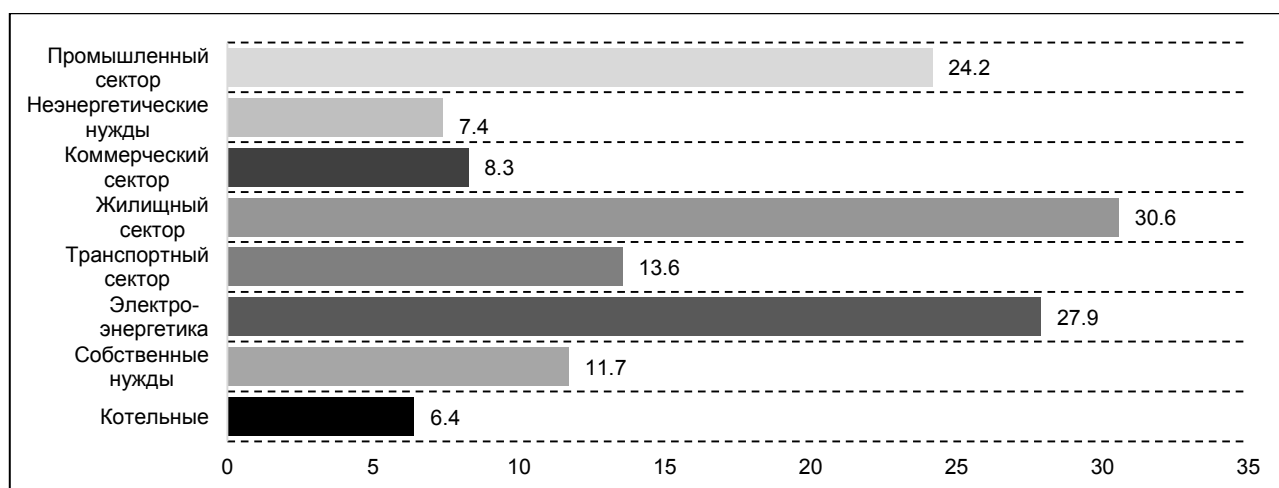


Рисунок 5. Абсолютный прирост категорий потребления газа в Китае в 2011-2017 гг., млрд куб. м

Источник: Государственный комитет по развитию и реформе КНР, расчеты автора.

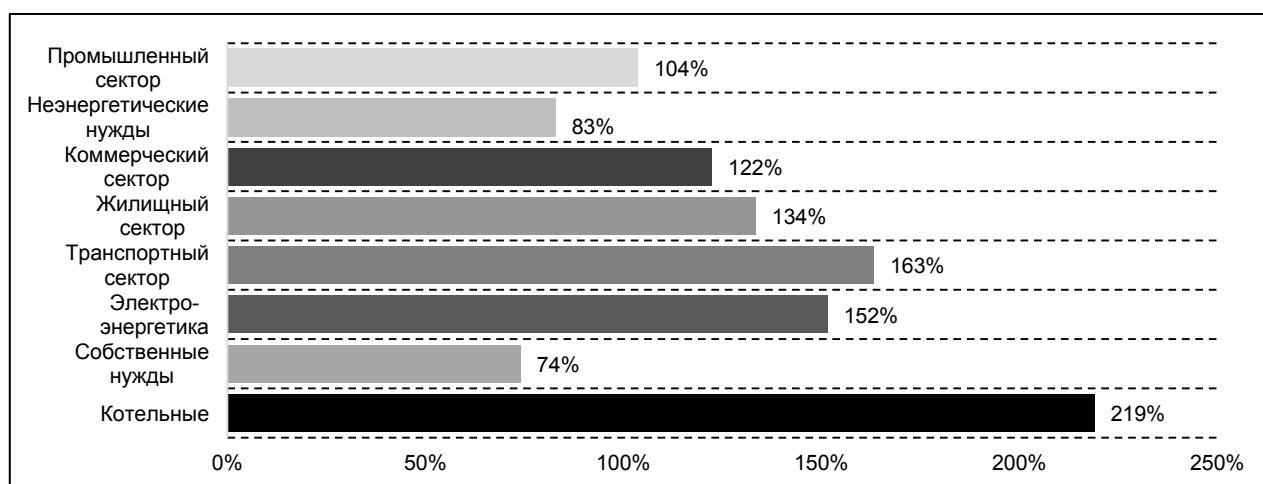


Рисунок 6. Относительный прирост категорий потребления газа в Китае в 2011-2017 гг., %

Источник: Государственный комитет по развитию и реформе КНР, расчеты автора.

На объемы потребления газа в Китае основное влияние оказывают следующие факторы:

- демографический (численность населения, в т. ч. трудоспособного и городского);
- макроэкономический (объем и динамика ВВП, динамика промышленного производства);
- технологический (динамика энергосбережения и развития энергоэффективности);
- инвестиционный (реализация инвестиционных проектов в производстве и потреблении);
- экологический (цены на выбросы парниковых газов);
- климатический (динамика фактических температур наружного воздуха в летний и зимний периоды);
- ценовой (уровень и динамика цен конечного потребления);
- спрос на электроэнергию;
- фактор государственного регулирования¹⁶.

¹⁶ Кроме мер, учтенных в составе технологического, экологического и инвестиционного факторов

Пик потребления газа в Китае приходится на первый и четвертый кварталы. При этом в конце 2017 г. потребление могло быть еще выше, если бы удалось избежать дефицита поставок газа.

Добыча газа выросла в связи с реализацией стратегии правительства КНР и крупнейших государственных нефтегазовых компаний по развитию сырьевой базы, в т.ч. за счет разработки нетрадиционных источников: сланцевого газа (месторождение Фулин компании Синопек в провинции Сычуань с добычей 6 млрд куб. м в 2017 г.) и шахтного метана (всего добыча сланцевого газа в Китае в 2017 г. составила 9 млрд куб. м, метана из угольных пластов – 4,5 млрд куб. м).

Основным фактором роста добычи газа в Китае является увеличение внутреннего потребления данного энергоресурса. Тем не менее, собственная добыча не способна покрывать спрос на газ, разрыв между которыми ежегодно увеличивается, данный разрыв покрывается за счет импорта. Рост добычи за рассматриваемый период вызван увеличением добычных мощностей, открытием новых месторождений, а в 2017 г. также использованием этих добычных мощностей во втором и третьем кварталах на уровне отопительного сезона, чего не наблюдалось ранее.

В региональном разрезе наибольшие объемы газа добываются в провинциях Шэньси, Сычуань и в СУАР¹⁷, на территории которых расположены крупнейшие газоносные бассейны Китая – Ордосский, Сычуаньский, Джунгарский и Таримский.

До 1997 г. добыча газа в провинции Сычуань и СУАР обеспечивала более 90% всей добычи Западного региона страны и 44% от общей добычи газа в Китае. В 1997 г. добыча газа увеличилась в выделившемся из провинции Сычуань г.ц.п. Чунцин. В 1990-х гг. также начали добывать газ в провинции Шэньси и АРВМ¹⁸. В провинции Цинхай добыча газа долгое время велась в незначительных объемах (менее 200 млн куб. м), но к 2010 г. достигла 5,6 млрд куб. м., а к 2017 г. – 6,4 млрд куб. м.

В Прибрежной области добыча ведется в основном на морских месторождениях в Южно-Китайском и Желтом морях и в Бохайском заливе. Их освоение осуществляется компанией КНМНК с 1996 г. Компания Синопек занимается разработкой месторождений в Таримском, Ордосском и Сычуаньском бассейнах, а также разработкой нетрадиционных запасов нефти и газа.

По данным Министерства земельных и природных ресурсов КНР, Китай обладает огромными ресурсами нетрадиционного газа, в первую очередь сланцевого – 36,1 трлн куб. м¹⁹. Основные ресурсы сланцевого газа в Китае сосредоточены в провинции Сычуань, в Ордосском бассейне и в СУАР, а также есть значительные ресурсы сланцевого газа в Центральном регионе и Прибрежной области. Правительство приняло крупномасштабную программу по разведке и освоению сланцевого газа с 2012 г. По планам освоения сланцевого газа его добыча будет осуществляться в провинциях Сычуань, Чунцин, Гуйчжоу, Хунань, Хубэй, Юньнань, Цзянси, Аньхой, Цзянсу, Шаньси, Хэнань, Ляонин, СУАР, т.е. преимущественно в Центральном и Западном регионах. Основной объем добычи угольного метана приходится на провинцию Шаньси в Центральном регионе. МУП добывается также в западных провинциях Шэньси, Сычуань и в АРВМ.

Импорт за 2011-2017 гг. увеличился в 5,5 раз и составил в 2017 г. 92,0 млрд куб. м (по сравнению с уровнем в 16,7 млрд куб. м 2010 г.), причем ежегодно импортные поставки растут. В 2010 г. основную часть импорта природного газа составлял СПГ (78%), в связи с тем, что в то время газ по трубе поставлялся только из Туркменистана в объеме 3,9 млрд куб. м. К 2011 г. поставки трубопроводного газа и СПГ составляли 46% и 54%, соответственно, а с 2012 по 2016 гг. импорт трубопроводного газа занимал более 50% в структуре поставок природного газа в КНР. В 2017 г. впервые с 2011 г. доля СПГ (56%) в импорте газа Китаем

¹⁷ СУАР – Синьцзян-Уйгурский автономный район

¹⁸ АРВМ – Автономном районе Внутренняя Монголия

¹⁹ http://www.mlr.gov.cn/xwdt/jrxw/201606/t20160606_1407932.htm

превысила долю поставок по трубе (44%). Количество стран, поставляющих трубопроводный газ, за рассматриваемый период увеличилось с одной (Туркменистан) до четырех. С августа 2012 г. начались поставки газа из Узбекистана, а с июля и сентября 2013 года газ стал поставляться из Казахстана и Мьянмы, соответственно. Произошли изменения и в географической структуре импорта СПГ. В 2010 г. поставки СПГ осуществлялись из 10 стран (Австралии, Индонезии, Катара, Малайзии, Йемена, России, Нигерии, Экваториальной Гвинеи, ОАЭ и Тринидада), к 2017 г. Китай перестал закупать СПГ у ОАЭ (с 2011 г.) и Йемена (с 2015 г.), но к списку поставщиков сжиженного природного газа прибавились Папуа-Новая Гвинея, США, Ангола, Оман, Бруней, Норвегия, Перу и Алжир, которые являются нетто-экспортерами СПГ, а также Сингапур, Франция, Бельгия, Египет и Канада, поставки СПГ из которых идут в Китай как реэкспорт (**Рисунок 7**). Таким, образом, импорт СПГ за рассматриваемый период увеличился в 3,9 раз, а импорт трубопроводного газа в 11,4 раза.

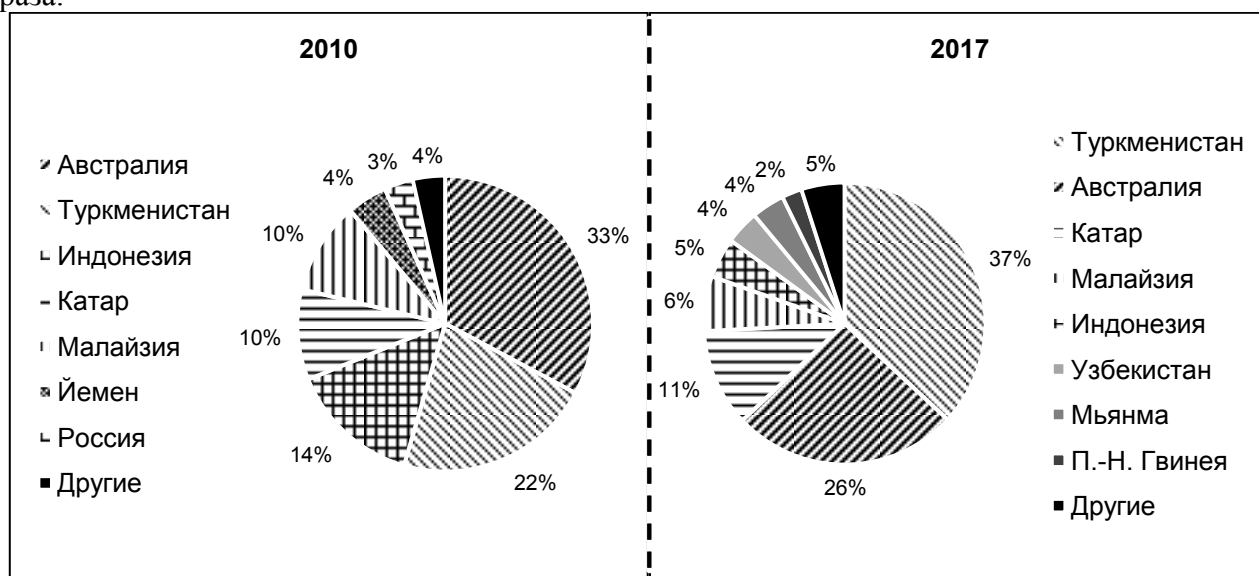


Рисунок 7. Географическая структура импорта природного газа Китаем в 2010 и 2017 гг., %

Источник: Главное таможенное управление КНР.

Рост импорта Китаем за рассматриваемый период продиктован увеличением спроса на газ и неспособностью удовлетворить внутреннее потребление собственной добычей. На начало 2010 г. действовал только газопровод (ГП) «Туркменистан – Китай», идущий от газовых месторождений Галкыныш и Довлеттапад в Туркменистане. За рассматриваемый период были введены в эксплуатацию еще три газопровода: «Узбекистан – Китай» и «Казахстан – Китай», идущие вдоль магистрального газопровода «Туркменистан – Китай», а также газопровод «Мьянма – Китай», идущий от месторождения Шве. Количество терминалов приема СПГ в Китае также возросло, в 2010 г. действовало только три СПГ-терминала («Дапэн» – ввод в эксплуатацию в 2006 г., пропускной способностью 6,8 млн т (9,4 млрд куб. м)²⁰, «Путянь» – ввод в эксплуатацию в 2008 г., пропускной способностью 5,2 млн т (7,2 млрд куб. м) и «Шанхай» – ввод в эксплуатацию в 2009 г., пропускной способностью 3,0 млн т (4,2 млрд куб. м), на конец 2017 г. в Китае действует еще 12 СПГ-терминалов помимо вышеназванных (**Рисунок 8**):

«Таншань» – введен в эксплуатацию в 2013 г., пропускная способность 3,5 млн т (4,8 млрд куб. м);

«Далянь» – 2011 г., 3,0 млн т (4,2 млрд куб. м);

«Циндао» – 2014 г., 3,0 млн т (4,2 млрд куб. м);

²⁰ Для пересчета в кубометры поставок СПГ использовался коэффициент регазификации 1 385 куб. м/т

«Жудун» – 2011 г. 3,5 млн т (4,8 млрд куб. м);
 «Цидун» – 2017 г. 0,6 млн т (0,8 млрд куб. м);
 «Нинбо» – 2012 г., 3,0 млн т (4,2 млрд куб. м);
 «Цзэян» – 2017 г., 2,0 млн т (2,8 млрд куб. м);
 «Чжухай» – 2013 г., 3,5 млн т (4,8 млрд куб. м);
 «Дунгуань» – 2013 г., 1,5 млн т (2,1 млрд куб. м);
 «Бэйхай» – 2016 г., 3,0 млн т (4,2 млрд куб. м);
 «Хайнань» – 2014 г., 3,0 млн т (4,2 млрд куб. м);
 плавучий терминал в г. Тяньцзинь – 2013 г., 2,2 млн т (3,0 млрд куб. м).

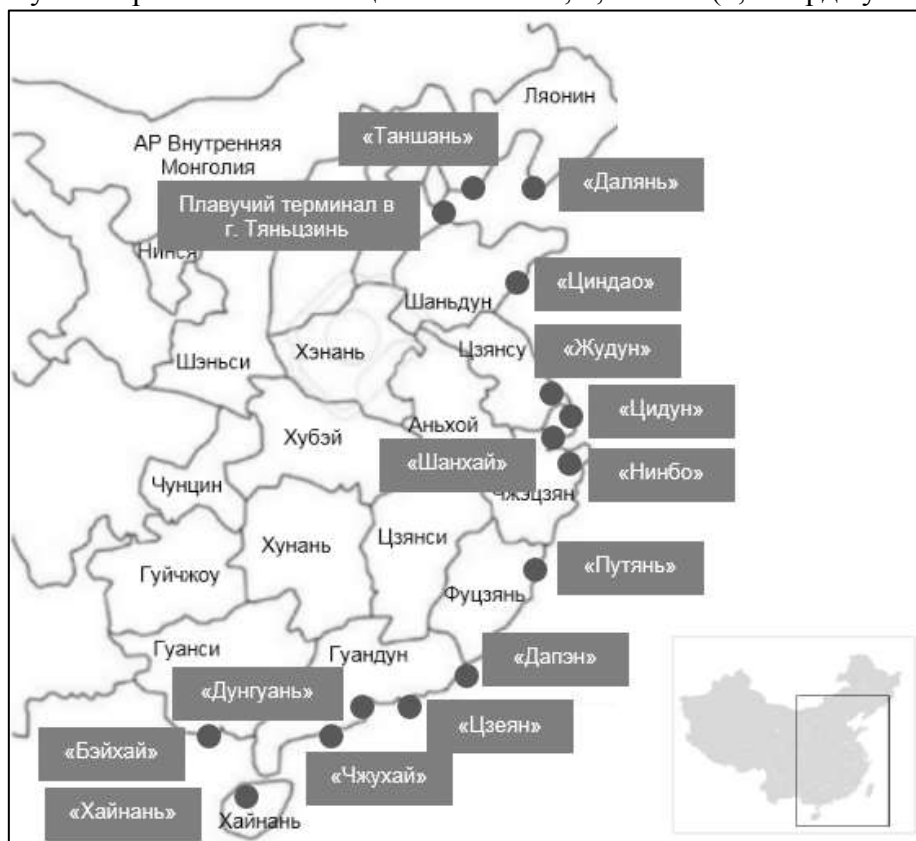


Рисунок 8. Расположение СПГ-терминалов в КНР на конец 2017 г.

Источник: Главное таможенное управление КНР.

Китай экспортирует трубопроводный природный газ только в специальные административные районы – Гонконг и Макао в размере 2,6-4,5 млрд куб. м, причем 95% экспорта идет в Гонконг.

Таким образом, за 2011-2017 гг. потребление газа выросло на 121% в основном за счет роста потребления в транспортном секторе (на 163%) в связи с увеличением автопарка страны и предоставлением субсидий государством на покупку более экологически чистых автомобилей (электрокары, легковые автомобили с газовым двигателем). Также возросло потребление газа на объектах электроэнергетики (на 152%) и котельными (на 219%) особенно за последние три года (2015-2017 гг.) в первую очередь из-за ускоренной реализации «Плана действий по снижению загрязнения окружающей среды на 2013-2017 гг.». Добыча газа за рассматриваемый период увеличилась на 53,6 млрд куб. м (или на 56%) в связи с реализацией стратегии правительства КНР и крупнейших государственных нефтегазовых компаний по развитию сырьевой базы, в т.ч. за счет разработки нетрадиционных источников. Нетто-импорт газа Китаем увеличился на 626% (или на 76,4 млрд куб. м) как за счет поставок трубопроводного газа (на 37,3 млрд куб. м), так и роста поставок СПГ (на 38,0 млрд куб. м) в связи с началом поставок газа в данный период по

трубе из Узбекистана, Казахстана и Мьянмы, а также введением в эксплуатацию приемных СПГ-терминалов, что позволило закупать большее количество газа в сжиженном виде. Экспорт газа в специальные административные районы Китая остался приблизительно на уровне 2010 г. (**Рисунок 9**).

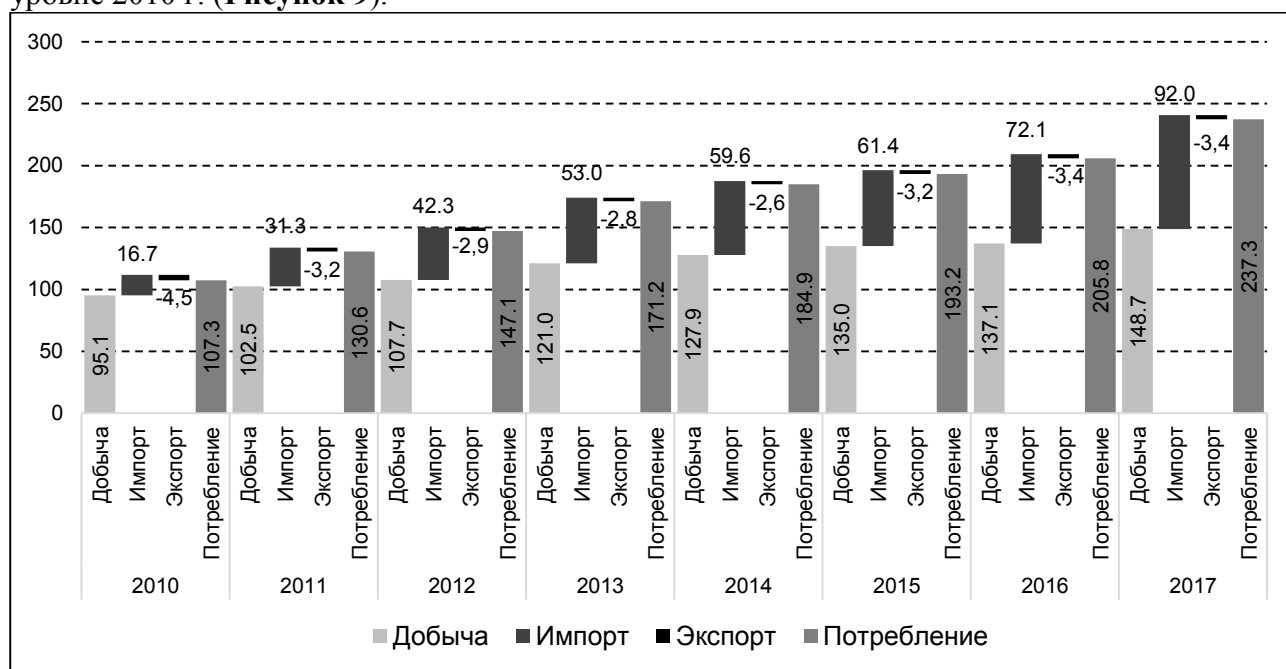


Рисунок 9. Баланс спроса и предложения газа в КНР в 2010-2017 гг., млрд куб. м

Источник: Государственный комитет по развитию и реформе КНР.

Формирование прогнозов газового баланса в Китае до 2030 г. с выделением основных факторов изменения структуры спроса и предложения

Сценарные условия развития газового рынка в Китае включают следующие основные группы показателей:

- макроэкономические условия (объем и динамика ВВП, уровень ВВП на душу населения);
- демографические условия (численность населения, в т. ч. трудоспособного, численность городского населения);
- технологические условия (динамика энергосбережения и развития энергоэффективности);
- экологические условия (цены на выбросы парниковых газов);
- климатические условия (отклонения ожидаемых температур воздуха от среднесноголетнего уровня);
- спрос на электроэнергию.

На основе прогноза данных показателей сформированы три сценария развития газового рынка (оптимистический, базовый, пессимистический).

Прогноз потребления газа формируется в разрезе категорий потребителей. Прогнозирование потребления газа в зависимости от условий осуществляется с использованием регрессионного анализа.

В перспективе потребление газа в Китае увеличится во всех сценариях (по сравнению с 237,3 млрд куб. м в 2017 г.). В относительном выражении прирост потребления газа в Китае к 2030 г. может составить 82-159% (в базовом сценарии – 124%). Потребление газа в Китае может составить:

- в 2020 г. – 268-340 млрд куб. м (в базовом сценарии – 306 млрд куб. м);
- в 2025 г. – 344-489 млрд куб. м (в базовом сценарии – 422 млрд куб. м);
- в 2030 г. – 431-616 млрд куб. м (в базовом сценарии – 532 млрд куб. м).

В перспективе добыча природного газа в Китае увеличится во всех сценариях (по сравнению с 148,7 млрд куб. м в 2017 г.). В относительном выражении прирост добычи газа в Китае к 2030 г. может составить 42-107% (в базовом сценарии – 73%). Добыча газа в Китае может составить:

- в 2020 г. – 161-191 млрд куб. м в базовом сценарии – 176 млрд куб. м);
- в 2025 г. – 192-267 млрд куб. м (в базовом сценарии – 227 млрд куб. м);
- в 2030 г. – 211-308 млрд куб. м (в базовом сценарии – 257 млрд куб. м).

Растущий разрыв между потреблением газа и его внутренней добычей будет покрываться растущим импортом данного энергоресурса. Соответственно, нетто-импорт газа к 2030 г. увеличится на 148-248% (в базовом сценарии – на 210% по сравнению с 88,6 млрд куб. м в 2017 г.) и может составить:

- в 2020 г. – 107-149 млрд куб. м в базовом сценарии – 130 млрд куб. м);
- в 2025 г. – 153-222 млрд куб. м (в базовом сценарии – 195 млрд куб. м);
- в 2030 г. – 220-308 млрд куб. м (в базовом сценарии – 275 млрд куб. м).

Газовый баланс Китая представлен в трех сценариях на Рисунок 10, рис. 11 и рис. 12.

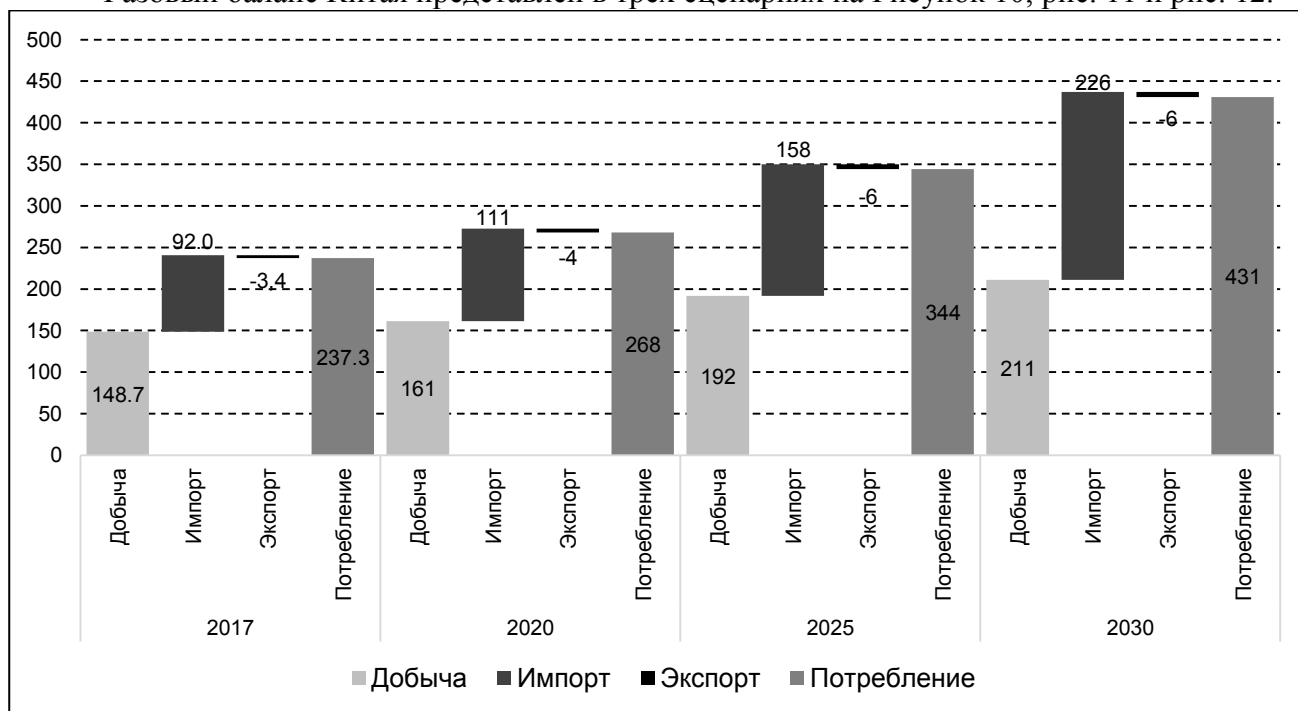


Рисунок 10. Прогноз основных статей газового баланса Китая в 2017-2030 гг. (пессимистический сценарий), млрд куб. м

Источник: расчеты автора.

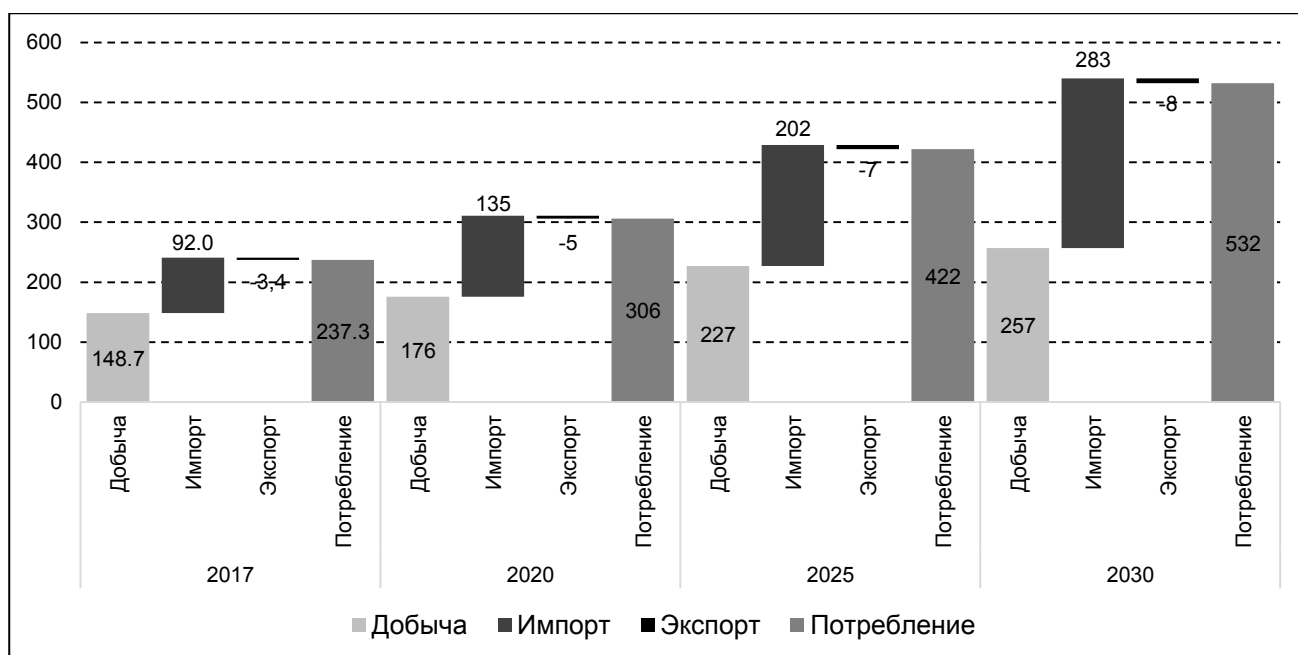


Рисунок 11. Прогноз основных статей газового баланса Китая в 2017-2030 гг. (базовый сценарий), млрд куб. м

Источник: расчеты автора.

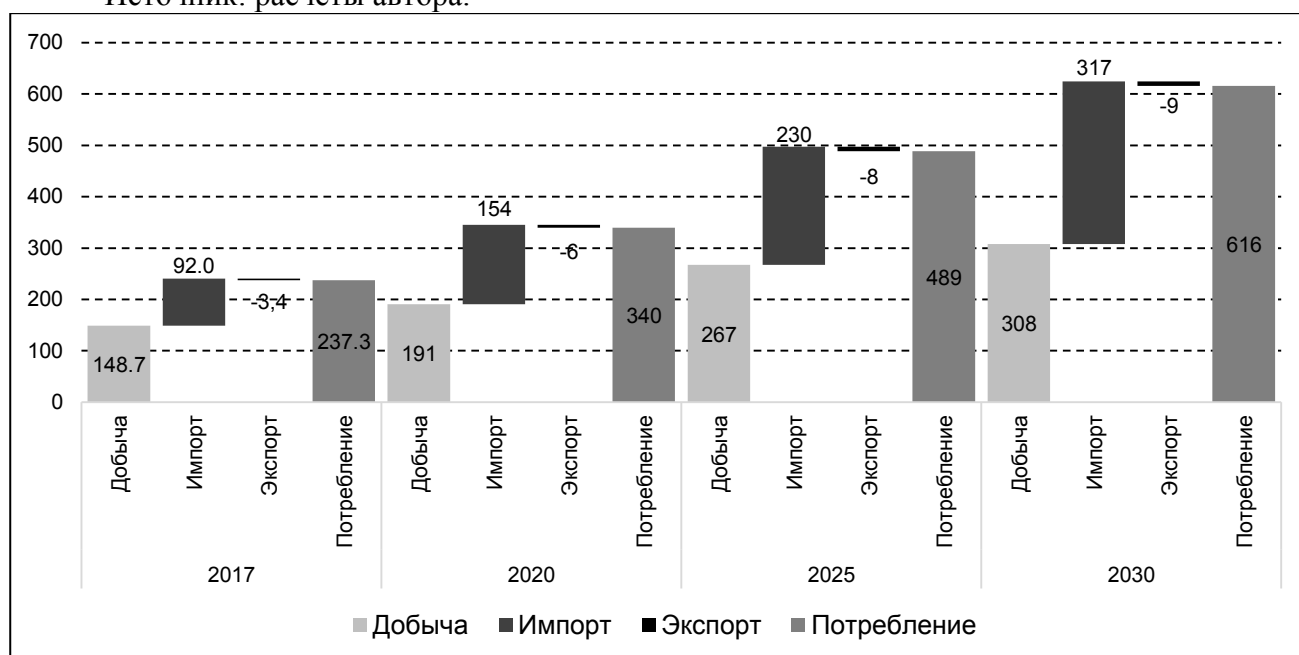


Рисунок 12. Прогноз основных статей газового баланса Китая в 2017-2030 гг. (оптимистический сценарий), млрд куб. м

Источник: расчеты автора.

К 2030 г. потребление газа в Китае увеличится до 431-616 млрд куб. м, или на 82-159%. Увеличение потребления природного газа в 2018-2030 гг. будет обусловлено ростом ВВП и объема промышленного производства, а также ростом численности населения. Несмотря на рост добычи газа в Китае на 62-159 млрд куб. м в основных газодобывающих районах, Китай будет не способен покрывать потребление с помощью собственной добычи, поэтому будет вынужден нарастить импорт данного энергоносителя (в 2,5-3,4 раза по сравнению с 92,0 млрд куб. м в 2017 г.). Также произойдет незначительный абсолютный прирост экспорта газа в Гонконг и Макао в сумме на 2,8-5,5 млрд куб. м (на 82-161%).

Место и роль России в географической структуре импорта газа в Китай в разрезе построенных сценариев спроса и предложения в 2018-2030 гг.

В России в 2017 г. добыча газа составила 690,9 млрд куб. м (рост 8% по сравнению с уровнем в 649,3 млрд куб. м в 2010 г.)²¹. Положительная динамика добычи газа в России была обеспечена за счет освоения новых нефтегазоносных провинций и крупнейших месторождений (Бованенковское НГКМ в Ямальском центре газодобычи, Ванкорское НГКМ на севере Красноярского края), а также мероприятий компаний по поддержанию и наращиванию добычи в традиционных районах (Уренгойское месторождение). Рост добычи газа в России был направлен на увеличение его экспорта на традиционный европейский рынок (194,4 млрд куб. м в 2017 г.²²). Всего же экспорт газа России в 2017 г. составил 215,4 млрд куб. м, внутреннее потребление же в 2017 г. составило 468,0 млрд куб. м (**Рисунок 13**).

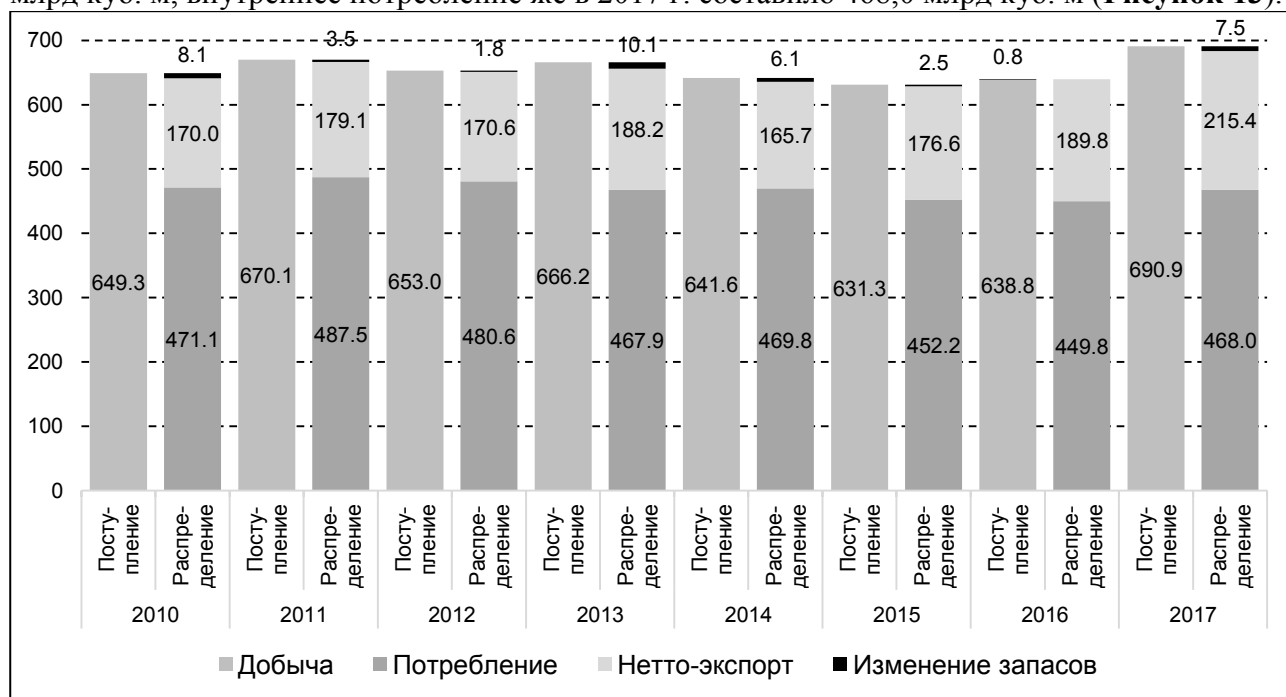


Рисунок 13. Газовый баланс России в 2010-2017 гг., млрд куб. м

Источник: Федеральная служба государственной статистики.

Пессимистический сценарий построен с учетом двух факторов: роста цен на газ и газосбережения. Возможно, резкого роста цен на газ и не будет, но технологии будут постоянно развиваться. Поэтому постепенное повышение эффективности при выработке, транспортировке и потреблении электрической и тепловой энергии будут медленно подрывать спрос на газ. Базовый сценарий построен с учетом возможного замедления экономики страны, к 2030 г. с учетом данного фактора потребление газа в России может снизиться на 20 млрд куб. м по сравнению с 2017 г. до 451 млрд куб. м. Оптимистический сценарий основан на ускорении экономики России, что также отразится на потреблении газа и к 2030 г. оно может составить 485 млрд куб. м. При этом во всех сценариях ожидается рост нетто-экспорта к 2030 г. до 254-355 млрд куб. м (в базовом сценарии – до 299 млрд куб. м). Основными факторами роста нетто-экспорта являются реализация трубопроводных проектов в Китай и ввод в эксплуатацию новых СПГ-проектов. В пессимистическом сценарии рост нетто-экспорта к 2030 г. по сравнению с 2017 г. может составить 38 млрд куб. м (или на 18%), что связано в основном с запуском и достижением проектной мощности газопровода «Сила Сибири-1» к середине 2020-х гг., при этом поставки газа в Европу будут немного снижаться. В базовом сценарии заложено сохранение поставок газа в Европу на нынешнем

²¹ Данные Федеральной службы государственной статистики

²² Данные сайта ПАО «Газпром»

уровне, при умеренном росте поставок газа в АТР. Также предусмотрено начало поставок с одного из нескольких перспективных проектов газопроводов в Китай, о котором мы поговорим ниже. Оптимистический сценарий предусматривает рост поставок в Европу и быстрыми темпами в АТР при выходе на полную мощность перспективного российско-китайского газопровода к 2030 г. Во всех сценариях учтен ввод в эксплуатацию всех четырех линий проекта «Ямал СПГ», общей мощностью 24,2 млрд куб. м, а также реализация новых СПГ-проектов к середине-концу 2020-х гг. – «Арктик СПГ-2», «Владивосток СПГ», «Дальневосточной СПГ», общей мощностью 35,5 млрд куб. м.

Таким образом, в перспективе потребление газа в России увеличится только в оптимистическом сценарии (по сравнению с 468,0 млрд куб. м в 2017 г.). Прогнозируется уменьшение потребления газа в пессимистическом и базовом сценариях к 2030 г. В относительном выражении прирост потребления газа в России к 2030 г. может составить 4% для оптимистического сценария, и снизиться на 4-12% в базовом и пессимистическом сценариях. Потребление газа в России может составить (**Рисунок 14**):

- в 2020 г. – 471-496 млрд куб. м (в базовом сценарии – 484 млрд куб. м);
- в 2025 г. – 442-505 млрд куб. м (в базовом сценарии – 474 млрд куб. м);
- в 2030 г. – 411-485 млрд куб. м (в базовом сценарии – 451 млрд куб. м).

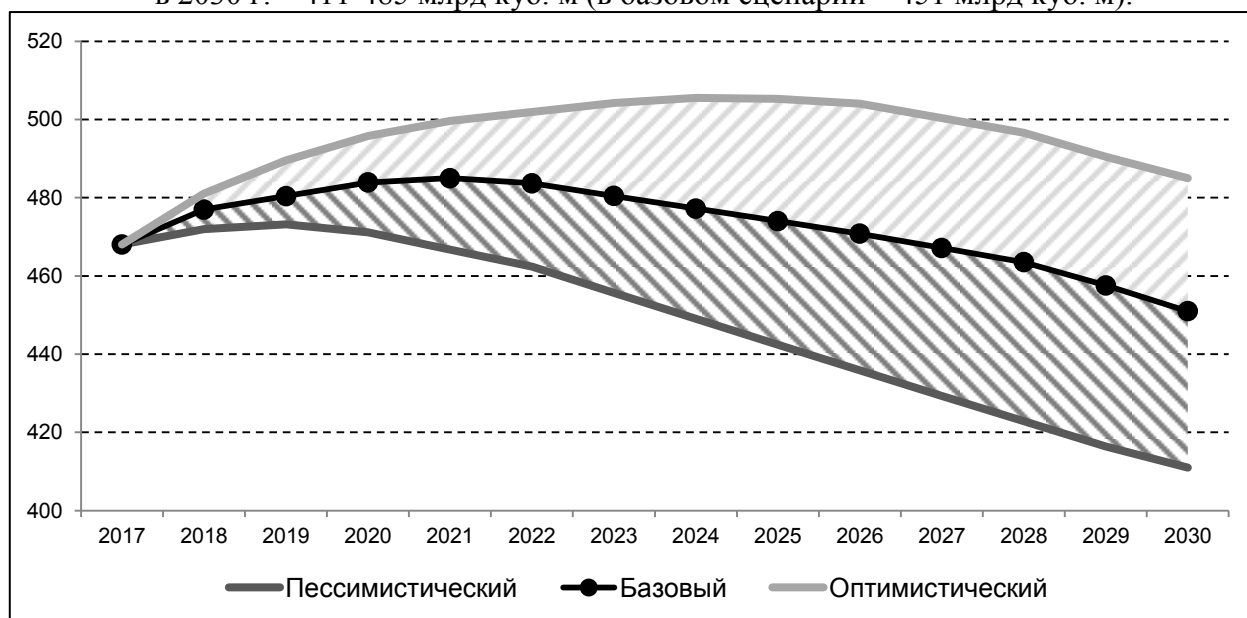


Рисунок 14. Прогноз потребления газа в России в 2018-2030 гг., млрд куб. м

Источник: расчеты автора.

В России ожидается увеличение нетто-экспорта газа по сравнению с 215,4 млрд куб. м в 2017 г. В относительном выражении прирост нетто-экспорта газа к 2030 г. может составить 18-65% (в базовом сценарии – 39%). В России нетто-экспорт газа может составить (**Рисунок 15**):

- в 2020 г. – 250-272 млрд куб. м (в базовом сценарии – 260 млрд куб. м);
- в 2025 г. – 261-324 млрд куб. м (в базовом сценарии – 289 млрд куб. м);
- в 2030 г. – 254-355 млрд куб. м (в базовом сценарии – 299 млрд куб. м).

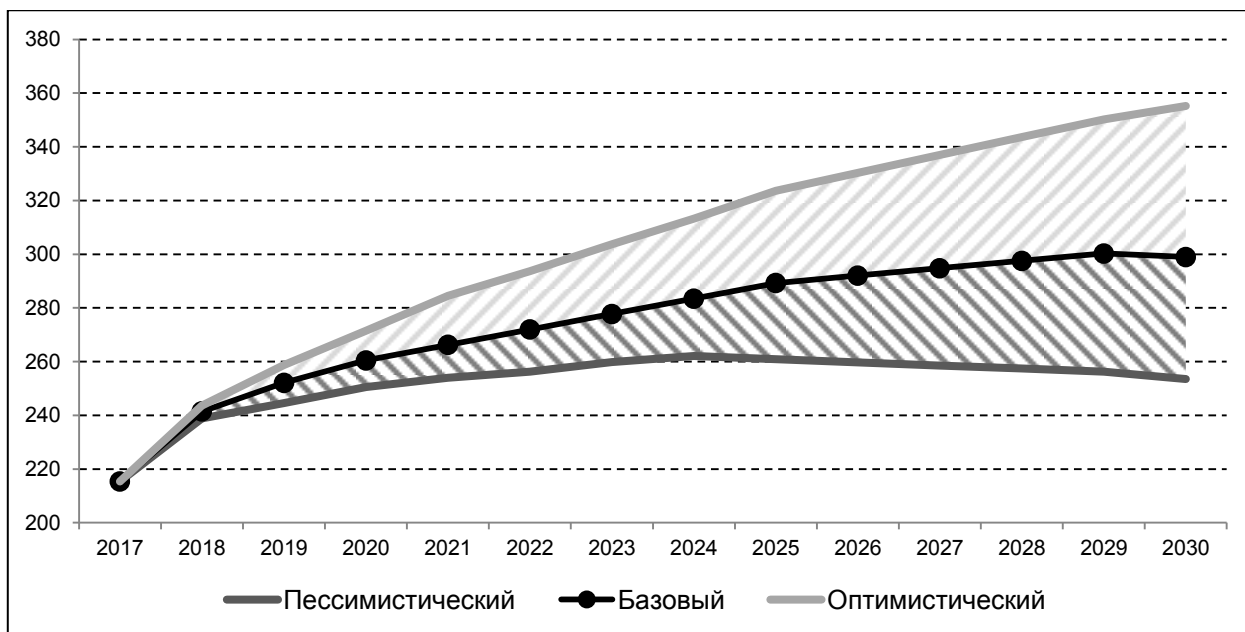


Рисунок 15. Прогноз нетто-экспорта газа России в 2018-2030 гг., млрд куб. м

Источник: расчеты автора.

Прогнозируется увеличение добычи газа в России только в базовом и оптимистическом сценариях (по сравнению с 690,9 млрд куб. м в 2017 г.), а в низком сценарии – уменьшение добычи газа к 2030 г. В относительном выражении прирост добычи газа в России к 2030 г. может составить 9-22% для базового и оптимистического сценариев, и снизиться на 4% в пессимистическом сценарии. Добыча газа в России может составить (Рисунок 16):

- в 2020 г. – 722-767 млрд куб. м (в базовом сценарии – 744 млрд куб. м);
- в 2025 г. – 703-829 млрд куб. м (в базовом сценарии – 763 млрд куб. м);
- в 2030 г. – 665-840 млрд куб. м (в базовом сценарии – 750 млрд куб. м).

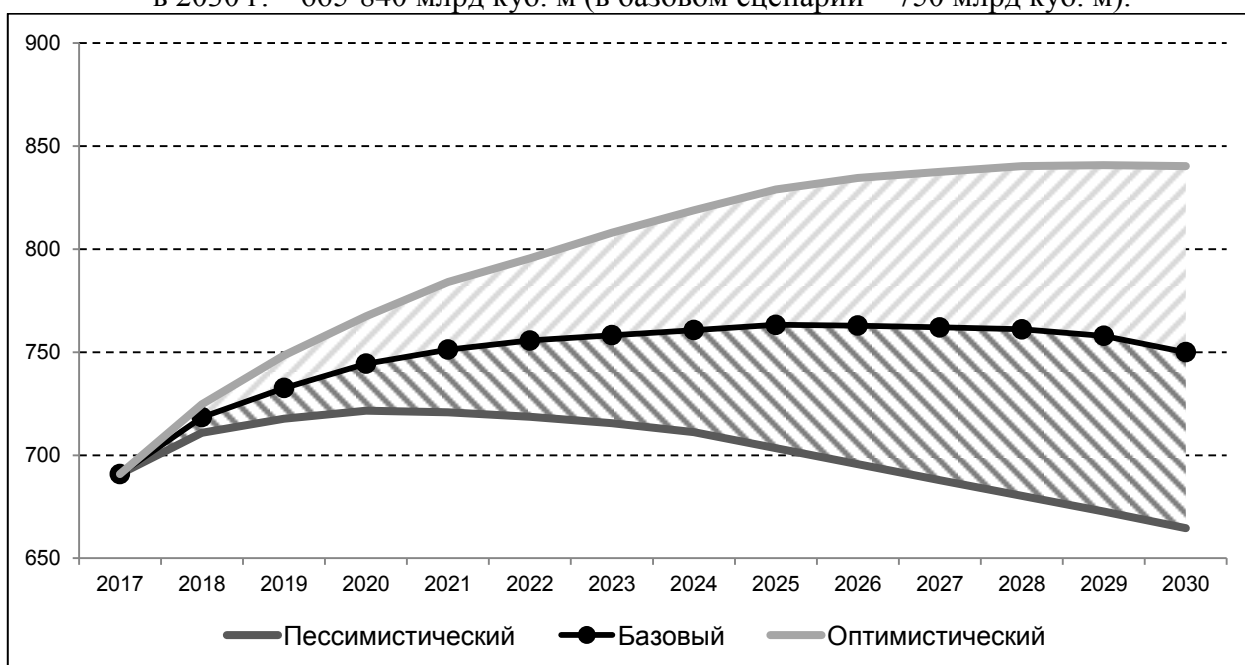


Рисунок 16. Прогноз добычи газа в России в 2018-2030 гг., млрд куб. м

Источник: расчеты автора.

Основной страной-импортером российского газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе будет являться Китай. На данный момент Россия поставляет незначительный объем газа на

китайский рынок (на конец 2017 г. экспорт СПГ из России в Китай составил 0,6 млрд куб. м с проекта «Сахалин-2»²³). На сегодняшний день газ из России в Китай поставляется с двух СПГ-проектов: «Сахалин-2» и «Ямал СПГ», причем с Ямала поставки начались только в июле 2018 г. Объем поставок с проекта «Ямал СПГ» в Китай составит около 4,1 млрд куб. м/г. С декабря 2019 г. стартуют поставки газа по «восточному» маршруту в объеме 5 млрд куб. м с выходом на проектную мощность в 38 млрд куб. м к середине 2020-х гг. Таким образом, в настоящее время совокупный объем подписанных долгосрочных контрактов составляет около 42 млрд куб. м/г. (Рисунок 17).

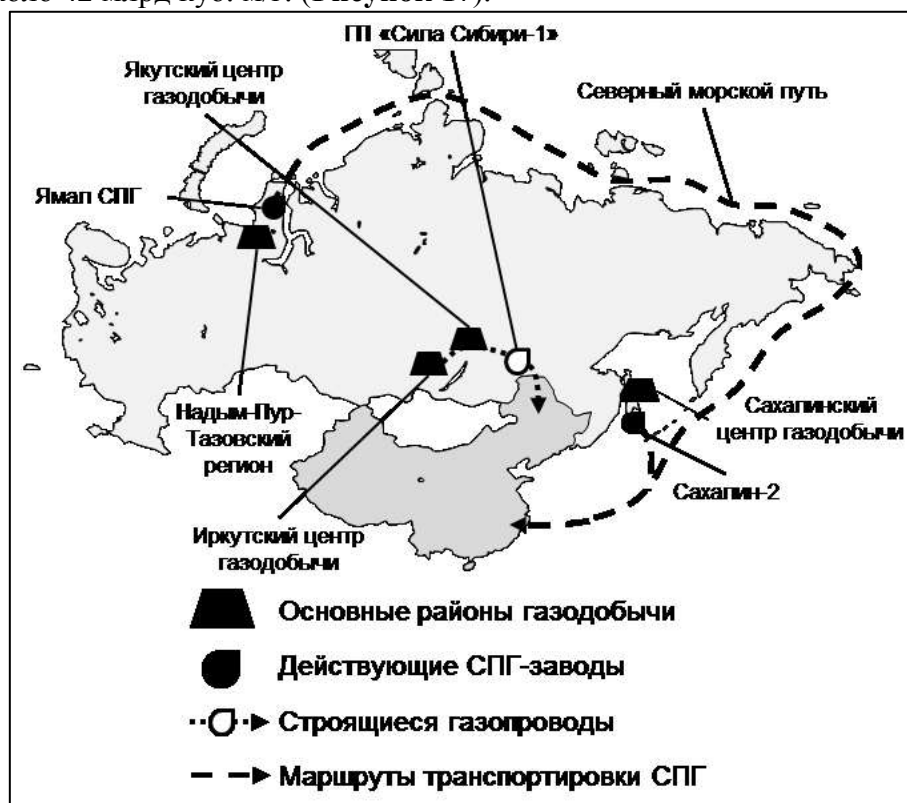


Рисунок 17. Подписанные долгосрочные проекты поставок газа из России в Китай (СПГ: «Сахалин-2», «Ямал СПГ»; трубопроводный газ: «Сила Сибири-1»)

Источник: составлено автором.

По заявлению бывшего руководителя ГЭУ КНР Нур Бекри, который, выступая на церемонии встречи первого танкера СПГ из России с проекта «Ямал СПГ», заявил, что «Россия в будущем (до 2030 г.) станет крупнейшим поставщиком природного газа, при этом объем поставок трубопроводного газа и СПГ в КНР из России превысит 70 млрд куб. м/г.»²⁴. Разница с озвученной Нур Бекри цифрой составляет 28 млрд куб. м/г., следовательно, необходимо принимать решение по еще хотя бы одному крупномасштабному проекту. В настоящее время ведутся переговоры по поставкам газа в Китай по «дальневосточному» маршруту (ответвление газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» (СХВ) до Китая проектной мощностью 8 млрд куб. м), по газопроводу «Сила Сибири-2» проектной мощностью 30 млрд куб. м/г., а также по поставкам газа через Монголию в Пекин (Китай) проектной мощностью около 30 млрд куб. м/г. Таким образом, совокупный объем проектных долгосрочных трубопроводных контрактов с учетом уже подписанных может составить около 110 млрд куб. м/г. Все проекты наши страны не в силах реализовать до 2030 г.,

²³ BP Statistical Review of World Energy. June 2018 (<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>)

²⁴ Издание «Мэйцзин ван» («Ежедневные экономические новости»), 19.07.2018 (<http://www.nbd.com.cn/articles/2018-07-19/1236785.html>)

поэтому, скорее всего, компаниями Газпром и КННК будет выбран и реализован в данный срок один из трех трубопроводных проектов с выходом на заявленную Нур Бекри цифру к концу 2020-х гг.

Необходимо понимать две вещи, первая – Россия и Китай продвигают строительство разных проектов: Россия – строительство газопровода «Сила Сибири-2», а Китай – «дальневосточного» маршрута; вторая – реализация проекта «Сила Сибири-2» означает, что газопровода из России в Китай через Монголию не будет и наоборот. Рассмотрим каждый из этих проектов немного подробнее.

В конце декабря 2017 г. Россия и Китай подписали соглашение об основных условиях поставки газа по «дальневосточному» маршруту в КНР. Сам контракт пока только планируется подписать. Расширение ГП «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» позволит обеспечить возможность прокачки до 20 млрд куб. м газа в год, объем поставок в Китай должен составить не менее 8 млрд куб. м/г. ПАО «Газпром» в конце августа 2018 г. заказал своей структуре ООО «Газпром проектирование» разработку проектной документации на газопровод «СХВ» в Китай²⁵, но проектирование не означает немедленное строительство газопровода. Китай активно продвигает переговоры именно по этому проекту в связи с лучшими ценовыми условиями закупок российского газа, т.к. плечо доставки намного короче, чем у других проектов газопроводов и, соответственно, меньшая стоимость строительства. Неопределенность заключения контракта по данному газопроводу состоит в том, что неясна ресурсная база для данного проекта транспортировки. Единственным источником новых поставок является шельфовое Южно-Кириновское месторождение, которое находится под санкциями США: ПАО «Газпром» не может использовать подводные добычные комплексы западного производства. Компания собирается в 2019 г. испытать четыре эксплуатационные скважины, рассчитывая получить иностранное подводное оборудование. На данный момент начало добычи на месторождении планируется на 2023 г. В связи с этим, рассчитывать на подписание контракта по данному газопроводу с китайцами в ближайшем будущем достаточно сложно. Приблизительный маршрут прокладки данного газопровода представлен на **Рисунок 18**.



Рисунок 18. Проект расширения газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток»

Источник: составлено автором.

²⁵ Сахалинский газ могут направить в Китай (<https://sakhalin.info/news/157004>)

По проекту газопровода «Сила Сибири-2» (**Рисунок 19**) переговоры ведутся уже достаточно давно и почти все договоренности, будь то маршрут газопровода, объем поставок и т.д. заключены, кроме цены на газ. Газопровод длиной около 2 800 км, маршрут которого проходит через горы, предварительно оценивается в 4-14 млрд долл. США²⁶. По этим причинам цена на газ не удовлетворяет китайскую сторону, т.к. они считают ее завышенной и прикладывают множество усилий, чтобы снизить ее, но российская сторона в лице ПАО «Газпром» не идет на уступки, т.к. хочет, чтобы поставки газа в КНР были равнодоходными с поставками в Европу, потому что сырьевая база одна и та же – Западная Сибирь. Плюс к этому в последнее время усилились протесты экологов по поводу переноса маршрута газопровода в обход плато Укок, который входит в состав объекта Всемирного наследия ЮНЕСКО «Золотые горы Алтая». В связи с этим был предложен альтернативный маршрут газопровода из России в Китай транзитом через Монголию (**Рисунок 20**). Данный газопровод является лишь предложенной альтернативой, и никаких договоров и соглашений по нему на данный момент нет. Некоторые эксперты полагают, что одобрение данного проекта В.В. Путиным является лишь «попыткой Москвы дать толчок в переговорах по ГП «Сила Сибири-2»²⁷. С одной стороны, расстояние газопровода сократится, ведь китайцам газ нужен на восточном побережье, т.к. именно там проживает основная часть населения Китая (около 95%), но с другой стороны в поставках российского газа в Китай появится посредник в лице Монголии, а переговоры по тем или иным условиям любого договора проще вести, когда существуют две стороны.



Рисунок 19. Проект газопровода «Сила Сибири-2»

Источник: составлено автором.

²⁶ Газопровод Алтай все-таки будет проложен в обход плато Укок. Однако Монголия (<https://neftegaz.ru/news/view/172377-Gazoprovod-Altay-vse-taki-budet-prolozhen-v-obhod-plato-Ukok.-Odnako-Mongoliya>)

²⁷ Россия пугает Китай Монголией (<https://vz.ru/economy/2018/9/12/941509.html>)



Рисунок 20. Проект газопровода «Россия-Монголия-Китай»

Источник: составлено автором.

К 2025 г. Россия при благоприятных условиях будет поставлять в Китай 42 млрд куб. м газа по уже заключенным контрактам, что составит 18-27% всего импорта Китая (в базовом сценарии – 21%), уже став к тому времени либо основным поставщиком газа в Китай с учетом отказа от строительства линии «Д» газотранспортной системы «Центральная Азия – Китай» мощностью 30 млрд куб. м из Туркменистана, либо одним из крупнейших после Туркмении, которая с учетом линии «Д» сможет нарастить поставки в Китай приблизительно до 60 млрд куб. м (на 2017 г. крупнейшими поставщиками газа в Китай были Туркменистан – 34,2 млрд куб. м, Австралия – 24,0 млрд куб. м и Катар – 10,4 млрд куб. м). Если же Россия и КНР договорятся о строительстве ГП «Сила Сибири-2» или же «дальневосточного» маршрута, то доля российского газа на китайском рынке может составить 23-32% и 16-22% соответственно, но наши стороны не исключают возможности строительства обоих газопроводов²⁸, в этом случае доля поставок газа из России в КНР возрастет до 25-35%. Также, за рассматриваемый период явно будет реализовано несколько проектов СПГ-заводов, с которых можно будет экспортировать газ в сжиженном состоянии в Китай (например, «Владивосток СПГ», «Дальневосточный СПГ» и даже «Арктик СПГ-2», несмотря на отдаленность от китайских СПГ-терминалов). Таким образом, Россия уже сейчас намерена расширять свое влияние на китайском газовом рынке, участвуя в переговорах по множеству проектов, которые позволят нашим странам вести долгосрочную взаимовыгодную торговлю газом в будущем. На **Рисунок 21** представлены все проекты (как газопроводов, так и СПГ-заводов).

²⁸ Расширение импортных китайских газопроводов на востоке и западе страны (<http://www.21jingji.com/2018/7-24/yMMDEzNzlfMTQ0MTAyMw.html>)

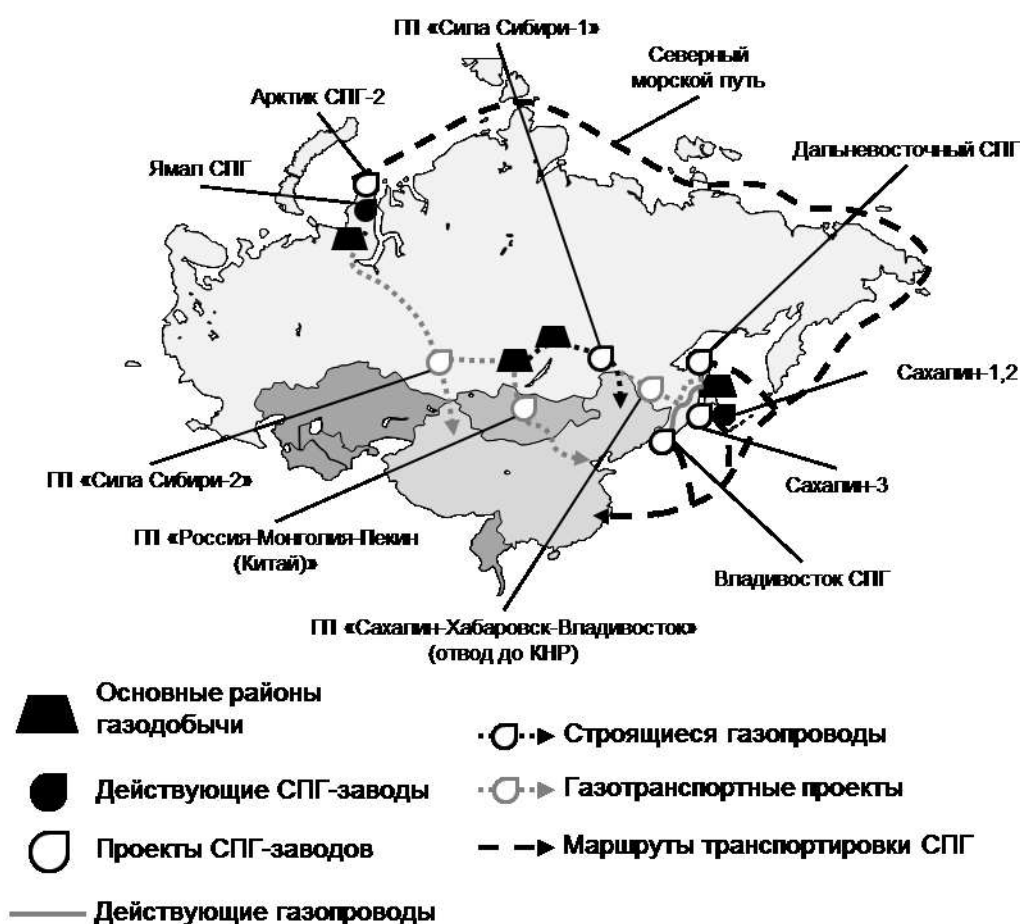


Рисунок 21. Проекты СПГ-заводов и газопроводов, направленных на экспорт газа из России в КНР

Источник: составлено автором

Список используемой литературы

1. 2017 electricity & other energy statistics / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <https://chinaenergyportal.org/en/2017-electricity-energy-statistics/>
2. BP Energy Outlook 2030 / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>
3. BP Statistical Review of World Energy. June 2018 / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>
4. Enerdata (Статистический Ежегодник мировой энергетики за 2017 г.) / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <https://yearbook.enerdata.ru/co2-fuel-combustion/CO2-emissions-data-from-fuel-combustion.html>
5. IEA: World Energy Outlook 2017: China / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <https://www.iea.org/weo/china/>
6. Газопровод Алтай все-таки будет проложен в обход плато Укок. Однако Монголия / Neftegaz.RU Новости нефтегазового сектора / 14.06.2018 / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <https://neftegaz.ru/news/view/172377-Gazoprovod-Altay-vse-taki-budet-prolozhen-v-obhod-plato-Ukok.-Odnako-Mongoliya>

7. Годовой отчет компании КНМНК / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: http://www.cnoocld.com/jcms/jcms_files/jcms1/web5/site/attach/0/1803291607487634486.pdf
8. Годовой отчет компании КННК / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.petrochina.com.cn/petrochina/ndbg/201803/e63be87d76f84ac6b5c9c196c6d72a4d/files/74072fe0c0404490a228ebdcc8b39b41.pdf>
9. Годовой отчет компании Синопек / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.sinopec.com/listco/en/Resource/Pdf/2018032603.pdf>
10. Издание «Мэйцзин ван» («Ежедневные экономические новости») / 19.07.2018 / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.nbd.com.cn/articles/2018-07-19/1236785.html>
11. Издание «Цзинци цанькао бао» («Экономическая информация», КНР) / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: http://www.jjckb.cn/2018-09/11/c_137459299.htm
12. Институт экономики и технологий КННК / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.cnpc.com.cn/cnpc/index.shtml>
13. План развития газового комплекса Китая в период «13-ой пятилетки» / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201701/W020170119369186013264.pdf>
14. Постановление Государственной комиссии по развитию и реформе Китая от 24 декабря 2016 г. «О печати и распространении плана развития нефтяной и газовой отраслей в период “13-ой пятилетки”» №2016/2743 / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201701/t20170119_835571.html
15. Расширение импортных китайских газопроводов на востоке и западе страны / издание «Эрши и шицзи цзинци баодао» («Экономический вестник XXI века», КНР) / 24.07.2018 / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.21jingji.com/2018/7-24/yMMDEzNzlfMTQ0MTAyMw.html>
16. Рейтинг RECAI / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <https://emeia.ey-vx.com/4864/93958/landing-pages/recai-50-all-pages-interactive-dps-view.pdf>
17. Россия пугает Китай Монголией / ВЗГЛЯД. Новости дня / 12.09.2018 / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <https://vz.ru/economy/2018/9/12/941509.html>
18. Сайт IEA / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.iea.org/>
19. Сайт Главного таможенного управления КНР / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.customs.gov.cn/>
20. Сайт Государственного статистического управления КНР / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.stats.gov.cn/>
21. Сайт Госсовета КНР / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: http://www.gov.cn/zhengce/content/2018-07/03/content_5303158.htm
22. Сайт Государственной комиссии по развитию и реформе КНР / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.ndrc.gov.cn/>
23. Сайт Министерства земельных и природных ресурсов КНР / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: http://www.mlr.gov.cn/xwdt/jrxw/201606/t20160606_1407932.htm
24. Сайт ПАО «Газпром» / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.gazprom.ru/>

25. Сайт Федеральной службы государственной статистики / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.gks.ru/>
26. Сахалинский газ могут направить в Китай / Новости. Сахалин. Инфо / 23.08.2018 / [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <https://sakhalin.info/news/157004>

Природный газ в топливно-энергетическом балансе Индии. Тенденции и перспективы

Индия является третьим по величине потребителем энергии в мире после Китая и США. В 2016 году страна потребляла 724 млн. тонн нефтяного эквивалента. В структуре энергопотребления Индии преобладают уголь и нефть, на долю которых приходится 57% и 30% соответственно от общего объема предложения первичной энергии (TPES) на 2016 год, при этом доля природного газа составила всего 6,2%.

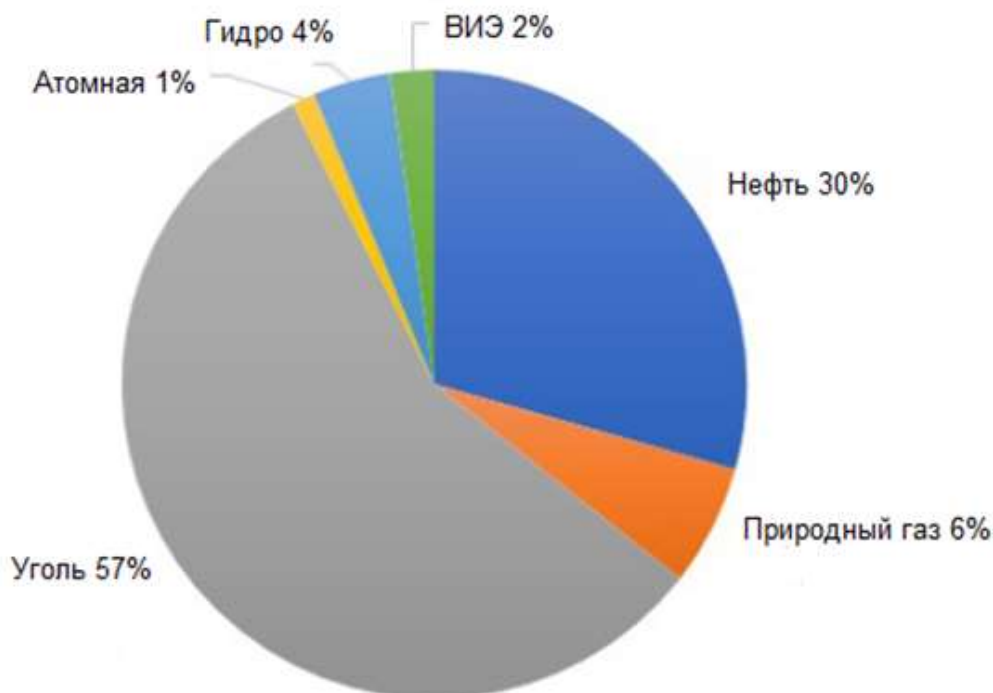


График 1. Структура энергобаланса Индии на 2017 года

Источник: BP statistical review 2018.

Благодаря запредельному росту экономики и численности населения Индии, перспективы роста спроса на энергоносители в стране являются неопределёнными, однако роль газа в энергетическом балансе страны определить достаточно затруднительно.

Сегодня в структуре первичной энергии Индии преобладают уголь и нефть. Но правительство хочет сделать Индию экономикой, основанной на потреблении газа, и увеличить долю природного газа в энергетическом балансе до 15% к 2022 году, хотя на самом деле сроки остаются крайне неопределёнными.

Потребление газа снижалось начиная с 2010 года, в тот момент оно достигало 65 млрд куб. м. и составило 10,6% общего объема предложения первичной энергии. Снижение объемов добычи газа на внутреннем рынке и высокая цена импорта СПГ на рубеже 2015 года привели к некоторому снижению спроса на газ.

Однако 2016 год стал переломным. После пяти лет последовательного сокращения потребление, потребление газа составило 55 млрд куб. м, что на 9,3% больше, чем в 2015 году. Это увеличение было обусловлено главным образом ростом продаж газа для населения и, в меньшей степени, энергетическим сектором.

С момента своего пика в 2010 году добыча на рынке газа постепенно сокращалась в результате сокращения добычи зрелых месторождений и постоянных проблем с добычей на

шельфе Кришна Годавари KG-D6, которым управляет Reliance Industries. Добыча природного газа сократилась на 4,5% до 30,6 млрд куб. м в 2016 году.

Поскольку внутренняя добыча газа продолжала снижаться, импорт СПГ резко вырос, увеличившись на 34%²⁹ по сравнению с 2015 годом до 24,6 млрд куб. м. в 2016 году. На их долю пришлось 45% от общего объема поставок газа. В настоящее время Индия является четвертым по величине импортером СПГ в мире, и ее импорт, вероятно, будет расти, поскольку в стране строятся новые терминалы для импорта СПГ.

Страна сталкивается с растущим разрывом между внутренней добычей газа и спросом, который удовлетворяется за счет увеличения импорта сжиженного природного газа (СПГ). Импорт СПГ вырос на 34% в 2016 году в сравнении с 2015 годом, что делает Индию четвертым крупнейшим импортером в мире.

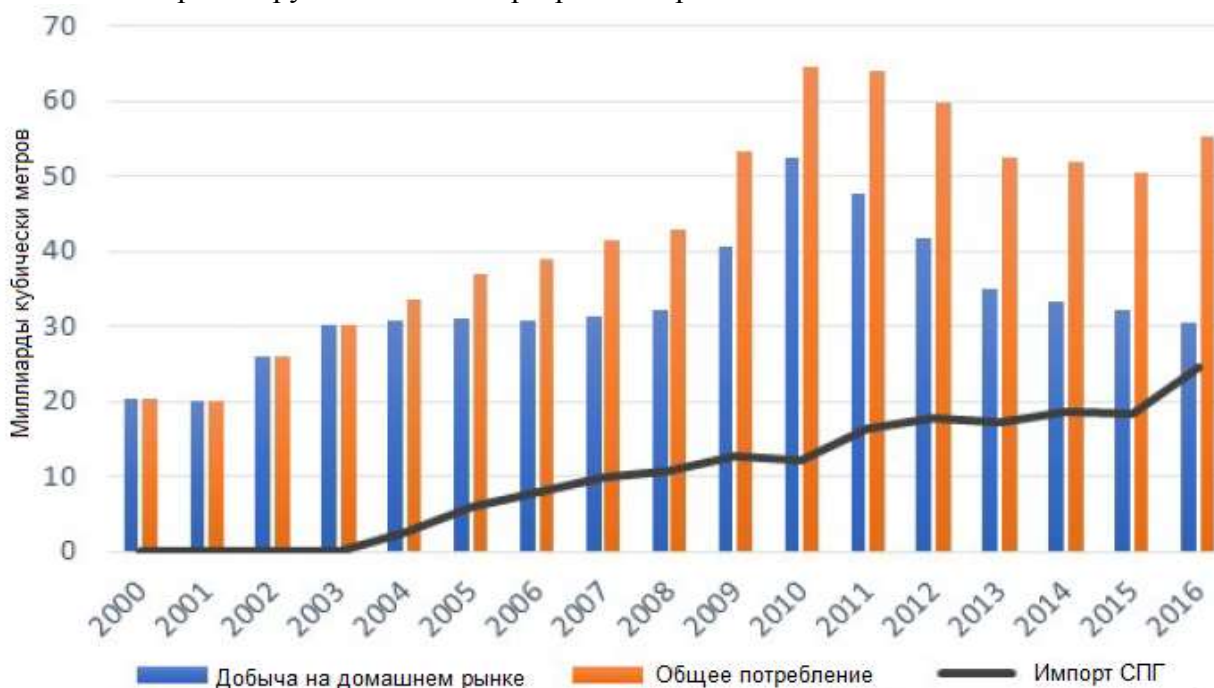


График 3. Основные импортеры СПГ в Индии и их доли в % на 2016 год

Источник: Indian Energy Outlook 2017.

Прогноз спроса и предложения в Индии на природный газ меняется. Правительство Индии хочет сделать Индию экономикой, основанной на газе, «увеличивая внутреннее производство и покупая дешевый СПГ».³⁰ Индия поставила задачу увеличить долю газа в своей структуре первичной энергии до 15% к 2022 году. По данным Министерства нефти и природного газа, переход на уровень 15% будет означать, что ежегодное потребление газа увеличится с примерно 50 млрд. куб. м. до более 200 млрд. куб. м. в будущем.

²⁹ EnergyInfraPost, India On Its Way To Become A Gas Based Economy: Dharmendra Pradhan, 6 December 2016, <https://energyinfraPost.com/india-way-become-gas-based-economy-pradhan/>

³⁰ Reuters, India to gradually move to gas-based economy, Dharmendra Pradhan says, 6 May 2016, <http://in.reuters.com/article/india-energy-economy-idINKCN0XX0PQ>

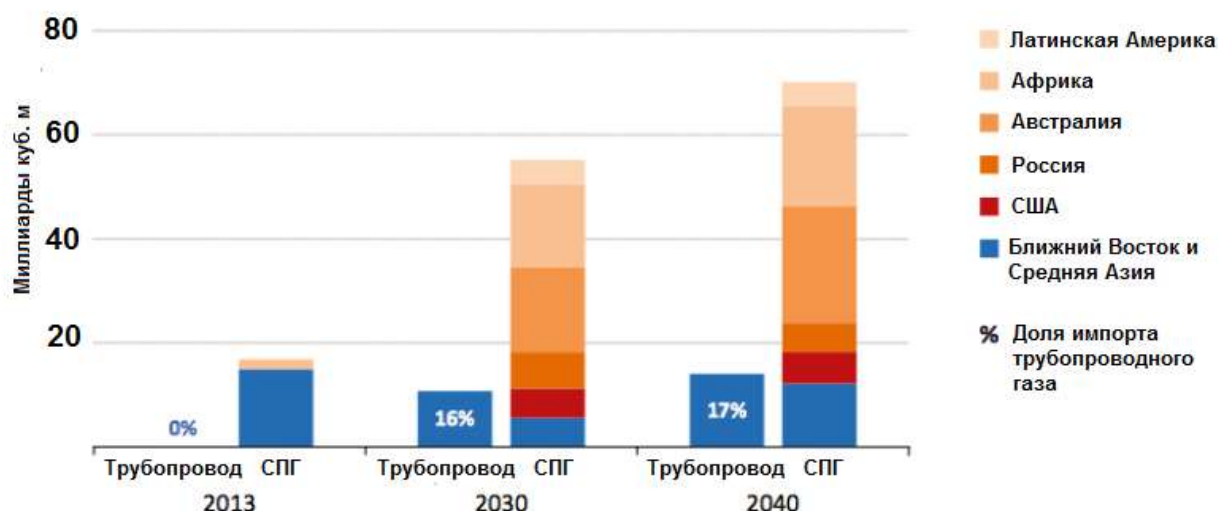


График 5. Перспективы импорта пригородного газа в Индию
 Источник: IEA India Energy Outlook, 2016³¹

Это потребует адекватной доступности природного газа посредством внутреннего производства, а также импорта, адекватных инвестиций в трубопроводные сети, импортные терминалы СПГ и даже финансовую поддержку в виде различных стимулов.

Рынок газа характеризуется двумя сегментами: один использует газ по установленным государством ценам, а другой ориентируется на рыночные цены импортируемого СПГ. Первый сегмент, который включает городское газораспределение, заводы по производству удобрений, заводы по сжижению газа и электростанции, приходится около 75% общего спроса на газ. Этот сегмент в основном опирается на внутреннюю добычу газа, дополняемую импортом СПГ, цены которого субсидируются правительством.



График 3. Структура потребления газа по секторам Индии на 2017
 Источник: Министерство нефти и природного газа Индии.

³¹ BEG/CEE (2017), EIA, International Energy Outlook 2016.

Индустрия удобрений, которая получает субсидируемый природный газ для поддержки фермеров в Индии, доминирует в этом сегменте. С июля 2014 года первоочередное использование газа отводится городским сетям для домашних хозяйств и транспорта с целью значительного расширения городского газораспределения по всей Индии.

Второй сегмент включает в себя других промышленных пользователей и электростанции. Этот сегмент в основном опирается на импортный СПГ. Производство электроэнергии на электростанциях зачастую слишком дорог для почти обанкротившихся местных государственных компаний, распределяющих электроэнергию.

Поэтому газовые электростанции имеют очень низкий коэффициент использования, и многие из них являются нерентабельными активами. Поскольку государственное регулирование, а не рыночные цены, определяет распределение газа, возникают искажения рынка. Правительство признает, что текущая политика распределения газа ограничивает развитие рынка газа, затрудняя определение «истинного» спроса на газ.

Газ в основном замещает или дополняет нефтепродукты, а не уголь. Промышленный сектор, в том числе сектор удобрений, лидирует в росте. Роль газа в энергетическом секторе ограничена удовлетворением пикового спроса и потребностей в балансировке нагрузки, и ожидается, что в этом секторе не будет резкого увеличения спроса на газ. Скорее правительство полагается на возобновляемые источники энергии и высокоэффективный уголь, чтобы выполнить свое обязательство по сокращению интенсивности выбросов углерода в стране до 35% к 2030 году.

Дальнейший рост спроса на газ в Индии зависит от нескольких факторов. Из-за зарождающейся стадии рынка газа развитие газовой инфраструктуры является наиболее важным фактором перехода к газовой экономике.

Поскольку способность конечных пользователей платить высокие цены за выработку электроэнергии на газе и за газ как сырье ограничена, рост спроса на газ требует сохранения низких цен и государственной финансовой поддержки для секторов удобрений и энергетики. Увеличение внутренней добычи газа является критически важным условием для увеличения доли газа в структуре электроэнергии. В свете растущей зависимости страны от импорта, цена на импортируемый СПГ также будет определять будущий спрос на газ в стране.

Правительство предприняло несколько шагов для повышения доступности газа в стране, включая интенсификацию внутренней разведки и добычи, особенно с принятием новой политики разведки и лицензирования углеводородов (HELP), либерализованного режима цен на газ и поддержки СПГ. импорт и создание национальной газовой сети по всей Индии.

Чтобы расширить использование природного газа в хозяйственной системе страны и содействовать переходу к газу в ключевых отраслях и продвижению концепции чистой энергетики применяется систематический подход:

- ❖ развитие источников газа внутри страны, создание СПГ терминалов для импорта природного газа
- ❖ развитие общенациональной газораспределительной сети
- ❖ развитие отраслей, базирующихся на потреблении газа,

Существуют конкретные инициативы, положение в основу улучшения внутренней добычи природного газа: расширение использование газопроводов и вторичной инфраструктуры, а также конкурентных рынков потребления газа:

- 100% (ПИИ) во большинстве сегментах энергетического сектора.
- Новая политика лицензирования добычи и разведки углеводородов (HELP)
- Политика открытых месторождений (DSF), открывая инвесторам небольшие месторождения нефти и природного газа, открытые компаниями Oil India Limited и ONGC, которые не были введены в эксплуатацию. Правительство

предоставляет 31 блок (23 континентальных и 8 оффшорных месторождений) в тендере DSF.³²

- Ценовая свобода для новых разработок в районах High Pressure-High Temperature, Deepwater и Ultra Deepwater и при определенных условиях.
- Грант в размере 40% для содействия развитию газопровода Джагдишпур-Халдия и Бокаро-Дхамра протяженностью 2650 км и для обеспечения поставок природного газа в Восточную Индию.
- Снижение таможенной пошлины до 2,5% на ввозимый СПГ с целью увеличения спроса на СПГ в коммерческом и промышленном секторе, особенно в энергетике.
- Приоритет распределения внутреннего газа, предоставляемого сегментам трубопровода природного газа (PNG) / сжатого природного газа (CNG), для удовлетворения 100% своего спроса и более быстрого развертывания соединений PNG и станций CNG.³³

Государство регулирует цену на нефть и на газ. Поставки газа для энергетической и химической промышленности, происходят по субсидируемым ценам с месторождений на территории Индии их доля занимает 60%.

Цены на газ внутри страны регулируются федеральным правительством; Ценообразование на СПГ осуществляется по контрактным и спотовым ценам. Для текущих месторождений, под управлением компаний OIL и ONGC, с 2010 года цена находится в районе 150 \$./тыс. куб. м; для вновь введенных в эксплуатацию она определяется исходя из показателей месторождения в диапазоне от 72 до 215 долл. США /тыс. куб. м.³⁴

Такой подход затрудняет развитие добычи газа в Индии, что пагубно сказывается на сфере нетрадиционных углеводородов и тормозит балансирование спроса. Текущую ситуацию компании рассматривают как препятствующий фактор в инвестирование в нефтегазовые активы. Всплывает вопрос об повышении цены на газ внутри страны, из-за падения добычи, до цены 371 долл. США/тыс.куб.м и выше.

В 2017 году Правительство Индии анонсировало план по снижению таможенных пошлин на импортный СПГ до 2,5%, более того дешевый СПГ один из главных драйверов. С апреля по декабрь 2017 импорт СПГ в Индию увеличился на 19,7% до 13,88 млн. тонн.³⁵

После масштабной реформы ценообразования на газ в октябре 2014 года, цена на газ, добытый в Индии, была привязана к схеме при которой цена на внутреннем рынке:

- Регулируется правительством Индии и подлежит пересмотру каждое полугодие.
- Привязаны к средневзвешенным мировым ценам – Henry Hub, Alberta Hub, NBP и цене газа в России

При всем этом цены на СПГ устанавливаются либо условиями долгосрочных контрактов, обычно привязанных к цене на нефть, либо ценами спотового рынка.

Импорт СПГ:

- Определяется рынком
- Базируется на контрактной основе - Долгосрочные / Краткосрочные / Спотовые

³² The first round of HELP was launched in June 2017. See Sen (2016).

³³ Source: Sen and Chakravarty (2013); PIB (2016)

³⁴ О перспективах развития газового рынка Индии и месте российского голубого топлива /URL: <http://tek360.rbc.ru/articles/15/>

³⁵ India.com, Energy Budget 2017: Focus on making India 'Gas-based economy', Custom duty on LNG halved to 2.5 per cent, 1 February 2017, <http://www.india.com/news/india/energy-budget-2017-focus-on-making-india-gas-based-economy-custom-duty-on-lng-halved-to-2-5-per-cent-1801648/>

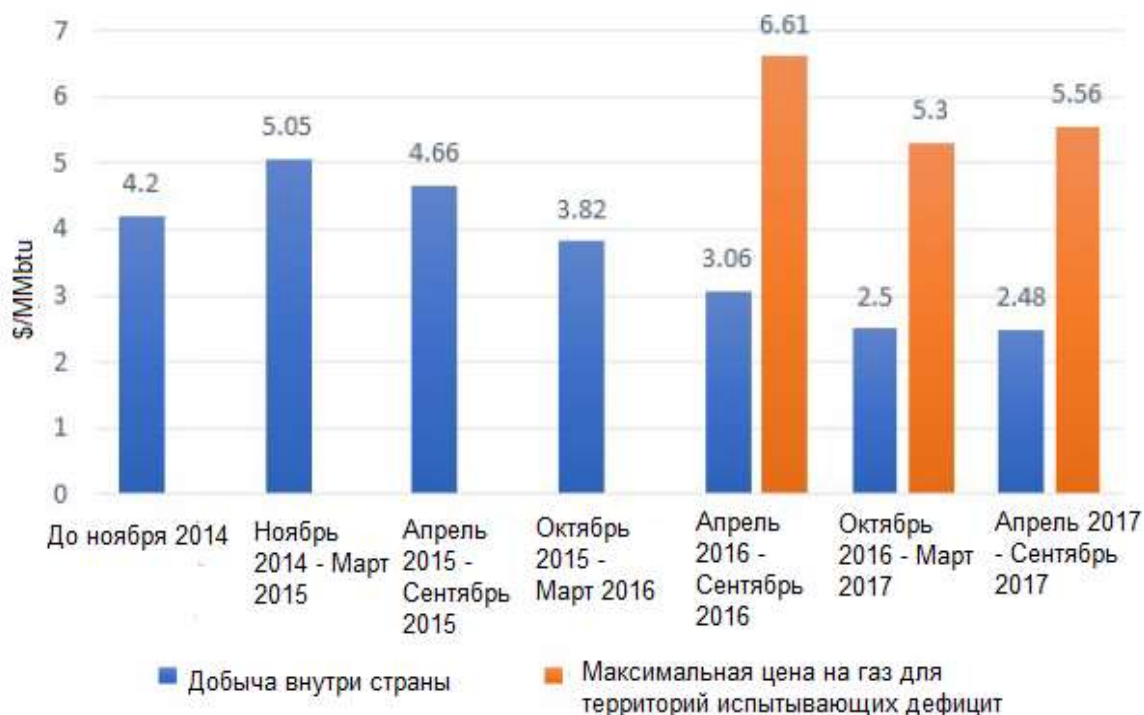


График 4. Цены на газ добытый внутри Индии

Источник: CEDIGAZ LNG Service.

Цена значительно ниже себестоимости добычи большинства месторождений, и производители в Индии утверждают, что их газовый бизнес стал нежизнеспособным. Государственный ONGC, который отвечает за две трети национальной добычи газа, сообщил о потере дохода в 780 млн. долл. США.³⁶

Компания просит увеличение минимальной цены, по крайней мере, до уровня ранее регулируемой цены 4,20 долл. США/MMBtu. Стоимость добычи природного газа в плодородном бассейне Кришна Годавари составляет от 4,99 долл. США до 7,30 долл. США / МБТЕ, а в других бассейнах - от 3,80 долл. США до 6,59 долл. США / MMBtu.³⁷ До сих пор низкие цены на внутренний газ усугубили предложение. - дисбаланс спроса, поскольку они усиливают дефицит газа, препятствуя внутреннему производству и повышая спрос на газ по искусственно низким ценам.

Правительство не контролирует импортные цены на СПГ. Контрактные цены на СПГ находились на уровне около 13–14 долл. США/MMBtu до пересмотра в 2015 году цены СПГ по контракту RasGas - Petronet в Катаре, что привело к снижению цены, связав ее с трехмесячной скользящей средней цен на нефть марки Brent. В обмен на ценовую уступку Petronet согласилась увеличить объемы контрактов с 7,5 млн. тонн в год (млн. Тонн в год) до 8,5 млн. Тонн в год. В настоящее время цена нового контракта находится в диапазоне 7-8 долл. США / MMBtu в 2017 году. Хотя конкурентоспособность СПГ в плане цены улучшается, он будет по-прежнему создавать конкуренцию нефти в текущих ценовых условиях.

³⁶ Press Trust of India, Natural Gas Production No Longer Profitable Business: ONGC, 27 May 2017, <http://profit.ndtv.com/news/corporates/article-natural-gas-production-no-longer-profitable-business-ongc-1704609>

³⁷ Lok Sabha, Natural Gas Production from KG Basin, Ministry of Petroleum and Natural Gas, 12 December 2016, <http://164.100.47.194/Loksabha/Questions/QResult15.aspx?qref=45035&lsno=16>

Таблица 1.
Основные СПГ-контракты

Страна экспорта	Экспортный терминал	Продавец	Покупатель	Тип	Инкотермс	Объем млн. т. н.э	Начальная дата	Конечная дата
Катар	RaGas2	RaGas	Petronet LNG	Договор купли-продажи	FOB	5	2004	2029
Катар	RaGas3	RaGas	Petronet LNG	Договор купли-продажи	FOB	2,5	2009	2034
Катар	RaGas3	RaGas	Petronet LNG	Договор купли-продажи	FOB	1	2016	2028
Австралия	Gorgon LNG	ExxonMobile	Petronet LNG	Договор купли-продажи		1,5	2016	2036
США	Sabine Pass		Gail	Договор купли-продажи	FOB	3,5	2017	2037
США	Cameron LNG	Mitsubishi	Indian Oil corp.	Предварительный договор	DES	0,7	2019	2039
США	Main Pass		Petronet LNG	Предварительный договор		4		
					Всего 1	18,2		
Портфельные продавцы								
		Gazprom	Gail			3,5	2016	2041
		Shell	Gujarat State Petroleum		DES	1,3	2015	2035
		Gazprom	Gujarat State Petroleum	Меморандум о договоренности		2,5	2016	2041
		Gazprom	Indian Oil corp.	Меморандум о договоренности		2,5	2016	2041
		Gazprom	Petronet LNG	Меморандум о договоренности		2,5	2016	2041
					Всего 2	12,3		
					Общий итог	30,5		

Источник: CEDIGAZ LNG Service, LNG database Contracts Q3 2017.

В настоящее время существует серьезный региональный дисбаланс в отношении доступа к природному газу. Немногие штаты, такие как Гуджарат, Махараштра и Уттар-Прадеш, вместе потребляют более 65% доступного газа, в то время как большое количество штатов не имеют доступа к газу. Этот региональный дисбаланс обусловлен главным образом отсутствием трубопроводной инфраструктуры во многих штатах, таких как Западная Бенгалия, Бихар, Джаркханд, Одиша и Чхаттисгарх.

Из всех секторов, потребляющих газ, энергетический сектор представляет собой самый большой диапазон неопределенности. Спрос на газ со стороны сектора трудно прогнозировать, поскольку он зависит не только от экономических и физических факторов (цена на газ, включая импорт СПГ, доступность газа внутри страны), но также и от политики и инициатив, предпринимаемых правительством для изменения структуры энергобаланса.

В настоящее время в энергетической структуре преобладает уголь. Из общей установленной мощности 327 ГВт на конец марта 2017 года уголь составлял 59%, в то время как на природный газ приходилось 25 ГВт составляя только 8%.

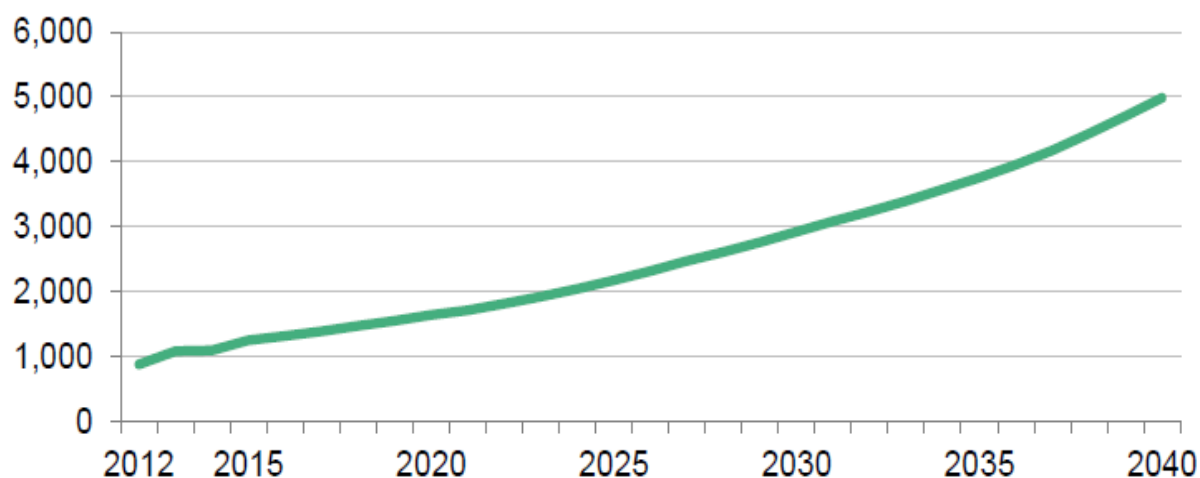


График 5. Прогноз спроса на электроэнергию в Индии 2012 - 2040 в годах ТВт/ч
Источник: Bloomberg New Energy Finance's New Energy Outlook 2016.

Производство электроэнергии составило 1184 ТВтч в 2015-2016 гг. Мощность вырабатываемая на основе газа со 47,3 ТВтч, что составляет 4% от общего объема производства электроэнергии, в то время как доля угля составляла 76%. Производство электроэнергии увеличилось примерно на 6,6% в период с 2006 по 2015 год, отражая рост ВВП. Несмотря на это увеличение, Индия продолжает страдать от неадекватного электроснабжения: 19% населения не имеют доступа к электричеству (4% городского и 26% сельского населения). Администрация Моды взяла на себя обязательство обеспечить 24/7 электроэнергией всех (PFA) к 2019 году.

Основные выводы:

- ✚ Спрос на газ в Индии сильно зависит от политической конъюнктуры. Основная точка зрения заключается в увеличении доли газа в структуре энергопотребления, при том, что некоторые необходимые стимулирующие факторы все еще отсутствуют. Если эта точка зрения будет подкреплена системным подходом, рынок газа в Индии может значительно расшириться, поскольку существует множество возможностей для замены угля в энергетическом секторе, мазута в промышленности, газойля на транспорте и биомассы в жилом и коммерческом секторах). Интегрированная энергетическая политика на национальном уровне, которая определяет и четко демаркирует роль природного газа в энергетической структуре Индии, на данный момент отсутствует.
- ✚ Согласно текущей политике, спрос на газ в Индии вырастет с 55 млрд. кубометров в 2016 году до 70 млрд. кубометров в 2020 году, 90 млрд. кубометров в 2025 году и 115 млрд. кубометров в 2030 году. Дополнительный рост, особенно в энергетическом секторе, обусловлен новой политикой изменения микса в секторе электроэнергии. Другими словами, сегодня природный газ является в большей степени заменой нефтепродуктам в неэнергетическом секторе, чем углю в энергетическом секторе.
- ✚ Отмечается повышенная чувствительность спроса на газ к цене. Один из существенных рисков перспективы спроса на газ это его доступность в ключевых секторах. С большей долей вероятности внутренняя добыча не будет способна соответствовать спросу, импорт остаётся ключевым источником газа в Индию.
- ✚ Стремительный рост спроса на газ в Индии приобретает черты зависимости от увеличения внутренней добычи и сопутствующей инфраструктуры для упрощения доступа между различными контрагентами внутри страны.

Список использованной литературы

1. BEG/CEE (2017), Current and Future Natural Gas Demand in China and India, by Miranda Wainberg, Michelle Michot Foss, Gürcan Gülen, and Daniel Quijano, April 2017, Bureau of Economic Geology (BEG)/Centre for Energy Economics (CEE), University of Texas at Austin, <http://www.beg.utexas.edu>
2. Bloomberg, LNG Fights a Losing Battle in India as Taxes Weigh on Demand, 17 February 2017, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-02-17/lng-fights-a-losing-battle-in-india-as-taxes-weigh-on-demand>
3. BP (2017), Statistical review of world energy 2017, www.bp.com
4. Business Standard, Govt to kick off new energy exploration round on July 1, 27 June 2017, http://www.business-standard.com/article/economy-policy/govt-to-kick-off-new-energy-exploration-round-on-july-1-117062601003_1.html

5. Carbon Action Tracker, India, 15 May 2017, <http://climateactiontracker.org/countries/india.html>
6. CEDIGAZ (2017), The 2016 Natural Gas Year in Review. First Estimates, May 2017, www.cedigaz.org
7. CEDIGAZ database
8. CEDIGAZ LNG Service
9. Central Electricity Authority (CEA), Power Sector, Executive summary, Monthly reports, <http://www.cea.nic.in/monthlyexesummary.html>
10. Central Electricity Authority (CEA), Draft National Electricity Plan (NEP 2016). Volume 1 Generation, December 2016, http://www.cea.nic.in/reports/committee/nep/nep_dec.pdf
11. Congress Research Service (CSR) (2017), India's Natural Gas: A Small Part of the Energy Mix, by Michael Ratner, 13 February 2017, <https://fas.org/sgp/crs/row/R44765.pdf>
12. Cornot-Gandolphe Sylvie (2016). Indian Steam Coal Imports: The Great Equation, OIES, February 2016, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/03/Indian-Stream-Coal-Imports-The-Great-Equation-CL-3.pdf>
13. Department of Commerce, Export Import Data Bank, <http://commerce.nic.in/eidb/ecom2.asp>
14. Energy Information Administration (EIA), International Energy Outlook 2016 (IEO 2016), May 2016, <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>
15. EnergyInfraPost, India On Its Way To Become A Gas Based Economy: Dharmendra Pradhan, 6 December 2016, <https://energyinfrapost.com/india-way-become-gas-based-economy-pradhan/>
16. GIIGNL (2017), The LNG industry in 2016, http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2017_report_0.pdf
17. Government of India, Vision 2030: Natural gas infrastructure in India, Industry Group Report for the Petroleum & Natural Gas Regulatory Board of India, May 2013, <http://www.pngrb.gov.in/Hindi-Website/pdf/vision-NGPV-2030-06092013.pdf>
18. hindustantimes.com, Cash-rich govt-run companies to revive 4 fertilizer plants, 27 April 2017, <http://www.hindustantimes.com/business-news/cash-rich-govt-run-companies-to-revive-4-fertilizer-plants/story-a4vdM59Spkl9kHfwdLNreP.html>
19. ICRA, Fertilizer Industry Report, Indian fertilizer sector; major policy initiatives for urea; gas pooling & comprehensive new urea policy 2015, July 2015, <http://www.icra.in/AllTypesOfReports.aspx?ReportCategory=Fertilizers>
20. India.com, Energy Budget 2017: Focus on making India 'Gas-based economy', Custom duty on LNG halved to 2.5 per cent, 1 February 2017, <http://www.india.com/news/india/energy-budget-2017-focus-on-making-india-gas-based-economy-custom-duty-on-lng-halved-to-2-5-per-cent-1801648/>
21. International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2016 (WEO 2016), November 2016, <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/>

Основные тенденции развития газовой отрасли в Республике Бразилия.

После потрясений 2014 г., углеводородная отрасль Республики Бразилия, во главе с национальной нефтяной компанией PetroBras, занимающей доминирующее положение на внутреннем рынке страны, начала перестраиваться, и, после восстановления роста экономики Бразилии в 2017 г., набирает обороты. Нефтяная промышленность всегда являлась приоритетным направлением в Бразилии, но учитывая последние тенденции в отношении природного газа в мире, например, все большую конкуренцию со стороны природного газа в секторе топлива для различных видов транспорта, а также внутренние потребности страны, является актуальным рассмотреть развитие газовой отрасли Бразилии с 2013 по 2017 гг., чтобы определить основные моменты данного развития и место газовой отрасли в экономике страны в целом.

1. Upstream, добыча растет, но с ней растут и угрозы.

Объем доказанных запасов природного газа очевидно выступает основным фактором устойчивого развития в долгосрочном периоде. К сожалению для Бразилии, доказанные запасы которыми она обладает крайне незначительны, более того с 2013 по 2017 гг. данный показатель сократился на 19% и, по итогу 2017 г., составлял всего 0.37 трлн. м³. Для сравнения доказанные запасы природного газа Российской Федерации, мирового лидера в отношении доказанных запасов, на конец 2017 г. составляли 47.81 трлн. м³. Одной из особенностей Бразилии является тот факт, что основная доля доказанных запасов страны залегает на шельфе, в том числе глубоководном, доля которого в общем объеме незначительно сократилась, с 84% в 2013 г. до 82% в 2017 г. На протяжении рассматриваемого периода доказанные запасы природного газа на суше незначительно колебались в районе 0.07 трлн. м³, а на шельфе снизились на 22% до 0.3 трлн. м³. Основными драйверами тенденции к сокращению в отношении доказанных запасов природного газа Бразилии являются бурный рост добычи, которая будет рассмотрена ниже, и невысокий уровень объемов геологической разведочной деятельности.

Добыча природного газа в Бразилии с 2013 по 2017 гг. переживала бурный рост. По итогу 2017 г. в стране было добыто немногим более 40 млрд. м³, что на 43% больше чем в добыча в 2013 г. Несмотря на очевидные успехи в развитии добычи природного газа Бразилия в 2017 г. замыкала третью десятку стран по объемам добычи, что, впрочем, не так существенно учитывая, что страна использует добытый природный газ только для собственных нужд, а не экспортирует его как в случае с нефтью. Разбив общую добычу природного газа в Бразилии на части по разным признакам можно выделить три основных драйвера толкающих её объем вверх.

Первым из основных драйверов активного роста добычи природного газа в Бразилии можно назвать добычу на шельфе. В 2013 г. на шельфе страны было добыто 20.66 млрд. м³ природного газа, а в 2017 г. данный объем составлял уже на 56% больше, а доля данного направления в общем объеме добычи выросла с 73% в 2013 г. до 80% в 2017 г. В то же время объем добычи на суше по итогу периода практически не изменился и в 2017 г. составлял 7.85 млрд. м³.

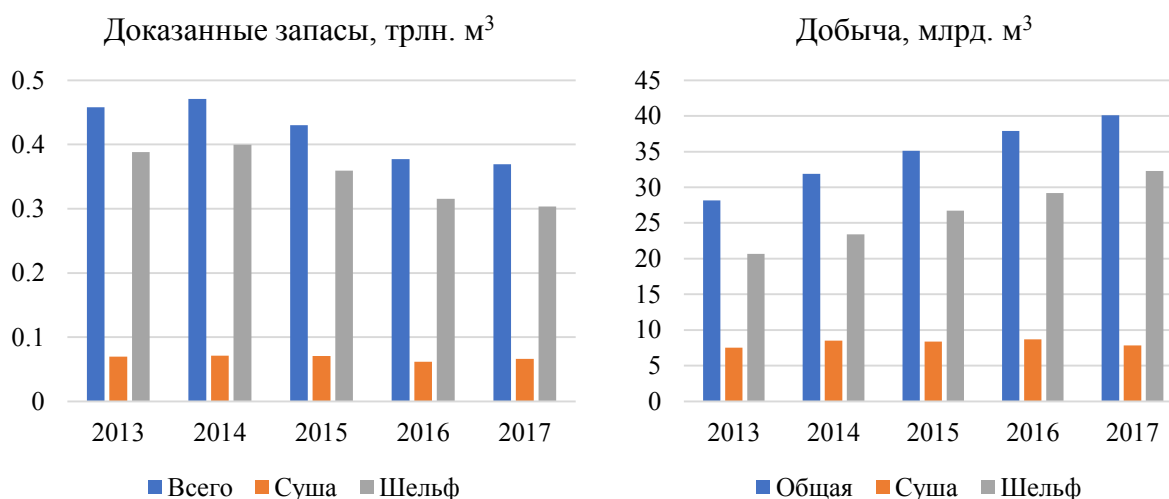


Рисунок 1. Доказанные запасы и добыча природного газа в Бразилии 2013-2017 гг.

Источник: официальная статистика ANP³⁸.

Вторым, но, вероятно, наиболее важным, драйвером роста добычи природного газа в Бразилии является добыча с подсолевого слоя. Подсолевой слой был открыт в 2006 г. национальной нефтяной компанией PetroBras на расстоянии около 300 км от побережья штатов Rio de Janeiro и San Paulo, и в корне изменил развитие углеводородной промышленности в стране в целом, и газовой промышленности в частности. За рассматриваемый период добыча с подсолевого слоя выросла на 390%, с 3.71 млрд. м³ в 2013 г. до 18.17 млрд. м³ в 2017 г. Конечно, можно говорить об эффекте низкой базы, учитывая, что добыча более менее существенных объемов природного газа с подсолевого слоя началась только в первой половине 2010-х, но и в абсолютных цифрах ее рост носил взрывной характер. Доля данного направления в общем объеме добычи выросла с 13% в 2013 г. до 45% в 2017 г., и есть все основания ожидать, что в 2018 г. она превзойдет добычу природного газа традиционными способами, в особенности учитывая тот факт, что последняя по итогу 2017 г. сократилась на 10% по сравнению с объемом 2013 г. – 24.64 млрд. м³.

Третьим драйвером роста добычи природного газа в Бразилии выступает добыча попутного газа. В 2017 г. в стране было добыто 30.96 млрд. м³ попутного газа, что на 65% больше чем в 2013 г. – 18.76 млрд. м³, а доля данного направления в общем объеме добычи с 2013 по 2017 гг. выросла с 66% до 77%. За тот же период добыча несвязанного природного газа, после некоторых колебаний, незначительно, на 3%, сократилась по отношению к 2013 г. и в 2017 г составила 9.16 млрд. м³.

Объединив рассмотренные выше три драйвера, можно вывести, что именно добыча попутного газа с подсолевого слоя на шельфе Бразилии, которая тесно связана с активным ростом добычи нефти в стране, является основной причиной роста общего объема добычи, в то время как направления парные основным драйверам, либо стагнируют, либо сокращаются.

³⁸ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – федеральное правительственное агентство Бразилии, связанное с Министерством Шахт и Энергетики и занимающееся регулированием нефтегазового сектора.

На объем предложения природного газа в стране оказывает существенное влияние не только объем добычи, но и направления в деятельности углеводородной отрасли требующие затрат природного газа, к основным из которых относятся: закачка природного газа в скважину, разведка и разработка, потери и сжигание.

Объем закаченного в скважину природного газа существенно вырос с 2013 по 2017 г. По итогу последнего он составил 10 млрд. м³, что на 160% больше чем объем 2013 г. Данный показатель растет опережающими темпами, если в 2013 г. его доля в общем объеме добытого природного газа составляла 14%, то в 2017 г. уже 25%. Большая часть роста закачки природного газа в скважину пришлось на шельф, где в 2017 г. было закачено 7.1 млрд. м³, что на 325% больше чем в 2013 г. Объем закачки на суше также вырос, но существенно меньше – на 35%, с 2.21 млрд. м³ в 2013 г. до 2.98 млрд. м³ в 2017 г. Данный дисбаланс связан с тем, что большая часть роста закачки природного газа в скважину приходится на добычу нефти в с подсолевого слоя.

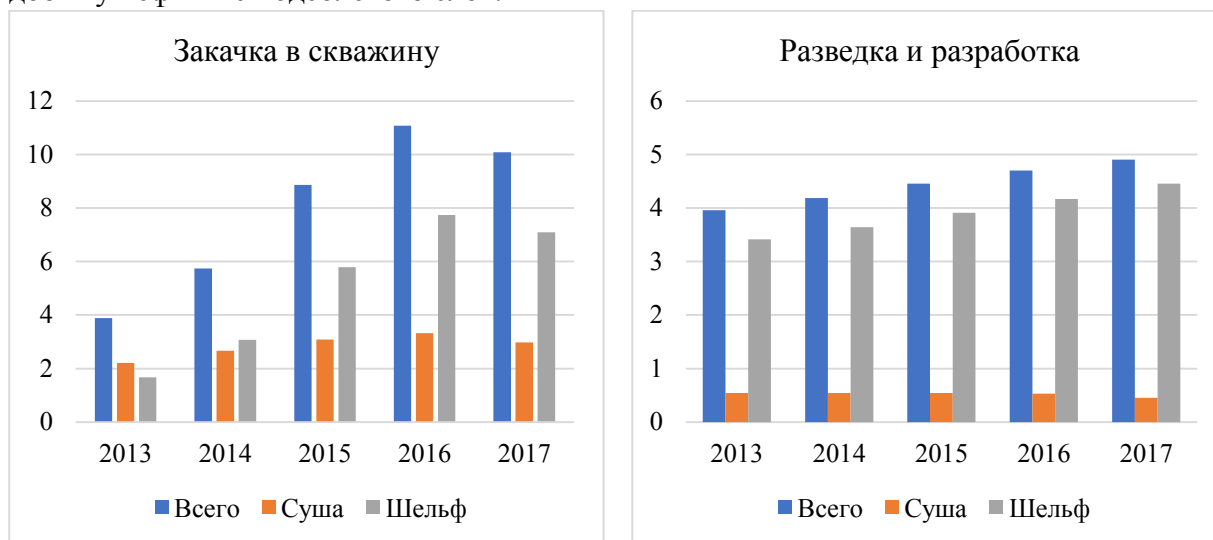


Рисунок 2. Основные направления сокращающие предложение природного газа в Бразилии, 2013-2017 гг., млрд. м³

Источник: официальная статистика ANP.

Другой показатель сокращающий объем предложения природного газа – разведка и разработка. С 2013 по 2017 гг. абсолютный объем затраченного по этому направлению природного газа вырос на 24%, с 3.95 млрд. м³ до 4.91 млрд. м³, а его доля в общем объеме добычи сократилась с 14% до 12%. Отстающий рост данного показателя вряд ли может положительно характеризовать усилия углеводородной отрасли в направлении разведки и разработки.

Несмотря на существенное увеличение объема добычи природного газа в Бразилии с 2013 по 2017 гг., объем потерь и сжигания вырос незначительно, на 6%, до 1.38 млрд. м³, а доля данного показателя сократилась с 4% в 2013 г. до 3% в 2017 г. Основным объемом потерь и сжигания природного газа в стране приходится на шельф – 88%.

Как видно среди направлений сокращающих предложение природного газа в Бразилии особо выделяется закачка в скважину, которая, отрицательно влияя на газовую промышленность, позволяет развиваться нефтяной промышленности, что положительно влияет на углеводородную промышленность в целом, учитывая, что нефтяное направление в стране является приоритетным. Стоит отметить, что, на текущий момент, рост затрат природного газа в абсолютных показателях по данным направлениям не превышает рост

добычи, но если темпы прироста сохранятся, то ситуация с предложением природного газа в Бразилии может существенно ухудшиться.

2. Крупнейшие центры газовой промышленности Бразилии.

С географической точки зрения расположение доказанных запасов природного газа в Бразилии и, соответственно, основные регионы добычи сильно сконцентрированы. Какими-либо доказанными запасами природного газа обладают и какую-либо добычу ведут 11 штатов из 26. При этом по итогам 2017 г. 80% доказанных запасов природного газа и 75% добычи в Бразилии приходилось на 3 штата: Rio de Janeiro, San Paulo и Amazonas. Два из трех названных штатов располагаются на побережье Атлантического океана в развитом юго-восточном регионе страны, в то время как Amazonas находится в джунглях северо-западной части. Далее мы коротко рассмотрим названные штаты и выделим основные особенности их развития с 2013 по 2017 гг.

Расположенный на побережье Атлантического океана, штат Rio de Janeiro обладает небольшой территорией, но при этом, по итогам 2015 г., являлся 3 по размеру населения и 2 по объему ВВП среди штатов Бразилии.

Штат обладает самым крупным объемом доказанных запасов природного газа в стране – на его долю приходилось 56% от общего объема доказанных запасов Бразилии в 2013 г., и 61% в 2017 г. В абсолютных показателях с 2013 по 2017 гг. объемы доказанных запасов в штате сократились на 13%, до 0.22 трлн. м³. Доказанные запасы природного газа в штате залегают исключительно на шельфе.

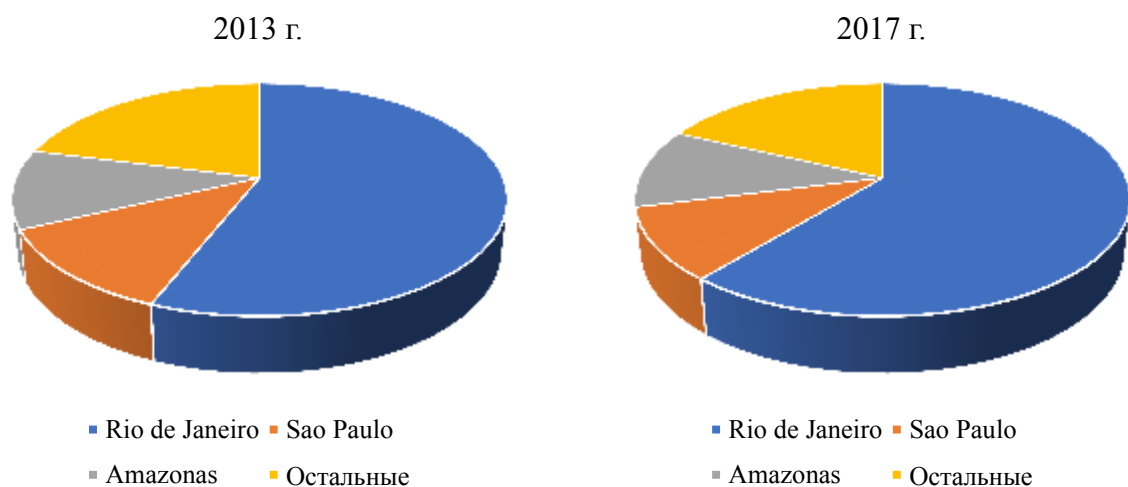


Рисунок 3. Доли штатов в общем объеме доказанных запасов Бразилии, 2013-2017 гг., %

Источник: официальная статистика ANP.

По объемам добычи природного газа штат также лидирует, хотя в этом отношении его доля не столь подавляющая как в отношении доказанных запасов. Доля штата в общем объеме добычи природного газа в стране существенно увеличилась с 35% в 2013 г. до 48% в 2017 г., а его доля в общем объеме добычи на шельфе страны, учитывая, что весь природный газ штат добывает именно на шельфе, была еще выше – 49% в 2013 г. и 57% в 2017 г. Подавляющая часть природного газа, добываемого в штате, является попутным. Данная доля выросла с 96% в 2013 г. до 98% в 2017 г. В общем объеме добываемого в Бразилии попутного газа доля штата являлась самой крупной и росла – в 2013 г. она составляла 51%, а

в 2017 г. – 59%. Штат показал наиболее быстрый прирост добычи природного газа в абсолютных значениях с 10 млрд. м³ в 2013 г., до 18.16 млрд. м³ в 2017 г.

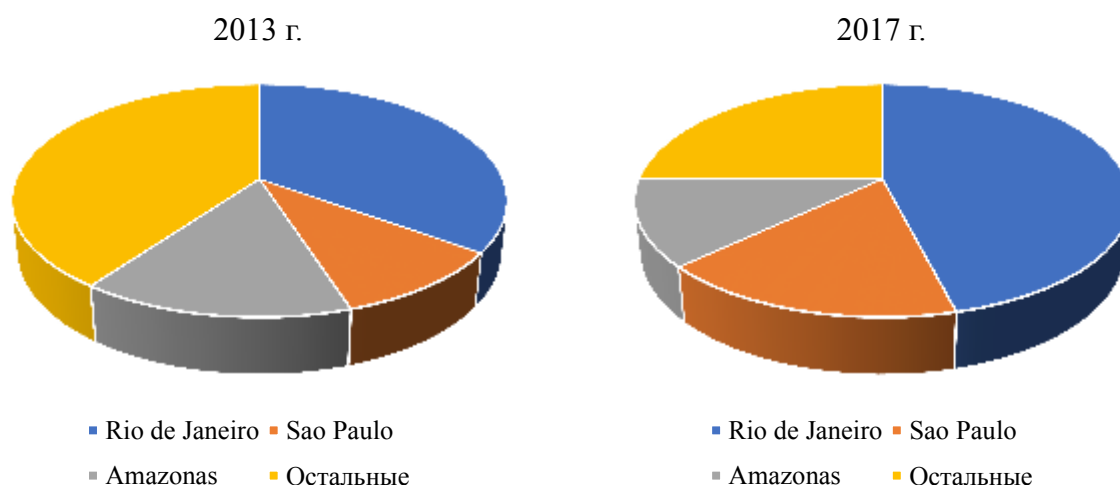


Рисунок 4. Доли штатов в общем объеме добычи в Бразилии, 2013-2017 гг, %
 Источник: официальная статистика ANP.

Как можно видеть штат Rio de Janeiro доминирует по многим направлениям газовой промышленности, но, в связи с самыми крупными объемами, штат лидирует и по показателям сокращающим поступление добытого природного газа на рынок, такими как закачка газа в скважину, затраты на разведку и разработку, сжигание и потери. По абсолютным показателям роста объемов закачки природного газа в скважину, которая росла взрывными темпами, штат занимал лидирующую позицию. Если в 2013 г. объем закачки газа в скважину составлял всего 0.7 млрд. м³, то в 2017 г. уже 4.75 млрд. м³, что на 577% больше. Доля штата в общем объеме закачки природного газа в скважину с 2013 по 2017 гг. выросла с 18% до 47%, а в отношении шельфа с 42% до 67%. Объемы другого показателя, затрат природного газа на разведку и разработку, выросли значительно скромнее. В 2013. г по данному направлению было израсходовано 2.81 млрд. м³, а в 2017 г. на 17% больше – 3.29 млрд. м³. Доля штата в общем объеме затрат природного газа на разведку и разработку незначительно скоратилась с 68% до 67%, а в отношении шельфа с 79 до 74%. Штат также доминирует в объеме потерь и сжигания – в 2017 г. доля штата в общем объеме данного показателя составляла 73%, а в отношении шельфа – 83%.

Штат Sao Paulo, расположенный в юго-восточном регионе Бразилии, южнее Rio de Janeiro, так же имеет выход к побережью Атлантического океана. Sao Paulo, по данным 2015 г. являлся самым развитым штатом в стране, объем ВВП которого, находясь на первом месте среди штатов, вдвое превосходил Rio de Janeiro, идущего вторым. Кроме того, штат является самым густонаселенным, так как несмотря на не самую крупную площадь, по данным за 2015 г. каждый 5 житель из более чем 200 млн. населения Бразилии проживал в в этом штате.

По итогам 2017 г. доля штата в общем объеме доказанных запасов природного газа составляла 10%, сократившись с 12%, которым штат обладал в 2013 г. С 2013 по 2017 гг. штат пережил самое быстрое падение объема доказанных запасов среди всех штатов в относительных показателях, в абсоютных показателях объем доказанных запасов в штате сократился существенно меньше чем в Rio de Janeiro, – на 34%. Как и в штате Rio de Janeiro доказанные запасы природного газа в штате залегают исключительно на шельфе.

В 2016 г. штат Sao Paulo вышел на второе место по объему добычи природного газа в стране, что произошло благодаря тому, что штат лидировал по росту добычи в

относительных показателях, с 2013 по 2017 гг. объем добычи вырос на 147% с 2.79 млрд. м³ до 6.89 млрд. м³, а его доля в общем объеме добычи в стране выросла с 10% в 2013 г. до 17% в 2017 г. Доля штата в общем объеме добычи природного газа на шельфе с 2013 по 2017 гг. увеличилась с 13% до 21%. В отличие от штата Rio de Janeiro в штате Sao Paulo попутный газ не обладал доминирующей долей, более того, только в 2016 г. доля попутного газа в общем объеме добычи в штате превзошла долю несвязанного природного газа. Доля штата в общем объеме добычи попутного газа в стране быстро выросла с 3% в 2013 г. до 13% в 2017 г., а в отношении несвязанного природного газа, по добыче которого штат является лидером, с 25% до 33%. Штат показал наибольший прирост добычи попутного газа в относительных показателях – с 2013 по 2017 гг. добыча по данному направлению выросла на 730%, с 0,47 млрд. м³ в 2013 г. до 3.91 млрд. м³ в 2017 г. Конечно, с одной стороны имеет место эффект низкой базы, но и абсолютные значения роста довольно высоки. Добыча несвязанного природного газа в штате также выросла с 2,31 млрд. м³ в 2013 г. до 2,99 млрд. м³ в 2017 г. Стоит отметить изменение соотношения долей попутного и несвязанного природного газа в общем объеме добычи в штате которое в 2013 г. было 17% на 83%, а в 2017 г. составляло 57% на 43%.

Не обладая такими объемами роста закачки природного газа в скважину в абсолютных показателях как штат Rio de Janeiro штат Sao Paulo лидирует по относительным показателям в этом направлении. С 2013 по 2017 гг. данный показатель вырос на 630%, до 1.83 млрд. м³. Доля штата в общем объеме закачки в стране выросла с 6% в 2013 г. до 18% в 2017 г., а в отношении шельфа с 15% до 26%. Штат также занимает первую позицию по росту в относительных показателях затрат природного газа на разведку и разработку. С 2013 по 2017 гг. затраты по данному направлению выросли на 293%, с 0.28 млрд. м³ до 1.1 млрд. м³, а доля штата в общем объеме затрат природного газа на разведку и разработку с 3% до 8%.

В отличие от предыдущих штатов, Amazonas, расположенный в джунглях северо-восточной части Бразилии не имеет выхода на побережье. Штат обладает самой большой площадью, но при этом занимал всего лишь 15 место по численности населения и объему ВВП по данным 2015 г.

Доля штата в общем объеме доказанных запасов природного газа в Бразилии практически не изменилась и составляла 11% как в 2013 г., так и в 2017 г. С 2013 по 2017 гг. объем доказанных запасов в штате снизился на 22%. Доказанные запасы природного газа в штате залегают исключительно на суше.

Доля штата в общем объеме добычи природного газа в Бразилии сократилась с 15% в 2013 г. до 12% в 2017 г. Причиной этого является значительно более скромный рост добычи в штате по сравнению с штатами Rio de Janeiro и Sao Paulo – с 2013 по 2017 гг. она выросла на 15%, с 4.15 млрд. м³ до 4.76 млрд. м³. Штат является ведущим в отношении добычи природного газа на суше, а его доля в общем объеме добычи по данному направлению выросла с 55% в 2013 г. до 60% в 2017 г. Как и в случае со штатом Rio de Janeiro добыча попутного газа в штате Amazonas занимала доминирующую долю, но при этом данная доля сокращалась. Если в 2013 г. она была равна 98%, то в 2017 г. - 81%. Очевидной причиной этому является то, что штат лидирует по приросту добычи несвязанного природного газа, как в абсолютных так и в относительных показателях. С 2013 по 2017 гг. добыча по данному направлению в штате выросла на 0.81 млрд. м³ или на 826%.

По объему закачанного в скважину природного газа штат не отличается взрывным ростом, так с 2013 по 2017 г. данный объем увеличился на 38% до 2.75 млрд. м³. Доля штата в общем объеме закачки в стране рухнула с 51% в 2013 г. до 27% в 2017 г., а в отношении в отношении суши немного выросла с 90% до 92%. Объем затрат природного газа на разведку

и разработку практически не изменился в абсолютных показателях, доля штата в общем объеме сократилась с 4% в 2013 г. до 3% в 2017 г., а в отношении суши выросла с 30% до 35%.

3. Downstream: приватизация транспортировки, рост в переработке, падение в импорте.

Объем доказанных запасов и добычи природного газа очевидно являются основными параметрами для газовой промышленности, но для полного представления о последней является актуальным рассмотреть такие направления как транспортировка, переработка и в случае с Бразилией деятельность по импорту природного газа.

С 2013 по 2017 гг. протяженность как магистральных, так и распределительных газопроводов в Бразилии практически не изменялась. На конец 2017 г. в стране располагалось 9485.5 км. магистральных газопроводов, основной частью которых владела, через свои дочерние компании, национальная нефтяная компания PetroBras, и 2246.4 км. распределительных газопроводов большая часть которых находилась во владении властей штатов. Именно в отношении права владения и заключаются основные изменения произошедшие с 2013 по 2017 гг., и продолжающие происходить, в газотранспортной системе Бразилии.

В 2017 г. национальная нефтяная компания PetroBras, проводя свою программу деинвестирования и партнерства заканчивала реализацию, договор был подписан 4 апреля 2018 г., 90% своей дочерней газотранспортной компании Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) под управлением которой находится немногим более 2 тыс. км. магистральных трубопроводов на территории страны. Новым владельцем стала New Infrastructure Investment Fund in Participations ("FIP"), Asset Management Investimentos Ltda. аффилированная с Brookfield Asset Management, а стоимость сделки составила 5.4 млрд. долл. Более того PetroBras намеревалась реализовать 90%, а на текущий момент уже проводит торги, в отношении другой своей дочерней газотранспортной компании - Transportadora Associada de Gás SA (TAG) под управлением которой находятся 4,5 тыс. км. магистральных трубопроводов. Заключение контракта по TAG задерживается в связи с необходимостью рассмотрения условий контракта в федеральном суде. Но если, а точнее когда, данный контракт будет заключен, более двух третей магистральных газопроводов в Бразилии перейдут в частные руки. Вектор на приватизацию газотранспортной сети страны очевиден, в особенности с учетом того, что власти штатов также ищут пути приватизации своих активов.

Рассматривая переработку природного газа в Бразилии стоит обратить внимание на невысокий уровень загруженности мощностей в среднем по стране, а также существенный разброс в уровне загруженности отдельных активов по переработке. Например, по данным 2016 г., газоперерабатывающий завод Cabiurus расположенный в штате Rio de Janeiro имел загрузку более 100%, в то время как Lubnog в штате Ceara стоял, а Reduc в штате Rio de Janeiro был загружен всего на 6%. Показатель среднего уровня загруженности постепенно рос, с 50% в 2013 г., до 67% в 2017 г. Причиной данного роста можно назвать существенное различие в росте установленных мощностей, который с 2013 г. по 2017 гг. составил 6%, и объема фактически поступившего на переработку природного газа, который за тот же период вырос на 31%. По итогу 2017 г. Бразилия обладала установленными мощностями по переработке природного газа мощностью 95.65 млн. м³ в день, а объем фактически поступившего сырья составил 24.39 млрд. м³. Основными продуктами переработки в стране

являлся сухой газ с долей 92% об общего объема продуктов переработки по итогам 2017 г., этан, сжиженный нефтяной газ, C_5^{39} и пропан в жидком виде.

Потребление природного газа в Бразилии с 2013 по 2017 гг. незначительно сократилось, что произошло исключительно по причине резкого падения в 2016 г. В 2017 г. в стране было потреблено 27.72 млрд. м³. Основными регионами по потреблению можно выделить юго-восточный с долей в 59%, северо-восточный с долей в 26%. Основными потребителями природного газа в стране являются промышленность, доля которой в общем объеме потребления природного газа в Бразилии выросла с 46% в 2013 г. до 48% в 2017 г., и производство электроэнергии, сократившее свою долю с 44% до 40%.

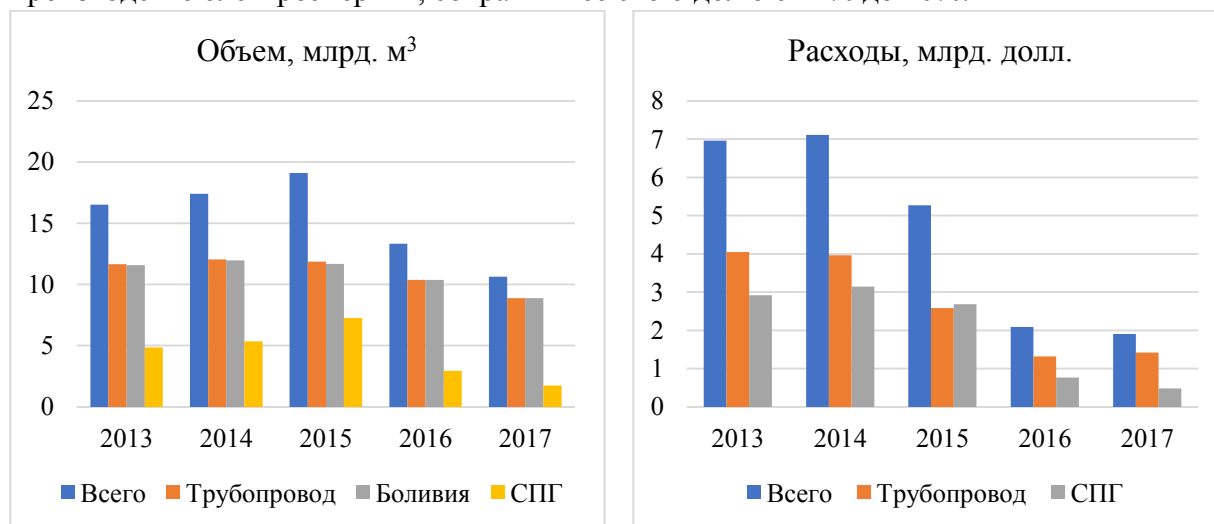


Рисунок 5. Импорт природного газа в Бразилию, 2013-2017 гг.

Источник: официальная статистика ANP.

Объем импорта природного газа в Бразилию существенно сократился, если в 2013 г. страна импортировала 16.51 млрд. м³, то в 2017 г. объем импорта был на 36% ниже. Импорт осуществляется по большей части по трубопроводу доля которого в общем объеме импорта с 70% в 2013 г. до 83% в 2017 г. Трубопроводный импорт слабо диверсифицирован – осуществляется из Боливии практически полностью. В 2017 г. Бразилия импортировала 8.89 млрд. м³ природного газа по трубопроводам, что на 24% меньше чем в 2013 г. Другая направление импорта природного газа в страну – сжиженный природный газ, который, в отличие от трубопроводных поставок, имеет хорошую диверсификацию по происхождению, с 2013 по 2017 гг. рухнул как в относительных, на 64%, так и в абсолютных, на 3.11 млрд. м³, показателях. Благодаря падению объема, а также сокращению цены за тыс. м³ расходы Бразилии на осуществление импорта природного газа существенно сократились. В 2013 г. расходы страны на импорт природного газа по трубопроводу доходили до 4 млрд. долл., то в 2017 г. они составили 1.42 млрд. долл., а в отношении импорта СПГ: 2013 г. – 2.92 млрд. долл., 2017 г. – 0.48 млрд. долл.

Коротко резюмируя, затронем основные тенденции развития газовой отрасли в Республике Бразилия.

Добыча природного газа в Бразилии с 2013 по 2017 гг. активно росла и главными драйверами данного роста выступала добыча попутного газа с подсолевого слоя на шельфе страны. Одновременно газовой отрасли страны в долгосрочном периоде угрожает слабая обеспеченность доказанными запасами и отстающий от добычи уровень их восполнения, а

³⁹ Широкая фракция легких углеводородов

также взрывной рост потребления природного газа нефтяной промышленностью страны в первую очередь связанного с добычей нефти с подсолевого слоя.

В географическом разрезе очевидно лидерство штат Rio de Janeiro, который занимает первые места среди штатов Бразилии по многим показателям, в том числе и негативным, таким как закачка газа в скважину и сжигание. Второе место с 2016 г. стабильно занимает штат Sao Paulo, показавший наибольший прирост в относительных показателях. Надо отметить, что именно в этих двух штатах, расположенных на побережье Атлантического океана, расположены основные подсолевые проекты Бразилии.

В отношении downstream основными моментами периода с 2013 по 2017 г. можно назвать:

- тенденцию к приватизации газотранспортной инфраструктуры;
- невысокий уровень и стабильный рост процента загрузки установленных мощностей по переработке природного газа;
- практическое отсутствие роста потребления по итогу периода;

Наконец, надо отметить сокращение как объемов импорта природного газа в Бразилию, так и расходов на его осуществление.

Список использованной литературы

1. Отчет IBGE (институт географии и статистики Бразилии) по ВВП и ВВП на голову населения - <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/en/agencia-press-room/2185-news-agency/releases-en/18019-regional-accounts-2015-gdp-drop-hits-all-federation-units-first-time-ever> (дата обращения 01.02.2019)
2. Презентация Décio Oddone генерального директора ANP - http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Decio-Oddone_American-Council_June-2018.pdf (дата обращения 01.02.2019)
3. Ежегодная статистика ANP по отрасли за годы с 2013 по 2017 - <http://www.anp.gov.br/publicacoes#> (дата обращения 01.02.2019)
4. BP statistical review of world energy, 67th edition - <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf> (дата обращения 01.02.2019)
5. Отчет IBGE (институт географии и статистики Бразилии) по населению – ftp://ftp.ibge.gov.br/Estimativas_de_Populacao/Estimativas_2014/estimativa_dou_2014.pdf (дата обращения 01.02.2019)
6. Ежемесячный биллутень мониторинга газовой промышленности - http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural?_20_displayStyle=descriptive&p_p_id=20 (дата обращения 01.02.2019)
7. Сайт World Atlas - <https://www.worldatlas.com/articles/states-of-brazil-by-area.html> (дата обращения 01.02.2019)

Энергетический переход в Германии на горизонте до 2050 г.: возможности и риски для природного газа

Перестройка мирового топливно-энергетического баланса, смена мировых центров потребления углеводородов и энергии в целом, а также непрерывная волна технологических прорывов, составляющие феномена трансформации мировых энергетических рынков, оказывают существенное влияние на глобальную экономику и все ее основные институты. Энергетический переход требует разработки новых стратегий для повышения конкурентоспособности каждого из энергоресурсов. В изменяющейся структуре энергобаланса особый интерес представляют сосуществование природного газа и новых возобновляемых источников энергии (НВИЭ). Рассмотрим возможности и риски для природного газа в условиях энергетического перехода (Energiewende) в Германии.

Германия, безусловно, является одним из мировых лидеров перехода к низкоуглеродной экономике. Энергобезопасность, экология и снижение зависимости от углеводородов - основные приоритеты энергополитики страны. Для реализации Энергетической стратегии Германия ставит перед собой весьма амбициозные цели (табл. 1) и движется к их достижению, несмотря даже на противодействие части населения и профсоюзов.

Таблица 1

Цели Энергетической стратегии Германии

Установленные цели	2020 год	2030 год	2040 год	2050 год
Снижение выбросов парниковых газов (к уровню 1990 г.)	- 40%	- 55%	- 70%	- 80%
Рост доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергобалансе страны (в конечном энергопотреблении: электроэнергия, тепло, топливо)	+ 20 %	+ 30%	+ 45%	+ 60%
Рост доли ВИЭ в энергопотреблении	+ 35%	+ 50%	+ 65%	+ 80%
Сокращение потребления первичной энергии (по отношению к 2008 г.)	- 20%	- 30%	- 40%	- 50%

Источник: [1, 2]

Федеральное правительство активно поддерживает политику декарбонизации страны. Комиссия, созданная правительством ФРГ под названием "Рост, структурные изменения и занятость", представила в январе 2019 года Концепцию, ключевые положения которой: полный отказ от использования угля в электроэнергетике Германии в период 2035 - 2038 гг., выплата правительством ФРГ в течение 20 лет компенсации четырем федеральным землям в размере 40 миллиардов евро (речь идет о добыче бурого угля, последняя каменноугольная шахта была закрыта в конце 2018 года). Несмотря на то, что Концепция должна быть еще одобрена правительством и парламентом, это свидетельствует о вполне определенных намерениях государственных структур реализовать идею Energiewende в полном объеме (закрытие атомных станций в стране должно быть завершено к 2022 году).

Энергетическая стратегия Германии согласуется с Планом по защите климата 2050 [3], который представляет собой стратегию модернизации экономики и служит ориентиром во всех сферах деятельности до 2050 года, а также для предстоящих инвестиций, в частности, на период до 2030 года. План по защите климата полагается на следующие принципы: возобновляемые источники энергии и энергоэффективность в будущем будут

стандартом для инвестиций, что поддержит конкурентоспособность немецкой экономики в декарбонизирующемся мире.

Результаты энергетического перехода в стране весьма ощутимы, по итогам 2018 года на ВИЭ пришлось уже около 40 процентов выработанной в Германии электроэнергии. Таких значительных результатов не получено пока в области теплоснабжения и транспорта, но положительная динамика говорит о том, что это может стать вполне реалистичной задачей в чуть в более длительном периоде.

Общее потребление первичной энергии в Германии (также как и в Европе, в целом) демонстрирует отсутствие линейной зависимости: рост населения – его доходов и потребностей – рост потребления, наоборот, за последнее десятилетие отмечается снижение потребления первичной энергии (- 0,5% в Германии, -0,6% - в ЕС).

На этом фоне структура спроса на первичные энергоносители за период 2007-2017 гг. изменилась значительно, и если нефть как лидирующий энергоноситель сохранила свои позиции (35,3 % - в 2007 г., 35,8% - в 2017 г.), то угольная (26,1% – в 2007г., 21,3% - в 2017г.) и атомная (9,6% - в 2007 г., 5,1% - в 2017г.) энергетика уступили природному газу (23,0% - в 2007г., 23,1% - в 2017 г.) и НВИЭ (4,6% в 2007 г., 13,4% - в 2017 г.) (рис.1).

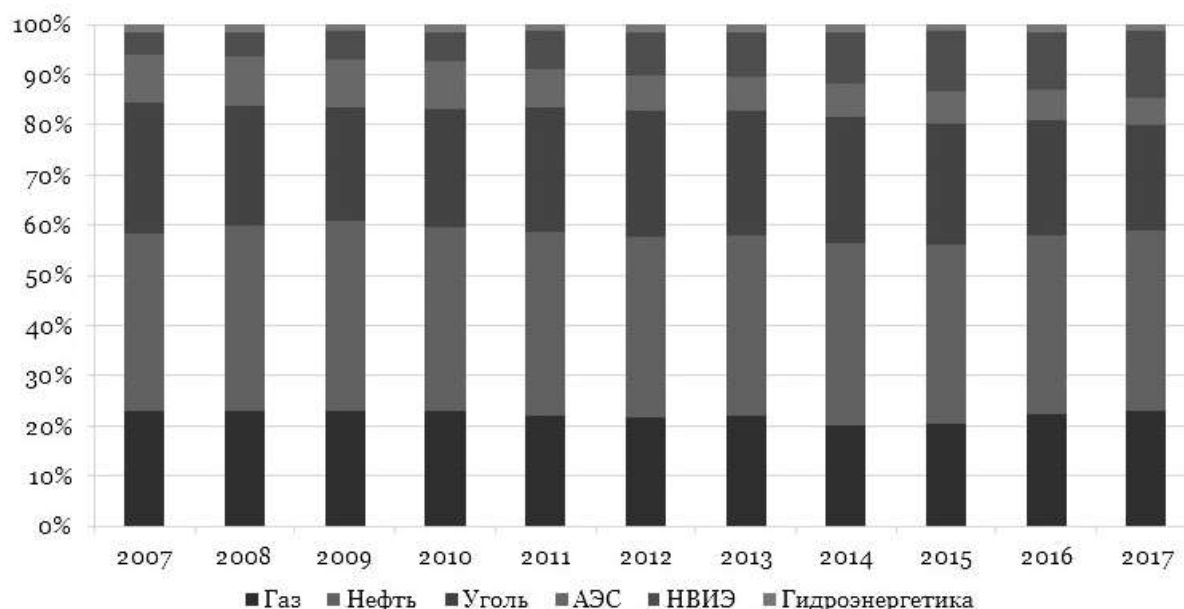


Рисунок 1. Динамика и структура спроса на первичную энергию в Германии

Источник: составлено автором по данным BP Statistical Review of World Energy 2018

[4]

На текущий момент, на основании прогнозов МЭА наибольший рост спроса вплоть до 2030 года и возможно далее должны демонстрировать именно природный газ и НВИЭ [5].

Стремительный рост доли ВИЭ в энергобалансе Германии за последние годы и энергополитика государства позволяют экспертам и аналитикам прогнозировать долю ВИЭ (вместе с гидроэнергией) в энергопотреблении страны к 2025 году – на уровне 40-45%, к 2035 году - 55-60%, а к 2050 году - 80%.

Решение Германии об отказе от угля к 2035-2038 году дает потенциальные возможности природному газу для увеличения своей доли в энергобалансе страны. Правительственная Комиссия "Рост, структурные изменения и занятость" в своей Концепции подчеркивает большое значение природного газа для энергетики страны и рекомендует содействовать инвестициям в новые газовые электростанции, подземные хранилища газа (ПХГ) и работающие на газе теплоэлектроцентрали, вырабатывающие как

электричество, так и тепло [6]. При такой поддержке можно ожидать удвоения доли газа в немецкой электроэнергетике.

Однако не стоит забывать, что определенные риски есть как у НВИЭ, так и природного газа.

Что касается ВИЭ, то сравнительная дороговизна производства, высокие тарифы на энергию из возобновляемых источников, изменчивость системы и ее негибкость в условиях переменчивости природных условий повышают степень риска, так как ВИЭ не всегда могут среагировать на возросший спрос в связи с непостоянной энергогенерацией. Дальнейшее развитие и продвижение ВИЭ невозможно без повышения гибкости системы, а именно укрепления и объединения сетей, развития технологий хранения возобновляемой энергии и создания гибких предложений реагирования на спрос.

Перспективы природного газа тесно связаны с текущей политической ситуацией. Положительными аспектами является оценка значимости природного газа для энергобезопасности Германии, которая отражена в разработанной правительственной комиссией Конвенции, и поддержка Правительством Германии строительства газового трубопровода «Северный поток-2», несмотря на сильное политическое давление США.

На текущий момент существуют два противоположных сценария развития спроса на газ в Германии: эволюционный и революционный. В то время как эволюционный сценарий (Рис.2) ориентируется на экономическую выгоду, тем самым делая ставку на природный газ, революционный, в свою очередь, предполагает усиления климатического регулирования, лоббирование интересов НВИЭ на рынке и, следовательно, снижение спроса на газ и традиционные углеводороды.

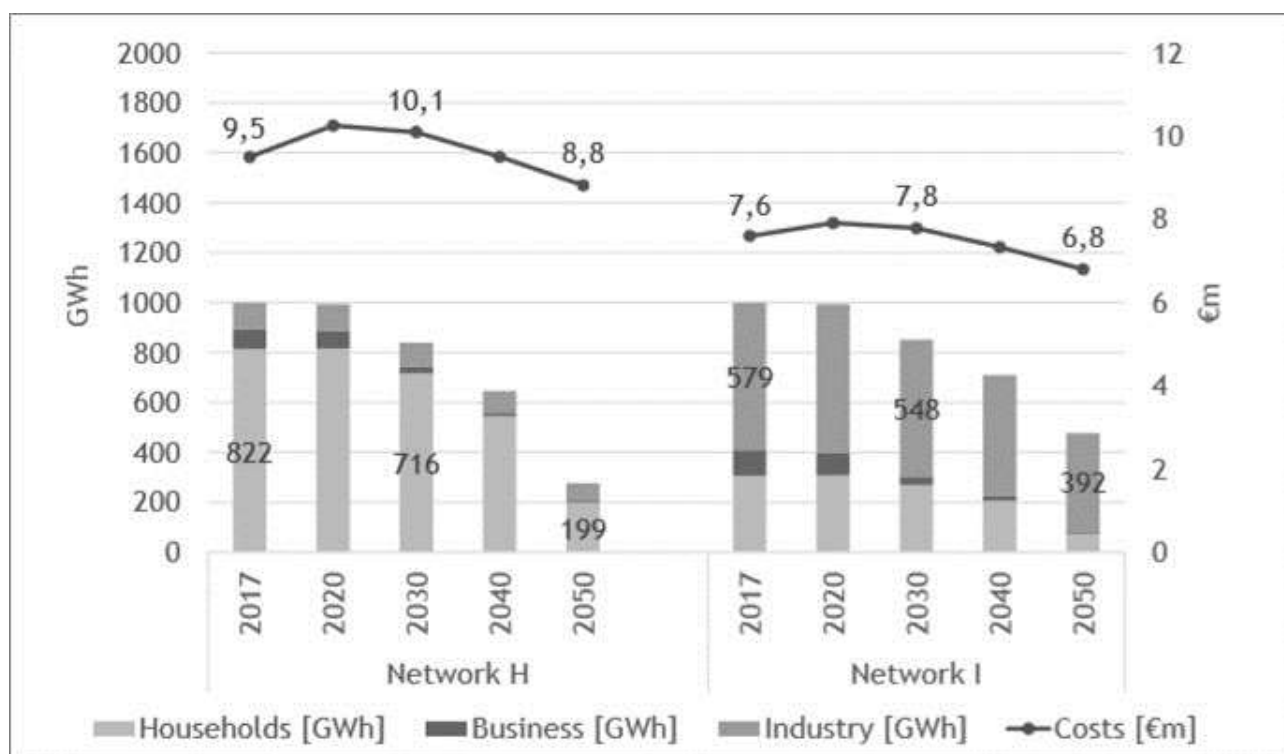


Рисунок 2. Динамика изменения спроса на газ в Германии по революционному (слева) и эволюционному (справа) сценарию, 2018 г.

Источник: The energy market in 2030 and 2050 – The contribution of gas and heat infrastructure to efficient carbon emission reductions. Final Report, January 2018 [7]

На текущий момент одним из перспективных направлений развития энергетического сектора Германии, которое соответствует одновременно и Энергетической стратегии

Германии, и интересам газоэкспортеров является синергетическое развитие секторов природного газа и НВИЭ.

Одним из успешных примеров синергетического взаимодействия служит технология Power-to-gas (рис. 3).

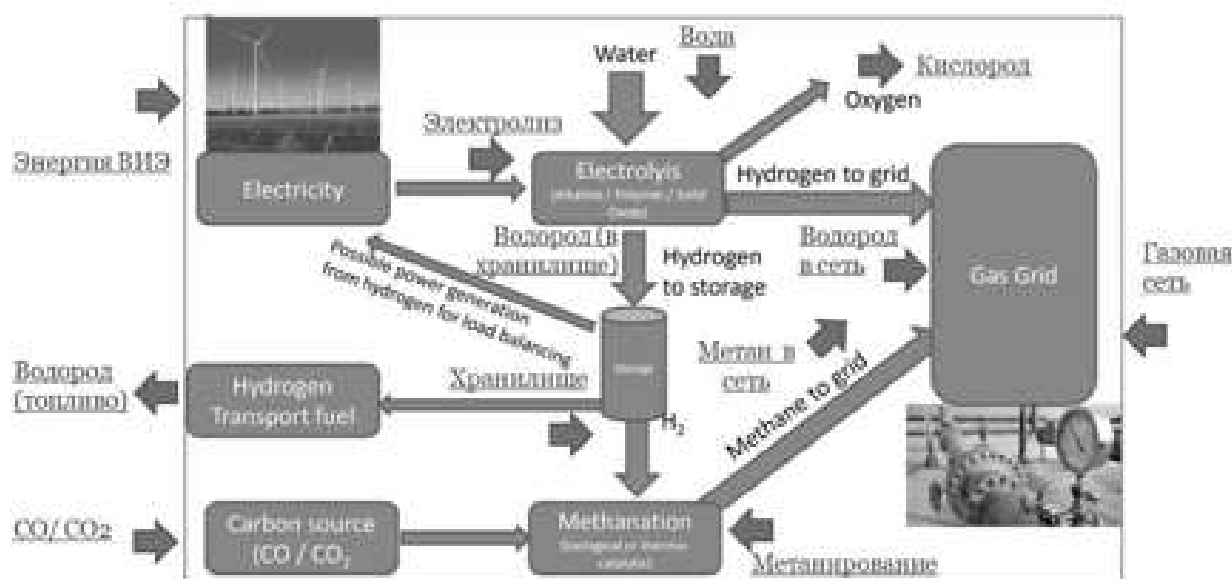


Рисунок 3. Технология «Энергия-Газ» (Power-to-gas)

Источник: <https://www.oxfordenergy.org/>[8]

Технология Power-to-gas позволяет превращать энергию НВИЭ (ветровую или солнечную), сначала в водород, а затем в синтез-газ. На первой стадии энергия ВИЭ используется для электролиза воды с получением кислорода и водорода.

Полученный водород имеет несколько вариантов применения.

Первый: водород может подаваться в традиционные газовые сети (в объеме не более 2%) для формирования, так называемого, «зеленого газа», т.е. газа, который после использования образует значительно меньшее количество парниковых газов, что позволит природному газу соответствовать новым требованиям климатического регулирования.

Второй: водород может закачиваться в хранилища для будущего использования, например, в качестве топлива.

Третий: водород может использоваться для получения синтез-газа метанированием. Метанирование - это химическая реакция, которая преобразует окись углерода и/или углекислый газ и водород в метан.

Получение метана в реакции "Сабатье" является хорошо известным процессом преобразования CO₂ в полезный продукт и было предложено Полом Сабатье и Дж.Б. Сендерсенсом еще в 1902 году. Однако крупномасштабное производство метана на основе углекислого газа никогда не было широко налажено.

Старейшая в Германии и, соответственно, в мире установка Power-to-gas находится в местечке Пренцлау, что к северу от Берлина, она была введена в строй осенью 2011 года. С новым развитием технологии Power- to-Gas для энергоэффективного решения для хранения возобновляемой электроэнергии метанирование приобретает большое значение.

Долгое время данная технология оставалась экономически не выгодной из-за весьма невысокого КПД (установки с метанизацией имели эффективность 54%, т.е. в метан преобразовывалось 54% исходной электрической энергии, остальная – терялась), однако теперь появилась новая модификация данной технологии под названием HELMETH, которая решила данную проблему [9].

Проект HELMETH (акроним “Integrated High-Temperature ELectrolysis and METHanation for Effective Power to Gas Conversion”) был реализован немецким Технологическим институтом Карлсруэ, в результате удалось существенно увеличить эффективность преобразования электричества в метан – до 76%, что сделало технологию гораздо более привлекательной с экономической точки зрения.

Производимый в рамках проекта HELMETH «аналог» природного газа содержит всего 2% водорода, поэтому может без ограничений закачиваться в существующие газотранспортные сети и хранилища.

На текущий момент в Европе реализуется множество проектов на основании технологии Power-to-gas, количество их растет, при этом лидером по внедрению данной технологии является именно Германия. Ярким примером синергетического эффекта является строительство и эксплуатация установок Power-to-gas немецкой энергетической компанией UNIPER⁴⁰ (Project „WindGas Falkenhagen“, Project „WindGas Hamburg“), которая успешно использует собственные газовые мощности и ветровые установки [10].

Заключение

Таким образом, можно сделать следующие выводы. В первую очередь можно с уверенностью утверждать, что перестройка структуры спроса в Германии отражает основные тенденции трансформации мировой энергетики с учетом внутренних страновых особенностей.

На текущий момент существуют два основных сценария развития газового рынка Германии. Эволюционный сценарий предоставляет возможности для экономического развития энергетического сектора, в то время как революционный отвечает интересам представителей зеленого лобби и крупнейших европейских инвесторов.

Наиболее перспективным остается сценарий параллельного развития секторов газа и НВИЭ в энергетике Германии. Этот сценарий отвечает интересам всех газозэкспортеров, включая российские компании.

Список использованной литературы

1. Энергетическая концепция Германии – 2050. <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/>
2. Закон Германии о возобновляемых источниках энергии (Erneuerbare – Energien – Gesetz - EEG)
3. Германский План по защите климата 2050 www.bmub.bund.de/N53483/
4. BP Statistical Review of World Energy 2018
5. Международное Энергетическое Агентство, прогноз на 2030 год в сценарии New Policies
6. <https://www.dw.com/ru/отказ-германии-от-угля-последствия-для-российских-шахтеров-и-газпрома/a-47269651>
7. The energy market in 2030 and 2050 – The contribution of gas and heat infrastructure to efficient carbon emission reductions. Final Report, January 2018. www.ewi.research-scenarios.de
8. <https://www.oxfordenergy.org/>
9. <http://renen.ru/scientists-managed-to-radically-improve-the-efficiency-of-power-to-gas-technology/>
10. <https://www.uniper.energy/>

⁴⁰ Uniper Global Commodities SE - глобальная энергетическая компания, базирующаяся в Дюссельдорфе, Германия. Основные направления деятельности Uniper — традиционное производство электроэнергии (гидроэнергетика, природный газ, уголь) и глобальная энергетическая торговля.

Студеникина Л.А., Игнатов В.И.

Плавучие заводы по производству СПГ⁴¹ (FLNG): Влияние на окружающую среду, оценка рисков и мера контроля.

Крупнейшей системой управления рисками, приуроченной к технологии FLNG является «процесс управления опасностями и эффектами» (HEMP), разработанный компанией Shell. С помощью данной методики, Shell идентифицирует и оценивает опасности, реализует меры по их управлению и демонстрирует, что риски сводятся к уровню, который является согласно концепции допустимого риска – ALARP (низкий и разумно практический).

Риски для каждого запланированного и незапланированного события определены в данной работе с использованием методологии HEMP. Уровень риска был определен путем оценки вероятности риска и последствий с использованием Матрицы оценки риска Shell (MOR). MOR представляет собой матрицу размером 6 на 5, которая используется для качественной оценки риска и помогает определить соответствующие меры контроля и меры по смягчению:

1. Вертикальная ось представляет собой увеличение последствий (от 0 до 5) с точки зрения потенциального вреда для людей, нанесения ущерба имуществу, воздействия на окружающую среду и воздействия на репутацию, причем 5 имеют наибольшую степень тяжести; а также
2. Горизонтальная ось представляет собой увеличение вероятности (уровни А-Е) рассматриваемых потенциальных последствий, причем Е имеет наибольшую вероятность.

MOR устанавливает требуемый уровень контроля, необходимый для управления рисками (табл. 1)

Таблица 1.

Матрица оценки риска (Shell)

	ПОСЛЕДСТВИЯ				ВОЗРАСТАНИЕ ВЕРОЯТНОСТИ				
	Люди	Активные	Общество	Окружающая среда	А	В	С	Д	Е
					Никогда не слышали об этом в индустрии	Слышали о происшествии этого в индустрии	Происходило в организации или в индустрии более 1 раза в год	Происходило в прилегающей местности или в организации более 1 раза в год	Происходило более 1 раза в год в месте разработки
0	Отсутствие травм или влияния на здоровье	Нет вреда	Влияние отсутствует	Влияние отсутствует					
1	Легкая травма или влияние на здоровье	Легкий ущерб	Не значительное влияние	Не значительное влияние					
2	Незначительная травма или влияние на здоровье	Незначительный ущерб	Незначительное влияние	Незначительное влияние					
3	Серьезная травма или влияние на здоровье	Умеренный ущерб	Умеренное влияние	Умеренное влияние					
4	Менее 3 фатальных исхода	Большой ущерб	Большое влияние	Большое влияние					
5	Более 3 фатальных исхода	Огромный ущерб	Огромное влияние	Огромное влияние					

Источник: Prelude FLNG: Краткое описание влияния на окружающую среду, 2017.

⁴¹ Floating liquefied natural gas (FLNG) - Плавучие заводы по производству СПГ

Компания Shell демонстрирует тот факт, что риски в МОР сводятся к ALARP, где квадраты следующих цветов:

Голубого и синего (применение хорошей отраслевой практики или сопоставимых стандартов, основанных на иерархическом контроле (рис.1); дальнейшие усилия по сокращению снижения риска не являются осуществимыми (риск итак мал);

Желтый (не включая А5 и В5) – применение отраслевой практики, а также рассмотрение мер по снижению риска, основанных на иерархическом контроле;

Желтый (А5 и В5) и красный – применение отраслевой практики, использование иерархии управления, использование методологии Bow-Tie.



Рисунок 1. Иерархия управления риска

Источник: FLNG: Potential for Wider Deployment, University of Oxford, 2016.

Экологические риски считаются приемлемыми только тогда, когда были приняты все необходимые меры для снижения возможных рисков до уровня ALARP.

Возможные экологические риски FLNG проектов представлены в таблице 2.

Таблица 2.

Возможные экологические риски, последствия, вероятность

Угроза	Последствия	Вероятность возникновения	Последствия (МОР)	Уровень риска
Выбросы продуктов горения	Снижение «качества» воздуха и увеличение выбросов парниковых газов за счет сжигания топлива в энергоблоках FLNG	«В» Низкая, малые объемы выбросов и быстрое рассеивание в морской атмосфере.	1 – малый ущерб Незначительное влияние в формировании парниковых газов	Низкий
Развальцовка	Снижение качества воздуха и увеличение выбросов парниковых газов за счет сжигания газа на факеле	«В» Низкая, малые объемы выбросов и быстрое рассеивание в морской атмосфере.	1 – малый ущерб Незначительное влияние в формировании парниковых газов	Низкий

		атмосфере.	парниковых газов	
Выбросы продуктов обработки газа	Снижение качества воздуха и увеличение выбросов парниковых газов за счет утилизации пластового газа	«В»	1 – малый ущерб Незначительное влияние в формировании парниковых газов	Низкий
Неорганизованные выбросы	Снижение качества воздуха и увеличение выбросов парниковых газов из-за неорганизованных выбросов газов	«В» Низкая, малые объемы выбросов и быстрое рассеивание в морской атмосфере.	1 – малый ущерб Незначительное влияние в формировании парниковых газов	Низкий
Общие выбросы парниковых газов	Увеличение выбросов парниковых газов	«В»	3 – умеренный ущерб Накопительное действие	Средний
Случайный сброс опасных отходов или химических веществ в океан	Потеря дизельного топлива в морской среде приведет к воздействию на морские организмы	«В» Низкая, захоронение отходов реализуется в запланированных специализируемых местах	Разлив < 2.5м ³ 1 – малый ущерб	Низкий
			Разлив > 2.5м ³ 2 – незначительный ущерб	Средний
Разлив топлива во время бункеровки	Потеря дизельного топлива или мазута в морской среде окажет воздействие на морские организмы	«С» Низкая, морская заправка проводится при строгом соблюдении процедур заправки судов	Разлив < 2.5м ³ 1 – малый ущерб	Средний
			Разлив > 2.5м ³ 2 – незначительный ущерб	Средний
Разлив дизельного топлива в результате столкновения судов	Потеря дизельного топлива в морской среде приведет к воздействию на морские организмы	«В» Низкая, учитывая установку и поддержку безопасности судна и навигационных средств контроля, а также «Уведомление моряков».	3 – умеренный ущерб	Средний

Выброс продуктов из резервуара для отвода продукта	Потеря мазута в морской среде приведет к воздействию на морские организмы	«В» Низкая, при низкой скорости движения судов, а также работающих навигационных и коммуникационных средствах	3 – умеренный ущерб	Средний
Разлив продуктов из хранилища	Потеря газа и конденсата в морской среде приведет к воздействию на морские организмы и среды их обитания	«В»	Разлив < 1000м ³ 3 – умеренный ущерб	Средний
			Разлив > 1000м ³ 4 – большой ущерб	Средний
Выброс углеводородов из пласта	Потеря газа и конденсата в морской среде приведет к воздействию на морские организмы и среды их обитания	«А» Низкий из-за надежных превенторов	4 – большой ущерб	Средний

Источник: Prelude FLNG: Краткое описание влияния на окружающую среду, 2017.

Основным источником выбросов в атмосферу FLNG проектов является сжигание топлива в энергоблоках (183тыс. кг/ч выбросов, из них 10% CO₂), а также сжигание топливного газа для производства пара (1626тыс. кг/ч выбросов, из них 72% N₂ и 20% CO₂)⁴².

Влияние выбросов на качество воздуха оценивалось на основе сравнения с нормами, основанными на здоровье человека. В соответствии с консервативной оценкой уровня скрининга, максимальная прогнозируемая концентрация загрязняющих веществ выделяемых установками на FLNG, связанных с горениями, оказывается низкой.

Выбросы в атмосферу могут привести к увеличению осаждения NO_x, SO₂ и PM_{2.5} на поверхности воды, а также воздействовать на морские отложения и другие среды обитания для водной растительности. Однако из-за низкого уровня загрязняющих веществ и наличия у морской воды буферных свойств маловероятно, что выбросы вызовут значительное изменение pH, влияющее на морскую микрофлору.

Помимо этого, для каждого проекта осуществляется моделирование выбросов с целью безопасности и охраны труда для оценки потенциальных последствий инцидента любого уровня. Результаты моделирования показывают, что выбросы не будут приводить к проблемам в области охраны труда и техники безопасности в районе локализации плавучего СПГ завода и жилых помещениях на нем. Это также подтверждает, что выбросы от установки вряд ли окажут влияние на живые организмы в окружающей среде.

Так как данная технология является своего рода прорывом последних лет в области разработки шельфа, все процессы на FLNG фиксируются специализированными датчиками (контроль выбросов; контроль количества используемого топлива; датчики контроля утечек и др.), а также устанавливается новейшее специализированное оборудование (насосы и компрессоры оборудованы двойными уплотнителями; установлено минимальное количество фланцев; система фильтрации оборудования и др.), которое прошло тестирование всех

⁴² Данные приведены для крупного завода компании Shell – Prelude FLNG за 2017 год.

систем на прочность и работоспособность. Помимо этого, разработаны и введены сроки постоянного технического обслуживания, специализированные правила ведения определенных процедур (заправка, план чрезвычайной ситуации по предотвращению загрязнения, получение разрешения на выполнение работ и др.), а также режимы регулярного мониторинга и контроля.

В таблице 2 также указана возможная угроза выбросов при бурении скважины. На этот счет разработаны все виды сценариев действий команды и буксировавших близ судов, дабы уменьшить возможные последствия. Дабы уменьшить возможность возникновения данной угрозы, разработана строгая процедура бурения скважин для FLNG проектов, помимо этого сама конструкция, расположение и локализация завода уменьшает риск падения оборудования в скважину, а также разработана безопасная конструкция клапанов отключения.

Таким образом, все возможные риски FLNG проектов достаточно подробно проработаны. К тому же, на данный момент получен экспериментальный опыт работы нескольких крупнотоннажных заводов (Prelude, Cameroon, Satu) на достаточном временном отрезке (более 3-х лет).

Список использованной литературы

Исследовательский центр Оксфорда, Плавающие заводы: перспективы глобального развития, 2016.

Bloomberg New Energy Finance, Poten & Partners, Customs, 2017

Мировой газовый союз: отчет по СПГ, 2017

Обзор глобального рынка газа: отчет Лейдос, август 2017.

Prelude FLNG: Краткое описание влияния на окружающую среду, 2017

«Shell's Prelude FLNG Project: An Offshore Revolution?», Peter Staas, Investing Daily, June 3rd 2016

Prelude FLNG Terminal Information Book, Shell Australia, 2018

Конкуренция за поставки пригодного газа в Юго-Восточную Европу: Южный газовый коридор ЕС, российские трубопроводы и роль Турции

Уже более десятилетия Европейский союз и Россия планируют строить новые маршруты транспортировки газа в Черноморском регионе и на Балканах. Мотивация всех стран различна. ЕС хотел бы уменьшить зависимость от российского газа, заменив его частью импорта из Азербайджана и потенциально из Ирана и Туркменистана. С другой стороны, Россия хотела бы сохранить свою нынешнюю роль в качестве основного поставщика газа в Европе. Для этого Россия стремится заменить советскую инфраструктуру для экспорта газа в Юго-Восточную Европу, которая в настоящее время проходит через Украину, новыми трубопроводами, пересекающими Черное море. После революции на Майдане и военной эскалации между Москвой и Киевом российские лидеры больше не считают Украину безопасной транзитной страной.

Несмотря на то, что проекты, финансируемые ЕС и Россией, различны по своему характеру и целям, все они подразумевают, что Турция унаследует от Украины роль ключевой страны транзита для поставок энергии в Юго-Восточную Европу. В планах Москвы и Брюсселя Анкаре была назначена стратегическая позиция в этом отношении. Более того, большой рынок Турции и растущий спрос на газ также делают страну прибыльным партнером как конечного потребителя газа, а не просто транзитной страной. Экономические и геополитические расчеты, которые окружают предлагаемые энергетические проекты в Юго-Восточной Европе, сложны и требуют систематического анализа. В рамках данной статьи мы стремимся раскрыть эту тему. Вначале мы описываем основных участников рынка и их цели. Далее раскрываются особенности запланированных инфраструктурных проектов и оцениваются их шансы на осуществление. В заключительных разделах в статье рассматриваются некоторые из более широких и наиболее важных геополитических проблем, которые могут повлиять на анализируемые энергетические проекты, особенно те, которые поддерживаются ЕС.

Основные участники и их цели в энергетической политике Юго-Восточной Европы

Европейский Союз является одним из крупнейших импортеров энергии в мире. Более половины потребления энергии в ЕС удовлетворяется за счет импорта¹. Общее потребление энергии в ЕС в последние годы сократилось, но также снизилось внутреннее производство энергии, что объясняет сохранение импортной зависимости Евросоюза². Это вызывает обеспокоенность в ЕС, особенно в связи с поставкам природного газа, где импорт покрывает около 74.4%³ потребления и газ поступает из ограниченного числа стран. Более того, некоторые сегменты европейского газового рынка, особенно в Восточной и Центральной Европе, не очень хорошо связаны с другими региональными и мировыми рынками и полагаются в первую очередь на одного поставщика - Россию.

В 2000-х годах Европейская комиссия планировала компенсировать эту зависимость за счет создания Южного газового коридора (Southern Gas Corridor-SGC), предназначенного для транзита большого количества нероссийского газа в Юго-Восточную и Центральную Европу. Затраты на проект, неопределенность в отношении доступных поставок газа, предназначенных для транзита по данному газопроводу, и изменение в последние годы условий европейского рынка (стагнирующий спрос и низкие цены) привели к задержкам и пересмотрам сроков создания Южного газового коридора. Однако нынешний кризис на Украине и обострение отношений между ЕС и Россией дали новый политический импульс для SGC. Европейская комиссия стала более осторожной в вопросе импорта российского газа и, несмотря на неблагоприятные рыночные условия, оживила проекты по диверсификации

своих поставщиков⁴. Оба ключевых документа, касающихся энергетической безопасности, которые были разработаны ЕС после наступления кризиса на Украине, Энергетический Союз (the Energy Union) и Стратегия энергетической безопасности (the Energy Security Strategy), подчеркивают необходимость строительства SGC⁵. Для обеспечения поставок газа для SGC ЕС должен содействовать партнерству с Азербайджаном, который в настоящее время является единственным производителем газа, ориентированным на проект.

Азербайджан

С 1990-х годов Азербайджан развивал партнерские отношения с западными странами и компаниями (прежде всего British Petroleum) для экспорта нефти и газа. В течение 1990-х годов была построена инфраструктура экспорта нефти на Запад, в частности, трубопровод «Баку-Супса». В 2005 году был открыт более крупный трубопровод «Баку-Тбилиси-Джейхан» (Baku-Tbilisi-Ceyhan- BTC), транспортирующий нефть из Каспийского моря на турецкое побережье Средиземного моря. Вскоре после этого экспорт газа в Грузию и Турцию начался через «Южно-Кавказский трубопровод» (South Caucasus Pipeline- SCP). Все эти трубопроводы обошли Россию и предоставили Западу доступ к энергетическим ресурсам Каспия, которые не контролировались Москвой. SGC руководствуется теми же геополитическими соображениями. Для ЕС это будет расширение и продление «SCP» с той точки, где трубопровод заканчивается в турецком городе Эрзурум.

Азербайджан уже получил значительную прибыль от своей роли поставщика энергии в соседние страны и на Запад. В текущих условиях Азербайджан планирует усилить свою роль за счет использования новых ресурсов, в частности газа с месторождения Шах-Дениз-2. Однако доходы от экспорта энергоносителей также способствовали укреплению авторитарной власти президента Ильхама Алиева и подпитывали крупномасштабную коррупцию⁶. Более того, значительная часть этих доходов была потрачена на вооружения в связи с будущим конфликтом с Арменией. Азербайджан и Армения столкнулись друг с другом в военном отношении еще в конце 1980-х годов, когда полномасштабная война привела к завоеванию Арменией оспариваемого региона Нагорного Карабаха и некоторых соседних азербайджанских территорий⁷. В результате конфликта более полумиллиона этнические азербайджанцы бежали из региона в другие районы Азербайджана. В 1990-х годах конфликт был заморожен, но неоднократные столкновения сторон продолжаются. Район конфликта находится всего в нескольких десятках километров от трубопроводов, которые экспортируют нефть и газ на запад⁸.

Россия является основным поставщиком ископаемого топлива в Европейский Союз. Государственная компания ПАО «Газпром» обладает монополией на экспорт российского газа по трубопроводам, и доходы Газпрома вносят существенный вклад в Федеральный бюджет. Так, в 2013 году экспорт газа составил 14% от общего объема экспортных доходов РФ⁹. Европа является крупнейшим импортером российского газа и, несмотря на недавние усилия по диверсификации своих клиентов (особенно в Азии), Россия сильно зависит от поставок углеводородов в Европу¹⁰. Поскольку «Газпром» не может легко заменить европейский рынок другими клиентами, он заинтересован в защите своей европейской рыночной долей, конкурируя с такими проектами, как SGC. Это одна из ключевых целей трубопроводов, спонсируемых «Газпромом» в Черноморском регионе, «Южный поток» и «Турецкий поток».

Как и в случае с SGC, экономические и политические цели тесно взаимосвязаны в проектах «Турецкий» и «Южный поток». Если строительство будет завершено, то трубопроводы значительно сократят и, в конечном счете, ликвидируют зависимость России от транзитных трубопроводов Украины для экспорта газа в Европу и, в частности, в Юго-Восточную Европу¹¹. Это уменьшило бы власть Киева по отношению к Москве в более широком контексте украинского кризиса. Кроме того, Россия заинтересована в использовании энергетических проектов в качестве формы мягкой силы для содействия

экономическому и политическому сотрудничеству с странами Южной и Юго-Восточной Европы. Италия, Греция, Болгария и Турция (которые непосредственно участвуют в предлагаемых трубопроводах Газпрома) находятся среди близких политических собеседников в Европе и стремятся продолжить свое энергетическое партнерство с Россией.

Турция является крупным импортером газа и ключевым транзитным государством для проектов SGC и «Турецкий поток». Турция заинтересована в строительстве дополнительных трубопроводов, проходящих через ее территорию, по нескольким причинам. Во-первых, они предоставили бы стране дополнительные источники поставок и маршруты для роста потребления внутреннего газа. В настоящее время Турция импортирует 57% своего газа из России (через трубопроводы Транс-Балкан и Голубой поток), 20% из Ирана и 10% из Азербайджана¹². Во-вторых, приобретая статус транзитной страны для экспорта российского и азербайджанского газа на Запад, Турция будет получать доход от транзитных сборов. В-третьих, путем размещения энергетической инфраструктуры, которая имеет решающее значение для европейской энергетической безопасности, а также прибыльного российского и азербайджанского экспорта, Турция может увеличить как свое стратегическое значение, так и силу переговорных позиций по отношению к своим партнерам.

В отношениях с ЕС роль ключевой страны для транзита газа в ЕС еще больше увеличит значительную торговую мощь, которую Турция приобрела в последние месяцы, в первую очередь через сделку по беженцам и ее влияние на ближневосточную геополитику. Осознавая растущее стратегическое значение страны, руководство Турции проводит активную и многовекторную внешнюю политику, пытаясь объединить свое давнее западное военное выравнивание с усиленным сотрудничеством с Россией и региональными державами на Ближнем Востоке¹³. Позиция Анкары в области энергетической политики отражает этот подход: поддерживается как финансируемый Западом SGC, так и российский проект «Турецкий поток».

Энергетический сектор. Энергетические компании часто работают в тесной координации с государствами и их политическим руководством. Это особенно касается государственных компаний, таких как российский Газпром, азербайджанская SOCAR и турецкая BOTAS, которые играют важную роль в проектах, обсуждаемых ниже. Однако это относится и к частным компаниям, таким как British Petroleum (BP), которые обращаются за поддержкой и гарантиями к правительству, особенно перед тем, как приступить к крупным и дорогостоящим проектам (главным примером является SGC). В то же время важно признать, что энергетические компании (частные и общественные) являются не просто инструментами в руках государств. Их интересы могут иногда значительно отличаться от тех, которые имеют политические лидеры. Это объясняет, почему, несмотря на значительную политическую поддержку, некоторые крупные энергетические проекты (такие как трубопровод Набукко или освоение Штокмановского месторождения в Баренцевом море, Россия) не были реализованы. Энергетическая политика обычно является результатом сложного взаимодействия между государствами и компаниями, политикой и экономикой, рыночными силами и геополитическими интересами¹⁴.

Конкурирующие проекты

Южный газовый коридор (SGC) ЕС. Дебаты о создании Южного газового коридора ЕС начались более десяти лет назад. Долгое время усилия сосредоточивались на строительстве газопровода Nabucco, мегапроекта, который должен был транспортировать 31 миллиард кубических метров газа в год (млрд. м³/г.) с Кавказа в Центральную Европу через Балканы. В последние годы изменившиеся рыночные условия и экономический спад в Европе привели к уменьшению спроса на газ и снижению цен, что, в свою очередь, уменьшило обоснованность Nabucco и привело к пересмотру SGC. В его нынешнем виде SGC состоит из четырех секций, доставляющих газ из Каспийского моря в Грецию,

Болгарию и Италию, общая протяженность которых составляет 3500 километров. Первый участок включает газовое месторождение Шах-Дениз-2 и добывающие установки в Каспийском море; второй участок связан с расширением Южнокавказского трубопровода (South Caucasus Pipeline); третий и четвертый - строительство Трансанатолийского трубопровода (TANAP) и Трансадриатического трубопровода (TAP), соответственно. Общая стоимость SGC оценивается в 40 миллиардов долларов.

Газовое месторождение Шах Дениз принадлежит консорциуму во главе с British Petroleum, который в настоящее время разрабатывает второй этап месторождения. Это позволит добыть приблизительно 16 млрд м³ газа к середине 2020-х годов, из которых 6 млрд м³ газа уже законтрактованы для продажи в Турцию и еще 10 млрд м³ газа законтрактованы для поставок на Запад (Греция, Болгария, Албания и Италия)¹⁵. Газ будут направлены сначала через SCP в Азербайджане, Грузии и Турции. На территории Турции SCP соединится с TANAP, который пересечет всю Турцию в направлении Восток-Запад до греческой границы. Оттуда газ будет транспортироваться через TAP и разделен по двум направлениям, через Грецию в Болгарию, и через Грецию в Албанию и под Ионическим морем в Италию¹⁶. Как TANAP, так и TAP планировалось завершить в 2019 году.

Сторонники SGC утверждали, что объем экспорта может быть удвоен до 32 млрд. м³ газа в год в будущем, если будет доступен дополнительный газ. Фактически, такое расширение SGC представляется маловероятной перспективой, если не будет построена новая инфраструктура, чтобы связать газотранспортную систему с другими потенциальными поставщиками, в частности с Ираном и Туркменистаном. Однако это потребует дополнительных затрат, что поставит под сомнение и без того сомнительную экономическую конкурентоспособность газа, ввозимого в Европу через SGC. Как отмечают эксперты, по текущим рыночным ценам этот газ может быть экспортирован в страны Турции и Юго-Восточной Европы, но не будет экономически конкурентоспособным на более крупных западноевропейских рынках¹⁷.

В нынешнем виде Южный газовый коридор не будет существенно уменьшать зависимость Европы от российского газа: в 2017 году «Газпром» экспортировал 192,2 млрд м³ газа в европейские страны (примерно в 19 раз больше объема газа, который SGC может поставлять для экспорта в Европу)¹⁸. И наоборот, SGC может помочь диверсифицировать поставки на небольшие рынки Юго-Восточной Европы, где доминирует позиция «Газпрома», в такие страны как Болгария, Греция и западнобалканские страны. Тем не менее, учитывая текущие рыночные тенденции, остается сомнительным, является ли создание SGC лучшим способом диверсификации энергоснабжения стран Юго-Восточной Европы. В частности, проект предусматривает крупные инвестиции в инфраструктуру ископаемого топлива в то время, когда ЕС взял на себя обязательства по сокращению выбросов углерода и переходу на низкоуглеродную экономику к 2050 году¹⁹.

Кроме того, для обеспечения поставок энергии через SGC ЕС заключил неудобные соглашения со все более авторитарными странами. В сентябре 2015 года в резолюции Европейского парламента было подчеркнуто, что Азербайджан, который в настоящее время является единственным поставщиком SGC, «за последние десять лет пережил самый большой спад в демократическом управлении во всей Евразии»²⁰. Аналогичным образом Freedom House неоднократно осуждала правовую ситуацию в стране и недавно организация утверждала, что SGC «скорее всего, лишит репрессивное руководство Баку новых доходов», тем самым обвинив энергетическую политику ЕС в содействии консолидации авторитаризма в Азербайджане²¹.

Тем не менее, как вице-президент Комиссии ЕС Марос Сефкович (который отвечает за Энергетический союз), так и Верховный представитель Федерика Могерини продолжают поддерживать проект, утверждая, что он будет способствовать энергетической безопасности ЕС²². Схожую позицию высказали и США. Специальный посланник США по международным энергетическим вопросам высказал «непоколебимую приверженность

Вашингтона» данному проекту²³. Эта политическая поддержка имеет важное значение для обеспечения доступа участников проекта как частному, так и к общественному капиталу. В иных условиях инвесторам пришлось бы бороться за доверие инвесторов из-за текущих рыночных условий и серьезных проблем безопасности, о которых будет сказано ниже. Однако, хотя политическая поддержка SGC кажется на данный момент твердой, после получения разрешений на строительство, проекту также придется столкнуться с локальными протестами и юридическими действиями жителей и местных администраций в регионах, которые пересекает итальянский участок ТАР, и которые могут иметь негативные последствия для завершения заключительной части трубопровода²⁴.

«Южный поток»: рост, падение и возрождение?

С 2007 по 2014 год газопровод «Южный поток» был российским конкурентом проектов Nabucco и SGC. Успеху «Южного потока» способствовал консорциум во главе с «Газпромом» (50% акций), в который входила группа европейских компаний, в первую очередь итальянская ENI, «Électricité de France», немецкая «Wintershall» и болгарская «Bulgartransgaz». Согласно первоначальным планам Газпрома, трубопровод должен был доставлять 63 млрд м³ газа в Юго-Восточную и Центральную Европу через Черное море. С российской точки зрения «Южный поток» (вместе с его «сестрой» - проектом «Северный поток», который начал функционировать в 2011-2012 годах) должен был положить конец зависимости «Газпрома» от украинских транзитных трубопроводов для его экспорта в Европу. Несмотря на сильную поддержку, которую он получил от российского правительства, проекту «Южный поток» значительно препятствовали его высокие издержки и ухудшение рыночных условий. Летом 2013 года, после решения консорциума «Шах-Дениз-2» отказаться от проекта Nabucco и вместо этого заменить более скромные трубопроводы ТАР-TANAP, «Южный поток» также потерял основного геополитического конкурента и, следовательно, значительную часть своего обоснования (сохранение Доминирующего положения Газпрома в качестве поставщика газа на Балканах и в Центральной Европе)²⁵.

Более того, в декабре 2013 года Европейская комиссия заявила, что межправительственные соглашения (IGA), подписанные Россией с несколькими европейскими странами (Болгария, Сербия, Греция, Венгрия, Словения, Хорватия и Австрия) для строительства «Южного потока», нарушили закон ЕС и должны будут пересмотрены²⁶. По данным Комиссии, «Южный поток» не соответствовал Третьему энергетическому пакету ЕС, который требует разделения производства энергии и передачи энергии, а также регулируемого доступа третьих сторон к пропускной способности трубопровода²⁷. Вскоре после заявления Комиссии отношения между ЕС и Россией значительно ухудшились в результате украинского кризиса. В этом контексте Владимир Путин объявил об отмене «Южного потока» и на пресс-конференции с президентом Турции Реджепом Тайипом Эрдоганом 1 декабря 2014 года заявил, что проект будет заменен «Турецким потоком».

После этого заявления казалось, что «Южный поток» исчезнет из повестки дня политики, как в России, так и в ЕС. Однако в феврале 2016 года была представлена пересмотренная (и менее масштабная) форма проекта. «Газпром» подписал меморандум о взаимопонимании с греческой компанией DEPA и итальянским «Эдисоном» для нового маршрута по транзиту российского газа через Черное море, по территории «третьих стран», которые, несмотря на то, что в документе остались неназванными, могли быть по географическим соображениям только Турцией или Болгарией²⁸. Для транспортировки газа в Грецию и Италию сторонники этой идеи решили возобновить проект трубопровода ITGI / Poseidon, две страны через морской трубопровод мощностью 8 млрд м³/г. ЕС уже классифицировал ITGI как проект, представляющий общий интерес, что облегчало его планирование и финансирование и давало разрешения на его строительство и эксплуатацию. Проект также не будет сталкиваться с регуляторными ограничениями, которые

препятствовали «Южному потоку», потому что «Газпром» не будет владеть секцией трубопровода на территории ЕС, и, в значительной степени, ITGI уже получил 25-летнее исключение из правила о доступе сторонних производителей.

Мотивация связанная с пересмотром проекта «Южный поток» включала кризис в российско-турецких отношениях, произошедший между ноябрем 2015 года и летом 2016 года, который поставил под сомнение будущее турецкого потока вместе с желанием «Газпрома» сохранить свою позицию в качестве доминирующего поставщика в Юго-Восточной Европе. Хотя объемы, направляемые через пересмотренный «Южный поток», были бы намного ниже, чем первоначально планировалось, их было бы достаточно, чтобы оспаривать SGC и еще больше сомневаться в его экономической жизнеспособности. Проект сталкивается с многочисленными неопределенностями, связанными, среди прочего, с его конечным маршрутом и источниками снабжения газом. В конечном счете, он может быть объединен с турецким потоком, который получил новый импульс со сближением Москвы и Анкары, начиная с августа 2016 года.

Турецкий поток

Как уже было сказано ранее, проект «Турецкий поток» был представлен в декабре 2014 года во время официального визита президента России Путина в Анкару. «Газпром» и турецкая энергетическая компания «BOTAS» подписали меморандум о взаимопонимании по строительству ряда трубопроводов с российского побережья Черного моря в Турцию. Затем, как планировалось, инфраструктура будет распространена на греко-турецкую границу с общей пропускной способностью 63 млрд м³/г. (в сентябре 2015 года, однако, «Газпром» и «BOTAS» объявили, что они построят инфраструктуру только на половину первоначально объявленной мощности, а именно 31,5 млрд м³/г.). «Газпром» будет платить за морскую часть проекта, а расходы за участок в европейской Турции будут распределены²⁹.

Логика движения турецкого потока - это то же самое, что и «Южный поток»: обход Украины для поставок в Юго-Восточную Европу. Тем не менее, «Турецкий поток» также будет поставлять газ на турецкий рынок, один из немногих клиентов «Газпрома» с растущим спросом на газ. В частности, турецкий поток будет проходить в европейской части Турции и позволит заменить поставки, которые достигали этой территории через Украину и советский трубопровод Trans-Balkan (6 млрд м³/г. через Румынию и Болгарию)³⁰. Кроме того, так как «Турецкий поток», направлена на завершение на болгарской границе, это освободит «Газпром» от дальнейших затрат, связанных с дополнительным строительством трубопроводов на территории ЕС, и необходимостью соблюдать правила энергетического рынка ЕС. Ожидается, что для дальнейшей транспортировки в рамках ЕС, «Турецкий поток» будет опираться на газотранспортной сети (ГТС) «Bulgartransgaz» и на межсетевые соединения (интерконнекторы) с соседними странами (Газотранспортная инфраструктура Болгарии имеет интерконнекторы с Грецией, Румынией, Турцией и Македонией, а с Сербией, которой включен в PCIs ЕС, интерконнектор будет готов до 2022)³¹, которые должны стать доступными для сторонних пользователей после 2020 года³².

Однако Турция и Россия не сразу подписали межправительственное соглашение по проекту, и Турция не выдала необходимых разрешений на строительство морского участка в турецких водах. Обе стороны все еще вели переговоры по условиям соглашения («BOTAS» хотел получить безусловную скидку на цену газа, приобретенного у «Газпрома», а «Газпром» предоставил его только после того, как был построен трубопровод³³). Однако когда в ноябре 2015 года турецкий истребитель сбил российский бомбардировщик недалеко от сирийско-турецкой границы двусторонние отношения испортились, и проект «Турецкий поток» был заморожен.

Тем не менее, геополитика снова изменилась летом 2016 года. После неудавшегося турецкого государственного переворота в июле и ухудшающихся отношений Анкары с Западом (который был обвинен в поддержке переворота) Эрдоган быстро справился с

проблемой восстановления отношений с Россией. В конце сентября 2016 года «Газпром» получил первые разрешения на оффшорный сегмент проекта в турецких водах, а в октябре 2016 года был подписан IGA между Москвой и Анкарой. В декабре 2016 г. был подписан договор между «South Stream Transport B.V.» и «Allseas Group S.A.» на строительство первой нитки морского участка газопровода «Турецкий поток» с опционом на укладку второй нитки, а 19 ноября 2018 была завершена укладка морского участка газопровода³⁴. В дальнейшем прогресс в реализации проекта зависит прежде всего от сохранения хороших двусторонних отношений. Хотя существует вероятность того, что одна линия турецкого потока, транспортирующая газ на турецкий рынок, будет построена, а строительство второго участка, предназначенного для экспорта в ЕС, зависит от будущего развития отношений между ЕС и Россией, а также позиции наиболее пострадавших членов ЕС (Болгария, Греция и Италия).

Взаимодействие экономических и геополитических факторов в Южном энергетическом коридоре. Как выяснилось ранее, геополитические факторы играют важную роль в проектах газовой инфраструктуры Юго-Восточной Европы. Некоторые цели участников легче идентифицировать: Россия хочет сохранить свое доминирующее положение в качестве поставщика и при этом уменьшить зависимость от украинского транзита; Европейская комиссия хочет дифференцировать импорт ЕС из России и получает политическую поддержку со стороны США, поскольку Вашингтон хочет сохранить свое влияние в Европе и уйти от геополитических конкурентов. Позиция других участников менее определена. При поддержке со стороны своих правительств, болгарские, греческие, итальянские и турецкие компании участвуют в обоих проектах, ведущихся ЕС и Россией³⁵. Поступая таким образом, они стремятся максимизировать прибыль, добиться национальной энергетической безопасности и пытаются укрепить свои стратегические позиции в международной энергетической политике.

Геополитическая позиция Азербайджана более тонкая, чем его роль в качестве ключевого поставщика SGC. С одной стороны, Баку с готовностью принял энергетическое партнерство с Западом, что позволяет Азербайджану получать большие доходы и утверждать свою эмансипацию и уход из-под контроля Москвы. С другой стороны, Азербайджан продолжает торговать газом и поддерживать тесные контакты с Россией, а также с Ираном. Это связано как с экономическими / техническими причинами (например, обеспечение удовлетворения внутреннего спроса на газ³⁶), так и более широкими соображениями безопасности.

Будучи преимущественно шиитским, но светским государством, Азербайджан особенно заинтересован в сотрудничестве с Москвой и с Тегераном, чтобы противостоять распространению джихадизма и исламского государства (ИГИЛ) на Южном Кавказе³⁷.

Кроме того, Россия оказывает значительное влияние на Нагорно-Карабахский конфликт как военный союзник Армении и поставщик вооружений как для Армении, так и для Азербайджана. Будучи членом Организации Договора о коллективной безопасности (ОДКБ), Армения защищена от потенциальной внешней агрессии по гарантиям безопасности России. В феврале 2016 года Армения получила от Москвы кредит в размере 200 миллионов долларов на покупку российской военной техники, в том числе передовых ракетных систем³⁸. Однако Россия также предоставила Азербайджану вооружения на 4 миллиарда долларов с 2010 года. Продажи российской современной военной техники обеим сторонам способствуют волатильности в регионе. В начале апреля 2016 года между армянской и азербайджанской армиями произошли интенсивные боевые столкновения. Хотя военные действия прекратились через четыре дня, они подчеркнули, как риск еще одной полномасштабной войны, так и уязвимость энергетической инфраструктуры на Южном Кавказе. В течение последнего десятилетия военный бюджет Азербайджана увеличился за счет доходов от экспорта энергоресурсов. Ожидая, что может произойти попытка Азербайджана восстановить контроль над Нагорным Карабахом силой, армянские военные

моделировали нападения на энергетическую инфраструктуру Азербайджана, что нанесло бы ущерб азербайджанской экономике ³⁹. Таким образом, ситуация с безопасностью в этом районе вызывает серьезные сомнения в целесообразности и надежности таких проектов, как SGC.

Помимо серьезных рисков безопасности, SGC также должна справляться с жесткой конкуренцией за поставки газа. Как утверждалось ранее, для транспортировки более 10 млрд м³ газа в Европу, проекту придется задействовать ресурсы Туркменистана или Ирана. Однако Туркменистан уже продал большую часть своей текущей (и будущей) добычи газа в Китай, который также построил необходимые трубопроводы ⁴⁰. Экспорт туркменского газа в ЕС через SGC потребует строительства трубопровода под Каспийским морем, но это вряд ли возможно до тех пор, пока все прибрежные государства не определят правовой статус моря (в том числе Россия и Иран, которые до сих пор не стремятся решить этот вопрос). Что касается импорта из Ирана, то его перспективы зависят от большого числа факторов, включая будущее политических отношений страны с Западом и крупные инвестиции для развития необходимой инфраструктуры. Даже если ЕС начнет импортировать газ из Ирана, вполне вероятно, что он будет поступать морем в виде сжиженного природного газа, поскольку импорт по трубопроводам (и SGC) приведет к очень высоким транзитным издержкам ⁴¹.

Выводы

В рамках данной статьи были освещены политические и экономические сложности, связанные с основными проектами будущего импорта газа в Турцию и Юго-Восточную Европу. Напряженность между ЕС и Россией после кризиса на Украине возродила конкуренцию между планами сторон. Однако в исследовании показано, что другие региональные субъекты, включая Турцию и Азербайджан, также играют важную роль в конкуренции за транзит энергоресурсов. На момент написания статьи (ноябрь 2018 года), как ЕС, так и Россия продвигают свои проекты, независимо от связанной с ними экономической и политической неопределенности. ЕС и его партнеры, как представляется, намерены реализовать SGC; работа по его строительству ускорилась в течение 2018 года. Похоже, что SGC начнет поставлять газ в Турцию и ЕС к 2020 году.

Одновременно с этим набирают обороты и продвигаемые Россией проекты, связанные со строительством трубопроводов. Межправительственное соглашение, подписанное Анкарой и Москвой в октябре 2016 года и завершение укладка морского участка газопровода, подготовило почву для будущих поставок в Турцию 15,75 млрд м³ российского газа через «Турецкий поток». Строительство второй линии по экспорту газа в ЕС также возможно. Болгарские, греческие и итальянские компании проявили интерес к проекту, который мог бы полагаться либо на дополнительные трубопроводы, уже одобренные ЕС (ITGI и TAP), либо на ГТС Болгарии (более вероятный сценарий, так как у Болгарии есть преимущественная (неофициально) «поддержка» с стороны ЕС и в частности Германии), для распределения газа внутри Союза. Турецкое правительство выиграет от проектов, финансируемых ЕС и Россией, поскольку оно будет получать транзитные сборы и поставки для обеспечения своего национального спроса. Таким образом, если оба проекта будут реализованы, Турция может заменить Украину в качестве основной страны транзита для поставок газа в Юго-Восточную Европу.

Список использованной литературы

1. Eurostat, Energy statistics- an overview: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview [01.12.2018].;

2. Eurostat, Energy statistics- an overview; https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview [01.12.2018]. Eurostat, Energy statistics- an overview Primary energy production: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Primary_energy_production [01.12.2018].
3. Eurostat, Natural Gas Supply Statistics: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics [01.12.2018].
4. Кроме того, в 2012 году ЕС начал антимонопольное расследование рыночных практик «Газпрома», монопольного российского экспортера газа в ЕС. Конопляник А. А. Еврокомиссия против Газпрома: http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/510_Evrokomissiya_protiv_Gazproma.pdf; Конопляник, Andrey. The EU versus Gasprom: http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/509_The_EU_versus_Gazprom.pdf.
5. European Commission. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy. 25.2.2015. COM/2015/080 final, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=COM%3A2015%3A80%3AFIN> [01.12.2018]; European Commission. European Energy Security Strategy. 28.5.2014. COM/2014/0330 final, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52014DC0330&qid=1407855611566> [01.12.2018].
6. Foley, Rebeka. Corruption on the Caspian: Fueling Aliyev's Regime. Freedom House. 26.7.2016, <https://freedomhouse.org/blog/corruption-caspian-fueling-aliyev-s-regime> [01.12.2018].
7. Согласно международному праву и принципу «uti possidetis», Нагорный Карабах должен был стать частью независимого Азербайджана после распада Советского Союза.
8. О Нагорно-Карабахском конфликте см. Статьи в специальном выпуске: Нагорный Карабах - Забытый конфликт In: Journal of Muslim Minority Affairs, 2012, Vol. 32, No. 2.
9. U.S. Energy Information Administration. Oil and natural gas sales accounted for 68% of Russia's total export revenues in 2013. 23.7.2014, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=17231> [01.12.2018].
10. Sharples, Jack D. The Shifting Geopolitics of Russia's Natural Gas Exports and Their Impact on EU-Russia Gas Relations. In: Geopolitics, 2016, Vol. 21, No. 4, pp. 880-912.
11. Конопляник А.А. LXXXIV. Экономическая подоплека газовых проблем в треугольнике Россия-ЕС-Украина и возможные пути их решения. - ИНП РАН, Открытый семинар «Экономика энергетики (семинар А.С.Некрасова)», 152-е заседание от 21 октября 2014 г. – Москва, Изд-во ИНП РАН, 2014 г., 132 с. <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/152-zased.pdf>.
12. U.S. Energy Information Administration. Turkey. 6.8.2015, <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=TUR> [01.12.2018].
13. Alaranta, Toni. Turkey's New Russian Policy: Towards a Strategic Alliance. FIIA Briefing Paper 175. Helsinki, 2015. Demiryol, Tolga. Interdependence, Balancing and Conflict in Russian-Turkish Relations. In: Aharon Klieman (Ed.). Great Powers and Geopolitics. Heidelberg, 2015, pp. 65-86.

14. Judge, Andrew/ Maltby, Tomas/ Sharples, Jack D. Challenging Reductionism in Analyses of EU-Russia Energy Relations. In: Geopolitics, 2016, Vol. 21, No. 4, pp. 751-762.
15. Pirani, Simon. Azerbaijan's gas supply squeeze and the consequences for the Southern Corridor. OIES Paper 110. Oxford, 2016, pp. 13-14.
16. European Commission, Energy, Projects of common interest, Interactive map http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html
17. Pirani, Azerbaijan's gas supply squeeze, pp. 13-14.
18. Gazprom Export. Delivery Statistics: Gas Supplies to Europe. 2018 : <http://www.gazpromexport.ru/en/statistics/> [01.12.2018]
19. European Commission. Energy Roadmap 2050. 15.12.2011, COM(2011) 885 final, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN> [01.12.2018].
20. European Parliament. Resolution 2015/2840(RSP). 10.9.2015, <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+TA+P8-TA-2015-0316+0+DOC+PDF+V0//EN> [01.12.2018].
21. Foley, Corruption on the Caspian.
22. European Union External Action Service. Remarks by the High Representative/Vice-President Federica Mogherini at the Southern Gas Corridor Advisory Council. 29.2.2016, https://eeas.europa.eu/headquarters/headquarters-homepage/5333_en [01.12.2018].
23. Embassy of the United States in Greece. Remarks by Amos Hochstein, Special Envoy and Coordinator for International Energy Affairs, U.S. Department of State, at Trans Adriatic Pipeline Groundbreaking. 17.5.2016, <https://athens.usembassy.gov/ps42821.html> [01.12.2018].
24. Euractiv. Italian olive grove stands in way of European energy security. 4.10.2016, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/italian-olive-grove-stands-in-way-of-european-energy-security/> [01.12.2018].
25. Platts. BP-led Shah Deniz group snub Nabucco gas pipeline in favor of TAP. 26.6.2013, <http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/bp-led-shah-deniz-group-snub-nabucco-gas-pipeline-26054085> [01.12.2018].
26. Euractiv. South Stream bilateral deals breach EU law, Commission says. 4.12.2013, <https://www.euractiv.com/section/competition/news/south-stream-bilateral-deals-breach-eu-law-commission-says/> [01.12.2018].
27. Amendment Proposal to COMMISSION REGULATION (EU) No 984/2013 of 14 October 2013 establishing a Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems and supplementing Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council, доступен по ссылке: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/PC_2015_G_05_responses/20150713_DRAFT_amendment_CAM_NC_legal_text_%28track_changes%29.docx [01.12.2018].
28. Platts. Gazprom eyes new route to Europe for Russian gas via Black Sea. 25.2.2016, <http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/gazprom-eyes-new-route-to-europe-for-russian-26379221> [01.12.2018].
29. Tsakiris, Theodoros. The energy parameters of the Russian-Ukrainian-EU impasse: dependencies, sanctions and the rise of 'Turkish Stream'. In: Southeast European and Black Sea Studies, 2015, Vol. 15, No. 2, p. 216.

30. Gazprom Export. Turkey. 2016, <http://www.gazpromexport.ru/en/partners/turkey/> [01.12.2018].
31. Bulgartransgaz, TYNDP_2018_2027: https://bulgartransgaz.bg/files/useruploads/files/TYNDP%202018/TYNDP_2018_2027_en.pdf [01.12.2018].
32. Путин В.В.: <https://www.ntv.ru/novosti/2024546/>; Болгарский министр Энергетики, Петкова, Теменужка в СМИ: <https://news.bg/energy/temenuzhka-petkova-gazprom-ni-informira-che-turski-potok-minava-prez-balgariya.html> [01.12.2018].
33. Erdil, Merve. Turkey, Russia 'freeze Turkish Stream talks'. In: Hurriyet Daily News, 11.9.2015, <http://www.hurriyetaidailynews.com/turkey-russia-freeze-turkish-stream-talks.aspx?pageID=238&nID=88349&NewsCatID=348> [01.12.2018].
34. <http://www.gazprom.ru/projects/turk-stream/> [01.12.2018].
35. Поскольку в ЕС, компетенция в области энергетической политики разделяется между государствами-членами и наднациональными учреждениями (см. статью 194 of the Treaty on the Functioning of the European Union), национальные правительства и компании не обязательно следуют политической линии, проводимой Европейской комиссией.
36. Gurbanov, Ilgar. Russia Pushes 'Gas Swap' Plans with Iran Amidst Azerbaijan-Iran Gas Talks. Jamestown Foundation. 9.9.2016, <https://jamestown.org/program/russia-pushes-gas-swap-plans-with-iran-amidst-azerbaijan-iran-gas-talks/> [01.12.2018]. Фактически, российская государственная компания «Лукойл» также участвует в разработке газового месторождения «Шах-Дениз», из которых он владеет 10% акций.
37. Vatanka, Alex. Baku's choice. How Iran and Russia are wooing Azerbaijan. In: Foreign Affairs, 11.8.2016, <https://www.foreignaffairs.com/articles/azerbaijan/2016-08-11/bakus-choice> [01.12.2018].
38. Seputyte, Milda. Oil Riches Help Azerbaijan Outgun Armenia in Military Spending. In: Bloomberg, 6.4.2016, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-04-06/oil-riches-help-azerbaijan-outgun-armenia-in-military-spending> [01.12.2018].
39. Gurbanov, Ilgar. Four-Day Karabakh War Highlights Threats to Energy Security on NATO's Southeastern Flank. 23.5.2016, <https://jamestown.org/program/four-day-karabakh-war-highlights-threats-to-energy-security-on-natos-southeastern-flank/> [01.12.2018].
40. Natural Gas World. Turkmenistan supplied 125 bcm of gas to China. 28.09.2015, <http://www.naturalgasworld.com/turkmenistan-supplied-125-bcm-gas-to-china-25610> [01.12.2018].
41. Tabatska, Daryna. Turkmenistan: the diversification of gas export market. In: Natural Gas World, 16.12.2015, <http://www.naturalgasworld.com/turkmenistan-the-diversification-of-gas-export-market-27160> [01.12.2018].

Прогноз развития энергетики мира и России: в фокусе нефтяной рынок

Введение

Современный мировой нефтяной рынок в обозримой перспективе до середины XXI века будет представлять собой зону высоких рисков и неопределенностей. Связанно это, как с технологическими и экономическими изменениями, произошедшими в мировой нефтяной отрасли за последнее десятилетие, и оказавшими значительное влияние на особенности и процесс формирования фундаментальных макроэкономических факторов спроса и предложения нефти и нефтепродуктов, так и с институциональными изменениями последних лет, которые изменили «правила игры» мирового нефтяного рынка в части позиций основных игроков, расклада сил на мировом нефтяном рынке и особенностей формирования цен на ключевых мировых площадках.

Среди факторов, воздействующих на фундаментальные особенности процессов формирования спроса и предложения, следует особенно выделить, в части факторов, воздействующих на процесс формирования спроса два:

- Существенный наметившийся технологический прогресс в части повышения энергетической эффективности использования нефтепродуктов, стимулируемый масштабной госэнергополитикой, проводимой всеми без исключения ключевыми экономиками мира;
- Развивающуюся и поддерживаемую на политическом уровне межтопливную конкуренцию альтернативных топлив с нефтепродуктами, в первую очередь в ключевом для нефтепродуктов сегменте их потребления, - транспортном секторе;

В части, факторов, воздействующих на особенности формирования и изменения кривой предложения:

- Существенное расширения «кривой предложения» сырой нефти в ее средней части, в диапазоне «цен безубыточности» производства от 30 долл.2017/бarr.н.э. до 50 долл.2017/бarr.н.э., за счет вовлечения в эксплуатацию в США, Канаде и некоторых других странах сланцевой нефти, или вернее, «нефти низкопроницаемых коллекторов»;
- Вовлечение в эксплуатацию и, как следствие, - проникновение на рынок «тяжелых» нефтей Канады, которые хоть и являются для отрасли «замыкающими» по затратам, то есть, с точки зрения формальной экономической логики должны вытесняться с рынка другими производителями, в мировую экономику все же попадают в значительных объемах, за счет их «комплементарного» положения в отношении нефтей низкопроницаемых коллекторов из-за особенностей американской переработки;
- Проникновение на рынок прямых субститутов нефтепродуктов не-нефтяного происхождения (биотоплив, топлив, производимых из синт-газов), вопреки экономической логики, за счет требований государственных регуляторов отдельных стран, что приводит к расширению кривой предложения нефти, пусть и в ее правой верхней части;
- «Адаптация» к изменяющейся рыночной конъюнктуре традиционных производителей нефти, снижение «цен безубыточности» производства нефти за счет девальвации национальных валют, адаптации налоговых систем, технологических инноваций в сфере офшорной добычи, изменения проектной экономики по мере перехода крупнейших нефтяных стран на разработку малых месторождений с короткими сроками окупаемости.

Ключевым институциональным изменением мирового рынка нефти с момента его превращения из «рынка продавца» в «рынок покупателя» в 1980-х годах целесообразным видится считать формирование Соглашения ОПЕК+, аккумулировавшего собой по составу стран-участниц свыше 60% мирового предложения сырой нефти, и свыше 80% его мирового экспорта, в рамках картельных ограничений, накладываемого на объемы добычи в целях регулирования уровня цен на мировом рынке.

Именно дальнейшее изменение всех этих факторов, их взаимовлияние и воздействие на мировой рынок во многом будет определять дальнейшую судьбу, как мировой так и российской нефтяной промышленности, как в части перспективных объемов спроса на нефтепродукты и другие жидкие топлива, так и в части объемов доступного предложения жидких для его удовлетворения, а так же институциональных «правил игры», которые определяют цены нефти и особенности их формирования.

В рамках настоящей работы рассматривается два сценария возможного развития мирового рынка нефти на долгосрочную перспективу:

- Традиционный сценарий, который подразумевает под собой относительно устойчивое и резистивное к возможным инновациям и институциональным изменениям развитие мира, в котором ход НТП сохраняется на некотором естественном уровне, с точки зрения повышения энергетической эффективности автотранспорта и применения нефти и нефтепродуктов в других отраслях народного хозяйства. Внедрение технологий альтернативного транспорта в этом сценарии (в первую очередь электромобилей), будет осуществляться сдержанными темпами;
- Инновационный сценарий, который подразумевает ускоренное развитие технологий, причем как на стороне спроса (в частности, подразумевается ускоренный, по сравнению с параметрами Традиционного сценария, трансферт технологий электротранспорта и водородных топливных элементов) и усиление мер государственной поддержки повышения энергетической эффективности транспорта и межтопливного переключения. Так и на стороне предложения. В частности, подразумевается продолжение снижения затрат на добычу нефти низкопроницаемых коллекторов в США, а также перенос технологий добычи этого вида сырья в Китай, Аргентину, Мексику и ряд других стран мира.

Исходя из общей концепции двух этих сценариев, которые, по сути, являются «пограничными» возможными состояниями мира, с точки зрения развития технологических факторов, способных оказать определяющее воздействие на конъюнктуру мирового нефтяного рынка, с использованием модельно-информационного комплекса, разработанного в ИНЭИ РАН, был осуществлен расчет перспектив развития мирового нефтяного рынка, результаты которого представлены ниже.

Спрос на нефть и нефтепродукты в перспективе до 2040 года.

Мировой спрос на нефть продолжит возрастать, по крайней мере, в среднесрочной перспективе до 2025 года, причем даже при условии реализации самых неблагоприятных для мирового рынка нефти сценарных технологических условий, в первую очередь - ускоренного развития электромобилей, достигаемого не только за счет масштабной государственной поддержки, но и за счет быстрого удешевления в производстве аккумуляторных батарей, которые, как известно, являются ключевой причиной дороговизны электромобиля, по сравнению с обычным.

Так, в Базовом сценарии ожидается, что электрокары сравняются по полной стоимости владения (приведенной удельной среднегодовой стоимости владения транспортным средством с учетом затрат на его покупку, налоги, ремонт, топливо, отнесенное к среднему

сроку эксплуатации ТС в конкретной стране⁴³) уже к 2028 году, а в ускоренных параметрах инновационного сценария подобное произойдет уже к 2025 году, причем, что важно, произойдет это в Инновационном сценарии не только в развитых странах, таких как США, страны Европы и Япония, но и в странах развивающихся, в первую очередь азиатских, за счет обеспечения трансферта технологий, в том числе за счет локализации производства электротранспорта непосредственно в странах третьего мира.

Крайне значимым по объемам воздействия а нефтяной рынок окажется фактор повышения энергетической эффективности транспорта, учитываемый при проведении модельных расчетов через показатель среднего удельного расхода топлива на 100 км. пробега, сокращение этого показателя будет достигаться как за счет повышения технологической эффективности автомобилей с традиционными ДВС (за счет снижения потерь энергии «от бака-до-колес» посредством снижения веса кузова автомобиля, повышения его аэродинамических свойств, совершенствования конструкции шин, трансмиссии, двигателя), так и за счет частичной «гибридизации» автопарка – то есть применения одновременно с двигателем внутреннего сгорания электроприводов. Отметим, что, несмотря на то что формально гибридные автомобили используют электроэнергию для приведения в движение транспортного средства мы не относим процесс соединения элементов электрокаров с традиционными автомобилями к конкурентам нефтепродуктам, поскольку применение подобных технологий не подразумевает полного переключения с нефтяных топлив, однако, существенно снижает расход нефтепродуктов, то есть приводит к существенному повышению энергоэффективности транспортного средства⁴⁴.

Расчеты Базового и Инновационного традиционного сценария намерено проводились в единых макропараметрах – ВВП и численности населения для оценки «чистых» эффектов от внедрения инновационных технологий и их влияния на параметры нефтяного рынка. Таким образом, учитывая единообразие сценариев в части макропараметров расчеты показывают, что прирост численности автопарка в обоих сценариях, диктуемый ростом потребности человечества в мобильности приведет к приросту спроса на энергию в транспортном секторе на 1400 млн т. н. э., который в Базовом сценарии на 600 млн т. н. э. будет сдерживаться за счет повышения топливной эффективности транспортных средств, а электромобили, совместно с другими субститутами нефтепродуктов обеспечат вытеснение с рынка еще 250 млн т н. э. нефтяных топлив (Рисунок 1).

Критическим для перспектив роста спроса на нефть на мировом рынка в перспективе за 2025 годом, по нашим расчетам, окажется именно трансферт современных технологий автомобилестроения в страны развивающейся Азии. Так, если в Базовом сценарии именно этот регион обеспечивал практически весь объем прироста спроса на нефть и нефтепродукты, то в Инновационном сценарии, в случае достижения здесь экономической конкурентоспособности для потребителя электротранспорта и традиционных средств передвижения с рынка к 2040 году будет вытеснено до 360 млн т н.э. нефтепродуктов, относительно показателей Базового сценария, а масштабное распространение в азиатских странах гибридов и малолитражных автомобилей приведет к вытеснению дополнительных 350 млн т н. э. нефтепродуктов, что в конечном итоге уже к 2027-2030 гг. приведет к прохождению миром «пика спроса» на черное золото, что фактически ознаменует закат нефтяной эры (Рисунок 2).

⁴³ Подробнее о применении в долгосрочном моделировании спроса на нефть и нефтепродукты показателя полной удельной себестоимости владения автомобилем, например в работе: Митрова Т.А., Кулагин В.А., Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В. "Технологические инновации как фактор спроса на энергоносители в секторе автомобильного транспорта" // Форсайт, 2015, т.9, №4

⁴⁴ Подробнее о потенциале повышения энергетической эффективности автомобиля с ДВС, например в работе: Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. М., ИНЭИ РАН, 2013

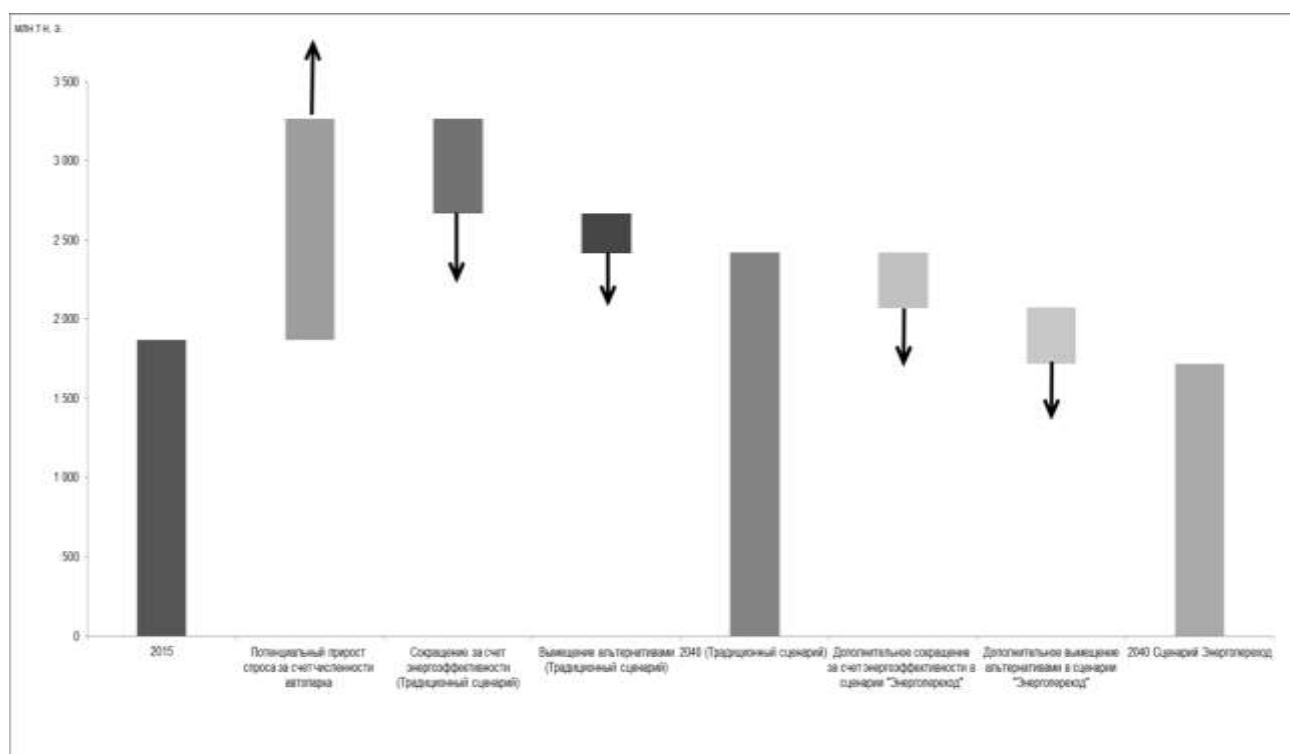


Рисунок 22. Процесс формирования спроса на жидкие топлива в транспортном секторе к 2040 году по сценариям

Источник: составлено автором

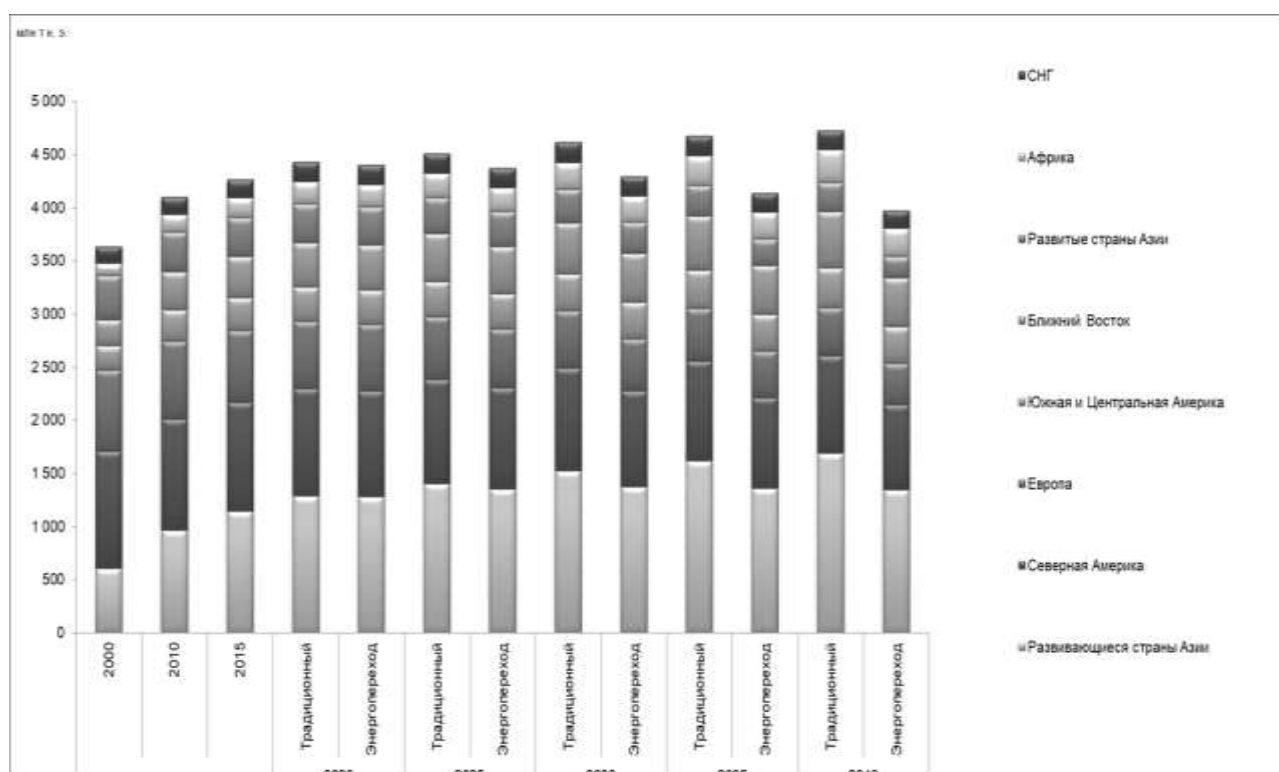
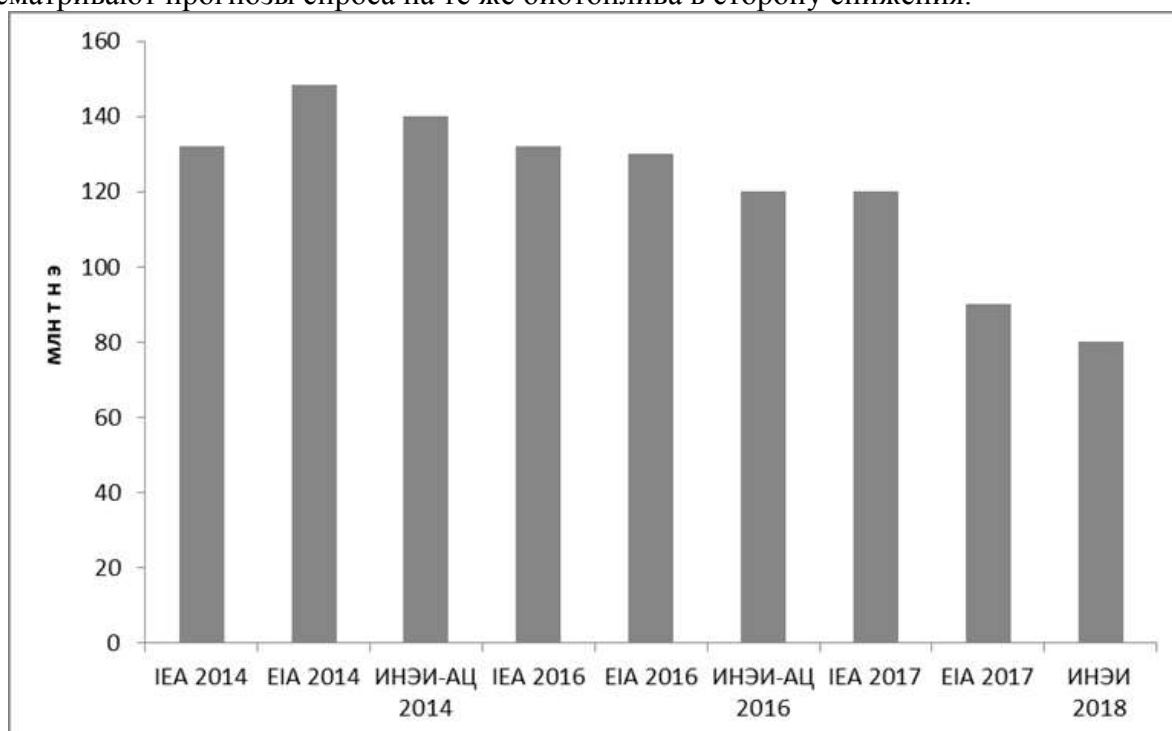


Рисунок 2. Спрос на жидкие топлива до 2040 года, по регионам мира по сценариям.

Источник: составлено автором

Кроме весьма вероятного «пика спроса» на нефть, который может ожидать мир уже в ближайшие 10 лет, интересен и еще один расчетный вывод, который хоть и не касается напрямую нефтяных топлив, однако также является весьма нетривиальным с точки зрения формирования энергетической картины мира. Развитие электромобилей, а в более далекой перспективе, возможно, и водородного транспорта, не только вытесняет с рынка бензин и дизельное топливо, производимые из нефти, но и на практике останавливает развитие еще недавно крайне популярной в научном сообществе тематики синтетических жидких топлив из угля, газа и биомассы, которые будучи более дорогой альтернативой для транспортного сектора, нежели нефтепродукты и так были слабо жизнеспособны без мощнейших инструментов государственной поддержки, теперь, при появлении более привлекательной альтернативы нефти – электроэнергии, и вовсе будут стагнировать и снижаться по своей доле в энергобалансе транспортного сектора, что подтверждается не только нашими расчетами, но и расчетами многих зарубежных коллег, которые в последние годы ежегодно пересматривают прогнозы спроса на те же биотоплива в сторону снижения.



Источники: International Energy Agency, World Energy Outlook 2014, Paris, 2014, International Energy Agency, World Energy Outlook 2017, Paris, 2017, International Energy Agency, World Energy Outlook 2016, Paris, 2016, Energy Information Administration International Energy Outlook, Washington DC, 2014, Energy Information Administration International Energy Outlook, Washington DC, 2016, Energy Information Administration International Energy Outlook, Washington DC, 2017, Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. М., ИНЭИ РАН, 2014, Белоцкая Е.Д., Веселов Ф.В., Галкин Ю.В., Галкина А.А., Геллер Е.И., Гимади В.И., Григорьев Л.М., Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В., Калужнова Е., Капустин Н.О., Козина Е. О., Кулагин В.А., Курдин А. А., Макаров А.А., Макарова А.С., Мельникова С.И., Митрова Т.А., Овчинникова И.Н., Старченко А.Г., Трошина Н.В., Яковлева Д.Д. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ // ИНЭИ РАН + АЦ, 2016 г. ISBN 978-5-91438-023-3

Рисунок 3. Прогнозы спроса на биотоплива в мире по прогнозам экспертных организаций

Отметим, что мы не даром определяем перспективу развития транспортного сектора, как ключевую переменную при определении долгосрочных перспектив развития спроса на нефтепродукты, и дело тут в том, что в остальных секторах ситуация с межтопливным

переключением для нефтепродуктов еще труднее, чем в транспортном. Так, в секторе тепло и электро-генерации, нефть уже практически проиграла борьбу за потребителя другим топливам, ее доля в энергетической корзине тепло и электростанций по всему миру, с середины прошлого века неуклонно снижается, как снижаются и объемы потребления нефтепродуктов в коммунально-бытовом секторе, где нефтепродукты уступают конкурентные позиции электроэнергии, природному газу и даже биомассе нового поколения. Некоторые надежды возлагаются, например экспертами Мирового энергетического агентства ⁴⁵, на нефтехимический сектор, как на источник генерации спроса на нефтепродукты, апеллируя к растущей потребности мира в полимерах и базовых мономеров для их производства. Однако и здесь для нефти существует серьезный межтопливный вызов, со стороны природного газа. Дело в том, что сырьем для углеводородной химии являются этан (36% сырья для производства этилена), СУГ (проран, бутан – 14% сырья для производства этилена) и нефтя (43% для производства этилена) ⁴⁶, при этом сырьем для производства этих полупродуктов могут выступать, как нефть и газовый конденсат, так и жирный многокомпонентный природный газ, при этом такого газа становится все больше, что характерно, особенно в странах и регионах, где нефтехимическая промышленность хорошо развита (например в США), то есть не требуется осуществлять дорогостоящую транспортировку (по сравнению с транспортировкой нефтеоснованной нефтя) в соседние страны и регионы. По мере прироста добычи многокомпонентного газа в восточных регионах России, или в странах Центральной Азии (Узбекистане, Туркмении), а также в случае расширения проектов по добыче жирного сланцевого газа в Китае не исключен в долгосрочной перспективе и переход на газооснованное сырье крупнейших химических мощностей стран АТР, что существенно пошатнет конкурентные позиции нефти и в секторе химии углеводородов.

Помимо того, что в долгосрочной перспективе целесообразно ожидать снижение темпов прироста совокупного спроса на нефть от ретроспективных значений, вплоть до формирования отрицательных темпов прироста, важным вызовом для мировой нефтяной отрасли в будущем станет существенное изменение корзины нефтепродуктов, что потребует от мировой переработки решения проблем технологического перевооружения, в частности: строительства значительных объемов гидродеструктивных процессов и коксования, дабы адаптироваться с одной стороны к повышающемуся спросу на светлые нефтепродукты и моторные топлива и одновременному снижению спроса на темные (в первую очередь мазут), а с другой – адаптироваться к некоторым изменениям в составе сырьевой корзины мировой переработки.

Предложение нефти.

Изменения в составе сырьевой корзины мировой нефтепереработки закономерно будут обуславливаться в прогнозном периоде изменениями в составе производимых нефтей. Так, учитывая значительный технологический прогресс, достигнутый в области разработки нефтей низкопроницаемых коллекторов, нефтяных песков и других видов нетрадиционной нефти, выразившийся в существенном снижении цен безубыточности их производства, в перспективе до 2040 года приведет к увеличению их доли в общем объеме производимого нефтяного сырья, а как следствие – в увеличении их вклада в удовлетворении спроса на жидкие топлива.

⁴⁵ International Energy Agency World Energy Outlook 2018, Paris, 2018

⁴⁶ Mitsubishi Chemical Techno-Research 7th March 2017

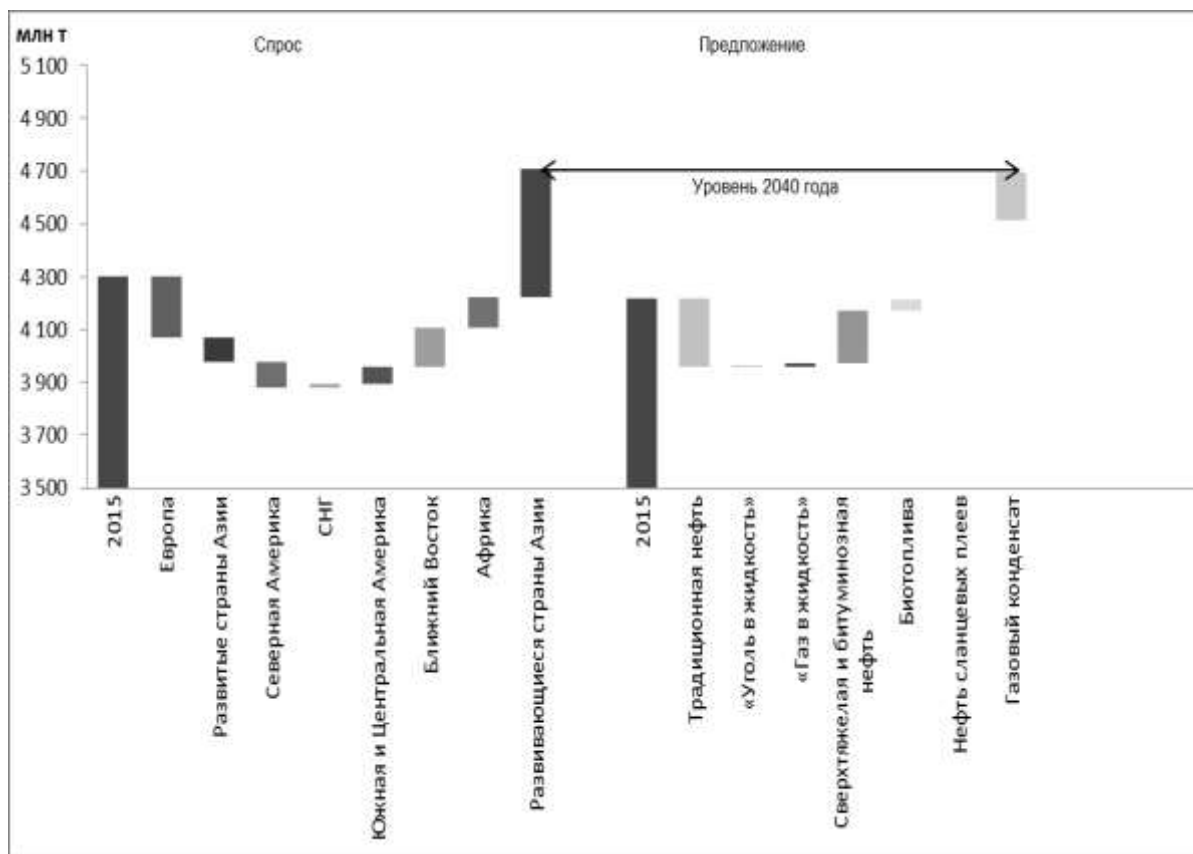


Рисунок 4. Прогнозный баланс спроса и предложения на рынке жидких топлив к 2040 году

Источник: составлено автором.

При этом важно понимать, что нефти низкопроницаемых коллекторов, как правило, имеют значительно меньшую плотность, вязкость и являются низкосернистыми, по сравнению с традиционными нефтями (как и газовый конденсат, прирост добычи которого будет обуславливаться в прогножном периоде переходом газовой промышленности на многокомпонентные залежи), составляющими традиционный сырьевой пул для НПЗ, а вот канадские пески и тяжелые нефти, в свою очередь, наоборот отличаются по этим показателям в большую сторону от традиционных нефтей. На практике при переработке это приводит к «вымыванию» из нефтеперерабатывающего пула средних дистиллятов, из которых производят дизельное топливо, спрос на которое в прогножном периоде во всех сценариях будет неуклонно расти. Причем как со стороны дорожной транспортировки, так и стороны морского транспорта из-за инициатив ИМО⁴⁷, ограничивающего содержание серы во флотском топливе, что будет стимулировать переход с маловязкого судового топлива и мазута на более качественные дизели.

Рост конкурентоспособности нетрадиционных нефтей, приводящий к увеличению объемов их производства в мировом масштабе в долгосрочном периоде требует от традиционных производителей адаптации к изменяющимся рыночным условиям для сохранения своих рыночных ниш уже сегодня, и подобные адаптационные процессы мы наблюдаем на рынке уже сейчас. В части технологического развития отрасли особенно стоит отметить существенные успехи, достигнутые в сфере снижения затрат на добычу по офшорным проектам. Компании, специализирующиеся на этом виде бизнеса стали концентрироваться на компактных проектах со сроками окупаемости в 2-3 года, используя

⁴⁷ Подробнее о влиянии инициативы на рынок судовых топлив в работе: Митрова Т.А., Кулагин В.А. «Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды». М.: ИНЭИ РАН, 2015 г, 86 с.

самые современные технологии глубоководного бурения на подвижных платформах, что позволило снизить цены безубыточности на подобных проектах в среднем по миру для глубоководных проектов до 45 долл./барр., а для проектов на мелководье до 30 долл./барр., что сделало их конкурентоспособными по затратам с той же американской сланцевой нефтью.

Помимо технологической адаптации, традиционные производители достигли снижения цен безубыточности в целом по всем своим проектам и за счет снижения фискальной нагрузки на отрасль, так Мексика, Бразилия, Катар и Ирак обеспечили изменение системы недропользования на более мягкие и гибкие режимы, что благоприятствовало привлечению в страны иностранного капитала, а США, Канада, Аргентина, Колумбия, Китай, Индонезия, Великобритания, Германия, Норвегия, Саудовская Аравия, Алжир, Ангола, Нигерия, Уганда, Казахстан и Россия либо изменили системы налогообложения, либо ввели дополнительные льготы и послабления в рамках действующих для поддержания притока инвестиций в отрасль и снижения налоговых затрат добывающих компаний⁴⁸. Значительный вклад в снижение производственных затрат, выражаемых в постоянных долларах, внесла и девальвация национальных валют стран-экспортеров нефти, что в совокупности с технологическими инновациями и снижением налогового бремени привело к глобальному снижению затрат на производство нефтяного сырья и смещению кривой предложения вниз.

Цены нефти

Адаптационные процессы в мировой нефтяной отрасли могли бы продолжаться достаточно долго, особенно в условиях стагнации, или снижения спроса на нефть, который дестимулировал бы долгосрочный рост цен, если бы в 2017 году не произошло кардинальных изменений в институциональных условиях функционирования нефтяного рынка в виде снижения уровня рыночной концентрации, произошедшей из-за присоединения к нефтяному картелю ОПЕК 11 стран-производителей во главе с Россией. Расширение контролируемой соглашениями об ограничении добычи зоны рынка с формальных 42% периода 2010-2016 гг., до 60% существенно повысило рыночную власть стран-производителей, оцениваемую в 2013 году в диапазоне от 2 до 9 долл/барр до 10-15 долл/барр в 2018 году и позволило участникам картеля на практике управлять рыночными ценами, сдвигая их вверх от теоретических равновесных значений (точки пересечения кривых спроса и предложения на нефть) на 11 долл/барр вверх, за прошедшие 10 месяцев 2018 года.

Столь серьезное институциональное изменение мирового рынка во многом формирует крайне высокую зону неопределенности в ценовой ситуации на мировом нефтяном рынке, особенно в части будущей ценовой динамики.

Фактически, можно с относительной уверенностью утверждать, что в ближайшие годы цены во многом будут определяться не балансированием спроса и предложения в его теоретизированном виде, но во многом геополитическими факторами, в первую очередь судьбой соглашения ОПЕК+. Так, вполне вероятны следующие сценарии:

- ОПЕК+ сохраняется и действует как рабочий механизм по управлению рынком в течение нескольких последующих лет. Ключевые производители, посредством применения механизмов квотирования и ограничений, держат цены в комфортном для себя коридоре в 70-80 долл./барр. При этом в этом сценарии возможны моментные скачки цен до 90-100 долл./барр., как реакция на проявления геополитической напряженности, к примеру, на расширение санкций США и ЕС на производителей нефти, к примеру, на Иран, или Россию,

⁴⁸ Грушевенко Д.А., Кулагин В.А. «Влияние мировой конъюнктуры и налоговой политики на инвестиции в нефтяной отрасли России и зарубежных стран» // Аналитический центр при правительстве Российской Федерации состоялся, Круглый стол «Влияние налоговой политики на инвестиции в нефтяном секторе России», г.Москва, 24 октября 2018 г.

или отказ международных мейджоров от работы в странах Латинской Америки из-за высоких геополитических рисков, что будет дополнительно ограничивать мировое доступное предложение нефти;

- Фактический распад ОПЕК +, - несоблюдение соглашения любой крупной страной-участницей (Саудовской Аравией, Россией, Ираном, Ираком), или целой группой стран, при этом на бумаге соглашение может сохраняться, которое способно немедленно превратить новый миропорядок на рынке нефти в естественную «войну всех против всех» Т. Гоббса. Так, разрыв соглашения в любой момент может вынудить участников вместо консолидированной политики по повышающему давлению на цены нефти перейти на систему демпинга, заливая максимально дешевой нефтью импортные рынки в целях удержания свои рыночных ниш, что приведет к ценовому провалу до 40-50 долл/барр, с возможными «падениями в моменте до 30 долл/барр»⁴⁹.

Логика рассмотренного выше широкого диапазона цен на нефть в кратко- и среднесрочном периодах хорошо коррелирует с долгосрочной логикой сценариев «Традиционный» и «инновационный». Фактически, чем дольше воздействует на рынок картельное соглашение ОПЕК +, смещая цены вверх от равновесных, тем быстрее идет НТП в части технологий спроса на нефть и нефтепродукты и их заменителей, тем быстрее и с большей вероятностью мир переходит в сценарий «Инновационный» с низкими ценами на нефть и высокой конкуренцией между производителями.

Отметим, что примерно такой же логикой при формировании сценариев руководствуются наши зарубежные коллеги, оценки цен прямо пропорциональны оценкам объема спроса на нефть по сценариям (Таблица 1).

Таблица 1.

Равновесные цены нефти Прогноза 2018 в сравнении с другими Прогнозами

	2017	2025	2030	2035	2040
ИНЭИ РАН «Традиционный»	58	72	84	96	102
ИНЭИ РАН «Инновационный»	58	60	63	65	66
ИНЭИ РАН – АЦ 2016 «Критический сценарий»	58	75	83	86	90
ИНЭИ РАН – АЦ 2016 «Вероятный сценарий»	58	81	88	94	99
ИНЭИ РАН – АЦ 2016 «Благоприятный сценарий»	58	82	90	103	107
IEA 2017 New Policies	58	83	94	103	111
IEA 2017 Current Policies	58	97	-	-	136
IEA 2017 Sustainable Development	58	72	-	-	64
EIA 2017 High oil Price case	58	180	200	210	225
EIA 2017 Reference case	58	85	90	100	110
EIA 2017 Low oil Price case	58	30	35	40	45

Источник: ИНЭИ РАН, IEA WEO 2017, EIA International Energy Outlook 2017

Заклучение.

Проведенный анализ возможных перспектив развития мирового рынка нефти в части будущих тенденций в формировании спроса, предложения и мировых цен показывает, что современное состояние мировой нефтяной отрасли может быть охарактеризовано, как некая «точка бифуркации», из которой существует множество выходов, каждый реалистичный из которых будет в целом определяться где-то в диапазоне между двумя описанными радикальными сценариями «Традиционным» - который на практике, учитывая уже существующие тенденции, оказывается излишне консервативным и оптимистичным для производителей нефти, и «Инновационным», который, несмотря на весьма высокую

⁴⁹ Подробнее в работе: Григорьев Л., Кулагин В., Грушевенко Д. «Кто управляет нефтью» // Эксперт, №27, 2 июля – 8 июля 2018

вероятность его реализации во многом является достаточно оптимистичным взглядом на вещи для стран-потребителей, учитывая свойство резистивности нефтяного рынка, как системы и неизбежность сопротивления не-нефтяным инновациям, со стороны традиционных производителей, как в геополитической плоскости (в виде формирования картельных сговоров для ручного управления мировым рынком), так и в части технологической адаптации, удешевления производства традиционных энергоносителей, в целях ограничить и снизить конкурентоспособность новых технологий.

Список использованной литературы

1. International Energy Agency, World Energy Outlook 2014, Paris, 2014,
2. International Energy Agency, World Energy Outlook 2017, Paris, 2017,
3. International Energy Agency, World Energy Outlook 2016, Paris, 2016,
4. International Energy Agency World Energy Outlook 2018, Paris, 2018
5. U.S. Energy Information Administration International Energy Outlook , Washington DC, 2014,
6. Mitsubishi Chemical Techno-Research 7th March 2017
7. U.S. Energy Information Administration International Energy Outlook , Washington DC, 2016,
8. U.S. Energy Information Administration International Energy Outlook , Washington DC, 2017,
9. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. М., ИНЭИ РАН, 2014,
10. Белоцкая Е.Д., Веселов Ф.В., Галкин Ю.В., Галкина А.А., Геллер Е.И., Гимади В.И., Григорьев Л.М., Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В., Калужнова Е., Капустин Н.О., Козина Е. О., Кулагин В.А., Курдин А. А., Макаров А.А., Макарова А.С., Мельникова С.И., Митрова Т.А ., Овчинникова И.Н., Старченко А.Г., Трошина Н.В., Яковлева Д.Д. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ // ИНЭИ РАН + АЦ, 2016 г. ISBN 978-5-91438-023-3
11. Григорьев Л., Кулагин В., Грушевенко Д. «Кто управляет нефтью» // Эксперт, №27, 2 июля – 8 июля 2018
12. Грушевенко Д.А., Кулагин В.А. «Влияние мировой конъюнктуры и налоговой политики на инвестиции в нефтяной отрасли России и зарубежных стран» // Аналитический центр при правительстве Российской Федерации состоялся, Круглый стол «Влияние налоговой политики на инвестиции в нефтяном секторе России», г.Москва, 24 октября 2018 г.
13. Митрова Т.А., Кулагин В.А., Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В. "Технологические инновации как фактор спроса на энергоносители в секторе автомобильного транспорта" // Форсайт, 2015, т.9, №4
14. Митрова Т.А., Кулагин В.А. «Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды». М.: ИНЭИ РАН, 2015 г, 86 с.
15. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. М., ИНЭИ РАН, 2013

Новый бум сланцевой добычи в США: прогнозы на 2019-2020 гг. и влияние на нефтяной цикл.

Введение

Осенью 2018 г. стало очевидно, что «новая волна» роста сланцевой добычи набрала силу. Повышение оценок по добыче в США в октябре-ноябре привело к переоценке ситуации на рынке от «устойчивого дефицита» к «сбалансированному состоянию» в 2018 г. По прогнозам основных международных агентств, рост добычи в США в 2018-2019 гг. будет в одиночку покрывать прирост мирового спроса на нефть. В сочетании с другими факторами (смягчение санкций против Ирана, падение фондовых индексов) рост сланцевой добычи привел к значительному снижению цен на нефть в октябре-декабре 2018 г.

В условиях нового бума сланцевой добычи в США возникает два основных вопроса для аналитиков и участников рынка. Какие сценарии развития ситуации стоят перед ОПЕК+ в ближайшие годы? Как новый сланцевый бум и снижение цен повлияют на рынок в более длительной перспективе? Для ответа на эти вопросы необходимы не столько базовые прогнозы по сланцевой добыче (которые производят международные агентства), но прогнозы в зависимости от сценариев по ценам на нефть и преодолению ограничений на добычу и транспортировку в Техасе. В Институте Энергетики и Финансов мы просчитали эти сценарии на основе собственной экономико-математической модели сланцевой отрасли США⁵⁰.

1. Новый бум сланцевой добычи

Динамика добычи нефти в США в 2018 г. превзошла прогнозы и скептиков, и оптимистов. Добыча сланцевой нефти в США в 2018 г. растет высокими темпами. Рост добычи за 11 месяцев составил +1,3 млн барр./сут. и +1,5 млн барр./сут. г/г за январь-ноябрь 2018 г. При цене WTI на уровне \$70/барр. добыча росла во всех пяти крупных нефтяных сланцевых бассейнах, в особенности в бассейне Permian: +0,9 млн барр./сут. г/г за январь-ноябрь 2018 г. С учетом прочих жидких углеводородов (ЖУВ) добыча в США в январе-ноябре 2018 г. выросла на 2,2 млн барр./сут. г/г, что в 1,5 раза превосходит прирост мирового спроса на ЖУВ.

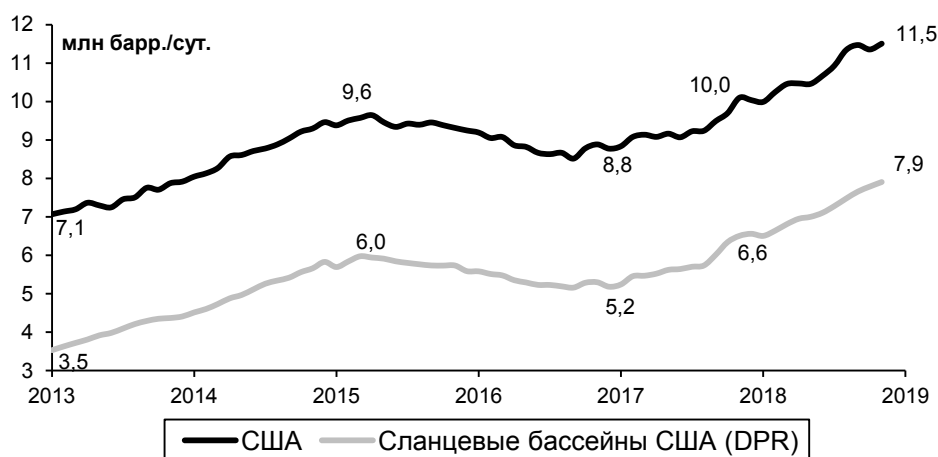


Рисунок 23. Добыча сырой нефти в США.

Источник: STEO EIA, DPR EIA.

⁵⁰ Детальное описание модели и расчетов представлено в исследовании Института Энергетики и Финансов «Новая волна роста сланцевой добычи в США: сценарные прогнозы». Полная версия отчета [доступна](#) на сайте Института.

Показательно, что годовые темпы прироста во II и III кварталах 2018 г. при цене WTI на уровне \$70/барр. превысили темпы роста сланцевой добычи в 2014 г., когда цена WTI была на уровне \$100/барр. Это косвенно отражает рост эффективности, которого добились производители сланцевой нефти за последние четыре года.

По оценкам Rystad, медианные цены безубыточности производителей сланцевой нефти в США (с учетом административных расходов) снизились в III квартале 2018 г. до \$47/барр. Этого удалось добиться за счет умеренной индексации сервисных контрактов, роста производительности и снижения цен на песок в крупном бассейне Permian (на него приходится 60% в количестве активных буровых установок на сланцевых бассейнах и 46% в добыче нефти).

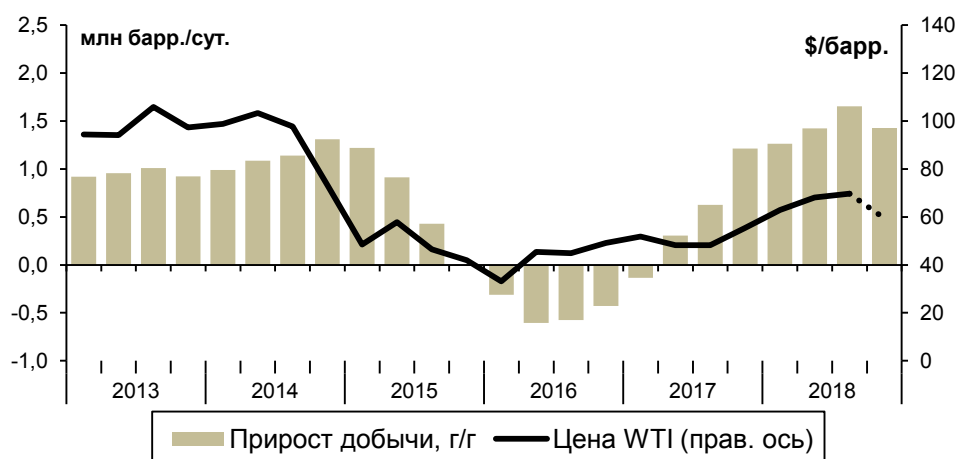


Рисунок 24. Прирост добычи нефти в сланцевых бассейнах США (г/г) и цена на нефть WTI.

Источник: Thomson Reuters, DPR EIA

Даже оптимистично настроенные эксперты не смогли спрогнозировать такого быстрого роста в 2018 г., так как производители сланцевой нефти в США в начале и в середине года сообщали о проблемах. Производители столкнулись с нехваткой нефтепроводов, оборудования для гидро-разрыва пласта (ГРП) и персонала. Эти проблемы стали следствием множества факторов:

- буровая активность сместилась в бассейн Permian: доля бассейна в количестве активных буровых установок на нефтяных сланцевых бассейнах выросла с 40% в 2015 г. до 60% в 2018 г.;
- инвесторы в инфраструктурном бизнесе в прошлые годы недооценили возможность быстрого роста добычи в бассейне Permian, где добыча не сокращалась в кризисные 2015-2016 гг.;
- после сокращений персонала в отрасли в 2015-2016 гг. часть работников нашли работу в других секторах экономики США, где в последние годы наблюдался стабильный рост;
- дефицит оборудования для ГРП – результат сокращения предложения из-за недоинвестирования в оборудование в 2015-2016 гг. и одновременного роста спроса на ГРП в результате развития технологий.

Наиболее жесткое ограничение - недостаток мощностей для транспортировки нефти в бассейне Permian в Техасе. Производители были вынуждены продавать нефть со скидками: дифференциал между ценой в бассейне WTI Midland и бенчмарком WTI составлял во II-III кварталах в среднем \$11/барр. То есть производители в бассейне Permian по факту работали

не при \$70, а при \$60 за баррель. Проблемы с транспортировкой нефти также вынуждали производителей ограничивать запуск новых скважин.

В результате, быстрый рост добычи сланцевой нефти в США в 2018 г. сопровождался наращиванием запаса пробуренных, но незаконченных скважин – так называемых DUC-скважин (Drilled but UnCompleted). С ноября 2016 г. запас в отрасли увеличился на 3,6 тыс. скважин, в бассейне Permian - на 2,8 тыс. (24% от пробуренных скважин за этот период). Накопление DUC-скважин было вызвано не только ограничениями на инфраструктуру, оборудование и персонал, но и постепенным развитием добычи в высоко-производительном районе Permian Delaware. Производительность скважин в этом районе (при сопоставимом объеме закачки проппанта) в 1,5-2 раза выше, чем на разработанном участке Permian – Wolfcamp Midland, однако нехватка инфраструктуры сдерживает рост добычи. По нашим оценкам, из 2,8 тыс. DUC-скважин, накопленных на Permian за декабрь 2016 г. – октябрь 2018 г., 1,4 тыс. – в районе Permian Delaware.

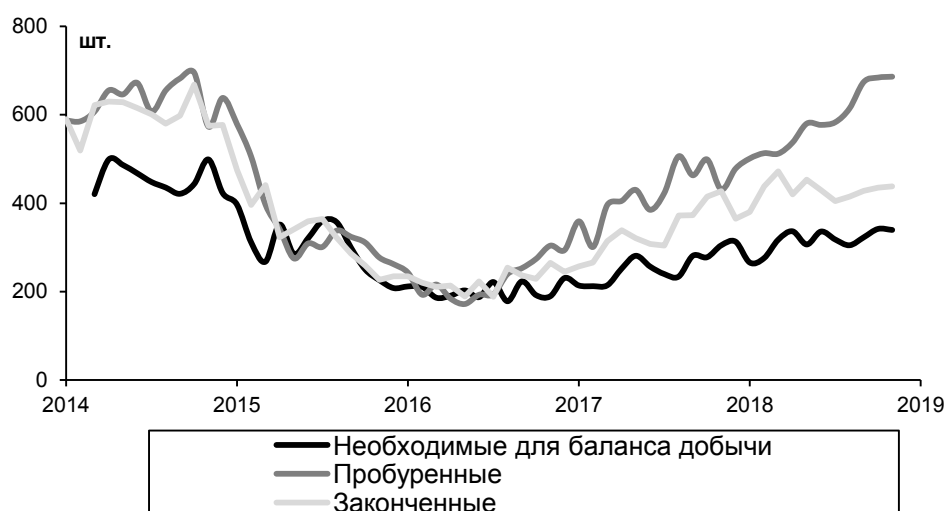


Рисунок 25. Количество пробуренных и законченных скважин в бассейне Permian vs необходимое количество скважин для поддержания добычи на прежнем уровне

Источник: ИЭФ по данным DPR EIA

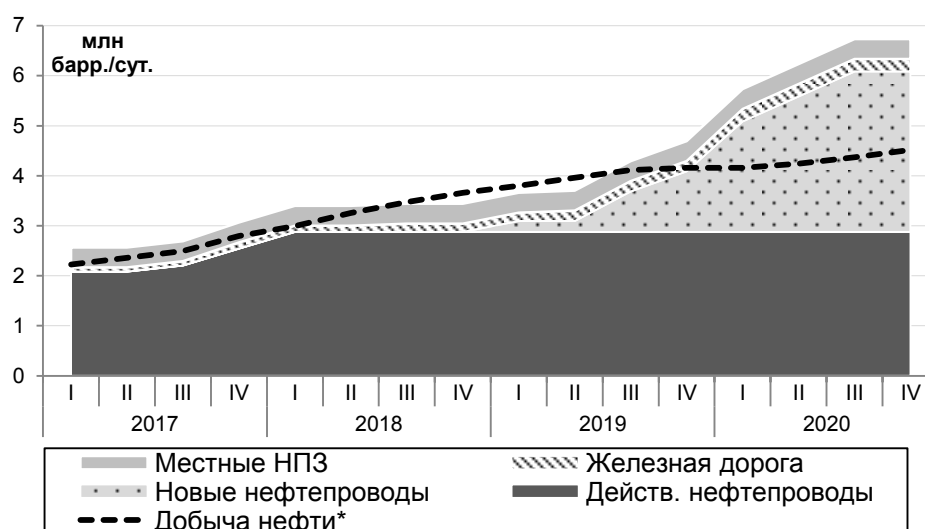


Рисунок 26. Добыча vs доступная инфраструктура для транспортировки и переработки нефти в бассейне Permian

Источник: ИЭФ по данным Rystad и инфраструктурных компаний

*- прогноз по добыче при цене WTI = \$60/барр.

Стоит ожидать ввода DUC-скважин и роста добычи в Permian Delaware в ближайшие годы. Район привлек своей высокой производительностью международные нефтяные компании (МНК) ExxonMobil и Chevron. С начала 2017 г. количество горизонтальных буровых в районе Permian Delaware росло опережающими темпами по сравнению с освоенным районом Midland. Операторы постепенно переходят от тестовой к эксплуатационной фазе добычи нефти.

Хорошая конъюнктура привлекла инвесторов в строительство новых нефтепроводов, идущих из бассейна Permian к Мексиканскому заливу. По текущим планам строительства, ограничения будут преодолены во второй половине 2019 г. В 2020 г. ожидается профицит транспортных мощностей в бассейне на уровне 1 млн барр./сут.



Рисунок 27. Показатели производительности в среднем по сланцевым бассейнам США

Источник: ИЭФ по данным DPR EIA

Добиться быстрого роста в условиях производственных и транспортных ограничений удалось добиться за счет роста производительности и эффективности. И здесь выделяются три основных фактора.

Во-первых, производители продолжали совершенствовать технологии добычи. Производительность буровых в нефтяных сланцевых бассейнах по определению Drilling Productivity Report EIA (отчета Управления по энергетической информации США о производительности бурения в сланцевой отрасли), выросла в 2018 г. в 2,26 раза по сравнению с 2014 г. На 52% выросла длина горизонтального бурения скважин, в 2,1 раза увеличилась закачка проппанта в расчете на 1 фут длины латералей, в 2 раза выросли дебиты скважин в первый полный месяц работы (IP rate). При этом стоимость скважины (по полному циклу расходов) сократилась по сравнению с 2014 г. на 6%.

Во-вторых, стоимость сервисных услуг остается на низком уровне. Снижение цен на услуги нефте-сервиса составило порядка 45-50% по сравнению с 2014 г. В период падения цен в 2015-2016 гг. производители резко снизили издержки по всей цепочке подрядчиков, но затем в 2017-2018 гг. умеренно повышали стоимость контрактов с ними. Производители переподписывали контракты с сервисными компаниями с премией порядка 10%.

В-третьих, снижение себестоимости на \$5/барр. в 2018 г. было обеспечено за счет сокращения стоимости песка для фракинга в бассейнах Permian и Eagle Ford почти в 2 раза в 2018 г. Сокращение издержек на песок - следствие перехода на использование местного техасского песка. Ранее в качестве проппанта для фракинга, в основном использовали высококачественный песок из штата Висконсин (2000 км от Техаса). Но постепенно сервисные компании убедили производителей, что при большом объеме закачки проппанта различия в качестве техасского и висконсинского песка незначительны с точки зрения производительности скважин. В 2018 г. компании массово переходили на техасский песок,

что позволило сэкономить на транспортных расходах, которые в цене \$80 за тонну песка составляли \$30-60. Локальные источники песка на две третьих покрывают спрос в Техасе.

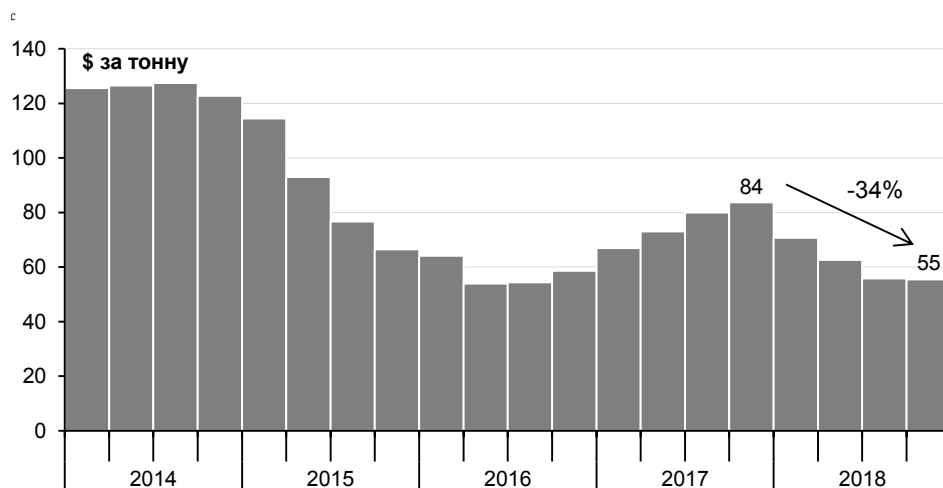


Рисунок 28. Цены на песок для фрекинга в среднем по сланцевой отрасли.

Источник: ИЭФ по данным Rystad

Снижение стоимости песка создает предпосылки для дальнейшего роста производительности. В 2015-2018 гг. компании нарастили объем закачки проппанта в два раза и оказались в ситуации, когда для роста производительности необходимо экспериментировать с увеличением объемов закачки в 1,5-2 раза. Высокая стоимость песка ранее ограничивала такие эксперименты: в частности, во второй половине 2017 г. производители перестали наращивать закачку проппанта из-за роста цен на песок.

2. Сценарные прогнозы на 2019-2020 гг.

Запуск новых нефтепроводов в Техасе и развитие добычи в районе Permian Delaware создают предпосылки для дальнейшего роста сланцевой добычи в 2019-2020 гг. По текущим прогнозам, основные международные организации (EIA, МЭА и ОПЕК) сейчас едины в своих прогнозах по сланцевой отрасли и ожидают прироста добычи на 1,0-1,2 млн барр./сут. в 2019 г. Это означает, что рост добычи в США в одиночку будет покрывать прирост мирового спроса на нефть два года подряд, в 2018 г. и в 2019 г.

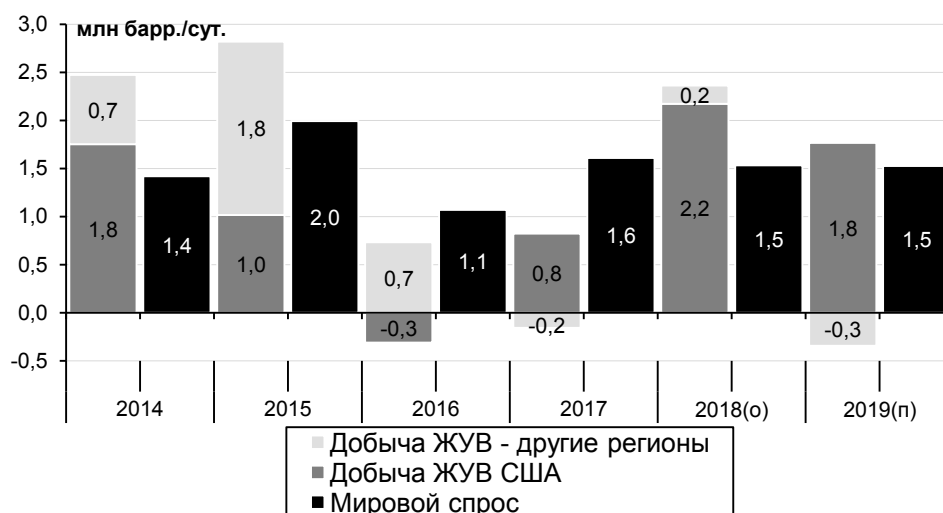


Рисунок 29. Среднегодовой прирост добычи жидких углеводородов (ЖУВ) в США и других регионах мира vs прирост мирового спроса на ЖУВ, прогнозы – декабрь 2018 г.

Источник: ИЭФ по данным STEO EIA

Новая волна роста добычи в США будет давить на цены на нефть в понижающую сторону. Эксперты предупреждают об этих рисках. В середине августа руководитель отдела исследований сырьевых рынков Citigroup Эд Морс (Ed Morse) опубликовал прогнозы со снижением цен на нефть до \$45 к концу 2019 г. из-за роста сланцевой добычи в США. Аналитики Citigroup особо выделили фактор запуска магистральных нефтепроводов, которые увеличат доступ американской сланцевой нефти из бассейна Permian на мировые рынки. По последним прогнозам EIA, баланс на мировом рынке в 2019 г. будет достигнут при цене WTI на уровне \$50-60/барр., Brent - \$60-65/барр.

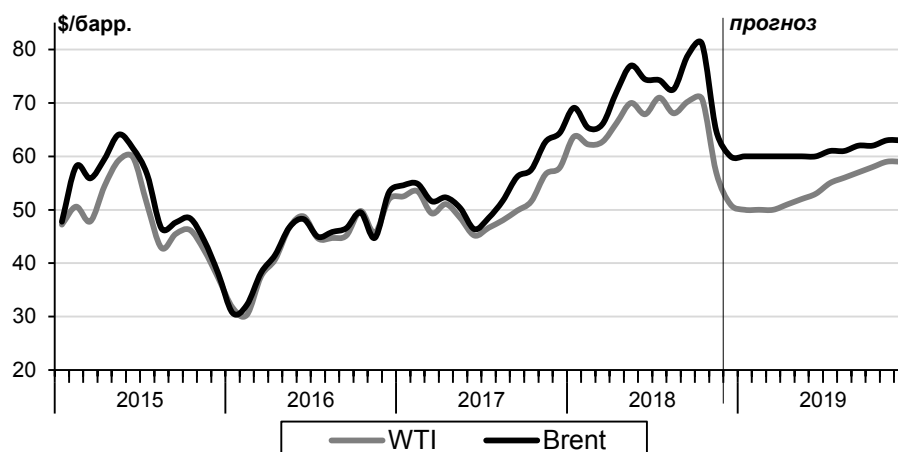


Рисунок 30. Прогнозы EIA по ценам на нефть Brent и WTI в декабре 2018 г.

Источник: STEO EIA

С учетом высокой восприимчивости сланцевой добычи к уровню цен на нефть позитивные прогнозы на 2019 г. могут не реализоваться. Поэтому мы построили прогнозы по росту сланцевой добычи в зависимости от сценариев по ценам на нефть и преодолению ограничений в бассейне Permian.

По нашим оценкам, прогнозы международных агентств по росту сланцевой добычи в США на 1,0-1,2 млн барр./сут. в 2019 г. выполнимы даже при цене WTI на уровне \$50-55/барр. При возвращении цены WTI к \$70 за баррель добыча сланцевой нефти вырастет на 2,6–2,9 млн барр./сут. в 2019–2020 годы. При этом сценарии рост добычи в США в одиночку будет покрывать прирост мирового спроса в 2018-2020 гг.: суммарный прирост за 3 года составит 4,0–4,3 млн барр./сут.

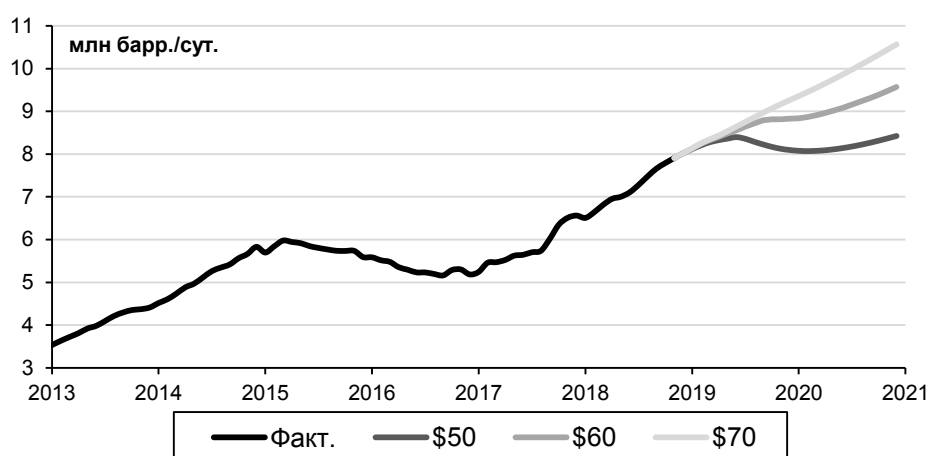


Рисунок 31. Базовые прогнозы ИЭФ по добыче нефти в сланцевых бассейнах США в зависимости от сценария по цене WTI, млн барр./сут.

Источник: прогнозы по сланцевой модели ИЭФ

Без ограничений на добычу со стороны ОПЕК+ цены на нефть могут упасть ниже текущего уровня безубыточности сланцевых производителей США. Этого болезненного сценария для своих государственных бюджетов стран-экспортеры, видимо, постараются избежать. На стороне ОПЕК+ в 2019-2020 гг. сыграет снижение добычи в Иране и Венесуэле, переход на использование низко-сернистого топлива для морских судов с начала 2020 г. Замедление экономического роста из-за торговых войн, наоборот, может замедлить темпы роста мировой экономики и спроса на нефть.

По нашим прогнозам, при цене в интервале \$60- \$70 за баррель у ОПЕК+ есть возможность сохранить баланс на рынке вплоть до 2020 года. В таких ценовых условиях рост добычи нефти в США стабилизируется в пределах роста мирового спроса. Если преодоление «узких мест» в сланцевой отрасли продолжится в текущем режиме, то балансирующим станет уровень цен в \$60 за баррель. Если этот процесс замедлится, то - ближе к \$70 за баррель. Если к этому добавить стрессовый сценарий МВФ по замедлению темпов роста мирового ВВП в два раза, то ОПЕК+ сможет достичь баланса на рынке еще на \$10 ниже, при \$50- \$60 за баррель.

Таблица 2

Прогнозы по среднегодовому приросту добычи нефти в сланцевых бассейнах США в 2019-2020 гг. в зависимости от цен на нефть, млн барр./сут.

	2018	2019	2020
\$80	+1,5	+1,6	+1,7
\$70	+1,5	+1,5	+1,4
\$60	+1,5	+1,4	+0,7
\$50	+1,5	+0,9	-0,1
\$40	+1,5	+0,7	-0,4

Источник: прогнозы по сланцевой модели ИЭФ

Можно ожидать, что сделка ОПЕК+ будет продлена на 2019-2020 гг. Если ОПЕК+ откажется от регулирования добычи и рынок окажется «в свободном плавании», добыча сланцевой нефти в США будет достаточно устойчивой к падению цен. На снижение цены WTI до \$40 за баррель сланцевая отрасль сможет ответить дополнительным ростом производительности скважин, как это было и в 2015 году. Строительство нефтепроводов, расширение парка буровых и мощностей по заканчиванию скважин повысило гибкость сланцевой отрасли. При низких ценах на нефть сланцевые производители получают дополнительные возможности снизить издержки по всей цепочке подрядчиков. При таком сценарии цены довольно долго могут держаться на низком уровне.

3. Влияние на деловой цикл в нефтяной отрасли

Развитие ситуации на рынке нефти в 2018 г. показывает, что сланцевая революция изменила динамику нефтяных циклов. Добыча сланцевой нефти обладает коротким инвестиционным циклом. От принятия инвестиционного решения до старта добычи проходит в среднем 5-6 месяцев, в то время как инвестиционный цикл в проектах традиционной добычи требует инвестиций в течение 5-7 лет. С учетом других ограничений в виде нехватки нефтепроводов, оборудования и персонала реакция сланцевой добычи в ответ на рост цен на нефть составляет максимум 1,5-2 года.

Благодаря технологическому прорыву в добыче из твердых пород, на рынок вышли новые крупные месторождения. В 2015 г. эксперты ЕІА ожидали, что добыча сланцевой нефти быстро достигнет пределов роста и уже в 2020 г. достигнет пика. Однако по мере накопления опыта в добычи сланцевой нефти производители расширили эти ограничения. Оценка по объему извлекаемых запасов в бассейне Permian за два последних года была повышена в 2,3 раза с 20 до 46,3 млрд барр. Геологическая служба США (USGS) признала Permian крупнейшим месторождением нефти страны за всю историю.

При сохранении цены на уровне \$65/барр. добыча в США в ближайшие 5 лет будет в состоянии в одиночку обеспечить прирост мирового спроса. Сланцевые производители готовы сделать это относительно быстро. Дефицит нефтепроводов, песка для фразинга и оборудования привлеч инвесторов, и в ближайшие годы в этих секторах, наоборот, ожидается профицит.

Из-за масштабного роста добычи в США в 2018 г. и спада цен на нефть осенью 2018 г. эксперты и участники нефтяного рынка пересматривают свои ожидания относительно нефтяного цикла. В 2017 г. консенсус-прогноз сходил к тому, что цены на нефть вырастут до \$100 и около трех лет продержатся на этом уровне. Эти прогнозы во многом опирались на прежний опыт циклов деловой активности на рынке нефти. Однако в 2018 г. стало очевидно, что прежняя логика не работает и эти прогнозы спустя год выглядят несбыточными.

Изменение циклической динамики на нефтяном рынке создает неопределенность, в особенности для инвестиций в традиционную добычу. Если ранее крупные нефтяные компании могли прогнозировать циклы на нефтяном рынке и действовать контр-циклически, наращивая инвестиции в период всеобщего спада. И в итоге, эти компании вводили новые месторождения к моменту дефицита на рынке и высоких цен на нефть. Сейчас эта тактика может не сработать, так как дефицит предложения на рынке будет быстро покрываться сланцевыми производителями в США. Ожидаемое замедление роста спроса на нефть – из-за роста эффективности двигателей внутреннего сгорания, окончания быстрого роста спроса в Китае и других факторов – только усиливает эту неопределенность.

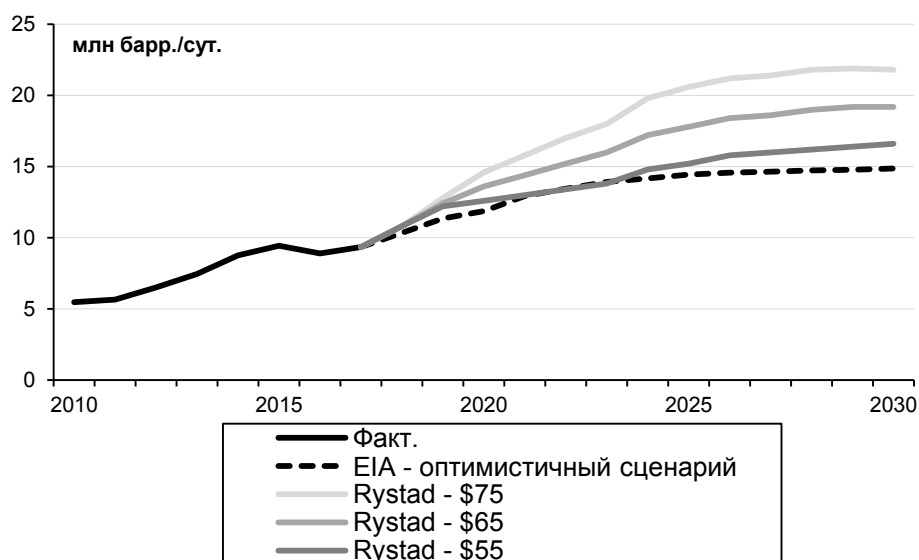


Рисунок 32. Долгосрочные прогнозы по добыче нефти в США: ЕІА* (февраль 2018 г.) и Rystad (ноябрь 2018 г.)

Источник: прогнозы по сланцевой модели ИЭФ

*-оптимистичный сценарий ЕІА по технологиям и наличию ресурсов.

Одним из стержневых вопросов для рынка останется конкуренция между сланцевыми производителями и добытчиками традиционной нефти, несмотря на высокую неопределенность и возможную вариацию параметров в среднесрочном периоде.

Стратегическое взаимодействие этих игроков рынка будет выстраиваться относительно прогнозов о пределах роста добычи в бассейне Permian, ключевом бассейне для роста добычи с 2016 г. Несмотря на позитивную динамику последних лет, в перспективе 10 лет этот вопрос остается дискуссионным.

Консервативно настроенные эксперты полагают, что добыча на Permian достигнет пределов в 2023-2025 гг. из-за ограниченного количества высоко-производительных участков («sweet spots»). По этой причине в 2015-2016 гг. остановился рост добычи в двух других крупных сланцевых бассейнах Bakken и Eagle Ford. Производители сократили количество активных буровых установок в этих бассейнах и до сих пор не восстановили прежний уровень активности.

Оптимистично настроенные аналитики, наоборот, полагают, что отрасль сможет преодолеть возможные проблемы с ресурсами за счет совершенствования технологий. Они считают, что на сланцевую отрасль необходимо смотреть «не в статике, а в динамике»: учитывать будущее развитие технологий добычи. При таком подходе развитие сланцевой добычи в большей степени будет сдерживать низкий уровень цен на нефть, чем ресурсные ограничения.

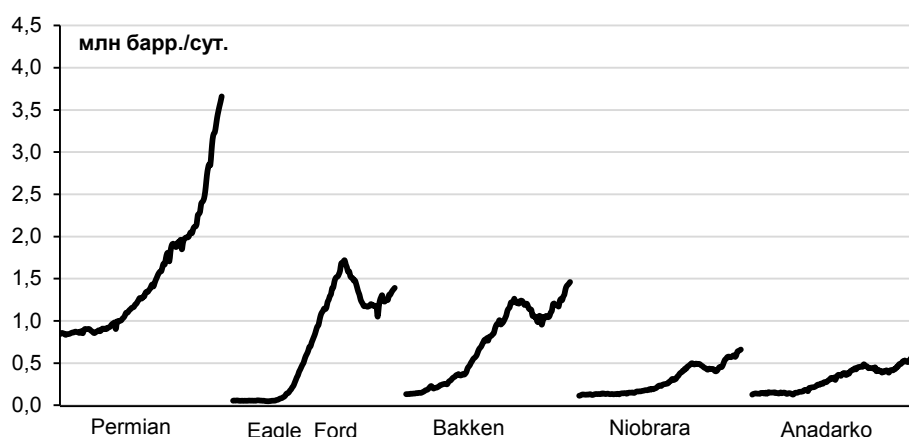


Рисунок 33. Добыча нефти на 5 крупнейших сланцевых бассейнах США за период январь 2007 г. – ноябрь 2018 г.

Источник: ИЭФ по данным DPR EIA

По прогнозам аналитиков Rystad (оптимистично оценивающих перспективы отрасли) при мировых ценах на уровне \$65/барр. рост сланцевой добычи будет на уровне 1,0 млн барр./сут. в перспективе по 2025 г. Это означает, что рост добычи в США в одиночку будет покрывать темпы прироста мирового спроса. Для установления такого уровня цен участники ОПЕК+ и прочие производители должны будут сохранять свои объемы добычи без изменений в 2019-2025 гг. Для стабилизации цен на \$10 выше – на уровне \$75/барр. ОПЕК+ необходимо будет снизить добычу еще суммарно на 3 млн барр./сут. в 2019-2025 гг. При таком ценовом сценарии добыча в США вырастет за 2019-2025 гг. на 9,8 млн барр./сут. и достигнет 20,6 млн барр./сут. в 2025 г.

По консервативным прогнозам, которые разделяет EIA, 15 млн барр./сут. - предел для роста добычи в США в перспективе до 2030 г. Если эти оценки окажутся верными, то с учетом текущего бума сланцевая добыча может достигнуть этого предела уже в 2022-2023 гг. Но прежде на протяжении 4-5 лет добыча в США (в основном, в бассейне Permian) будет расти на уровне 1,0 млн барр./сут. и в одиночку покрывать прирост мирового спроса.

С учетом того, что крупные проекты традиционной добычи требуют 5-7 лет инвестиций для начала добычи, может произойти разбалансировка рынка в 2023-2030 гг.:

- из-за масштабного роста добычи в бассейне Permian в 2019-2023 гг. добытчики традиционной нефти не будут наращивать инвестиции;
- из-за достижения пределов роста добычи (как следствия нехватки высокопроизводительных участков) в бассейне Permian остановится в 2022-2023 г.;
- в итоге предложение не будет готово удовлетворить растущий спрос на нефть и произойдет резкий рост цен на нефть.

По оценкам МЭА, компании не спешат наращивать инвестиции в традиционную добычу. Суммарные инвестиции нефтегазовых компаний в традиционные проекты upstream в 2016-2018 гг. были на 38% ниже, чем в 2012-2014 гг. Снижение цен на услуги подрядчиков и рост производительности несколько сгладили это падение: в реальном выражении спад инвестиций составляет 16%. При этом в 2018 г. инвестиции выросли лишь на 3% в реальном выражении, несмотря на рост среднегодовой цены Brent на 33%: с \$54/барр. в 2017 г. до \$72/барр. в 2018 г.

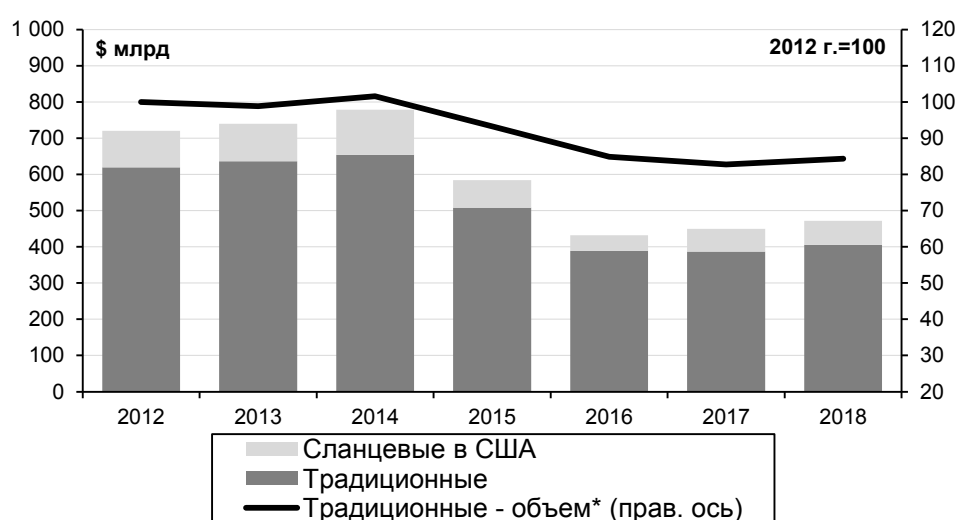


Рисунок 34. Инвестиции нефтегазовых компаний в upstream и оценка инвестиций в традиционные проекты за вычетом инфляции издержек (реальный объем).

Источник: МЭА

В целом, конкуренция ОПЕК+ и сланцевой отрасли США предполагает 4 качественно различных сценария развития ситуации на нефтяном рынке в 2023-2030 гг. Все определяют два основных фактора: (1) неопределенность с долгосрочным потенциалом сланцевой добычи в США и (2) инвестиционные решения добытчиков традиционной нефти (которые будут опираться, в том числе, на свои оценки по потенциалу роста добычи в США). Один сценарий предполагает разбалансировку рынка в 2023-2030 гг., два сценария относительно сбалансированного состояния рынка (при этом качественно различные), и один сценарий избытка нефти на мировом рынке.

Второй сценарий — сбалансированное состояние на рынке при доминировании ОПЕК+. Этот сценарий предполагает, что рост добычи в США остановится в 2023-2030 гг. и при этом добытчики традиционной нефти правильно предскажут это и сделают необходимые инвестиции в 2019-2023 гг. При доминирующей роли ОПЕК+ балансирующий уровень цен можно ожидать в диапазоне от \$70 до \$90 за баррель.

Третий сценарий — сбалансированное состояние на рынке при доминировании сланцевой отрасли США. По этому сценарию добыча в бассейне Permian продолжит расти в 2023-2030 гг. за счет улучшения технологий, при этом компании, добывающие традиционную нефть, смогут правильно предсказать позитивную динамику в США и не будут увеличивать инвестиции в 2019-2023 гг. Прирост спроса будет удовлетворяться во

многом за счет сланцевой отрасли США. Балансирующий уровень цен - в диапазоне от \$50 до \$70 за баррель.

Таблица 3.

Ситуация на мировом рынке нефти в 2023-2030 гг. в зависимости от сценариев по добыче в бассейне Permian и инвестиций в традиционную добычу.

		Окончание роста добычи в бассейне Permian в 2023-2025 гг.	
		+	-
Повышение реального объема инвестиций в традиционну ю добычу в 2019-2023 гг.	-	Дефицит, резкий рост цен	Сланцевая добыча покрывает рост спроса, цены \$50-70/барр.
	+	Традиционная добыча покрывает рост спроса, цены \$70-90/барр.	Избыток предложения, низкие цены

Источник: ИЭФ

Четвертый сценарий - сценарий низких цен. В рамках этого сценария добытчики традиционной нефти будут низко оценивать потенциал бассейна Permian и увеличат инвестиции в 2019-2023 гг. Однако развитие технологий сланцевой добычи превзойдет ожидания конкурентов, и в итоге на рынке в 2023-2030 гг. образуется значительный избыток. Балансирующий уровень цен на нефть сложится на уровне ниже \$50/барр.

Точные пропорции рынка в 2023-2030 гг. сейчас сложно описать. В долгосрочном плане слишком много параметров может измениться. В частности, улучшение себестоимости добычи сланцевой нефти в США может привести к снижению налоговой на нефтяную отрасль в странах ОПЕК+, в России и Саудовской Аравии. Снижение налоговой нагрузки позволит производителям с низкой себестоимостью дальше конкурировать со сланцевой отраслью США. Позитивным фактором для ОПЕК+ может стать ограниченность спроса на легкую нефть, какой является сланцевая нефть из США. Замедление спроса на бензин в транспортном секторе в большей степени скажется на производителях легкой нефти.

Однако конкуренция между ОПЕК+ и сланцевой отраслью США останется одной из центральных тем для развития ситуации на рынке. Продолжение сланцевого бума в ближайшие годы с большой вероятностью приведет к тому, что нефтегазовые компании не будут увеличивать инвестиции в традиционную добычу нефти. В этих условиях рынок сможет избежать разбалансировки и взлета цен на нефть в 2023-2030 гг. только при долгосрочном успешном развитии технологий сланцевой добычи в США.

Список использованной литературы

Energy Information Administration, февраль 2018 г. «Annual Energy Outlook 2018»
 Energy Information Administration, декабрь 2018 г. «Drilling Productivity Report»
 Energy Information Administration, декабрь 2018 г. «Short-Term Energy Outlook»
 International Energy Agency, июль 2018 г. «World Energy Investment 2018»

Rystad Energy, апрель 2018 г. «U.S. Oil Production: More Uncertain Than Even Before». Материалы к открытому семинару Rystad Energy в Москве (Москва, Гранд Марриотт Отель, 18 апреля 2018 г.)

Rystad Energy, ноябрь 2018 г. «Global Energy Landscape 2019-2021: Uncertainties and Expectations». Материалы ко Второму семинару Международной экспертной Платформы «Энергетические Инициативы» (Москва, ИМЭМО РАН, 13 ноября 2018 г.)

Курилов В.В., Салихов М.Р., октябрь 2018 г. «Новая волна роста сланцевой добычи в США: сценарные прогнозы». Публичный доклад Фонда Институт Энергетики и Финансов.

Электрификация дорожного транспорта и риски спроса на нефть

Мировой парк легковых электромобилей всех типов в 2016 г. превысил 2 млн единиц, а продажи достигли 775 тыс. единиц (рисунок 1). В 2017 г. продажи достигли уровня в 1,2 млн автомобилей, увеличившись на 58% по сравнению с предыдущим годом. Несмотря на столь внушительный рост, доля электромобилей в совокупных мировых продажах легковых автомобилей всех типов составила в 2017 г. только 1,3%.

Лидером по продажам является Китай, на который приходится половина всех проданных в прошлом году электромобилей. В 2017 г. в КНР было продано 606 тыс. электромобилей по сравнению с 351 тыс. годом ранее.

В Европе в 2018 г. продажи электромобилей увеличились на 33% до 408 тыс. единиц. В США потребители остаются приверженными автомобилям с двигателем внутреннего сгорания. В 2018 г. здесь было продано 361 тыс. легковых электромобилей.

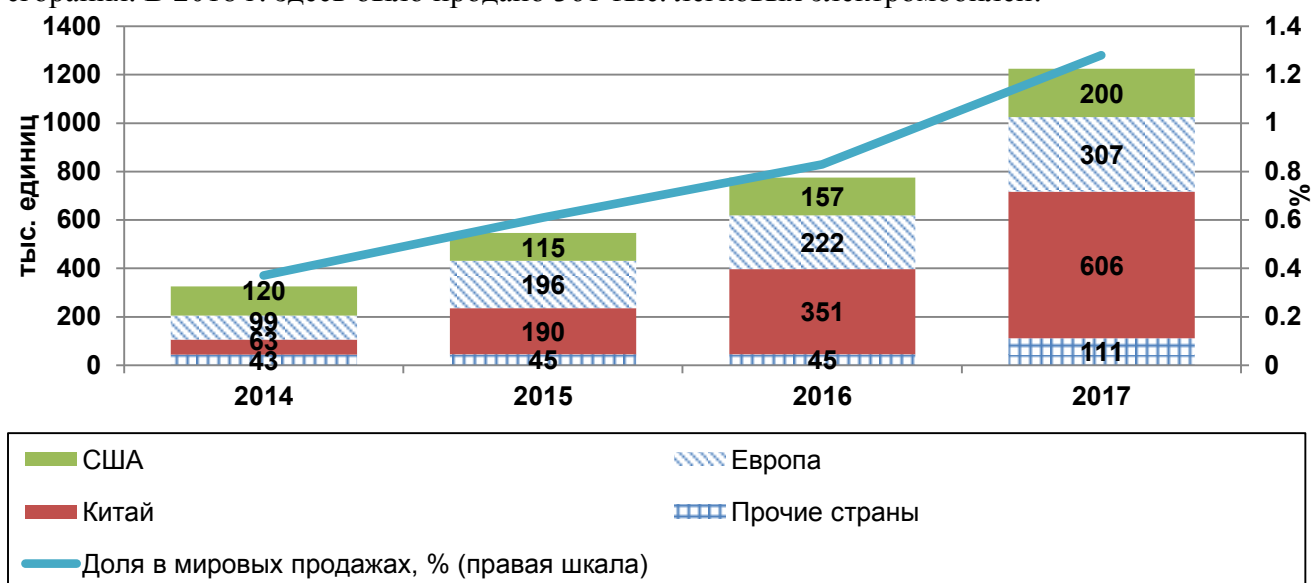


Рисунок 1. Мир: продажи электромобилей.

Источник: EV-volumes.com.

Продвижение электромобилей в значительной степени определяется государственной политикой.

Европейская комиссия в 2017 г. приняла новые стандарты снижения выбросов CO₂ автотранспортом, предусматривающие их снижение на 30% к 2030 г., при этом были установлены целевые пороги по продажам электромобилей, достижение которых позволит автопроизводителям снижать удельные выбросы только на 5%.

В Китае действует программа NEV (new energy vehicle), в которой электромобилям и гибридам присваиваются коэффициенты (в зависимости от технологии коэффициент NEV для автомобиля может составлять от 1 до 6) и от продавцов требуется достижения определенной доли продаж NEV автомобилей. Также действует национальная программа субсидирования покупки электромобилей в зависимости от длины пробега на одной зарядке, энергоэффективности и энергоемкости батареи.

В США на федеральном уровне установлен налоговый вычет до 7,5 тыс. долл. на электромобили производителей, совокупные продажи которых не достигли 200 тыс. автомобилей. По достижении квоты до конца квартала и следующие три месяца действует сниженный на 50% налоговый вычет. Также налоговые вычеты от 1 до 5 тыс. долл. действуют на региональном уровне в 11 штатах. В 10 штатах действует программа ZEV (zero

emission vehicle), обязывающая продавать автомобили с пониженными выбросами CO₂ (таблица 1).

Ряд стран (Канада, Китай, Финляндия, Франция, Индия, Япония, Мексика, Нидерланды, Норвегия, Швеция) присоединились к инициативе EV30@30 по достижению доли 30% продаж электромобилей к 2030 г. Ирландия, Нидерланды, Словения объявили о запрете продаж традиционных автомобилей с ДВС с 2030 г., Франция и Великобритания – с 2040 г.

Таблица 1.

Объявленные цели по продвижению электромобилей

Страна	Объявленные цели
Ирландия	500 тыс. электромобилей 100% продаж к 2030 г.
Нидерланды	Доля продаж электромобилей 10% к 2020 г. Доля продаж электромобилей 100% к 2030 г. Доля продаж электробусов 100% к 2025 г. и 100% парка к 2030 г.
Финляндия	250 тыс. электромобилей к 2030 г.
Словения	Доля продаж электромобилей 100% к 2030 г.
Великобритания	396–431 тыс. электромобилей к 2020 г.
Остальной ЕС	450–760 электромобилей к 2020 г. 5,42–6,27 млн электромобилей к 2030 г.
Европейский союз (28)	После 2020 г. введение требования порогового значения доли продаж электромобилей к автопроизводителям как части требований снижения выбросов CO ₂ : 15% к 2025 г. и 30% к 2030 г.
Китай	4,6 млн электромобилей, 0,2 млн электробусов, 0,2 млн электрогрузовиков к 2020 г. Мандат NEV (new energy vehicle – BEV, PHEV, FCEV)*: 12% продаж пассажирских автомобилей к 2020 г. Доля продаж автомобилей, подпадающих под стандарты NEV: 7-10% к 2020 г., 15-20% к 2025 г., 40-50% к 2030 г.
Индия	Доля продаж электромобилей 30% к 2030 г. Доля продаж городских электробусов 100% к 2030 г.
Индонезия	Доля электромобилей в автопарке к 2050 г.: BEV 1%, PHEV 5%
Новая Зеландия	64 тыс. электромобилей к 2021 г.
Норвегия	Доля продаж электромобилей и городских электробусов в 100% к 2025 г. Доля продаж междугородних электробусов 75% и электрогрузовиков 50% к 2030 г.
США	3,3 млн электромобилей в 8 штатах (Калифорния, Коннектикут, Мериленд, Массачусетс, Нью-Йорк, Орегон, Род-Айленд, Вермонт) к 2025 г. Мандат ZEV (zero emission vehicle) в 10 штатах (Калифорния, Коннектикут, Мериленд, Массачусетс, Нью-Йорк, Орегон, Род-Айленд, Вермонт, Мэн, Нью-Джерси)**: 22% к 2025 г.
Южная Корея	200 тыс. электромобилей к 2020 г.
Япония	Доля продаж электромобилей 20–30% к 2030 г.

* – в зависимости от технологии коэффициент NEV для автомобиля может составлять от 1 до 6;

** – в зависимости от технологии коэффициент ZEV для автомобиля может составлять от 0,5 до 3.

Источник: IEA. Global EV Outlook 2018.

В долгосрочном периоде продвижение электромобилей окажет существенное влияние на потребление нефтепродуктов. В тоже время перспективы продвижения электромобилей высоко неопределенны (рисунок 2). На 2030 г. прогнозы парка электромобилей различаются почти в пять раз. Продвижение легковых электромобилей ускорится после 2030 г.

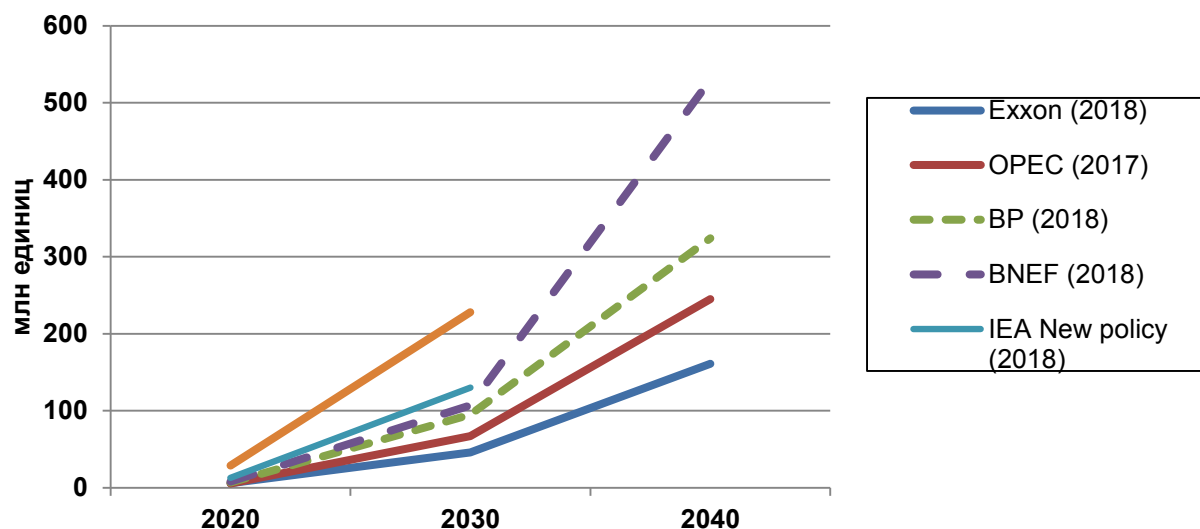


Рисунок 2. Прогнозы парка электромобилей.

Источники: Bloomberg New Energy Finance, OPEC. World Oil Outlook 2017, BP. Energy Outlook 2018, ExxonMobile. 2018 Outlook for Energy: A View to 2040, IEA. Global EV Outlook 2018.

По оценке ЦЭИ ИМЭМО в базовом сценарии в 2035 г. на электромобили придется 10%, 2050 г. – 22% мировых продаж автомобилей (рисунок 3). Мировой парк электромобилей в 2035 г. вырастет до 137 млн автомобилей, к 2050 г. – 424 млн автомобилей. Лидерами по скорости электрификации дорожного легкового транспорта останутся Китай, Европа и США (рисунок 3).

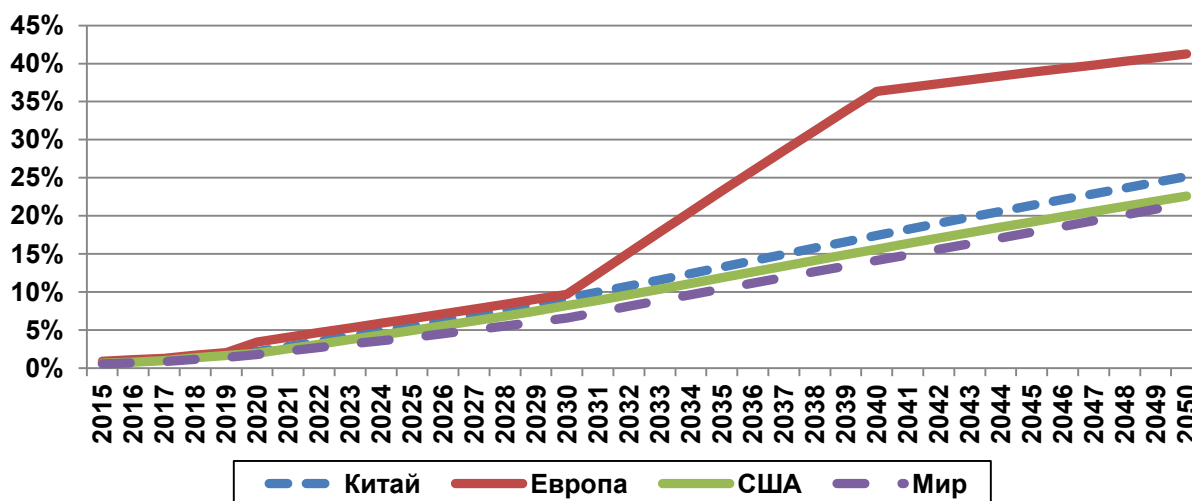


Рисунок 3. Прогноз доли электромобилей в совокупных продажах легковых автомобилей, базовый сценарий, %

Источник: ЦЭИ ИМЭМО РАН.

В базовом сценарии электромобили в легковом дорожном транспорте вытеснят из оборота более 6 млн баррелей нефти в день к 2050 г. (рисунок 4).

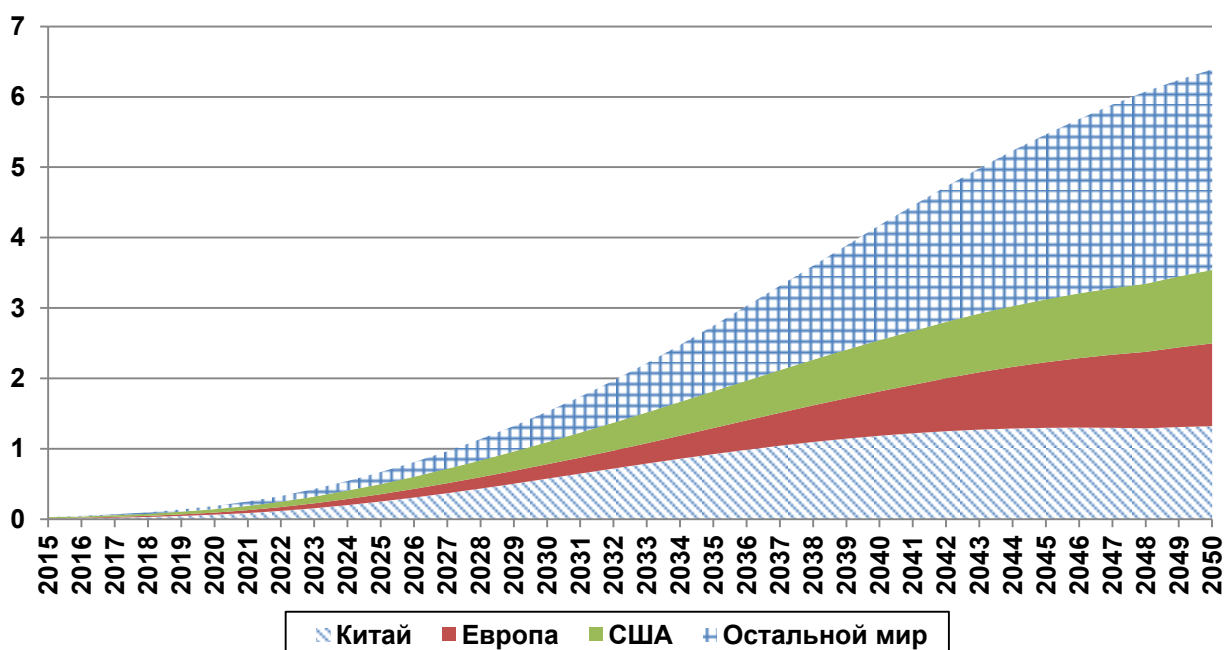


Рисунок 4. Объем вытеснения нефтяных топлив электромобилями в базовом сценарии, млн баррелей в день
Источник: ЦЭИ ИМЭМО РАН.

В сценарии ускоренного продвижения электромобилей введение запрета на продажу автомобилей с двигателем внутреннего сгорания в Китае и ЕС к 2040 г. приведет значительно более быстрому продвижению электромобилей. Доля электромобилей в мировых продажах легковых автомобилей достигнет в 2050 г. 32% (рисунок 5).

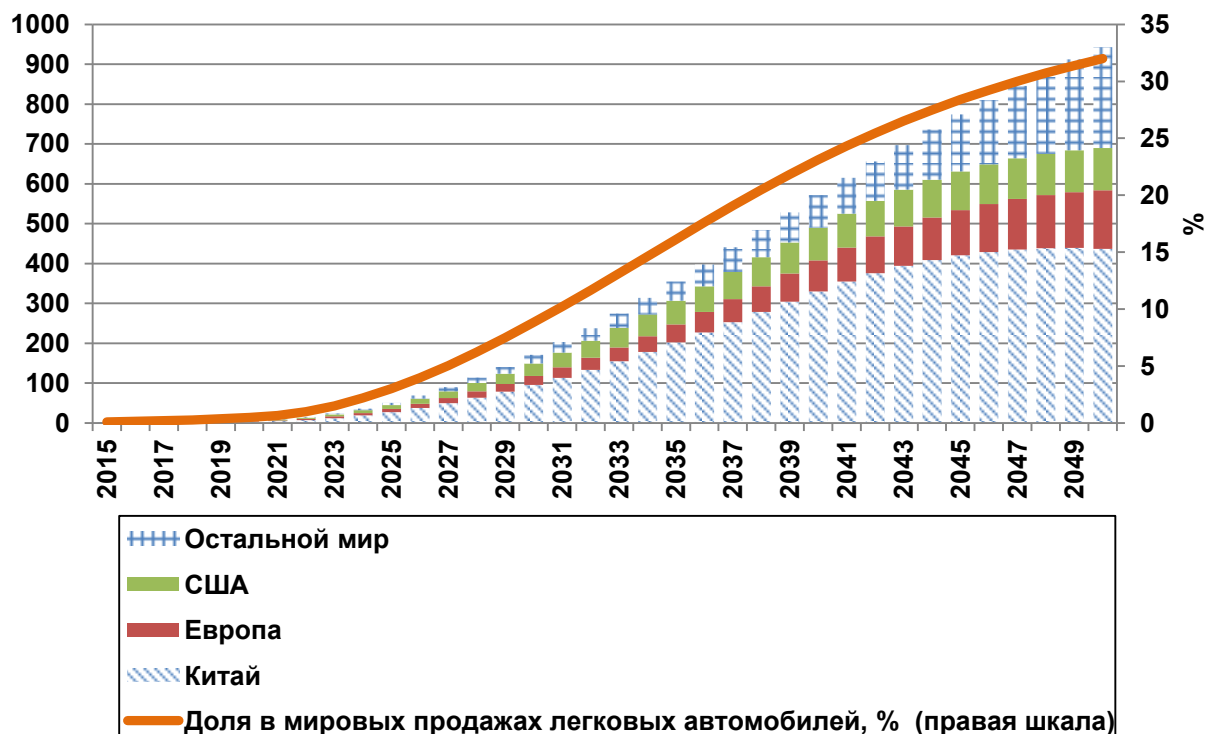


Рисунок 5. Динамика парка электромобилей, млн электромобилей
Источник: ЦЭИ ИМЭМО РАН.

К 2050 г. спрос на нефть окажется на 7,8 млн баррелей в день ниже, чем в базовом сценарии. Высоко вероятно, что продвижение электромобилей вместе с ростом топливной эффективности двигателей внутреннего сгорания приведет к достижению пика спроса на нефть в 2030-е годы.

Список использованной литературы

- 1) Bloomberg New Energy Finance
- 2) OPEC. World Oil Outlook 2017
- 3) BP Energy Outlook 2018
- 4) ExxonMobile. Outlook for Energy: A View to 2040.
- 5) IEA. Global EV Outlook 2018
- 6) База данных <http://ev-valumes.com>
- 7) База данных <http://insideevs.com>

Ефимова Н.С., Халов О.М.

Перспективы развития мирового рынка авиатоплива

Одной из наиболее перспективных и быстроразвивающихся отраслей мировой экономики на сегодняшний день является гражданский авиационный транспорт. Техническое развитие отрасли гражданских авиаперевозок позволяет совершать в год около 3,5 миллиардов перевозок пассажиров и обеспечивает 1/3 межрегиональной перевозки грузов, что, в свою очередь, положительно сказывается как на развитии экономики (ежегодный эффект составляет около 700 млрд. долл. США), так и на развитии общества в целом⁵¹. Более половины населения мира предпочитает самолет как основной транспорт туризма, а работа более четверти всех компаний в мире напрямую зависит от авиатранспорта, что, в свою очередь, влияет на пассажиропоток, который ежегодно возрастает в среднем на 6-7%, а в 2017 году этот показатель достиг 8%. . В связи с такими мировыми процессами, как глобализация во взаимодействии с постиндустриализацией, транснационализацией, региональной интеграцией и либерализацией, важность авиации в рыночных отношениях увеличивается с каждым годом⁵².

Постоянный рост спроса на авиаперевозки привел к формированию новой комплексной системы авиатранспорта нового тысячелетия, которая обладает такими характеристиками, как:

- Безопасность;
- Стремление к максимальной мобильности;
- Гибкость;
- Экономическая эффективность;
- Экологичность;
- Эксплуатация самолетов улучшенной конструкции с расширенными

возможностями по летно-техническим и эксплуатационным характеристикам⁵³.

Активная трансформация сектора авиатранспорта напрямую зависят от состояния рынка авиатоплива и состоянии экономики в целом.

Спрос на авиаперевозки является главным показателем изменения мирового спроса на авиатопливо. Улучшение показателей мировой экономики в XXI веке, а именно: прирост мирового реального внутреннего валового продукта (ВВП) на 2,7%, рост инвестиций в экономику, низкие цены на топливо, повышение капитализации бизнеса – привели к падению цен на билеты, росту доходов в сегменте авиаперевозок, стимуляции роста объема перевозок, а также росту доступности и популярности пассажирских авиаперевозок, а, следовательно, к хорошим перспективам дальнейшего развития мирового рынка авиатоплива (Рисунок 1).

⁵¹ «Обзора рынка 2017–2036 гг.» // «ОАК» Объединенная авиастроительная корпорация. [Электронный документ]. (<https://uacrussia.ru/upload/iblock/9f3/9f381b3b71c64fc49e94e91076549c2d.pdf>). Дата обращения: 19.12.18

⁵² Муров А. Е. Конкурентоспособность российского и мирового рынков авиаперевозок в условиях глобализации. <https://cyberleninka.ru/article/n/konkurentosposobnost-rossiyskogo-i-mirovogo-rynkov-aviaperevozok-v-usloviyah-globalizatsii>

⁵³ Там же

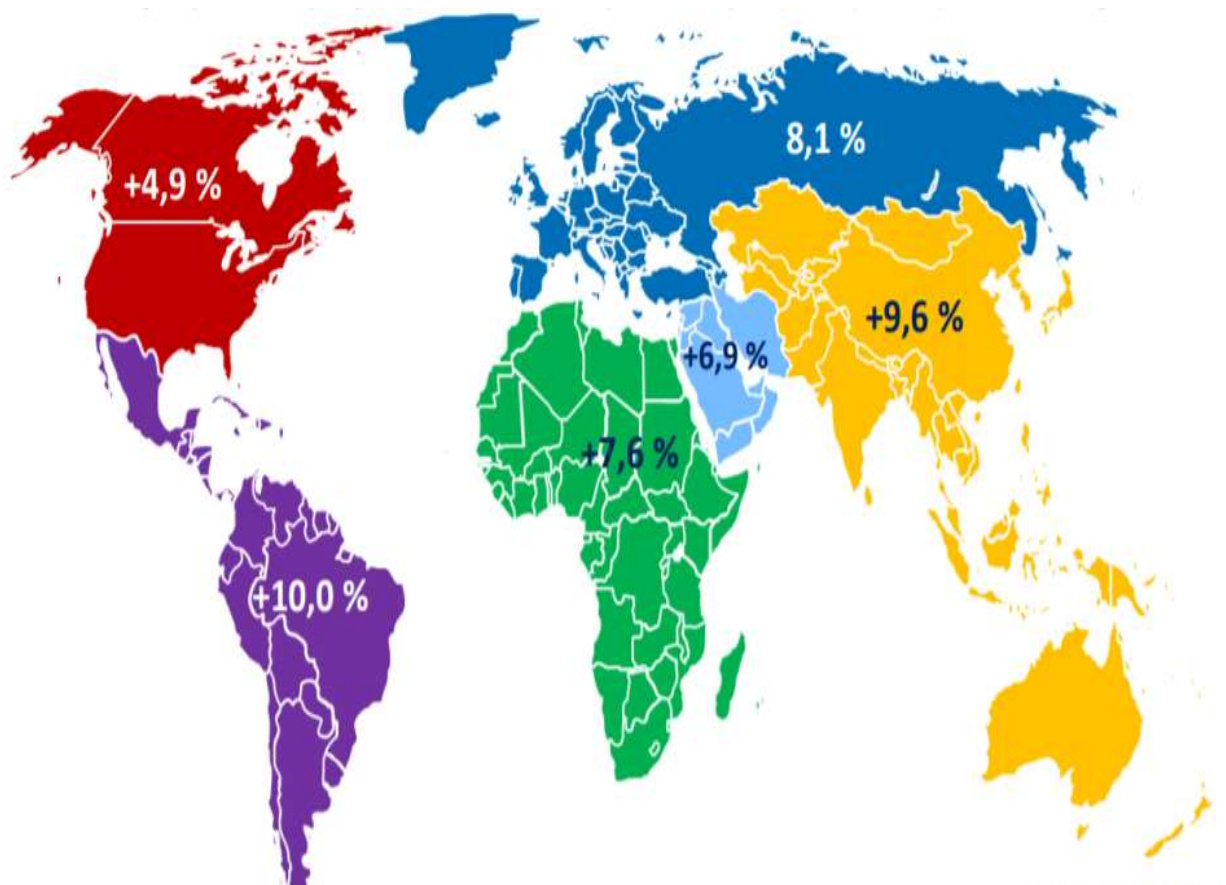


Рисунок 1. Рост объема международных регулярных пассажирских перевозок (КПК) в 2017 году.

Источник: Международная организация гражданской авиации (ICAO)⁵⁴.

Перспективы трансформации рынка авиаперевозок представлены в прогнозе Объединенной авиастроительной корпорации (ОАК) «Обзор рынка 2017 - 2036» за 2016г. Анализ показывает значительное уменьшение показателей в таких регионах как Европа и Северная Америка на 3 п.п., и незначительное в России и СНГ (1 п.п.). Небольшой рост наблюдался в таких регионах как Африка и Латинская Америка на 1 п.п. и значительный рост в 3 п.п. на Ближнем Востоке, АТР и в особенности в Китае (5 п.п.) (Рисунок 2).

⁵⁴ В 2017 году продолжился рост объема пассажирских перевозок и сохранился устойчивый спрос на грузовые авиаперевозки. Международная организация гражданской авиации (ICAO). [Электронный документ]. (<https://www.icao.int/Newsroom/NewsDoc2018fix/COM.01.18.RU.pdf>). Дата обращения: 19.12.18

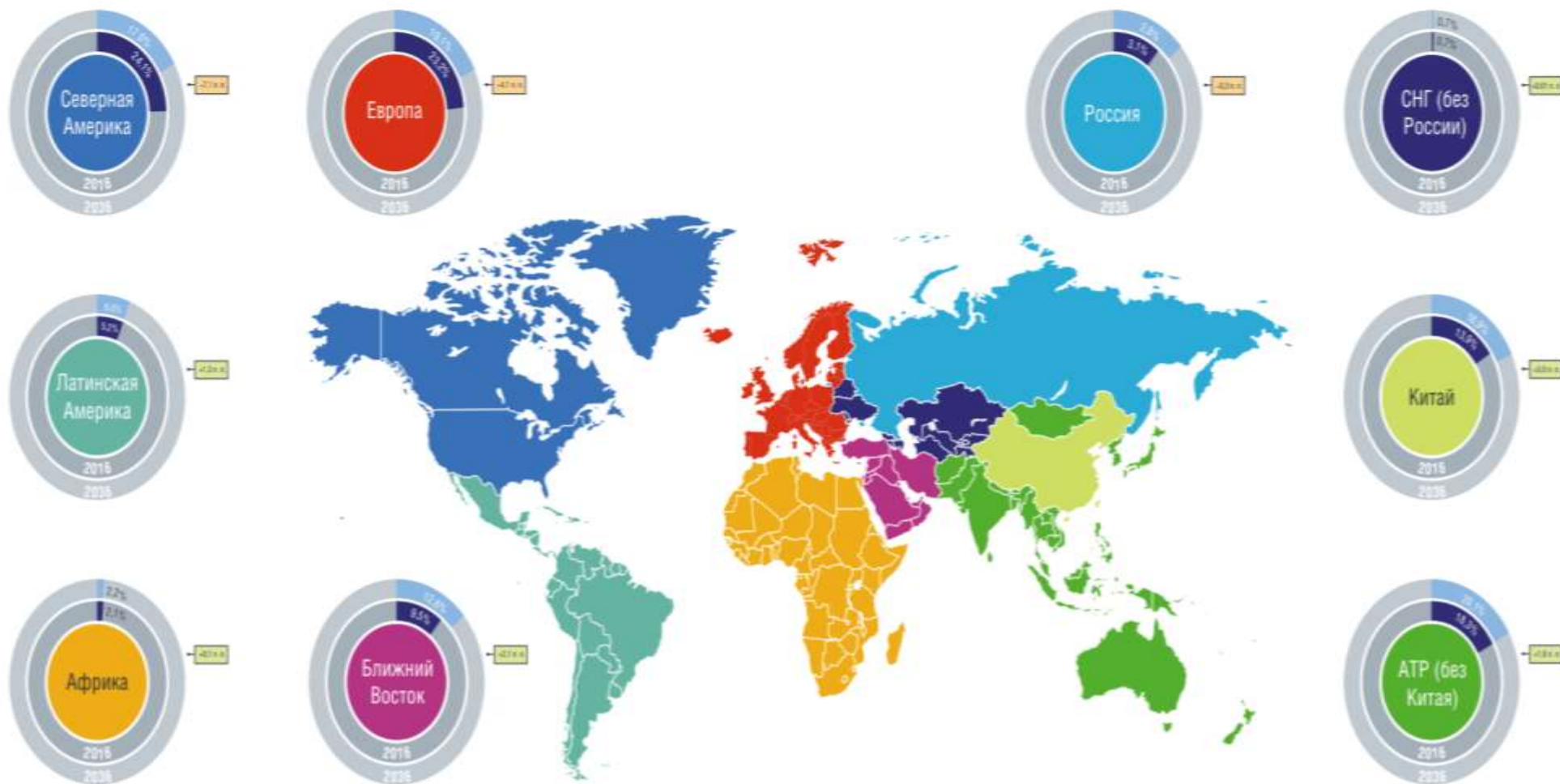


Рисунок 2. Доли регионов в мировом пассажирообороте.
 Источник: Объединенная авиастроительная корпорация (ОАК)⁵⁵.

⁵⁵ «Обзора рынка 2017–2036 гг.» // «ОАК» Объединенная авиастроительная корпорация. [Электронный документ]. (<https://uacrussia.ru/upload/iblock/9f3/9f381b3b71c64fc49e94e91076549c2d.pdf>). Дата обращения: 19.12.18

При этом сохраняется тенденция роста спроса на авиаперевозки, но темп роста со временем будет незначительно падать в связи с насыщенностью рынка (Рисунок 3), а авиамобильность населения – расти (Рисунок 4).

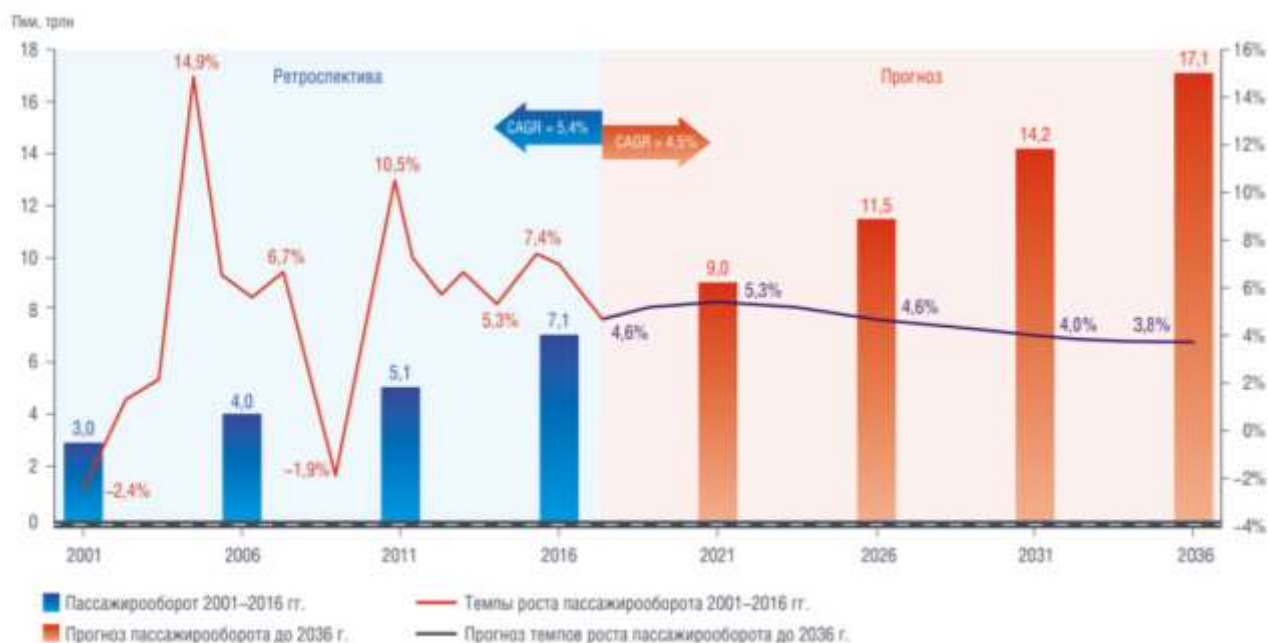


Рисунок 3. Прогноз мирового пассажирооборота до 2036 г.

Источник: Объединенная авиастроительная корпорация (ОАК)⁵⁶.

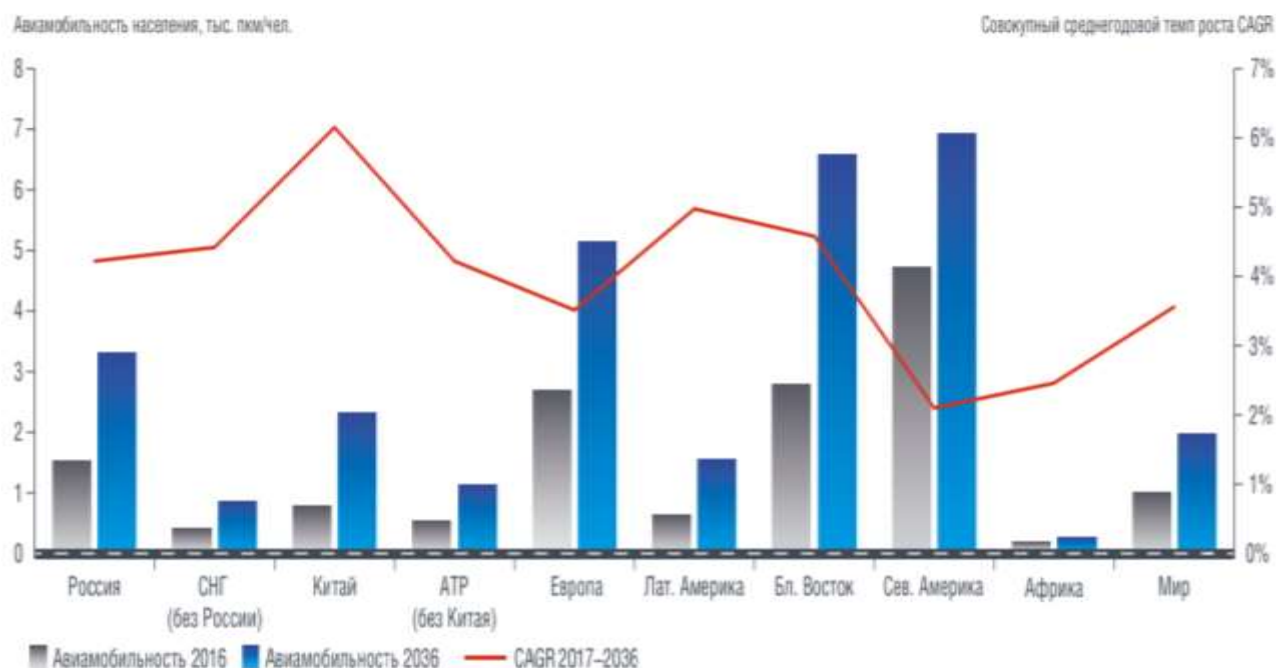


Рисунок 4. Авиамобильность населения.

Источник: Объединенная авиастроительная корпорация (ОАК)⁵⁷.

⁵⁶ Там же

⁵⁷ «Обзора рынка 2017–2036 гг.» // «ОАК» Объединенная авиастроительная корпорация. [Электронный документ]. (<https://uacrussia.ru/upload/iblock/9f3/9f381b3b71c64fc49e94e91076549c2d.pdf>). Дата обращения: 19.12.18

Все вышеперечисленное говорит о том, что рост рынка авиаперевозок будет формировать устойчивый спрос на авиационное топливо в мире в перспективе. Значимым фактором, влияющим на рынок авиатоплива является увеличение эффективности авиационных двигателей.

Наблюдается рост энергоэффективности двигателей и снижение потребления топлива на 30% за последние десять лет, причём прогнозируется такое же сокращение и в следующие десятилетие по оценке ИНЭИ РАН (Рисунок 5).

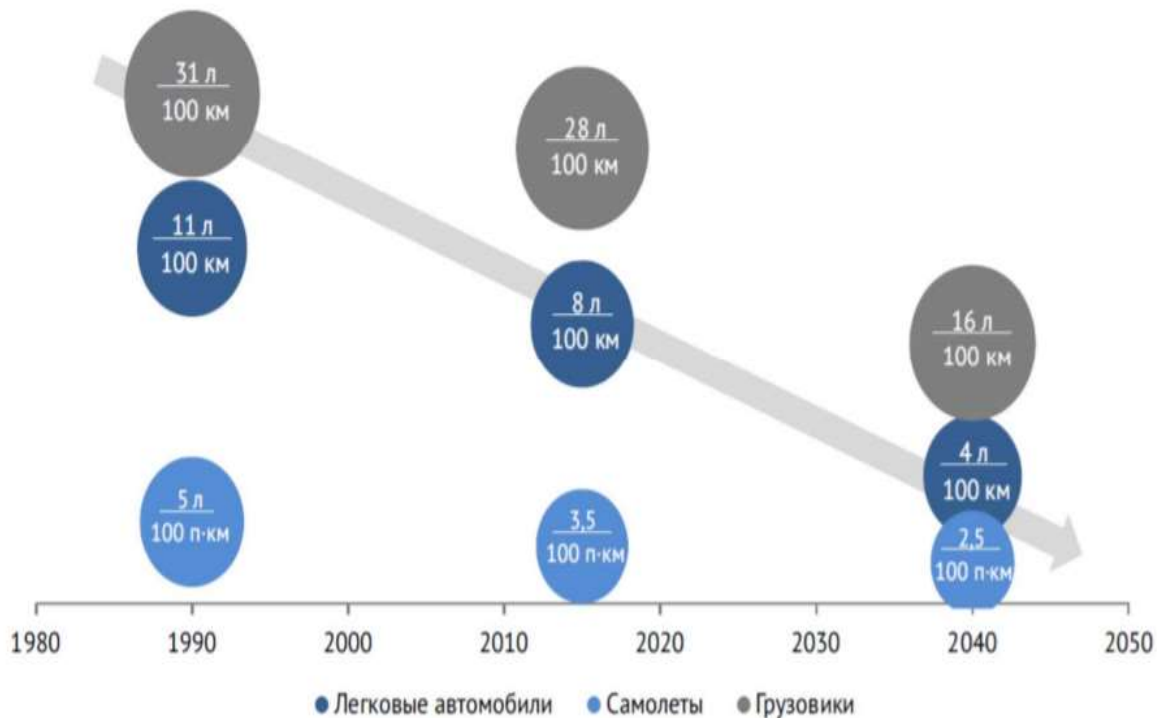


Рисунок 5. Динамика расхода топлива на легковых автомобилях, грузовых автомобилях и авиационном транспорте, за период с 1990 по 2040 годы.

Источник: ИНЭИ РАН⁵⁸.

Вместе с тем, спрос на жидкие топлива для авиации продолжит увеличиваться. Если в 2015 году показатель составлял 0,6 млрд т н.э., а в 2040 году составит примерно 4,9 млрд т н.э., при этом годовые темпы роста снизятся с 1,1% до 0,7% к 2040 году (Рисунок 6). Кроме того, прослеживаемое увеличение спроса на жидкие топлива в развивающихся странах объясняется влиянием роста ВВП и численности населения, в то время как в развитых странах основным фактором роста являются экологическая и конкурентная политика.

⁵⁸ «Прогноз развития энергетики Мира и России 2016» // ИНЭИ РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, 2016. [Электронный документ]. (http://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_oHbDIkHSWWkijvBrSjsESt4N6OPmSe4Bx.pdf). Дата обращения: 19.12.18



Рисунок 6. Спрос на жидкие виды топлива по регионам мира по сценариям.

Источник: ИНЭИ РАН⁵⁹.

Если рассматривать отдельно спрос на авиакеросин, то объем спроса к 2040 г. вырастет на 150 млн. т. (Рисунок 7), что соответствует увеличению на 2 % в структуре спроса на нефтепродукты. Наибольшие положительные изменения будут прослеживаться в развивающихся странах Азии и Ближнего Востока (Индия и Китай), который будут сопровождаться уменьшением спроса в развитых странах (Рисунок 8).

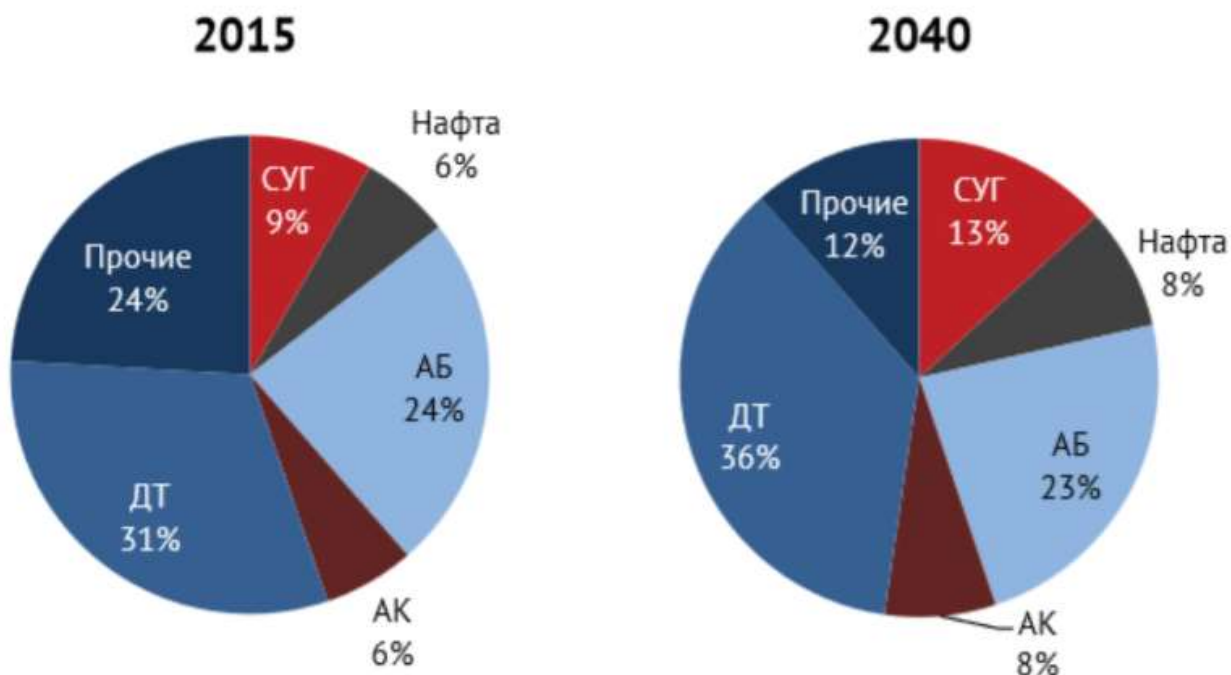


Рисунок 7. Структура спроса на нефтепродукты в мире в 2015 и 2040 годах.

Источник: ИНЭИ РАН⁶⁰.

⁵⁹ «Прогноз развития энергетики Мира и России 2016» // ИНЭИ РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, 2016. [Электронный документ]. (http://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_oHbDIkHSWWklyBrSjsEST4N6OPmSe4Bx.pdf). Дата обращения: 19.12.18

⁶⁰ Там же.

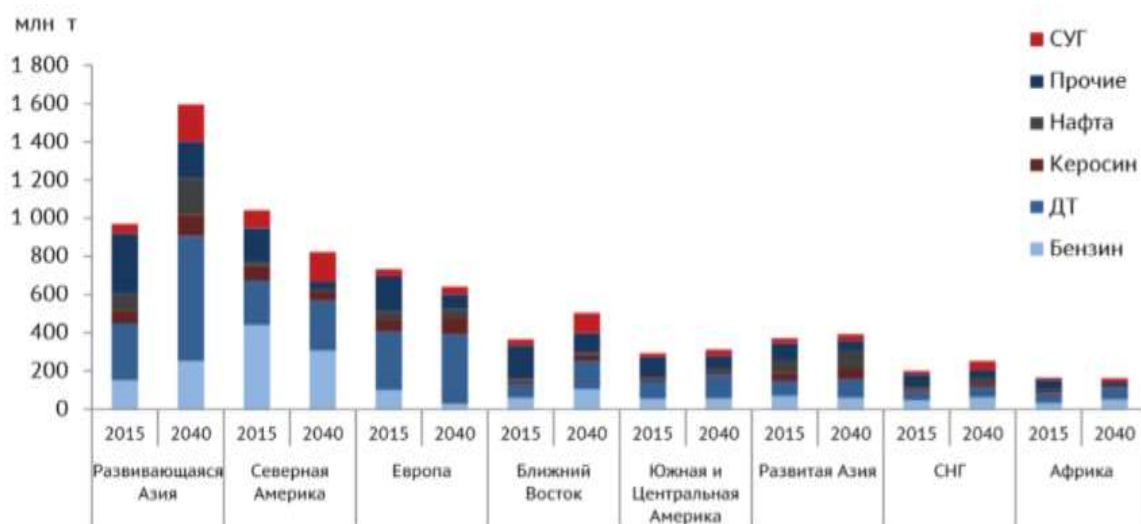


Рисунок 8. Структура спроса на нефтепродукты по регионам мира.

Источник: ИНЭИ РАН⁶¹.

Цена авиатоплива напрямую влияет как на затраты самих авиаперевозчиков и их выручку, так и на спрос на авиаперевозки и ВВП страны. На саму же цену влияют различные политические, экономические и социальные макро- и микропоказатели. Любые негативные влияния на поставки и добычу нефти в мире напрямую влияют на цену авиатоплива. Так как на сегодняшний день, к сожалению, авиакеросин не является наиболее востребованным нефтяным продуктом, при любой кризисной ситуации в первую очередь сокращают именно его покупку. В связи с чем можно сказать о высокой степени зависимости авиакеросина от негативного влияния глобальных экономических воздействий.

Современная ситуация низких цен на нефть привела к понижению и цены на авиакеросин, в результате чего увеличилась его привлекательность для международной авиации, и в будущем ожидается увеличение спроса на данный ресурс (Рисунок 9). Снижение цен на авиационное топливо позитивно повлияло на результаты экономической деятельности авиакомпаний, помимо всего прочего приведя скачку роста компаний лоукостеров.

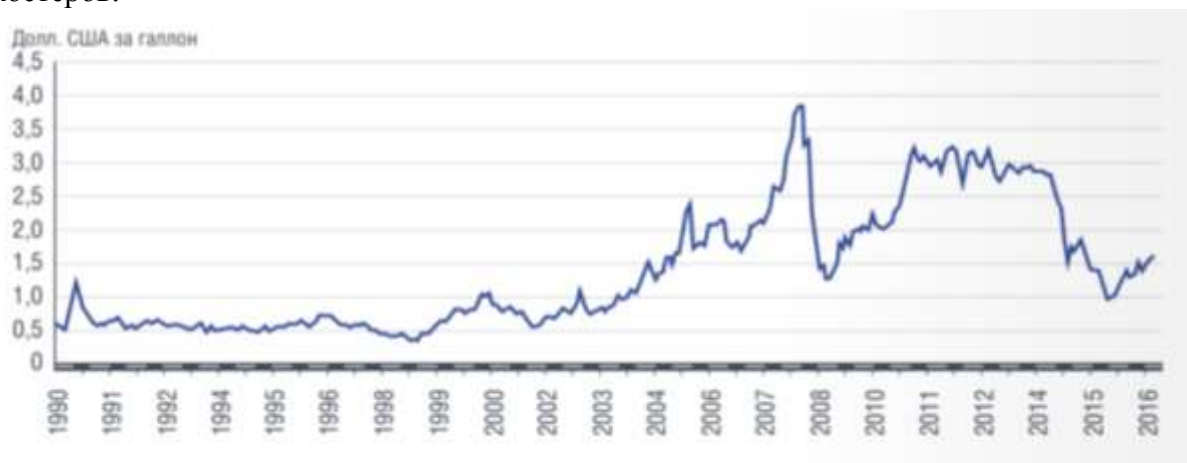


Рисунок 9. Мировая динамика цен на авиатопливо

Источник: Объединенная авиастроительная корпорация (ОАК)⁶²

⁶¹ «Прогноз развития энергетики Мира и России 2016» // ИНЭИ РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, 2016. [Электронный документ]. (http://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_oHbDIkHSWWkjyBrSjsES4N6OPmSe4Bx.pdf). Дата обращения: 19.12.18

Если говорить о России, то, согласно прогнозам, пассажирооборот увеличится в 2,2 раза, до 484 млрд. пкм, к 2036 г. по сравнению с 216 млрд. пкм. в 2016 году, что будет соответствовать среднемировым темпам роста. Доля пассажирооборота уменьшится с 3,1% до 2,8% в общемировом соотношении. Сегодня РФ занимает седьмое место среди стран мира по объему авиаперевозок, среднегодовой темп роста пассажирских авиаперевозок в России до 2036 г. составит 4,1% (Рисунок 10).



Рисунок 10. Прогноз пассажирооборота авиакомпаний региона в период до 2036 г.

Источник: Объединенная авиастроительная корпорация (ОАК)⁶³

Специфика российского спроса на авиаперевозки состоит в географических особенностях, таких как огромная территория и не соответствующий ей уровень развитости транспортной инфраструктура, климатические особенности и труднодоступные территории, где единственным возможным способом переезда являются авиасообщения. Помимо этого, спрос на рынке напрямую зависит от колебаний цен на нефть (2008 год) и от внешнеполитических факторов. Так, в 2011 году наблюдалось ухудшение ситуации на рынке авиаперевозок, которое во многом связано с такими факторами, как:

- снижение ВВП и сокращение реальных доходов населения;
- девальвация рубля привела к увеличению стоимости отдыха зарубежом и соответственно сокращению спроса на него, особенно по отношению к европейским перелетам;
- банкротство туристических операторов;
- политический кризис на Украине;
- ограничение полетов в Египет, на который приходилось около четверти от общего туристического потока из РФ.

⁶² «Обзора рынка 2017–2036 гг.» // «ОАК» Объединенная авиастроительная корпорация. [Электронный документ]. (<https://uacrussia.ru/upload/iblock/9f3/9f381b3b71c64fc49e94e91076549c2d.pdf>). Дата обращения: 19.12.18

⁶³ Там же.

Данные отрицательные воздействия подвигли политику государства и авиакомпаний к модернизации авиакомплекса и поиску альтернативных решений по развитию области.

Подводя итоги, можно сказать, что мировые потребности в авиаперевозках ежегодно растут, что влечёт за собой рост потребления авиакеросина, а значит и рост потребления нефти. Все это будет усиливать проблему загрязнения окружающей среды летательными аппаратами.

Одним из драйверов развития рынка авиатоплива в РФ и мире является газомоторного топлива. Исследования проведенные ведущими вертолетостроителями и самолетостроительными ОКБ доказали возможность и, самое главное, эффективность использования АСКТ не только на вертолетах, но и на самолетах⁶⁴. Использование газомоторного топлива в авиационной промышленности позволит решить большое количество проблем, связанных с теплофизическими и эксплуатационными особенностями газовых видов топлива.

Внедрение АСКТ продемонстрирует эффективное развитие инновационных технологий в авиационной промышленности в Российской Федерации, что позволит начать производство высоконкурентных на мировом топливном рынке продуктов. Очевидно, внедрение авиационного сконденсированного топлива позволит повысить темпы роста авиаперевозок, эффективность использования попутного нефтяного газа (ПНГ)⁶⁵.

Список использованной литературы

1. В 2017 году продолжился рост объема пассажирских перевозок и сохранился устойчивый спрос на грузовые авиаперевозки. Международная организация гражданской авиации (ICAO). [Электронный документ]. (<https://www.icao.int/Newsroom/NewsDoc2018fix/COM.01.18.RU.pdf>). Дата обращения: 19.12.18
2. Зайцев В.П. К вопросу об эффективности внедрения авиационного сконденсированного топлива // Наука и транспорт. Гражданская авиация. – 2013. – № 3 (7). – С. 38-43.
3. Муров А. Е. Конкурентоспособность российского и мирового рынков авиаперевозок в условиях глобализации. <https://cyberleninka.ru/article/n/konkurentosposobnost-rossiyskogo-i-mirovogo-rynkov-aviaperevozok-v-usloviyah-globalizatsii>
4. «Обзор рынка 2017–2036 гг.» // «ОАК» Объединенная авиастроительная корпорация. [Электронный документ]. (<https://uacrussia.ru/upload/iblock/9f3/9f381b3b71c64fc49e94e91076549c2d.pdf>). Дата обращения: 19.12.18
5. «Прогноз развития энергетики Мира и России 2016» // ИНЭИ РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, 2016. [Электронный документ]. (http://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_oHbDlkHSWWkjyBrSjsESt4N6OPmSe4Bx.pdf). Дата обращения: 19.12.18
6. Россия хочет использовать СУГ в авиации. Минпромторг России объявил конкурс на разработку новых газолетов. // Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/news/view/114971-Rossiya-hochet-ispolzovat-SUG-v-aviatsii.-Minpromtorg-Rossii-obyavil-konkurs-na-razrabotku-novyh-gazoletov>

⁶⁴ Россия хочет использовать СУГ в авиации. Минпромторг России объявил конкурс на разработку новых газолетов. // Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/news/view/114971-Rossiya-hochet-ispolzovat-SUG-v-aviatsii.-Minpromtorg-Rossii-obyavil-konkurs-na-razrabotku-novyh-gazoletov>

⁶⁵ Зайцев В.П. К вопросу об эффективности внедрения авиационного сконденсированного топлива // Наука и транспорт. Гражданская авиация. – 2013. – № 3 (7). – С. 38-43.

Мировые тенденции в развитии геологоразведочных работ и воспроизводстве запасов нефти и газа

Мировая ресурсная база нефти и газа

МЭА (2016) и компания BP (2016) оценивают доказанные запасы нефти в 1,7 трлн баррелей. При существующем уровне производства это эквивалентно 240 млрд т. или 51-му году добычи. Запасы природного газа оцениваются BP (2017) в 190 трлн м³, или 170 млрд т. в нефтяном эквиваленте (кратность = 53). Прогнозы МЭА (2016) более оптимистичны: запасы газа составляют 217 000 млрд м³, или свыше 60 лет добычи. Технически извлекаемые ресурсы газа примерно в четыре раза превышают доказанные запасы.

В структуре ресурсной базы, формируемой из углеводородов в их естественном залегании, выделяют традиционные и нетрадиционные ресурсы. Помимо них эксперты рассматривают возможности получения и использования синтетической нефти. Их характеристики показаны на рис.1.

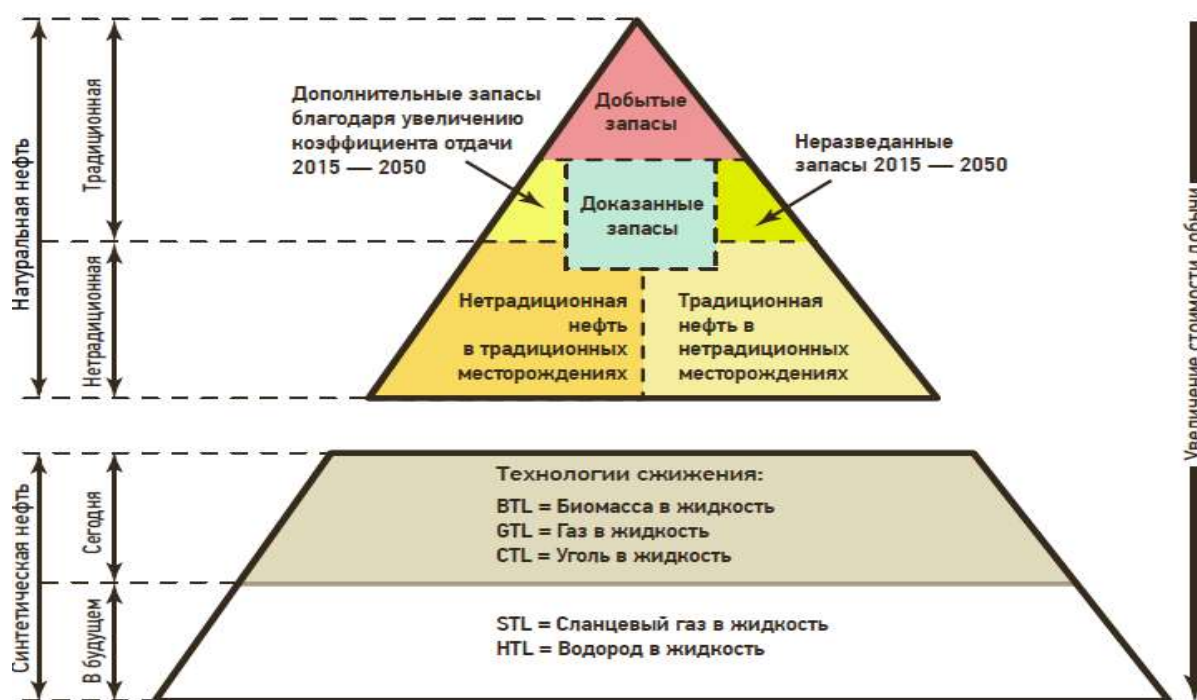


Рис. 1.1. Запасы нефти

Источник: Ален Перродон и Пьер-Рене Бокис (2012)

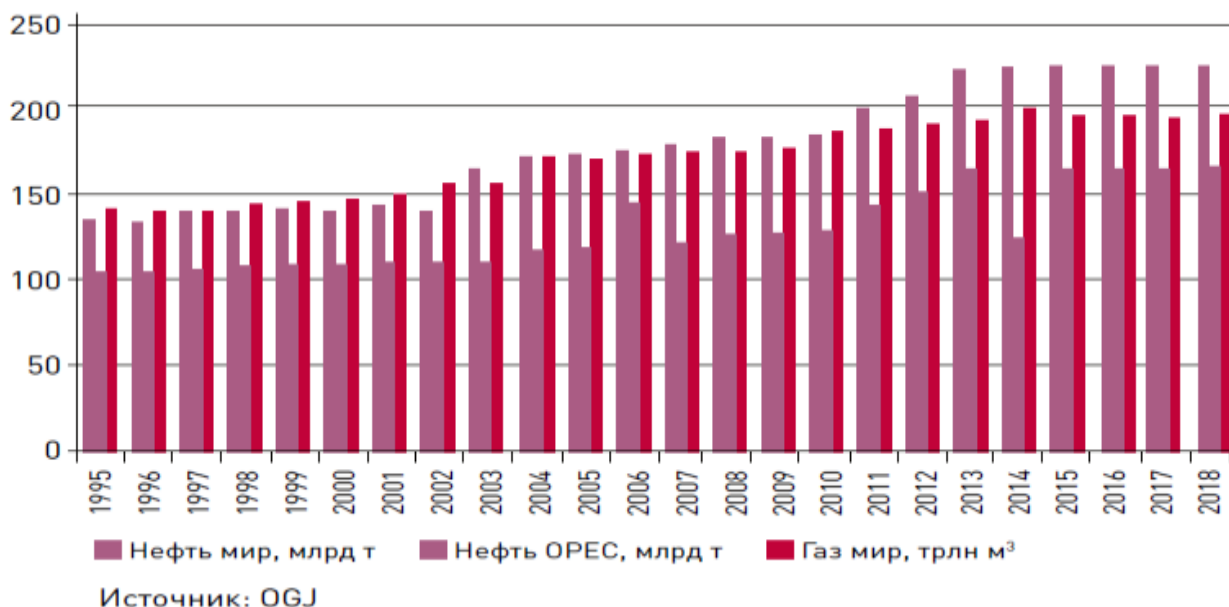
Запасы нефти и газа классифицируются по достоверности их существования. Доказанные запасы, определяемые как 1P или P90 — это запасы, коммерческая добыча которых возможна с вероятностью не менее 90 %. Вероятные запасы (2P или P50) имеют вероятность добычи не менее 50 %. И, наконец, возможные запасы (P3 или P10) — это запасы, коммерческая добыча которых возможна с вероятностью не менее 10 %.

Отметим, что Комиссия по ценным бумагам и фондовому рынку США (SEC) рассматривает сертифицированные и доказанные запасы только применительно к проектам, введенным в разработку. Запасы компаний по нормам SEC составляют около 20 % от

мировых. В странах ОЭСР статистика ведется государством, и эти данные не сопоставимы с оценкой доказанных запасов по стандартам SEC. Они ближе к «доказанным и вероятным» запасам, для которых вероятность существования не менее 50 %. Именно такую оценку запасов используют компании при принятии инвестиционных решений о вводе месторождений в разработку.

Обобщенную картину о приросте мировых запасов нефти и газа за последние четверть века дает источник Oil & Gas Journal (рис.2).

Динамика изменения запасов нефти и газа в мире в 1995–2018 гг.



В 2017 г. открытия в традиционных ресурсах упали до исторического минимума, что в значительной мере вызвано сокращением доли затрат на ГРП в суммарных инвестициях сектора апстрим на протяжении последних 8 лет (рис.3).

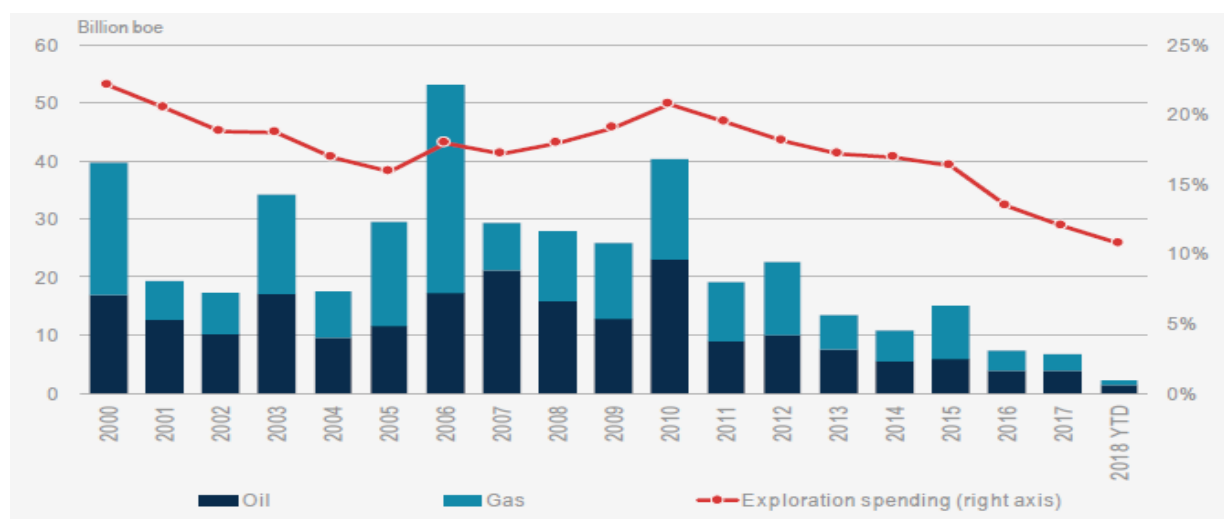


Рисунок 3. Прирост запасов в мире в традиционных ресурсах и доля ГРП в суммарных инвестициях сектора апстрим.

Примечание: YTD – год отсчета.

Источник: Rystad Energy (2018).

О современной ситуации с обеспеченностью текущей добычи имеющимися запасами нефти различных категорий по отдельным странам мира можно судить из табл.1, подготовленной консалтинговой компанией Rystad Energy по данным BP (BP Statistical Review):

Таблица 1.

Оценки объемов и кратности запасов разных категорий по отдельным странам и регионам мира

	1P	2P	2PC	2PCX	mmbbld*	2PCX life	BP SR**	BPSR vs. 1P	BPSR vs. 2PC
United States	29	40	109	264	9,4	77	55	193 %	50 %
Russia	51	77	106	256	10,7	66	102	201 %	96 %
Canada	24	41	106	167	3,8	120	172	703 %	163 %
Brazil	10	17	41	120	2,4	136	13	133 %	32 %
Mexico	6	8	16	72	2,3	84	11	172 %	67 %
China	16	32	42	59	4,3	37	18	116 %	44 %
Kazakhstan	5	11	28	45	1,7	73	30	549 %	106 %
Argentina	2	2	8	29	0,6	145	2	122 %	30 %
Norway	4	7	14	27	1,6	46	8	182 %	55 %
United Kingdom	2	4	8	14	0,9	41	3	126 %	37 %
Other non-Opec	25	44	76	216	8,9	66	74	291 %	97 %
Non-OPEC	175	283	555	1 269	46,8	74	486	277 %	88 %
Saudi Arabia	70	120	168	212	10,6	55	267	381 %	159 %
Iran	32	59	99	143	3,3	119	158	498 %	159 %
Iraq	19	48	94	117	4,0	81	143	750 %	153 %
Venezuela	12	22	41	95	2,4	110	301	2609 %	742 %
Kuwait	23	41	48	52	2,7	53	102	446 %	211 %
UAE	23	35	42	48	3,1	42	98	432 %	233 %
Qatar	7	11	40	44	1,4	84	26	385 %	65 %
Nigeria	6	10	22	30	2,1	40	37	584 %	170 %
Other Opec	15	26	44	82	4,9	46	107	734 %	244 %
OPEC	205	372	597	823	34,5	65	1212	590 %	203 %
World Total	381	655	1 152	2 092	81,2	71	1698	446 %	147 %

*Мировая добыча за исключением газовых жидкостей, биотоплива и добавок от нефтепереработки

** Оценка запасов Национальными ведомствами, отражаемая в BP Statistical Review

1P – Доказанные запасы, консервативная оценка по существующим месторождениям

2P - Доказанные и вероятные запасы, наиболее вероятная оценка по существующим месторождениям

2PC – Наиболее вероятная оценка по существующим месторождениям и открытиям

2PCX - Наиболее вероятная оценка по существующим месторождениям, открытиям и еще неоткрытым месторождениям.

Примечание: все оценки запасов относятся к нефти и конденсату, включая их некоммерческие объемы.

Мировые ресурсы нетрадиционной и шельфовой нефти составляют соответственно 30% и 33%

Источник: Rystad Energy

Хотя нефть – исчерпаемый ресурс, эксперты отмечают, что в целом за период с 1980 г. по настоящее время кратность запасов нефти выросла с 28 до 51 (рис.4). Рост обеспеченности запасами в условиях сокращения числа и размеров открываемых месторождений при одновременном неуклонном росте добычи нефти, на первый взгляд, представляет алогичную ситуацию. Но она объясняется особенностями методов подсчета и отчетности по движению запасов, которые отражают тот факт, что на определенной стадии освоения ресурсной базы крупных регионов основные приросты запасов достигаются на действующих месторождениях за счет широкого круга мероприятий, описанных ниже.

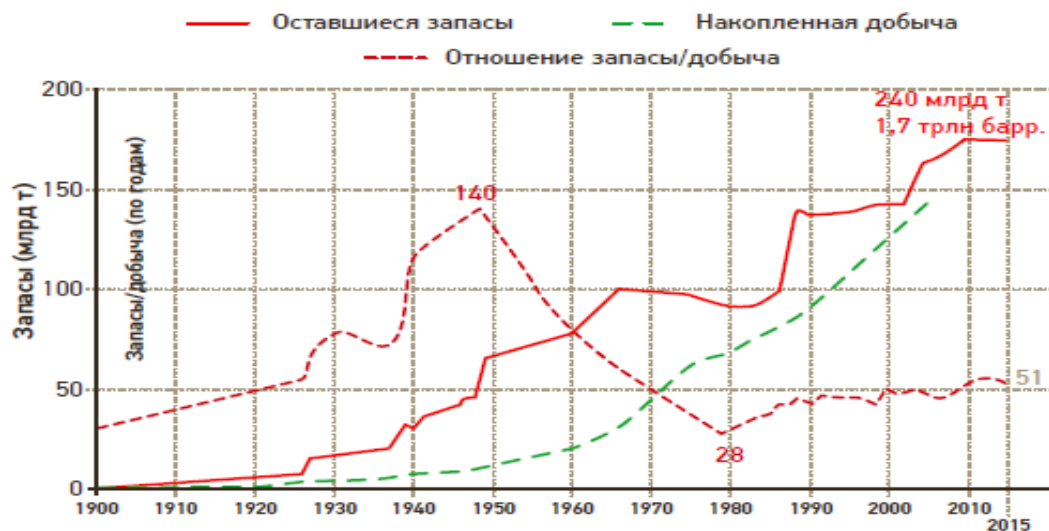


Рисунок. 4 Тенденции изменения запасов, добычи и коэффициента кратности запасов нефти в мире, 1900–2016

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР

Несмотря на растущий коэффициент кратности запасов к годовой добыче в мире в течение длительного периода наблюдается падения восполнения запасов нефти и газа по отрываемым месторождениям (рис.5)

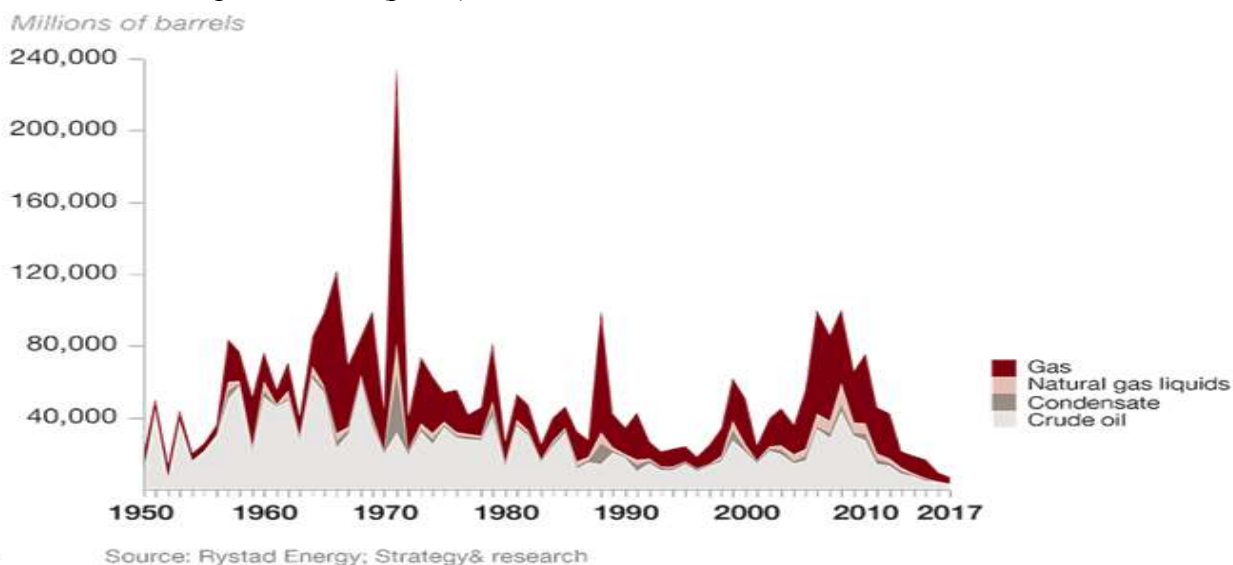


Рисунок 5. Суммарный объем прироста запасов нефти, газа и конденсата по новым месторождениям

Рис. 6 демонстрирует количество открытых месторождений по десятилетиям, сгруппированных по их среднему потоку (левый график) и соответствующие приросты по интервальным размерам прироста запасов (правый график), в млрд бар.

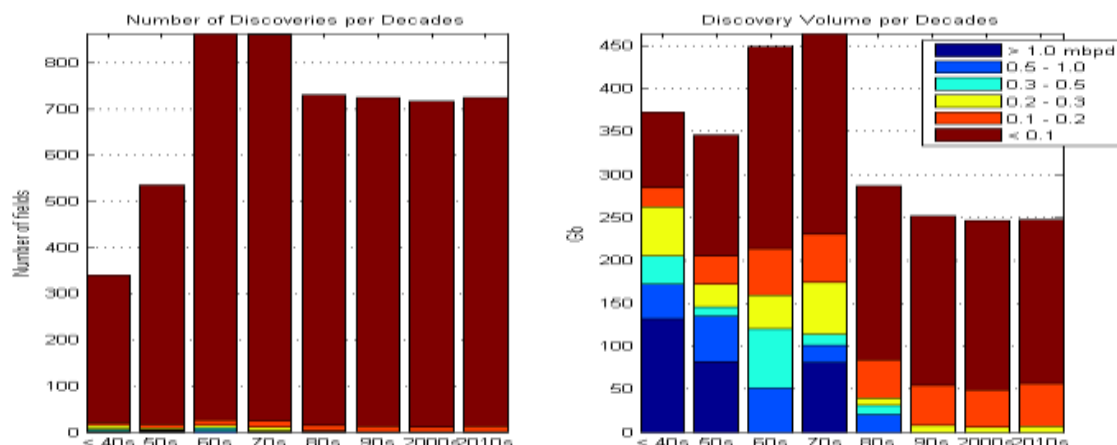


Рисунок 6. Количество открываемых месторождений и их распределение по размерам запасов.

Источник: Twilight in the Desert by Matthew Simmons

Средний размер открываемого месторождения составил 68 млн б. н. э.; приросты запасов традиционных углеводородов на одну скважину - 19 млн б. н. э. (рис.7)



Рисунок 7. Объемы открытых запасов жидких углеводородов и газа

Очевидно, что с позиций устойчивого функционирования нефтяной отрасли важным является интенсивность восполнения запасами текущей годовой добычи. По оценкам Минприроды в мире уже в течение более 10 лет не обеспечивается воспроизводство извлекаемых запасов УВ новыми открытиями.

Компенсация добычи приростом запасов углеводородного сырья в мире, %

Источник: RYSTAD ENERGY, JPT, 27.12.2017

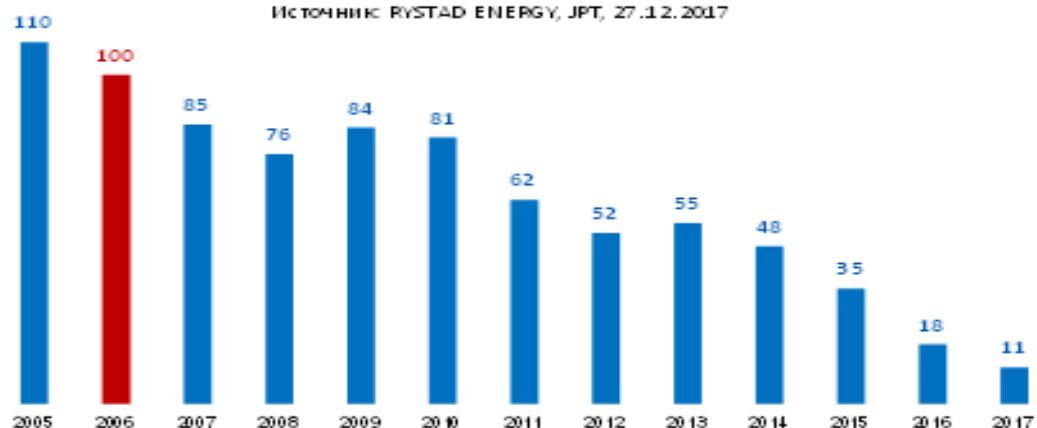


Рисунок 8. Компенсация добычи приростом запасов углеводородного сырья в мире, % (оценка МПР).

Минприроды представило следующую информацию. В 2017 в мире выявлено новых запасов 960 млн т. Это самый низкий показатель за последние 65 лет. Падение приростов связывается с сокращением расходов на ГРП с 2014 г. в связи с падением цен нефти. Приросты запасов не восполняют добычу: последний раз 100%-е восполнение было в 2006 г.

Для целей средне- и долгосрочного планирования важно распределение прироста запасов по источникам восполнения. Рис.9 характеризует ситуация в отношении материковых и различных типов морских месторождений.

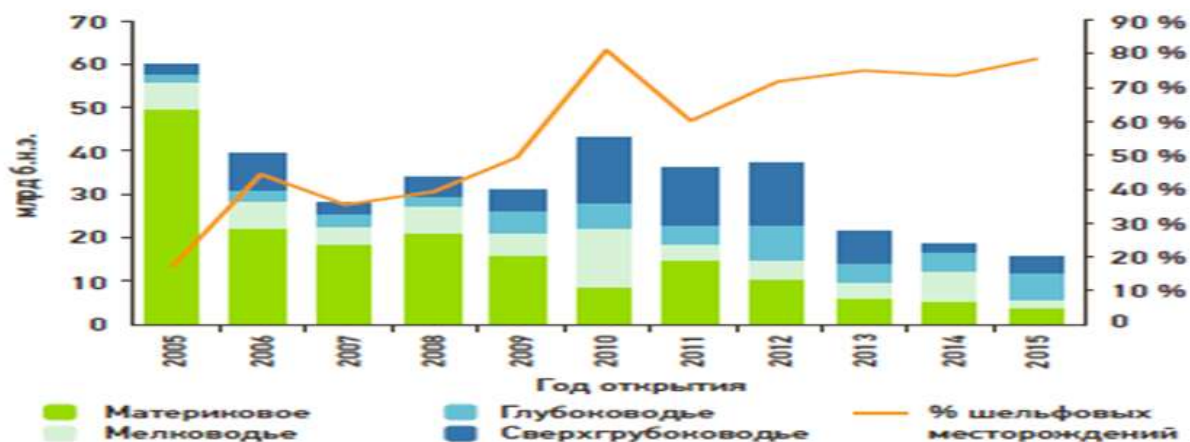


Рисунок 9. Распределение месторождений по типу залегания

Источник: Обзор IFPEN. 2016 (по данным Wood Makenzey)

Ресурсная база мировой нефтяной промышленности за последние 50 лет испытала три волны «вторжения» нетрадиционных ресурсов (битуминозных песков Канады, сверхтяжелой нефти Венесуэлы, сланцев США). Последняя, самая небольшая по величине запасов, вызвала наибольшее «цунами» на мировых рынках.

Представляет интерес анализ эффективности воспроизводства запасов нефти и газа по отдельным странам. В этом отношении особняком стоят США, где произошли стремительные изменения в приросте новых мощностей добычи сланцевой нефти и газа из нетрадиционных ресурсов (точнее, из нефтематеринских плотных пород). Информация о

динамике ресурсной базы, темпах восполнения запасов и мощностях добычи углеводородов в США за последние 5 лет представлена в табл.2.

Таблица 2.

Все источники восполнения запасов на стадиях поисков и разработки (F&D) (США нефть (а))

Нефть

	2013	2014	2015	2016	2017	3 года	5 лет
Все источники	223%	233%	(31%)	98%	310%	128%	164%
F&D вкл. изменения	222%	210%	(35%)	92%	288%	116%	151%
F&D не вкл. изменения	247%	213%	143%	132%	216%	164%	187%

(а) В их число входят 50 крупнейших компаний с оцененными запасами. Учтены также приобретения запасов нефти и газа компаниями на конец 2017 года.

Все источники восполнения запасов на стадиях поисков и разработки (F&D) (США газ (а))

Газ

	2013	2014	2015	2016	2017	3 года	5 лет
Все источники	209%	200%	(186%)	88%	356%	80%	129%
F&D вкл. изменения	228%	219%	(162%)	97%	339%	85%	140%
F&D не вкл. изменения	230%	227%	140%	139%	259%	178%	198%

(а) В их число входят 50 крупнейших компаний по оценкам запасов нефти и газа

28 ноября 2018 Геологический Институт США (USGS) объявил об оценке крупнейших скоплений массивных залежей нефти в Техасе и Нью-Мексико. *Оценки насчитывают 46,3 млрд. бар.нефти, 281 трлн. куб. фут. природного газа и 20 млрд. бар. газовых жидкостей в Техасе и Нью-Мексико.*

За последнее десятилетие нефтяной сланцевой отраслью США было пробурено почти 70 000 скважин. Компании извлекли почти 10 млрд б.н.э. из этих трудных пород. Они задолжали около 300 млрд. долларов и всячески пытаются вернуть эти деньги. При этом, они еще не возместили ссуды по уже добытой нефти. Возникает естественный вопрос откуда появятся источники финансирования, чтобы мобилизовать огромные запасы нефти, оцененные USGS? Очевидно, должна быть веская причина, для того чтобы Америка длительное время производила и продавала нефть в убыток.

«Разведчики» vs «Операционщики»

Специалисты проводят разделение прироста запасов, обеспечиваемого за счет новых открытий (на «гринфилдах»-«greenfield») и на действующих месторождениях («браунфилдах»-«brownfield»).

Это концептуально различные модели освоения ресурсов УВ

- В модели «Разведчик» («Р») предполагается, что лучший способ решения проблем - открытие новых месторождений с целью снижения суммарных затрат по всему производственному циклу.
- В модели «Операционщик» («О») принято, что те же проблемы могут быть эффективно решены, если улучшать экономику производства на уже известных объектах (либо путём увеличения масштабов производства, либо путём всесторонней рационализации операций).

- Теоретически эти два подхода могут быть представлены различными областями риска и доходности на кривой «модели оценки стоимости капитала» (точки А и В на рис.).
- Компании «Операционщики» все чаще выигрывают в сравнении с компаниями «Разведчиками»

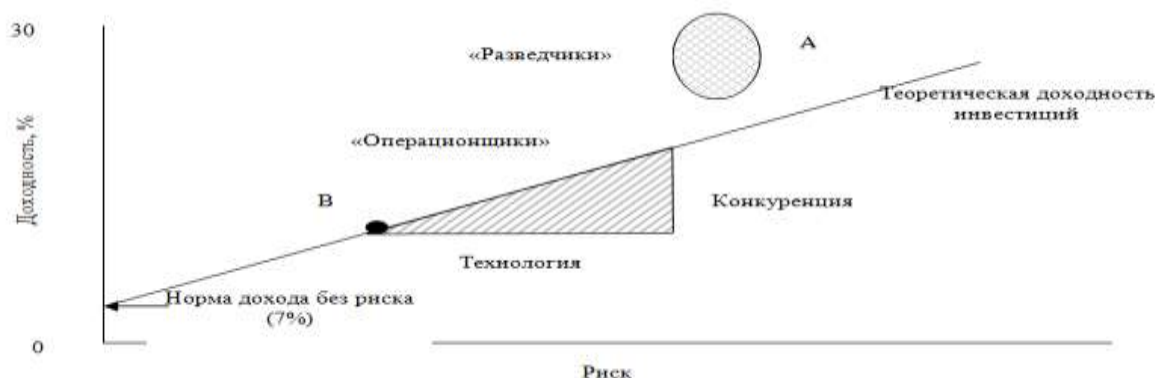


Рисунок 10. Модели оценки стоимости капитала для выбора между стратегиями «Разведчика» и «Операционщика»

Вследствие огромных первоначальных затрат на ГРП и длительного периода освоения месторождений инвестиции в модели «Р» должны иметь относительно высокий «upside potential» (примеры вост. и зап. шельфа Африки, Мексиканского Залива). Дешевле было найти новую нефть, чем повышать производительность старых месторождений (точка А). В результате, схема «Искать-Разрабатывать-Добывать» глубоко внедрилась в бизнес процессы, организационные структуры и корпоративную культуру большинства компаний.

Компании мейджоры, будучи универсалами, используют разнообразный набор источников восполнения своей ресурсной базы (традиционные ресурсы, глубоководные залежи, методы увеличения КИН, конденсат и газовые жидкости, нетрадиционные ресурсы. Как видно из рис.11, портфель источников является отчетливо индивидуальным.

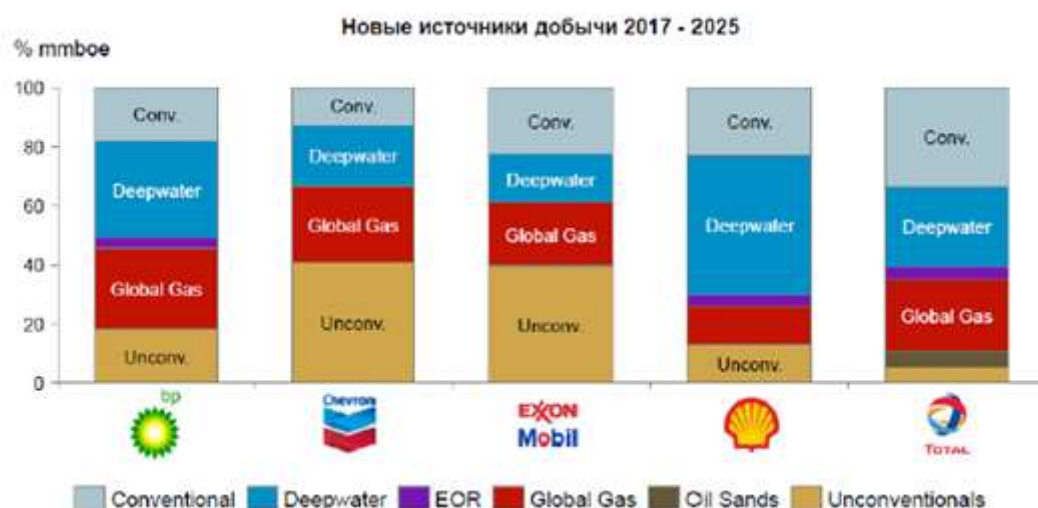


Рисунок 11. Новые источники добычи нефти для крупнейших компаний в период 2017-2025 гг.

Источник: Wood Mackenzie

По оценкам МЭА, поскольку на протяжении последних трех лет были отложены или отвергнуты несколько новых проектов, доля инвестиций, направляемых в проекты greenfield в 2018 г. будет снижаться и соответственно сокращаться приросты запасов.

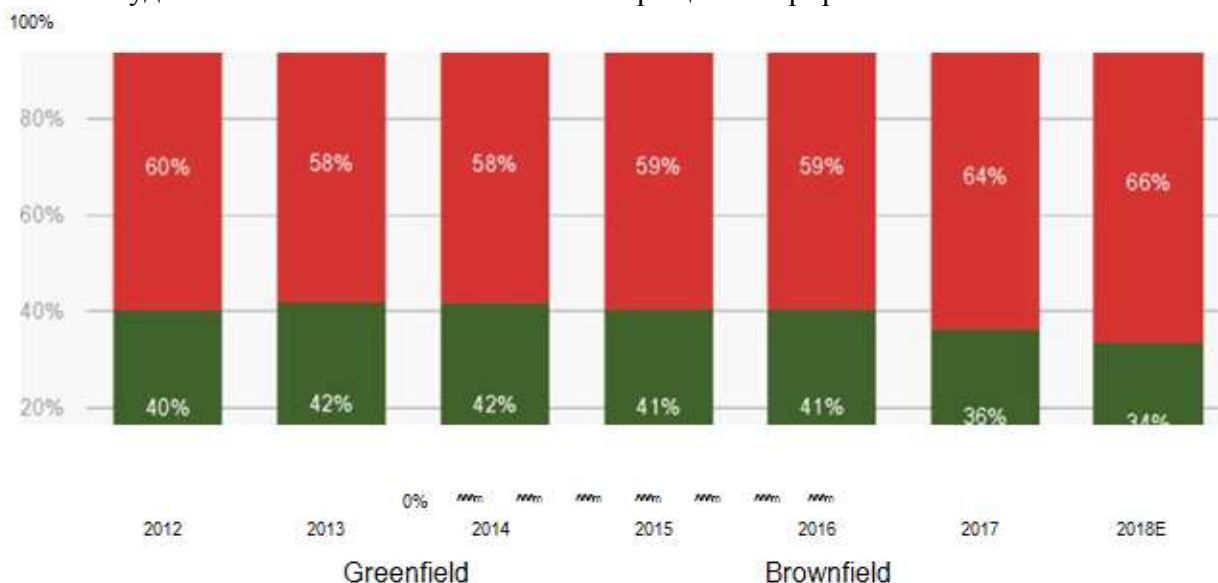


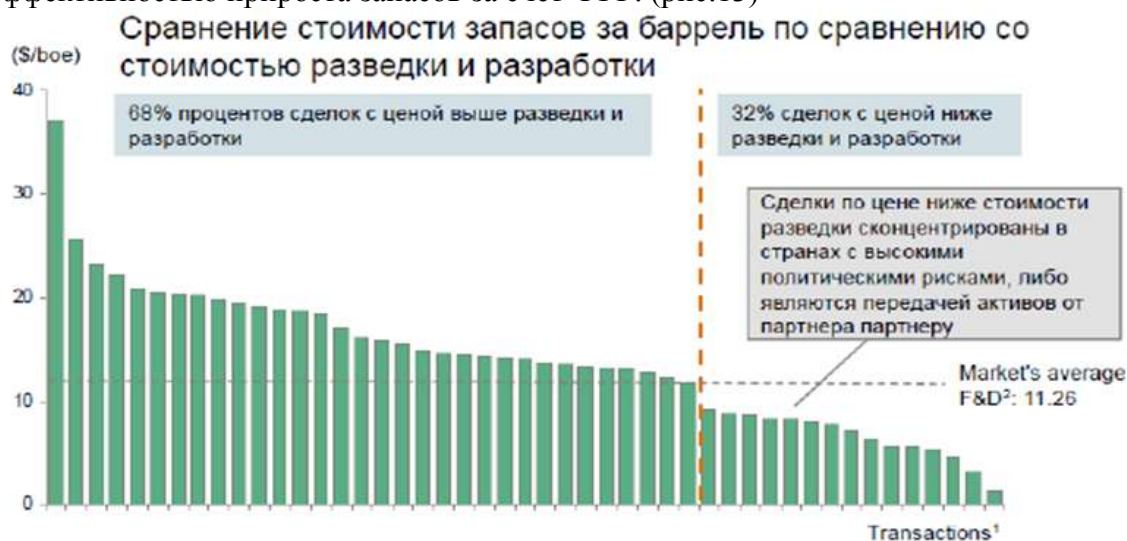
Рисунок.12. Доля проектов «greenfield» и «brownfield» в мировых нефтегазовых инвестициях по традиционным ресурсам сектора апстрим.

Источник: IEA analysis of data from company reports and Rystad Energy (2018).

Сравнение органического (за счет ГРП) и неорганического (за счет финансовых сделок) вариантов прироста запасов.

Сущность такого сопоставления хорошо отражает «слоган» инвесторов, используемый в отдельные периоды развития национальной (в основном, США) и мировой нефтяной промышленности: «Дешевле купить нефть на Уолл-Стрите, чем бурить новые скважины».

Инвесторы проводят тщательный анализ по слияниям, поглощениям, приобретением активов, представленных запасами нефти и газа в недрах, сравнивая их результаты с эффективностью прироста запасов за счет ГРП. (рис.13)



Источник: BCG

Еще одной важной особенностью развития мировой нефтяной и газовой отрасли является перемещение основного фронта геологоразведочных работ с суши на море («запасы уходят в море»). И это происходит на фоне острой конкуренции между новым направлением инвестирования в добычу сланцевой нефти и «морскими» инвестициями, направленными на открытие и освоение глубоководных месторождений. До последнего времени выигрывал глубоководный сегмент нефтегазовой отрасли. Но в последние годы разрыв быстро сокращался. Статистика показывает, что за счет эффекта от существенного сокращения затрат, приросты запасов в глубоководных зонах месторождений, введенных в освоение в 2017 г., почти достигли их уровня в период, предшествующий падению цен.

О критериях эффективности и статистических данных, используемых в управлении ресурсной базой углеводородов

Следует остановиться на интерпретации основных показателей используемых в мировой практике для целей управления ресурсной базой нефтегазовой отрасли.

1) **Коэффициент кратности** (не путать с обеспеченностью и иметь в виду, что оптимальная кратность для компаний и государства различны). Для компании оптимальная кратность примерно равна 6 (при такой кратности она максимизирует ЧДД разработки), для государства желательно, что она не менее 12-15 - учитывая долгосрочный характер планирования, рыночные катаклизмы, геополитические соображения и т.д.

На практике в нефтегазовой отрасли используются следующие критерии эффективности функционирования МСБ:

2) **Коэффициент восполнения (замещения) запасов**. Считается, что если он равен 1 (т.е. на 1 т добычи готовят 1 т. запасов – это нормально) . Но это не вполне корректный подход:

- - **с позиций физических**: 1. т. запасов не возмещает 1 т добычи (максимальная надежность оценки запасов 08-0,9).
- - **с позиций экономических**: не соблюдаются условия воспроизводства эквивалентной экономической (потребительной) стоимости. Новый баррель менее ценен, чем старый из-за тенденции открытий все более мелких, удаленных, глубоководных, с меньшей продуктивностью – иначе говоря «трудных» запасов, более дорогостоящих в освоении. Поэтому границы простого и расширенного воспроизводства в нефтегазодобыче остаются не раскрытыми.

За рубежом используются еще несколько важных показателей стратегии развития ресурсной базы и среди них:

3) **коэффициент рециклирования**: прибыль на 1 баррель, отнесенная на 1 долл. затрат на поиски и разведку.

4) **коэффициент эффективности ГРП**: добавленная стоимость на 1 долл. затрат на поиски и разведку.

5) **степень возможной мобилизации запасов**: объем наличного («эффективного») предложения для удовлетворения спроса в добыче.

На рис.14 показана относительная значимость пяти типов показателей экономической эффективности геологоразведочных работ по опросам руководителей компаний (Future Mackenzie Research of Exploration Survey, dec.2010). Для мейджоров коэффициент восполнения - наиболее важная мера успеха. Эта метрика учитывает, что доступ к бассейнам с крупным потенциалом для ГРП стал более сложным и конкурентным.

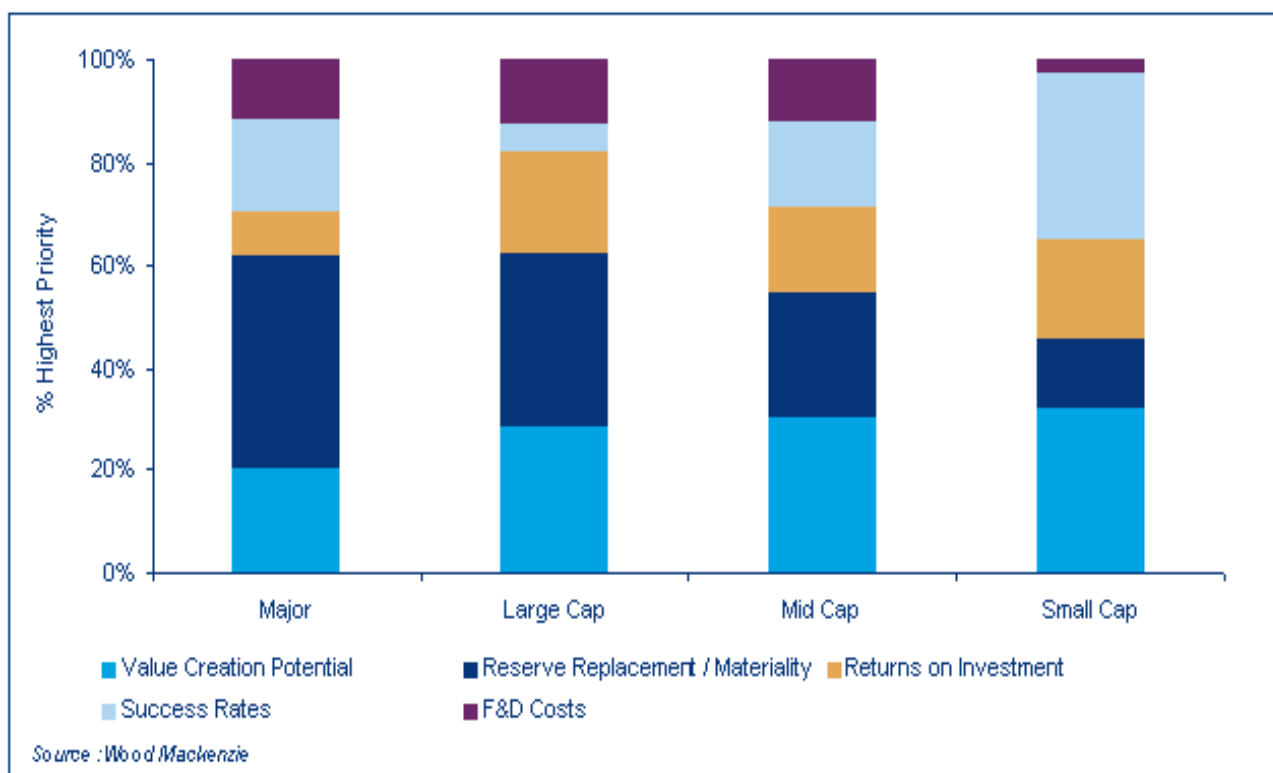


Рисунок 14. Значимость пяти ключевых показателей для мейджоров и компаний разной капитализации (потенциал создания стоимости, варианты органического восполнения запасов, доходность инвестиций, коэффициент успешности бурения, затраты на ГРП и Р).

Дисциплина инвестиций, дефляция издержек и технологический прогресс обусловили снижение средних капитальных затрат по крупным проектам, санкционированным к вводу и в расчете на единицу ресурсов, вводимых в освоение.

Статистическая база нефтяных компаний и «регуляторов» должна:

- отражать движение запасов по всем источникам их восполнения и использования (ниже раскрыто);
- быть многофункциональной и пригодной для различных пользователей (геолого-промысловой службы, менеджмента компаний, инвесторов, государственных «регуляторов», финансово-банковских структур, юридических организаций...)
- показывать текущую экономическую оценку запасов (*стандарт SMOG в англосаксонских компаниях*)
- представлять информацию в детерминированной и вероятностной форме.
 - =Первая - для управленцев и государственных органов.
 - = Вторая для инвесторов и управления портфелем активов
- использовать адекватные методы агрегирования информации о запасах разных категорий (*например, с использованием формулы Свенсона*)

Таблица 3

Доходы и операционная прибыль

США — доходы и результаты операций (млн долл (а))

	2013	2014	2015	2016	2017
Доходы	\$ 194,526	\$ 217,985	\$ 129,608	\$ 102,941	\$ 135,853
Затраты на добычу (b)	58,353	63,206	55,866	48,637	49,014
Затраты на ГРП	8,091	11,415	14,764	5,634	6,266
Амортизация	63,423	71,986	80,333	76,377	61,499
Обесценение	7,331	19,911	118,199	19,266	10,234
Прочие чистые расходы (с)	7,225	6,309	7,372	3,496	5,015
Операционная прибыль до вычета налогов	50,103	45,158	(146,926)	(50,469)	3,825
Подходный налог (выгоды) (d)	16,828	15,137	(48,566)	(16,834)	(13,340)
Операционная прибыль	\$ 33,275	\$ 30,021	\$ (98,360)	\$ (33,635)	\$ 17,165

США — доходы и результаты операций (долл. США/баррель н.э.)

	2013	2014	2015	2016	2017
Доходы	\$ 49.80	\$ 50.23	\$ 27.93	\$ 22.87	\$ 30.36
Затраты на добычу (b)	14.94	14.56	12.04	10.80	10.95
Затраты на ГРП	2.07	2.63	3.18	1.25	1.40
Амортизация	16.24	16.59	17.31	16.97	13.74
Обесценение	1.88	4.59	25.47	4.28	2.29
Прочие чистые расходы (с)	1.85	1.45	1.59	0.78	1.12
Операционная прибыль до вычета налогов	12.82	10.41	(31.66)	(11.21)	0.86
Подходный налог (выгода) (d)	4.31	3.49	(10.47)	(3.74)	(2.98)
Операционная прибыль	\$ 8.51	\$ 6.92	\$ (21.19)	\$ (7.47)	\$ 3.84

(а) Включает 50 крупнейших компаний по запасам нефти и газа по данным на конец 2017 года. Учитывалась также деятельность связанная с приобретениями компаний.

(b) Включает налог на добычу и транспортные расходы (для компаний, которые отдельно раскрывают эти расходы).

(с) Включает в себя обязательства по выбытию активов и общие административные расходы, связанные с производством (для компаний которые отдельно раскрывают эти расходы).

(d) Подходные налоги представлены исключительно в информационных целях. Основное внимание уделяется результатам операций до вычета налогов как наиболее значимому сравнительному показателю. Факты и обстоятельства, лежащие в основе налоговых результатов каждой отдельной компании, могут быть нерепрезентативными для исследовательской группы в целом и далее подробно не рассматриваются

Источник: ey-us-oil-and-gas-reserves-and-production-study. 2018

Таблица 4

Показатели эффективности воспроизводства запасов нефти и газа в США

	2013	2014	2015	2016	2017	Three year	Five year
PRACs	\$ 11.78	\$ 10.11	\$ 6.55	\$ 5.35	\$ 3.87	\$ 4.71	\$ 6.62
FDCs including revisions	15.71	18.52	(24.69)	17.28	7.28	20.73	18.70
FDCs excluding revisions	14.89	18.05	16.98	12.03	9.60	12.30	14.17
RRCs	15.42	16.79	(31.67)	13.36	6.62	15.72	15.95

1.PRAC (proved reserves acquisition costs) Затраты на приобретение доказанных запасов (ЗПДЗ) в 2017 году составили \$3,87 в расчете на баррель нефтяного эквивалента (б.н.э), что является самой низкой ценой за изучаемый период.

2.Finding & Development costs (F&D). Затраты на разведку и разработку (ЗРР), включая переоценки запасов, за 2017 году составили \$7,28 за б.н.э, - что ниже, чем в 2013,2014 и 2016 годах.

3. Reserves replacement costs (RRC). Затраты на восполнение запасов минерально-сырьевой базы (ЗВЗ) в 2017 году составили \$6,62 за б.н.э, что ниже, чем за изучаемый период (кроме 2015 года).

Источник: [eu-us-oil-and-gas-reserves-and-production-study](#). 2018

Показатели рентабельности и добавленной стоимости ГРП

Показатели рентабельности и добавленной стоимости ГРП имели отрицательную динамику за последнее десятилетие (рис.15)

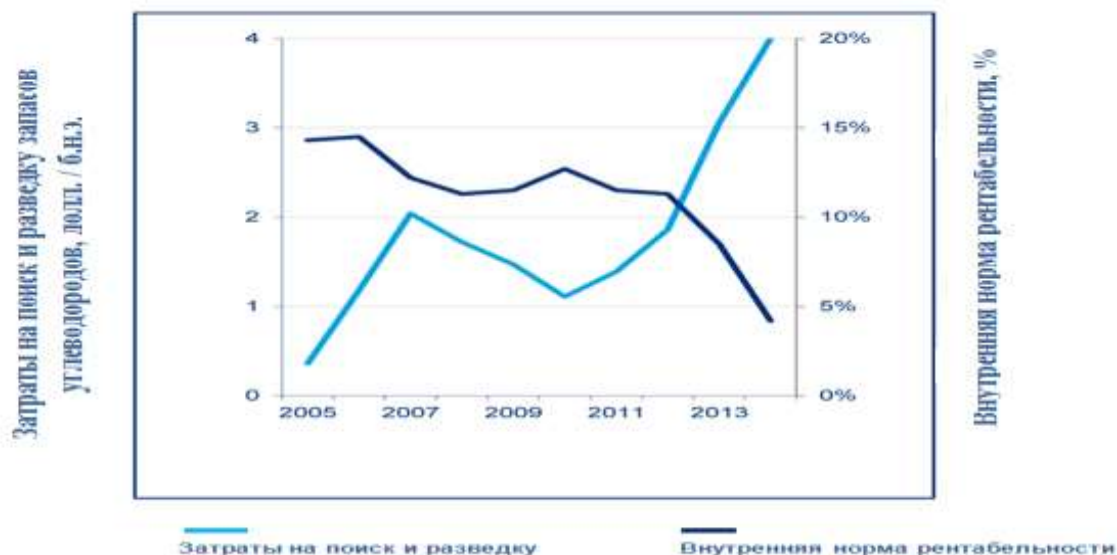


Рисунок 15. Затраты на геологоразведочные работы и их рентабельность

Добавленная стоимость компаний создавалась за счет новых открытий, органического прироста запасов из нетрадиционных ресурсов и методов увеличения коэффициента извлечения нефти (рис.16).

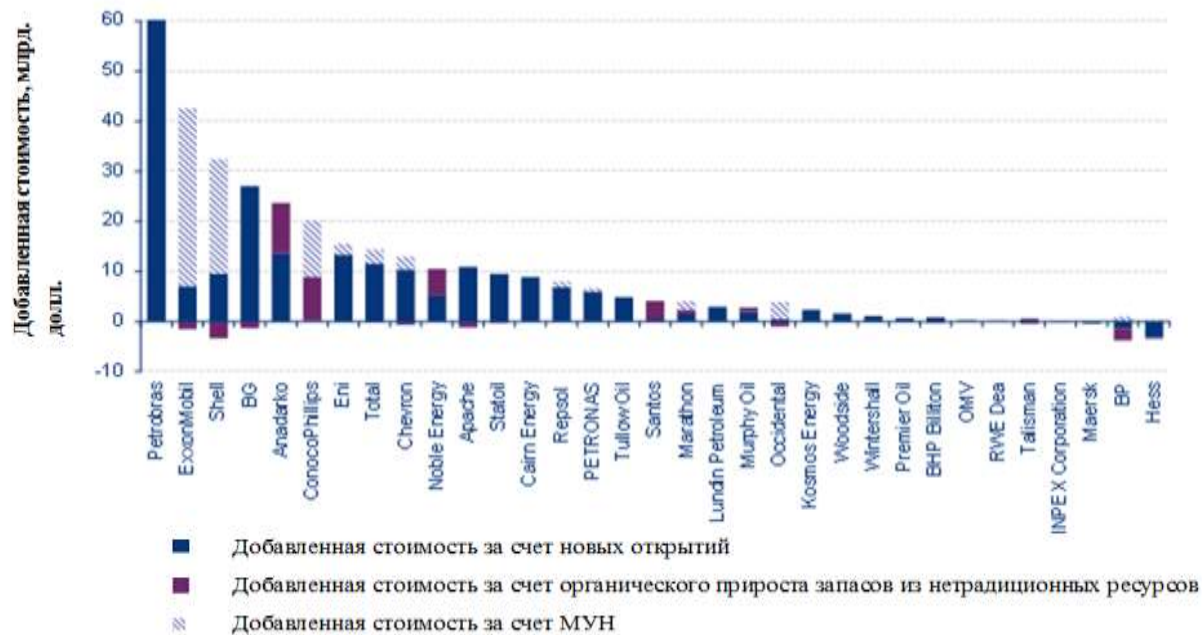


Рисунок 16. Методы формирования добавленной стоимости различных нефтяных компаний.

Ресурсы углеводородов и смена парадигмы развития нефтяной промышленности

Кризис с воспроизводством запасов в мировом масштабе совпал с изменением парадигмы роста. Это связано переходом к новой структуре экономики, характерной чертой которой являются рыночные, а не ресурсные ограничения.

Теоретическая величина прибыли, получаемой в различных звеньях цепочки поставок нефти, % показана на рис.17:

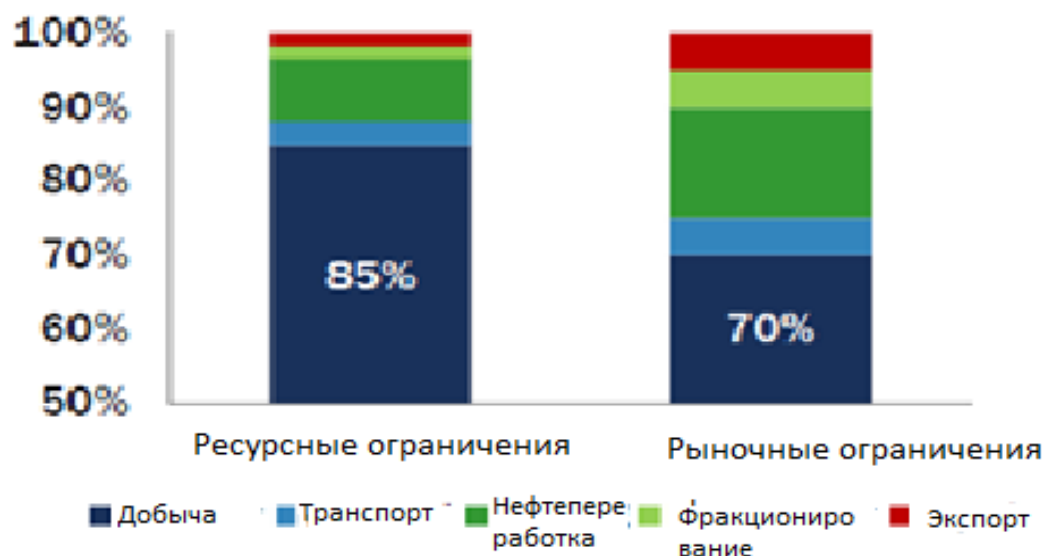


Рисунок 17. Перенос акцента с ресурсных на рыночные ограничения

Для следующих 20 лет характерен феномен относительного «изобилия» ресурсов. Инвестиции в апстрим все более будут определяться емкостью рынка.

Новая роль Геологоразведки

- Большинство компаний будут все более полагаться на другие возможности восполнения запасов: нетрадиционные ресурсы, ресурсы открытых месторождений, повышение нефтеотдачи на существующих месторождениях и операции по слияниям и поглощениям.
- Корпоративный ландшафт станет менее разнообразным
- Большинство мейджоров и международных компаний сектора апстрим продолжат активность на основной стадии («centre-stage»).
- Другие компании, действующие в США или небольшие по масштабам компании сойдут со сцены. ННК имеют все возможности для наращивания своих ГРП.

Список использованной литературы

1. Бабюсье Дени, Бокис Пьер-Рене. Нефть: запасы, добыча, цены. Под ред. и с предисловием чл-корр.РАН, профессора Е.А. Телегиной; пер. с англ.- М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017.- 256 с.
2. Миловидов К.Н. «ИСКАТЬ ПО-НОВОМУ. Состояние и проблемы развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в мире». Нефтегазовая Вертикаль, №6/2018

3. Миловидов К.Н. «ИНВЕСТИЦИИ В НЕФТЕГАЗ: ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПОСЛЕ КРИЗИСА». Нефтегазовая Вертикаль, №15-16/2018
4. **Ристад Яранд. Rystad Energy** (2018), «Нефтедобыча в условиях растущих цен» Семинар «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН, 25.10.2018 г.
5. Nysveen, P. M. (2017), The end of swing producers, Rystad Energy Information Session, Paris June 14.
6. **Perrodon, A. & Bauquis, P. R.** (2015, December), "Quel avenir pour les « nouveaux hydrocarbures" ?", Ingenieurs geologues
6. **Rystad Energy** (2018 NOV.6), "HAS THE FUNDAMENTAL OUTLOOK CHANGED OR IS THIS A BUYING OPPORTUNITY?"
7. **BP** (2018) "BP BP Statistical Review of World Energy" June, bp .com/statisticalreview
8. World energy investment 2018. <https://webstore.iea.org/world-energy-investment-2018>

Формирование ликвидационного фонда при завершении эксплуатации месторождений

Введение

МСФО (Раздел 37 «Резервы, условные обязательства и условные активы») и Система управления ресурсами и запасами углеводородов (далее – PRMS) Общества инженеров-нефтяников (далее – SPE) предлагают лишь некоторые методические указания по выводу из эксплуатации и формированию резерва по обязательствам восстановления окружающей среды по окончании добычи сырья (далее – D&R), поэтому становится актуальным вопрос корректного учета в финансовой отчетности данных расходов, тем более, что такие расходы влияют на то, следует ли классифицировать в качестве запасов объемы извлекаемых углеводородов на завершающем этапе эксплуатации зрелых месторождений.

Размер данных расходов всегда значителен, поэтому вопрос расчета резерва и его ежегодного пересмотра является важным для нефтегазовых компаний.

Правила определения предела рентабельной эксплуатации месторождения (далее – ELT), не учитывающие какие-либо издержки, связанные с отказом от дальнейшей разработки проекта, описаны в PRMS как дата, когда чистый операционный денежный поток (далее – NOCF) становится отрицательным; он и определяет объем запасов до конца периода коммерческой эксплуатации месторождения.

В зарубежной и российской практике для определения финальной стадии разработки месторождения обычно используют срок действия лицензии на разведку и разработку или рассчитывают срок исходя из оценки запасов нефти и газа, планируемого уровня добычи в год [5]. С учетом этого эксплуатация некоторых месторождений продолжается и при отрицательном NOCF, чтобы отсрочить издержки, связанные с отказом от дальнейшей разработки проекта (ликвидационные расходы) и максимально увеличить добычу. Поэтому, при последующих подсчетах чистого приведенного дохода (далее – NPV) разрабатываемого проекта, должны включаться расходы по D&R, однако это приведет к отрицательному значению NPV, несмотря на положительный прогноз ELT, может возникнуть несоответствие. Чтобы классифицировать извлекаемые углеводороды как запасы, их объем должен иметь промышленное значение, поэтому мы все чаще сталкиваемся с ситуацией, когда зрелые месторождения продолжают эксплуатироваться, хотя имеющиеся там запасы, возможно, следует переклассифицировать в условные.

Нефтегазовым компаниям будет намного сложнее получать кредиты от банков или привлекать инвестиции, если их ресурсная база уменьшится.

Проверка запасов может оказаться сложной задачей, так как расчет длительности коммерческой жизни (далее – LOF) зрелого месторождения может зависеть от того, будут ли включены обязательства по D&R в ELT.

Подготовка к выводу из эксплуатации и формированию резерва по обязательствам восстановления окружающей среды

Нефтегазовые компании должны быть более прозрачными и готовыми к сотрудничеству. Они должны открыто делиться своими прогнозами о сроках наступления ликвидационных расходов, а также информацией об основных факторах, влияющих на эти оценки при подготовке к прекращению эксплуатации скважин, а также информацией о конкретных активах. Без установленных исходных параметров отрасль не может сформировать реалистичные рыночные ожидания относительно вывода объектов из эксплуатации. Уже за 5 лет до прекращения эксплуатации скважин нефтегазовые компании должны определить и актуализировать возможную экономику по ликвидационным расходам, что предполагает вовлечение на ранней стадии поставщиков услуг в процесс

вывода из эксплуатации цепочек поставки, однако размер оплаты их труда должен быть привязан к эффективности их работы.

Реализм в этом вопросе имеет первостепенное значение, поскольку вывод из эксплуатации должен быть сосредоточен на правильной постановке задачи, и нефтегазовые компании должны стремиться к тому, чтобы ежегодно сокращать ликвидационные расходы.

В настоящем докладе рассматриваются различные модели, используемые для финансирования схем D&R.

Схемы финансирования D&R

Обычно проект освоения углеводородного месторождения имеет следующий цикл LOF: первоначальный период инвестиций, за которым следует период производства с положительным чистым потоком денежных средств и, наконец, неизбежный период отрицательного потока денежных средств, когда месторождение вступает в процесс прекращения эксплуатации скважины и ликвидируется. И государственные органы, и нефтегазовые компании должны планировать неизбежность D&R с учетом размеров ликвидационных расходов и необходимости относительной предсказуемости, поскольку объемы этих работ существенные, а прежние прогнозы объемов ликвидационных расходов могут оказаться ненадежными и заниженными. У государственных органов есть определенная свобода выбора относительно схемы финансирования покрытия ликвидационных расходов и механизма защиты от дефолта.

Существуют различные схемы финансирования финансового покрытия ликвидационных расходов, из которых наиболее распространенными являются:

1. Списание стоимости пропорционально объему производства продукции, где предполагаемые будущие ликвидационные расходы покрываются нефтедобывающими компаниями постепенно с помощью предопределенной части добычи углеводородов и поступлений от продажи, депонируемых в фонд либо на протяжении всего LOF, либо начиная с определенной пороговой точки, когда объемы добычи достигли 50-80% от имеющихся запасов. Государственные органы избегают схему с пороговой точкой из-за того, что нефтедобывающие компании могут представить ошибочные оценки. Система позволяет нефтедобывающим компаниям быстрее восстанавливать первоначальные затраты и отсрочить отрицательное влияние на денежные потоки.

2. Амортизационные отчисления на протяжении всего срока эксплуатации месторождения, когда расчетные ликвидационные расходы депонируются в специальный фонд и «возвращаются» в пропорциональной доле на протяжении нескольких лет, либо в качестве вычета из налога, либо классифицируются как эксплуатационные расходы.

3. Зачет потерь при уплате налога за прошлый период как, например, системный вариант, используемый в Великобритании, когда ликвидационные расходы переносятся на максимально возможный период и компенсируются налогооблагаемым доходом (через налоговую скидку) за годы осуществления D&R или непосредственно предшествующие ему. Таким образом утверждается, что система оказывает наименьшее негативное влияние на денежные потоки на протяжении всего проекта.

4. Правительственный грант, как, например, предлагаемая в Норвегии система возмещения, которая действует вне системы налогообложения нефти в стране, и распределяет ликвидационные расходы между правительством и нефтедобывающими компаниями с использованием коэффициента, учитывающим сумму налога, уплачиваемого последними. В настоящее время правительство Норвегии предоставляет прямой грант в размере 70-80% от величины ликвидационных расходов. В 2005 году Норвегия ввела новое законодательство, основанное на «принципе реализации», чтобы регулировать сроки налогообложения, когда прибыль рассматривается как доход в год его зачисления налогоплательщику, а издержки вычитаются в год их возникновения. В результате, по D&R,

затраты на тампонирование и ликвидацию скважин и демонтаж установок вычитаются при проведении этих работ. Существует риск того, что у нефтегазовой компании может не оказаться налогооблагаемого дохода, чтобы компенсировать ликвидационные расходы, особенно если у нее нет других производственных активов. В таком случае ликвидационные расходы разрешено переносить в счет будущих периодов, а система возмещения по процессу прекращения эксплуатации скважин обеспечивает государству взимание налоговой стоимости убытков до тех пор, пока действует система возмещения.

Независимо от того, какая выбрана схема, всегда есть риск, что обязательства по D&R могут привести к дефолту нефтедобывающей компании или партнера. Поэтому существуют механизмы, которые можно использовать для защиты от таких потенциальных угроз.

Защита от дефолта по обязательствам D&R

Существует несколько типов механизмов защиты D&R, среди которых самыми распространенными являются:

1. Аккредитивы и договоренности о каналах финансирования с третьими сторонами, предоставляющими финансовые средства; как правило, они обеспечиваются банками, однако по-прежнему существует риск того, что финансовые средства могут быть не предоставлены в будущем. Государства — собственники недр обычно настаивают на том, чтобы гарант имел минимальный кредитный рейтинг. Он периодически пересматривается, и, если рейтинг гаранта снижается ниже оговоренного рейтинга, нефтедобывающая компания должна предоставить альтернативное обеспечение, иначе она будет оштрафована. Гарантии третьих сторон, как, например, аккредитивы, часто используются небольшими компаниями, которые предпочитают избегать схем авансовых платежей по причинам, связанным с движением денежных потоков. Однако и банкам требуется какая-то форма обеспечения, и его размер может означать, что компании с одним активом могут не и получить финансирования.

2. Выпуск облигаций банком или учреждением с определенным минимальным кредитным рейтингом; в таком случае нефтегазовые компании застрахованы от последствий непредвиденных расходов, возникающих ранее предполагаемого начала процесса прекращения эксплуатации скважин, но размер премий по облигациям, как правило, высок.

3. Взносы участников в специализированные трастовые соглашения; этот вариант, используемый в Великобритании, считается самым безопасным механизмом защиты. Для него требуется взнос денежных средств в фонд в размере, установленном исходя из соотношения текущих и ожидаемых объемов добычи. Проблемы могут возникать при попытке привести в соответствие стремление нефтегазовой компании к высокой прибыли и потребностью государств-собственников недр в обеспечении обязательств.

Защитные механизмы важны для государственных органов, стремящихся гарантировать наличие финансирования D&R и защитить партнеров от возможного дефолта любой из сторон.

Российская практика

Ранее ликвидационный фонд в России создавался за счет регулярных платежей за добычу полезных ископаемых и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и являлся собственностью государства. Однако, с введением нового Налогового Кодекса в 2007 году и отменой с 2002 года отчислений на ВМСБ данный источник финансирования был упразднен [7].

В настоящее время создание ликвидационного фонда предусматривается только для месторождений, разрабатываемых на условиях Соглашений о разделе продукции (Закон РФ, 1996 г.). Для нефтегазовых компаний, добывающих углеводороды в условиях действующего

законодательства, положение о формировании и использовании ликвидационных фондов не разработано.

Расходы по ликвидации месторождений, как правило, отражаются только в момент планируемой ликвидации, т.е. по мере выбытия скважин, а в последствии – и всего месторождения. Данные расходы при этом рассматриваются, как расходы на текущую ликвидацию, и в соответствии с п. 8 ст. 265 НК РФ, относятся к внереализационным расходам, уменьшающим налогооблагаемую прибыль в период ведения ликвидационных работ.

Необходимость ликвидации скважин и объектов обустройства нефтяных месторождений, включая добывающие и нагнетательные скважины, а также рекультивации использованной территории после прекращения разработки месторождений зафиксирована в Законе РФ «О недрах» – основном законодательном акте, регулирующем взаимоотношения между государством и недропользователем [8]. Согласно принятому в данном Законе порядку (раздел II; ст. 22 «основные права и обязанности пользователя недр»), пользователь недр обязан обеспечить *«... ликвидацию в установленном порядке горных выработок и буровых скважин, не подлежащих использованию»* и *«приведение участков земли и других природных объектов, нарушенных при пользовании недрами, в состояние, пригодное для их дальнейшего использования»*.

Еще в 2015 году планировалось использовать данные фонды, однако был введен мораторий до 2019 года в связи с необходимостью отсрочить решения, которые могут дать дополнительную нагрузку на компании [6].

Ранее Минприроды рассматривало два варианта установления точки отсчета выплат компаниями-недропользователями средств в ликвидационные фонды. В первом варианте выплаты начинаются с достижением 25-30% степени выработанности месторождения. Во втором варианте недропользователь начинает направлять средства в ликвидационные фонды через пять лет после того, как выработанность месторождения превысила 1%. Для шельфовых проектов предусматривалось отсрочить момент начала формирования ликвидационных фондов до достижения 70% степени выработанности.

Выводы

Наилучшей практикой является ведение внутреннего годового учета всех проектных обязательств по D&R, но предоставление информации по обязательствам по D&R является вопросом нормативно-правового регулирования.

Формирование ликвидационного фонда в российских проектах, подразумевающего создание схем финансирования и защитных механизмов от дефолта, на первоначальном этапе, может рассматриваться, как гибрид успешной международной практики (на примере Великобритании и Норвегии) и предложений, выносимых профильными министерствами и нефтегазовыми компаниями России, в равной степени учитывающих интересы государства и бизнеса.

Поскольку SPE настоятельно рекомендует фондовым биржам и правительствам во всем мире принять PRMS, возрастает потребность в том, чтобы она больше основывалась на правилах, содержала более четкие формулировки и была более директивной в таких вопросах.

Также остается проблема сравнения активов в условиях однородной конкурентной среды. Рассмотрим случай, когда более крупная нефтегазовая компания имеет средства для выполнения обязательств по D&R, а небольшие компании, эксплуатирующие соседние месторождения, также близкие к закрытию, их не имеют. NPV более крупной нефтегазовой компании с разрабатываемым проектом будет включать в себя расходы по D&R, а конкурирующих разрабатываемых проектов – нет. Более крупная компания будет иметь сокращенный NPV проекта и возможность раньше начать процесс эксплуатации скважин, в

то время как небольшие компании, вероятно, продолжат эксплуатацию «до предела», даже при отрицательном NOCF развитого проекта, чтобы отложить выполнения обязательств по D&R, и продолжат отражать запасы на собственном балансе.

Все это делает оценку коммерческой привлекательности активов конкурирующих компаний не единообразной и непоследовательной.

Список использованной литературы

1. Oil & Gas UK, Decommissioning Insight «Годовой обзор и отчет». – 2016.
[Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://oilandgasuk.co.uk> (дата обращения: 08.12.2018 г.).
2. Wood Mackenzie, UKCS decommissioning: challenges in the current price environment «Аналитический отчет». – 2016.
[Электронный ресурс]. – Режим доступа www.woodmac.com (дата обращения: 08.12.2018 г.).
3. Торнтон У. Вывод из эксплуатации по окончании добычи сырья // JPT. – 2016. – №01.
4. Воган А. Shell начинает большую работу по выводу из эксплуатации нефтяных платформ месторождения Brent // Guardian. – 2017. – №02.
5. Медведева Н.В. Резерв на ликвидацию ОС и восстановление месторождений // Корпоративная финансовая отчетность. Международные стандарты. – 2008. – №10.
6. Создание ликвидационных фондов нефтяных компаний отложили до 2019 года: [Электронный ресурс] // Служба финансово-экономической информации Группы «Интерфакс». М., 1991-2018. URL: <https://www.interfax.ru/business/468899> (Дата обращения: 09.12.2018).
7. Мазурина Е.В. О формировании ликвидационных фондов месторождений углеводородного сырья // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – №05.
8. Крюков В.А., Анашкин О. С. Нефтяные фонды – инструмент стерилизации или инструмент модернизации? // XIII Международная научная конференция по проблемам развития экономики и общества. Кн. 4. М.: Издательский дом НИУ ВШЭ, 2012.

Шуркалин А.К.

**Современные тренды глобальной энергетики
и энергетическая политика России**

Мировая энергетика переживает весьма сложную трансформацию. Она вызвана рядом обстоятельств, из которых следует выделить два основных: влияние современной технологической революции на энергетику и изменение спроса на энергетическую продукцию в связи с падением темпов развития мирового хозяйства.

Глобальный вызов, стоящий перед мировой энергетикой, выражен в замедлении темпов спроса на углеводородные ресурсы, особенно на уголь и нефть. Причиной указанных процессов является последствия современной научно-технической революции, вызвавшей к жизни новые энергетические источники, представленные возобновляемыми источниками энергии (энергия солнца, ветра, биотопливо, водород и др.).

Мировой энергобаланс подвергается воздействию как со стороны спроса, так и со стороны предложения. Это отражается на резких изменениях мировых цен. Скачки цен резко меняют свою направленность как в сторону роста, так и в сторону падения. Энергетические аналитики разных стран прогнозируют возможное наступление пика потребления прежде всего нефти, как основного ресурса в мировом энергобалансе. Однако никто не берется предсказать, когда наступит пиковый спрос и насколько снизится спрос на углеводороды после этого. Отмеченная неопределенность вынуждает нефтегазовые компании корректировать направления своего бизнеса, внося изменения в инвестиционные программы. Энергетические компании, отслеживая происходящие изменения, вносят серьезные коррективы в содержание своей деятельности. В частности, многие крупные нефтегазовые компании ускоренными темпами развивают технологии возобновляемой энергетики. Например, французская компания Total и итальянская компания ENI серьезно развивают проекты в солнечной энергетике, англо-голландская компания Royal Dutch Shell – работают над проектами в области разработки новых видов биотоплива, British Petroleum – серьезно занимается разработкой прогрессивных технологий хранения электроэнергии и т.д.

Качественные изменения в мировой энергетике осуществляются под воздействием новых технологических разработок. Энергетические технологии последних 10-15 лет обусловили бурный рост добычи нефти и газа из сланцевых пород. То, что 30-40 лет назад не считали реальными нефтегазовыми ресурсами, сегодня из этих, как некогда казалось пустых пород, добывается нефть и газ. Сланцевая революция сделала США крупнейшим производителем нефти и газа, а также крупнейшим поставщиком углеводородов на мировой рынок.

Добыча сланцевой нефти и газа продемонстрировала не только новые технологические, но и экономические возможности производства углеводородов. До недавнего времени всем казалось, что добыча нефти и газа рентабельна только в условиях крупного производства и сосредоточения больших размеров инвестиций. Опыт США показал, что для функционирования сланцевых месторождений характерен короткий инвестиционный цикл. Таким бизнесом занимаются небольшие компании, строя свою деятельность на возможности быстрой окупаемости инвестиций. Инвестирование в добычу сланцевой нефти в США показало, что сланцевые проекты весьма рентабельны. Если лет 10 назад казалось, что рентабельность такой добычи может быть достигнута при мировой цене на нефть не ниже 55-60 долл/барр., то значительная часть добывающих компаний в 2017-2018 гг. могла обеспечить более чем 15 – процентный уровень рентабельности уже при цене 25-30 долл/барр.

Положительные результаты разработки сланцевых месторождений нефти проявились и в добыче природного газа из твердых коллекторов. Технология горизонтального бурения и гидроразрыва пласта, усовершенствованные применительно к добыче сланцевого газа,

оказались весьма эффективными для извлечения газа из трудно проницаемых пород. Поэтому сегодня крупные залежи сланцевых пород, которые раньше вообще не рассматривались как потенциальный источник добычи углеводородов, стали постепенно обретать статус перспективных месторождений.

Отмечу, что указанные сдвиги основывались на том, что технология добычи постепенно совершенствовалась. Нефтегазовый бизнес получал все более широкие возможности для своего развития.

Каждое технологическое усовершенствование в бурении, заканчивании скважин, использовании методов компьютерного моделирования и работы с большими данными повышало эффективность операций на десятки процентов в годовом исчислении. Росли объемы добычи и скорость операций, снижались капитальные затраты и операционные издержки и т.п. В сумме это давало такое увеличение добычи нефти и газа, которое позволяло сохранять рентабельность операций даже в условиях резкого падения нефтяных цен.

Сланцевая революция в США стала возможной благодаря экспоненциальному развитию технологий добычи углеводородов из сланца и других плотных пород. Поэтому мы считаем, что сланцевая революция главным образом – технологическая. При этом наличие нефти и газа в плотных породах было давно известно, а ключевые технологии их добычи – гидроразрыв пласта и горизонтальное бурение – тоже были изобретены задолго до начала американского сланцевого бума. И только сочетание этих известных технологий, их совершенствование и адаптация для освоения известных ресурсов дала взрывной эффект. Именно непрерывное развитие этих технологий привело к постоянному повышению эффективности добычи, благодаря чему американские компании получают возможность выгодно добывать нефть и газ даже в условиях низких цен на сырье.

Идея развития известных технологий для освоения сланцевых ресурсов дала толчок для применения в других энергетических отраслях – там, где именно технологические ограничения не позволяли вовлечь эти ресурсы в экономический оборот. В результате сланцевого бума произошла революция в понимании роли технологий в энергетике. В различных энергетических отраслях по всему миру развитие технологий получило мощный стимул для развития. Бизнес, отраслевая наука, энергетические компании включились в поиск высокоэффективных решений для рентабельного применения локальных ресурсов – будь то гидраты метана или возобновляемые источники энергии. Многие зарубежные нефтегазовые компании активно включились в разработку технологий по производству энергии как за счет использования углеводородных ресурсов, так и развивая неуглеводородную энергетику.

Налицо зарождение глобальных преобразований, которые можно смело назвать мировой энергетической революцией. Эта революция уже набрала немалую силу; ее последствия еще трудно предсказать. Но уже ясно, что речь идет о начавшейся смене содержания отношений в системе мировой энергетике, смене позиций традиционных поставщиков и потребителей энергоресурсов⁶⁶.

Возросшие возможности больше добывать и полнее использовать углеводороды как энергетическое сырье наталкиваются на серьезные ограничения. Они связаны с тем, что более 100 государств подписали соглашение в декабре 2015 г. в Париже о снижении выбросов в атмосферу. Большинство стран мира считает, что эти соглашения очень важными, поскольку ученые считают, что климату на Земле угрожает потепление. Оно обусловлено техногенными действиями индустрии, в частности, большим объемом выхлопа «парниковых газов». Указанное соглашение предусматривает, что каждая страна, подписавшая это соглашение, обязуется меньше использовать углеводородное сырье

⁶⁶ Иванов Н.А. Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов. М.: Магистр, 2014, с.269.

(особенно уголь). В целом поставлена такая общая задача – ограничить глобальное потепление двумя градусами Цельсия.

Основными инициаторами соглашения по Климату стали европейские страны. В странах ЕС уже давно введены довольно серьезные ограничения на использование углеводородного топлива. Для многих из них главный тезис энергетической политики – переход к низкоуглеродным энергетическим технологиям. Все это отражается в снижении объемов углеводородных ресурсов, применяемых в экономике европейских стран, сокращении инвестиций в нефтегазовую отрасль. В течение 2012-2017 гг. потребление углеводородного сырья в ЕС сократилось в целом на 17%. Наибольшее сокращение пришлось на уголь – до 3,9%, нефть – на 22%, природный газ – на 9%. Важно отметить всеобщее стремление европейских стран больше использовать возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Для экономик небольших государств (Дания, Бельгия, Нидерланды, Швеция) ВИЭ занимают видное место в энергобалансе. Для указанных стран доля ВИЭ в бытовом энергопотреблении составляет весьма внушительную долю от 30 до 40%. В странах ЕС много делается для того, чтобы ВИЭ были бы экономически более доступны. По данным МЭА, за период 2010-2016 гг. среднемировые цены на электроэнергию ветровой генерации сократились на 30%, а к 2020 г. ожидается сокращение еще на 10%. Электричество, создаваемое солнечной генерацией подешевело за указанный период почти на 50%. К 2020 г. ожидается падение цен еще на 20%.⁶⁷

Отмеченные тренды мировой энергетики оказывают довольно противоречивое воздействие на динамику энергетических отраслей. С одной стороны активно проявляют себя факторы, способствующие ускорению развития нефтегазовых производств. Развитие науки и технологии нефтегазовой добычи раскрывают разные перспективы роста добычи нефти и газа. С другой стороны действуют реальные ограничения в использовании нефтегазовых ресурсов, направленные на сокращение вредных выбросов в атмосферу с целью минимизировать угрозы глобального потепления на нашей планете.

Важно оценить воздействия указанных трендов на экономическую политику прежде всего государств, добывающих углеводородное сырье в значительных количествах. В мировой энергетике вслед за технологическими изменениями последовали перестроения основных участников мирового энергетического рынка. Безусловно в последние 2 – 3 года США стали крупнейшими производителями нефти и газа, серьезно воздействия на ценовую динамику не только со стороны спроса, но и со стороны предложения. Страны Ближнего и Среднего Востока в недалеком прошлом абсолютные лидеры по производству нефти и газа ныне утрачивают некоторым образом свои лидерские позиции. Экономическая политика европейских стран нацелена на значительное сокращение энергоемкости своего производства. Руководители ЕС предпринимают усилия на сокращение использования углеродных энергетических ресурсов для обеспечения нормальной экологической обстановки и сохранения природной среды.

В условиях серьезной трансформации условий развития мировой энергетики каждая страна вырабатывает для себя необходимые направления энергетической политики. Это касается и Российской Федерации, как страны, являющейся одним из мировых энергетических лидеров. Энергетическая политика России выражает направленность и содержание деятельности топливно-энергетических отраслей. В структуре российской экономики топливно-энергетический комплект (ТЭК) занимает гораздо более значимую роль, чем в западных странах. Он выполняет важную инфраструктурную функцию, обеспечивая население страны и ее экономику энергией и топливом. Для России ТЭК – это важнейшая часть экономической системы. Отрасли ТЭК дают 27% объема ВВП страны, более 40% налоговых отчислений в бюджет, более 50% объема экспортных доходов. Задачи

⁶⁷ British Petroleum Statistical Review of World Energy. 2017.

и направления развития российской энергетики выражены в таком важном документе как Энергетическая стратегия России. Принятая Правительством РФ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. В ней подчеркивается, что целью энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций. Она определяет цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны на предстоящий период, приоритеты и ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающие достижение намеченных целей.

В ходе реализации прежней Энергетической стратегии России на период до 2020 года, была подтверждена адекватность большинства ее важнейших положений реальному процессу развития энергетического сектора страны даже в условиях резких изменений внешних и внутренних факторов, определяющих основные параметры функционирования топливно-энергетического комплекса России.

Энергетическая стратегия до 2030 г. формирует новые ориентиры развития энергетического сектора в рамках перехода российской экономики на инновационный путь развития, предусмотренный Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года.

Стратегия расставляет акценты на следующих ключевых моментах:

- снижение зависимости от сырьевой экономики;
- рост инновационной составляющей в отраслях ТЭК и ориентация на развитие нефтегазовой отрасли при постепенном снижении поставок сырой нефти и газа;
- региональная диверсификация энергетических мощностей.

Намечен переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК, включающий в себя сокращение к 2035 г. вклада ТЭК в ВВП в 1,6-1,7 раза и снижение доли экспорта топливно-энергетических ресурсов в ВВП почти в 3 раза к 2035 г. В 2013 году это доля превышала 70%. Для того, чтобы Россия смогла выйти на уровень 23% в экспорте требуется активное развитие иных отраслей промышленности. Задача весьма амбициозная. Это означает, что ежегодно эта доля должна снижаться в среднем на 2 процента но за счет чего? В то же самое время данная задача конфликтует с мерами правительства, предусматривающими снижение экспортной пошлины на нефть и газ, что непосредственно нацелено на стимулирование экспорта энергоресурсов. Пока открытым остается вопрос – за счет чего произойдет снижение? Какие другие статьи экспорта должны при этом вырасти? Предполагаются отрасли машиностроения, приборостроения, нефтехимии. Но сегодня потенциал этих отраслей не достигает объемов развития отраслей ТЭК.

Значительное внимание в стратегии уделено повышению инновационной составляющей ТЭК, созданию инновационного и эффективного энергетического сектора страны для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

Энергетическая стратегия России предлагает ряд важных направлений, которые продвигали бы отрасли ТЭК по пути интенсификации и роста качества. Но вместе с тем следует обратить внимание на количественные параметры развития ТЭК. Российская экономика должна развиваться высокими и устойчивыми темпами. По мнению Правительства РФ, темпы прироста ВВП страны в период 2019-2024 гг. должны быть на уровне 3-3,3% в года. Если такие темпы развития будут реализованы, следовательно, поступательно будут развиваться отрасли ТЭК. Что для этого надо? Инвестиции. Российский финансовый рынок не в состоянии обеспечить реализации всех необходимых проектов. Общий приток инвестиций в экономику за период 2014-2018 гг. сократился на 10%. Нефтегазовый комплекс также нуждается в инвестициях. Но основные проекты в отрасли

давно финансируются зарубежными кредитами. Однако после 2014 г. в связи с введением санкций западными странами эта возможность серьезно сократилась. Некоторые скажут: хорошо, будем меньше добывать, сократим объем вредных выбросов и зависимость нашей экономики от добычи сырья. Но для обеспечения устойчивых темпов экономического роста необходимы энергоресурсы. Без них сложно будет добиться высоких и устойчивых темпов социально-экономического развития.

Важный вектор стратегии развития ТЭК – обеспечение нормальной конкурентной среды развития. Решение этой задачи весьма непростое. Как известно, государство контролирует основные процессы, происходящие на внутреннем энергетическом рынке. Оно вынуждено выступать отчасти в качестве хозяйствующего субъекта, поскольку климатические условия нашей страны требуют широкой доступности энергоресурсов для всех районов страны и слоев населения. Поэтому система газоснабжения контролируется фактически государственной компанией «Газпром», рынок электроэнергии также контролируется государством. Фактически государственное регулирование здесь – это проявление монополии. Есть другой энергетический рынок, который монопольным не является. Но тем не менее никакой конкуренции на этом рынке не просматривается. Речь идет, конечно, о рынке автомобильного топлива. Цены на автомобильное топливо стремительно идут вверх. Главная причина такого положения – олигопольное господство нескольких крупнейших энергетических компаний. При этом государство пытается удерживать цены на бензин. Но делает это довольно неуклюже. Повышение акцизов – явное средство удержания. Налоговый маневр, который предложило Правительство РФ, также не способствовал «устаканиванию» ценовой динамики. Было бы правильно, если бы Правительство РФ отменило бы налоговый маневр и не стало привязывать систему НДС к биржевым котировкам мирового рынка. Но оно пошло «другим путем». Оно заморозило волевым решением цены на бензин и дизельное топливо до конца 2018 г. А что будет в 2019 году? В 2019 г. повышаются сразу три налога: НДС, НДС и акцизы. По расчетам Р. Танкаева, это даст прирост к цене литра бензина 7 руб. В целом повышение цен на топливо составит 7-8%⁶⁸. Вот здесь следует подумать о том, как запустить конкурентный механизм, чтобы сбить ценоповышательную тенденцию.

Перед ТЭК ставится задача повышения технологического уровня добычи углеводородных ресурсов. Эта задача обусловлена высокими темпами современного научно-технического прогресса, который предъявляет отраслям ТЭК новые, сложные задачи. Они прежде всего направлены на коренное обновление используемого в нефтегазовой сфере оборудования и материалов. Отмечу, что нефтегазовые отрасли имели довольно изношенное оборудование. Степень износа превышала 70%. Такое положение было тормозом развития нефтегазового производства. Получая большие экспортные доходы, крупные российские энергетически компании приобретали необходимое оборудование главным образом по импорту. Так сложилась достаточно прочная зависимость российских компаний от импортных поставок. В целом эта зависимость оценивалась в 65-60%. По отдельным материалам и видам оборудования зависимость доходила до 80-90%. С введением санкций возможности приобретения высококачественного оборудования резко сократились. Это заставило наше правительство и руководство компаний обратиться к реализации программ импортозамещения. Сегодня импортозамещение рассматривается как важная часть энергетической политики государства, призванное быть надежным стимулом развития ТЭК. Минэнерго РФ еще в 2014 г. определил 12 приоритетных направлений развития отечественного производства нефтегазового оборудования. В качестве основного ориентира развития импортозамещения была поставлена задача сократить долю поставок импортного

⁶⁸ Независимая газет. 7 ноября 2018г.

оборудования с 60% в 2015 г. до 43% в 2020 г. К 2035 г. поставлена еще более амбициозная задача – сократить долю импорта до 15%.

Реализация важнейшей задачи энергетической политики России – обеспечение устойчивого спроса на энергетические ресурсы – постоянно наталкивается на одно серьезное противоречие. Это противоречие между объемом нефти и газа, направляемого на экспорт и на внутренний рынок. Это противоречие всегда решалось в пользу экспорта. Ведь уровень мировых цен выше уровня внутренних цен. Специалисты Института народнохозяйственного прогнозирования считают, что экспорт нефти и газа главный источник валютных поступлений для экономики страны. Но при этом они заявляют, что приоритет должен оставаться за обеспечением внутренних нужд страны в углеводородах.⁶⁹ Практика последних лет показала, что те регулирующие инструменты, используемые государством для удержания внутренних цен на топливо, не дают нужного эффекта. Думаю здесь государство должно проявить более решительные действия, направленные на увеличение объемов поставок нефтегазовых ресурсов на внутренний рынок. Если на внутреннем рынке будет больше нефти и газа, то большие объемы поступят на переработку для производства бензина и дизельного топлива. И тогда можно будет ожидать более стабильной цены на топливо. Все это будет способствовать экономическому росту всей национальной экономики. Тем самым будет решена важнейшая и актуальнейшая задача экономической политики.

Список использованной литературы

1. Иванов Н.А. Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов. - М.: Магистр, 2014.
2. British Petroleum Statistical Review of World Energy. 2017.
3. Независимая газет. 7 ноября 2018г.
4. Перспективы развития экономики России: прогноз до 2030 года. Под ред. В.В. Ивантера. – М.: Анкил, 2013.
5. Шуркалин А.К. Роль импортозамещения в развитии нефтегазового комплекса России. / Глобальная энергетическая трансформация: экономика и политика. Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2018.
6. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.

⁶⁹ Перспективы развития экономики России: прогноз до 2030 года. Под ред. В.В. Ивантера. – М.: Анкил, 2013, с. 230.

На пути к энергетическому переходу в Европе: анализ кластеров ветряной энергетики

1. Введение

Одной из ключевых целей в сфере энергетики для стран-членов ЕС является выход на уровень 20% по объему производства энергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ) к 2020 году и достижение лидерских позиций в использовании ВИЭ в мире. К 2030 году доля потребляемой энергии, полученной из ВИЭ, должна будет составить 32% (вместо ранее планировавшихся 27%).

Энергетика является для любой страны основной сферой, обеспечивающей развитие и поддержание уровня жизни населения, а энергетическая безопасность – один из главных стратегических приоритетов государства.

«Энергетический переход» или «энергетический поворот» осуществляется на базе децентрализации, цифровизации, интеллектуализации систем энергоснабжения, с активным вовлечением самих потребителей и всех видов энергетических ресурсов и характеризуется повышением энергетической эффективности и снижением выбросов парниковых газов (прежде всего за счет возобновляемых источников энергии)⁷⁰.

При этом представляется интересным рассмотреть технологическую трансформацию энергетической отрасли европейских стран через призму кластерных инициатив и территориальных кластеров. В то время как многие скептики развития технологий использования ВИЭ утверждают, что доля ВИЭ не будет иметь существенного значения для мирового энергобаланса, в котором ближайшие десятилетия будут доминировать нефть, газ и уголь, в Европе поступательно формируется инфраструктура, технологии и институты для внедрения ВИЭ и использования энергетического потенциала отдельно взятой территории.

Кроме этого, следует учитывать подготовку потребителей, рынка, институтов и технологий, на которую тоже уходит много времени и ресурсов, как прямых, включая государственные, так и косвенных, формируемых в рамках кластеров компаний и институтов, благодаря внутрикластерным синергиям.

Переходя с национального на региональный уровень, а с регионального на уровень кластеров, возможно лучше понять динамику трансформационных изменений в экономике в целом и в энергетическом секторе, в частности.

В качестве целевой сферы для анализа была выбрана ветряная электрогенерация, обладающая высоким потенциалом роста и конкурентоспособностью по отношению к другим источникам энергии.

Анализу ветряной энергетики в мире и в Европе посвящены многие аналитические отчеты таких международных агентств, как IRENA, Wind Europe, REN21 и Международное энергетическое агентство.

Интерес представляет рассмотрение объединений компаний, институтов и прочих организаций, вовлеченных в развитие ветряной энергетики, в виде саморазвивающихся систем. Примером разбора кластеров в сфере ветряной энергетики в Германии, Дании и Испании являются исследования специалистов Гарвардской школы бизнеса^{71,72}.

⁷⁰ Хохлов А., и др., Распределенная энергетика в России: потенциал развития, Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2018, URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER-3.0_2018.02.01.pdf

⁷¹ Bolon, E., Commons, M., Des Rosiers, F., Cobos, P.G.S., Kukrika, N., The Spanish wind power cluster, Harvard business school, 2007

⁷² Boeckle R. et al, The German wind technology cluster, Harvard Business School, 2010

2. Ветряная энергетика – один из наиболее быстро растущих видов ВИЭ в Европе

Ветровая электрогенерация является одним из наиболее быстро развивающихся видов возобновляемых источников энергии как в мире, так и в Европе.

За 10 лет (с 2007 по 2017 годы) уровень установленных мощностей в Европе вырос с 56,4 ГВт до 170,6 ГВт⁷⁴. В 2017 году удельные затраты на производство 1 кВт электроэнергии, используя ветряные установки на суше, составил около 0,06 долл. за кВт, что приближается к уровню затрат при использовании ископаемого топлива – 0,045 долл. за кВт. По прогнозу Мирового энергетического агентства (МЭА) к 2027 году ветряная энергетика будет обеспечивать наибольшую долю в производстве электроэнергии в ЕС (23%) среди других источников энергии, обогнав уголь⁷⁵.

По состоянию на конец 2017 года объем установленных мощностей ВЭС составил 539 ГВт. Мировым лидером по установленным мощностям является Китай, обладающий 188,4 ГВт мощностей, на втором месте – США (около 80 ГВт). Среди европейских стран наибольшее количество мощностей было установлено в Германии (55,9 ГВт), Испании (23 ГВт), Великобритании (20 ГВт), Франции (13 ГВт), Италии (9,6 ГВт) и Дании (5,2 ГВт). На эти шесть стран приходится более 75% установленных мощностей в Европе, которые составляют около 168,7 ГВт (из которых на суше – 153 ГВт и на шельфе – 15,8 ГВт)⁷⁶.

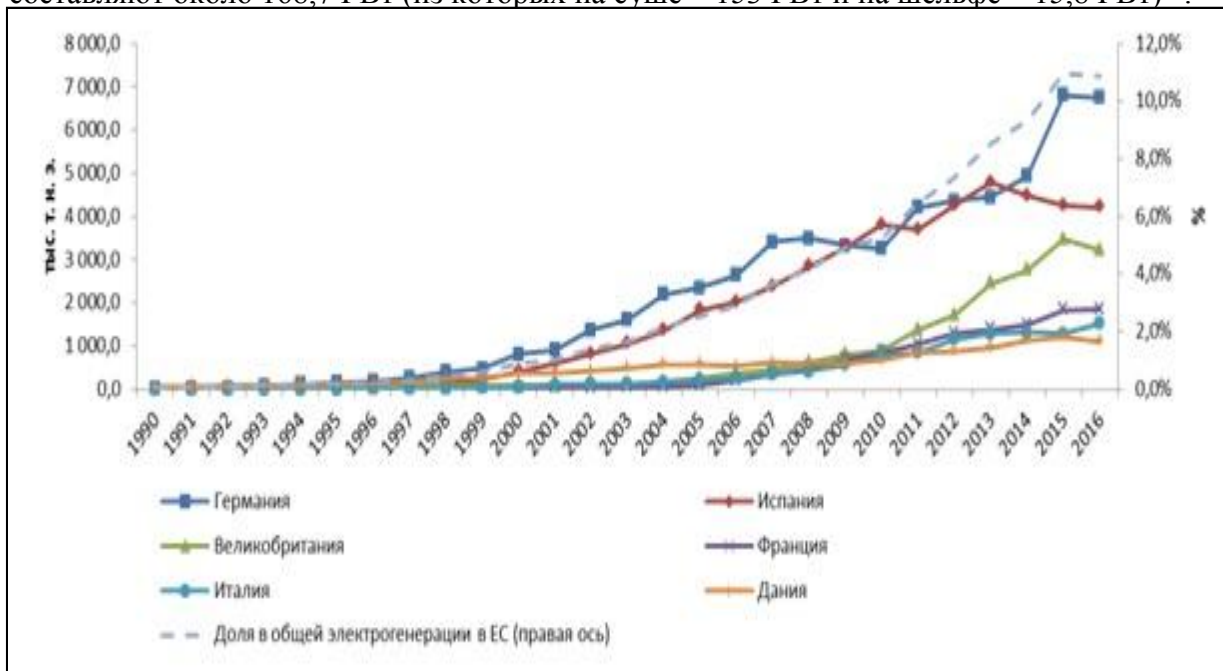


Рисунок 1. Первичное производство энергии из ветра, ТОП-6 стран. Источник: Eurostat

Отметим, что до 2007 года мировое лидерство по установленным мощностям было за Германией. На следующий год на первое место вышли США, а с 2011 года лидирующие позиции занимает Китай.

Ключевыми игроками на мировом рынке производства ветряных установок являются датская компания Vestas (доля рынка – 16,7%), испанско-немецкая компания Siemens Gamesa (16,6%), китайские Goldwind (10,5%), Envision (6%), Mingyang (4,7%), немецкие Enercon (6,6%), Nordex Acciona (5,2%), Senvion (3,7%), индийская Suzlon (2,6%)⁷⁷.

⁷³Nielsen V.V., The Danish wind cluster, Harvard business school, 2017

⁷⁴ Источник: <https://www.irena.org/en/wind>

⁷⁵ IEA World Energy Outlook 2018

⁷⁶ Renewables 2018 global status report

⁷⁷ Renewables 2018 Global status report

3. Развитие ветряной отрасли в Европе началось из трех точек – Дании, Испании и Германии.

Текущее распределение отраслевых лидеров в Европе, безусловно, неслучайно.

Для ветряной отрасли, как и для любой другой сферы энергетики, важно распределение ресурса - ветра. Данный ресурс определяется скоростью ветра на территории и на конкретной высоте. Согласно Европейскому атласу ветра (рисунок 2) наиболее сильные ветра на высоте 50 м дуют в зоне Ирландии, Шотландии, севера Дании, на юге Франции и зоне от Барселоны до Бильбао в Испании. Значительная концентрация «ветряного ресурса» наблюдается на большей части Великобритании, севере Франции, Бельгии, Голландии и на северо-западе Германии.

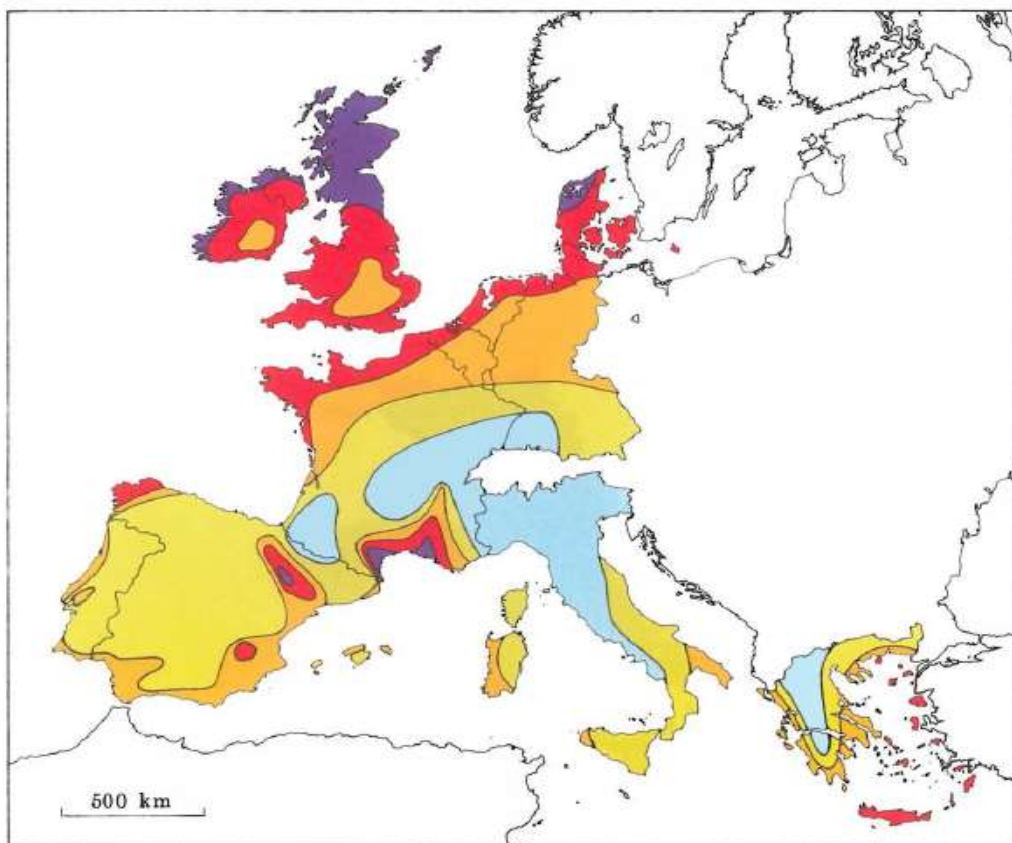


Рисунок 2. Карта распределения ресурса ветра по территории Западной и Центральной Европы. Чем темнее зона, тем больше «ресурса ветра».

Источник: Troen, I., & Lundtang Petersen, E. (1989). European Wind Atlas. Roskilde: Risø National Laboratory.

Первая ветряная электростанция в мире была построена в Дании еще в 1890 году. Однако по-настоящему отрасль получила толчок развития после нефтяного / энергетического кризиса начала 1970-80-ых годов. Необходимость поиска альтернативы ископаемому топливу стала движущей силой возрождения исследований в области ВИЭ и ветряной энергетики в частности.

Одним из пионеров современной ветряной отрасли является компания из Дании Vestas со штаб-квартирой в городе Орхус, которая с 1979 года осуществляет производство ветряных турбин. При этом сама компания была создана еще в 1945 году и занималась производством сельскохозяйственного оборудования, охладителей и гидравлических кранов. Также важно отметить, что в Орхусе расположен один из старейших и крупнейший в Дании университет.

Вторая крупная компания из Дании, Bonus Energy, основанная в 1980 году, установила первую в мире морскую ветроэлектростанцию (ВЭС) в 1991 году. В 2004 году компания была куплена немецкой Siemens, что привело к формированию Siemens Wind Farms со штаб-квартирой в Гамбурге.

Компания LM Wind power зародилась еще в 1940-ом году в небольшом датском городе Лундерсков как семейная фирма по производству мебели, а затем стекловолокна. С 1978 года компания начала производство лопастей, став одним из крупнейших в мире поставщиков ключевого компонента ветряных установок.

В **Германии** активное развитие ВИЭ началось с введения закона о специальном тарифе для данного типа энергогенерации в 1991 году⁷⁸. В 1994 году Германия уже обошла Данию по объему установленных мощностей, и с тех пор сохраняла практически безоговорочное лидерство в Европе. В 1984 году в городе Аурих в Нижней Саксонии была основана компания Enercon, которая на 2017 год занимала 5 место в мире по доле рынка ветрогенераторов⁷⁹.

Испанская компания Gamesa, расположенная в зоне Бильбао и специализировавшаяся на микроэлектронике, композитных материалах и роботостроении, начала производство ветряных установок в 1994 году. В этом же году правительство Испании также ввело налоговую поддержку (feed-in tariff) для возобновляемой энергетики. В 2016 году произошло слияние между компаниями Siemens Wind и Gamesa, которое привело к формированию компании Siemens Gamesa – второго в мире производителя оборудования для ветряных электростанций (по состоянию на 2017 год).

Постепенно компании-лидеры начали создавать новые центры компетенций и производства оборудования.

В **Великобритании** – завод Siemens Gamesa Renewable energy в городе Халл, завод Vestas в Ньюпорте или операционное подразделение датской Orsted в Вестминстере. На севере **Португалии** был сформирован кластер поставщиков компании Enercon. Датская компания LM Wind Power (с 2017 г. приобретена GE Wind Energy) расположила свои производственные мощности по созданию лопастей в Испании (Валенсии), Франции (Шербур-Октевиль), Польше (Лозиеница на северо-западе страны).

Северное море стало одним из ключевых в мире полигонов развития оффшорной ветровой энергетики, как в свое время это произошло и с шельфовой добычей нефти и газа. Любопытно, что европейские нефтегазовые компании, как Equinor, Talisman Energy, осуществляющие добычу нефти и газа, стали входить в капитал крупных шельфовых ветряных электростанций. Например, близ нефтегазового месторождения Beatrice, расположенного в 22 километрах от побережья Шотландии, ведется строительство шельфовой ветряной электростанции мощностью 588 МВт близ нефтегазовой платформы компании Talisman Energy, готовящейся к выводу из эксплуатации.

Компания Equinor также участвует в создании крупнейшей в Европе шельфовой ветряной электростанции – Dogger Bank Wind Farm, ожидаемая мощность которой должна составить 1,2 ГВт⁸⁰. Над проектом также работают компания из Шотландии (SSE) и Германии (RWE). Данная ветроэлектростанция станет частью комплекса искусственных островов в Северном море, которые будут объединены в энергетический хаб (North sea wind power hub).

Краткий обзор возникновения первых технологических компаний в секторе ветряной энергетики отражает несколько важных закономерностей.

Во-первых, четко прослеживается формирование нескольких центров знаний и компетенций – Дания, Германия, Испания. При чем, компании из Дании и Германии

⁷⁸ Boeckle R. et al, The German wind technology cluster, Harvard Business School, 2010

⁷⁹ Renewables 2018 global status report

⁸⁰ Официальный сайт проекта, URL: <https://doggerbank.com/>

расположены очень близко, на расстоянии не более 3-4 часов езды (столько занимает путь на машине между Орхусом и Гамбургом).

Во-вторых, компании не начали производить с нуля ветряные генераторы, а имели значительный период накопления инженерного и производственного опыта в судостроении, шельфовой добыче ископаемых и т.д. Синергия между различными компетенциями позволила создать новый продукт.

В-третьих, компании, их структура, партнеры меняются со временем, прослеживаются коэволюционные процессы как в отрасли, так и смежных сегментах.

На карте ниже представлено распределение компаний, связанных с ветряной энергетикой. На карте прослеживается концентрация наиболее крупных компаний в ранее обозначенных странах – регионах лидерах, что позволяет говорить об эффекте концентрации и кластеризации данной отрасли.

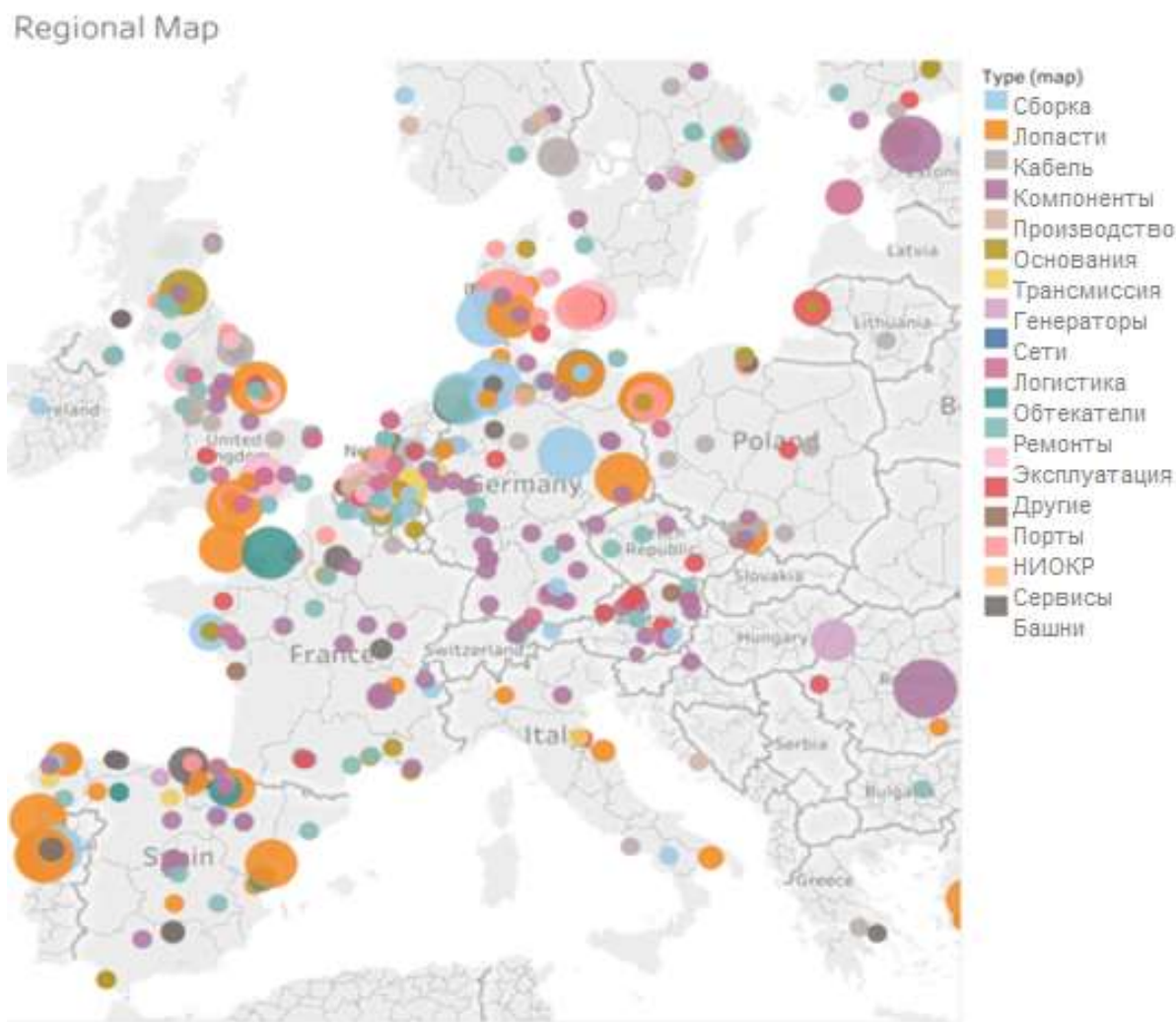


Рисунок 3. Карта распределения компаний, вовлеченных в ветряную энергетику. Размер шара зависит от числа сотрудников компании.

Источник: <https://windeurope.org/about-wind/campaigns/local-impact-global-leadership/?ref=mainbanner>

В результате эволюции и усложнения отрасли возникло все больше компаний, специализирующихся на различных элементах цепочки стоимости создания ВЭС и транспортировки полученной энергии до конечного потребителя. Сформировались полноценные региональные кластеры.

4. Жизненный цикл развития кластеров в ветряной отрасли – в какой стадии находится отрасль?

Под **региональным кластером** понимается группа географически сконцентрированных компаний из одной или смежных отраслей и поддерживающих их институтов, расположенных в определенном регионе, производящих схожую или взаимодополняющую продукцию и характеризующихся наличием информационного обмена и товарообмена между фирмами-членами кластера и их сотрудниками, за счет которого повышается конкурентоспособность кластера в мировом хозяйстве⁸¹.

К кластерам также применимо понятие жизненного цикла (см., например, М.-Р. Menzel and D. Fornahl). Жизненный цикл кластеров следует традиционным стадиям возникновения, роста и упадка, что необязательно соответствует отраслевому жизненному циклу. Van Klink and De Langen (2001) описывают кластерный цикл как прохождение через стадии развития, расширения, установления и перехода. В качестве критериев оценки той или иной стадии жизненного цикла кластера может быть использован признак гетерогенности и способность компаний в кластере использовать данную гетерогенность.

Рассмотрение эффекта концентрации компаний во времени и в контексте жизненного цикла всей отрасли позволяет более четко выявлять факторы, влияющие на эволюцию кластеров. Исследования показывают, что концентрация отрасли увеличивается на более ранних стадиях ее развития, а в стадии зрелости роль кластеров сокращается.

Одной из ключевых причин, по которым зарождающийся кластер переходит в стадию роста, является процесс «отпочкования» (spin-off) задач и компаний, обеспечивающих реализацию более рутинных задач (включая поставщиков и подрядчиков). Причина упадка многих кластеров, в свою очередь, заключается в неспособности к обновлению в контексте изменений внешней среды, что в свою очередь зависит от разнообразия знаний в кластере.



Рисунок 4. Количественные и качественные измерения жизненного цикла кластера

Источник: Menzel, Fornahl, Cluster life cycles: dimensions and rationales of cluster development, Jena economic research papers, No. 2007, 076

Стадии развития кластера привязаны к «количественным» и «качественным» измерениям. Количественное измерение описывает экономическое развитие кластера через число действующих компаний и рабочих мест на территории. Качественное измерение

⁸¹ Пилипенко И.В. Кластеры и территориально-производственные комплексы в региональном развитии. // Региональное развитие и региональная политика России в переходный период / Под общ. ред. С.С. Артоболевского, О.Б. Глезер. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2011. – С. 191-208.

характеризует то, насколько эффективно используется гетерогенность компаний в кластере – открыты ли связи, формируются ли синергии, передается ли знание между компаниями и т.д.

Наибольший результат от кластеризации компаний наблюдается между стадиями возникновения и поддержания активности, которые могут «циклично» эволюционировать за счет внедрения и развития новых технологий и видов деятельности (см. рисунок 3). При этом развитие кластера следует описывать не как поступательное движение слева направо к стадии большей зрелости, а скорее как колебание между левой и правой сторонами фигуры.

Сам кластер развивается вокруг фокусных точек. Для ветряной энергетики такими точками/аттракторами являются – производители турбин и операторы ветряных электростанций. Вокруг первых формируется группа поставщиков, вокруг вторых – группы конечных потребителей электроэнергии, определяющие спрос.

В качестве примера рассмотрим кластер ветряной энергетики на северо-западе Германии (включает Нижнюю Саксонию, Шлезвиг-Гольштейн, Бремен, Гамбург). Модель кластера на рисунке 4 представлена на 2010 год в соответствии с концепцией «ромба Портера» - объединение ключевых производителей (Enercon, Nordex, Siemens Gamesa, DeWind), поставщиков компонентов (Rexroth Bosch Group, Momac, Enetrage), представителей исследовательских центров (технические ВУЗы), компании-распределители энергии (E-on, RWE, Vattenfall) и так далее.

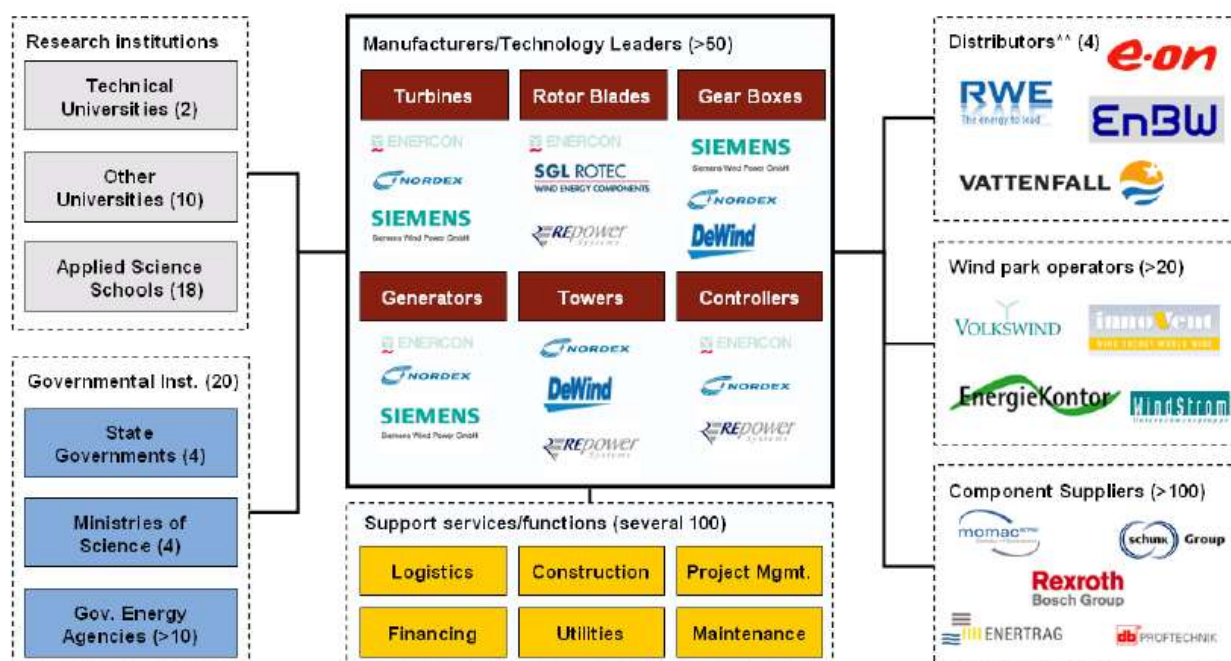


Рисунок 5. Кластер ветряной энергетики на северо-западе Германии по состоянию на 2010 год

Источник: Boeckle R. et al, The German wind technology cluster, Harvard Business School, 2010

Северо-запад Германии характеризуется сильным промышленным сектором. На протяжении истории этих территорий здесь развивались судостроение (с 1795 года в городе Папенбург расположена одна из крупнейших верфей Meyer Werft GmbH & Co. KG), авиация (авиационная долина в городе Штаде, близ Гамбурга), сталелитейная отрасль и другие.

Опыт, накопленный в других отраслях, способствовал зарождению нового кластера ветроэнергетики. Оно началось с возникновения первых немецких компаний, специализирующихся на производстве ветряных турбин и башен - Enercon (основана

Аллойсом Воббенем в 1984 г., штаб-квартира в Аурихе), Nordex (основана в Дании в 1985 г., штаб-квартира в Гамбурге) и другие.

Начало роста кластера было вызвано внешними факторами, связанными преимущественно с укреплением «зеленого» движения в Германии и укреплением силы партии «зеленых» в 1980-ые годы. Результатом стало введение в 1991 году закона по стимулированию применения ВИЭ, гарантирующего доступ для производителей возобновляемой энергии к сети и определенный уровень цены⁸². В это же время, в 1996 году, создается Немецкая ассоциация ветряной энергии (Bundesverband WindEnergie e.V.)⁸³, призванная координировать деятельность основных участников рынка, способствовать установлению партнерств и новых связей.

С 1993 по 2007 год наблюдается рост количества ветроэнергетических установок, компании экспериментируют с различными видами технологий, все больше расширяется международное сотрудничество (преимущественно с США, Китаем, Индией).

При этом уже в 2005-2006 годах рост установки новых мощностей приостанавливается, что видно по динамике первичного производства энергии из ветра в Германии (рис. 1). Наблюдается ограничение в зонах с сильным ветром, что говорит о наступлении стадии «насыщения» рынка и ограничении роста кластера. Возникает потребность в замене уже установленных ветряных станций на более высокие и мощные. Также компании начинают активнее выходить на шельф, однако здесь у Германии меньше конкурентных преимуществ по отношению, например, к Дании или Великобритании.

Возникает необходимость к «адаптации» и «обновлению» компаний в кластере.

Из компаний, представленных на рисунке, Siemens объединилась с Испанской Gamesa в 2016 году с контрольной долей в объединенной компании в размере 59% и штаб-квартирой в Испании. Компания DeWind в 2009 году стала подрядной организацией корейской Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering и прекратила свое существование в 2017 году. REpower Systems SE в 2007 году приобретает индийской компанией Suzlon, в январе 2014 года компания получает название Senvion SE и становится активом инвестиционного фонда Centerbridge Partners. Компания Nordex в 2001 году провела IPO, в 2008 году открыло представительство в США (Чикаго), в 2016 году объявляет об интеграции с испанской Acciona Windpower⁸⁴. Компания по производству лопастей SGL Rotec переходит к новому, не названному владельцу в 2013 году⁸⁵.

Компания Enercon к 2017 году стала вторым в Европе (22,1%) и 6-ым в мире (7%) производителем ветряных турбин⁸⁶.

В результате из 6 ключевых компаний в кластере, имевшихся на 2010 год, 1 компания перестала существовать, 2 компании поменяли владельцев, 2 компании интегрировались с другими игроками.

На 2018 год, согласно информации Wind Europe, в регионе остался один крупный немецкий игрок – Enercon. Кроме него функционируют, уже на половину испанская Siemens Gamesa, французская Areva Wind (дочернее общество французской компании по атомной энергии Areva), а также операционное подразделение датской Ørsted A/S (бывшее название – Dong Energy)⁸⁷.

Важным фактором внешней среды, влияющим на деятельность ветряных компаний в регионе, стало введение в Германии аукционов на ветряную энергию в 2017 году. Аукционы

⁸² Boeckle R. et al, The German wind technology cluster, Harvard Business School, 2010

⁸³ URL: <https://www.wind-energie.de/english/association/> [Дата обращения 06.12.2018]

⁸⁴ URL: <https://www.acciona.com/about-acciona/history/> [Дата обращения 03.12.2018]

⁸⁵ URL: <https://www.compositesworld.com/news/sgl-group-sells-its-wind-blade-business> [Дата обращения 03.12.2018]

⁸⁶ URL: <https://www.enercon.de/en/company/market-share/> [Дата обращения 03.12.2018]

⁸⁷ <https://windeurope.org/about-wind/campaigns/local-impact-global-leadership/?ref=mainbanner> [Дата обращения 03.12.2018]

являются конкурентным механизмом по выдаче разрешений на установку ВЭУ, нацеленным на снижение стоимости электроэнергии. Согласно данным REN 21 это позволило увеличить выработку энергии на 33% по отношению к 2016 году за счет ввода новых мощностей. Уровень выработки электроэнергии на ВЭС в 2017 году составил 19% от общего электропотребления в Германии. С другой стороны усложнилась правовая процедура предоставления лицензий на установку ВЭС⁸⁸, а также остаются нерешенными проблемы с доступом к электросетям и ограничения по дальнейшему расширению станций⁸⁹. Это уже привело к снижению доходов компании Enercon и, как следствие, бюджета города Ауриха.

Таким образом, кластер ветряной энергетики в Нижней Саксонии прошел через несколько стадий эволюционного процесса и на текущий момент находится в состоянии снижения гетерогенности и консолидации вокруг нескольких ключевых игроков. Фактор государственной политики с одной стороны стимулирует общее снижение издержек, которое может иметь отрицательные последствия в среднесрочной перспективе⁹⁰, с другой приводит к еще большей консолидации, так как многие компании отказываются от участия в аукционах и теряют доходы.

Тренд на консолидацию соответствует общему состоянию отрасли – крупный производитель турбин GE приобрел производителя лопастей датскую LM Wind, компания Vestas усилила свой сервисный блок, купив компании UpWind Solutions и Availon⁹¹, Enercon приобрела крупного датского производителя турбин Lagerway и т.д.

5. Выводы

Анализ развития ветряной энергетики в Европе показал наличие четкой кластеризации компаний-производителей ключевых компонентов ветряных установок, исследовательских институтов и компаний-подрядчиков.

Краткий анализ развития ветряного кластера на северо-западе Германии показал, как компании проходят через стадии жизненного цикла кластера в зависимости от гетерогенности. На 2018 год данный кластер можно охарактеризовать в стадии упадка в связи с сокращением числа игроков и консолидации вокруг оставшихся, наиболее эффективных компаний (Enercon).

У кластера в стадии упадка имеются три дальнейших пути развития (как представлено на рисунке 4):

1. Прекращение своего существования;
2. Обновление существующего пути развития через внедрение новых, связанных с текущей деятельностью технологий, зачастую пришедших из других локаций;
3. Переход в качественно другую отрасль, включение новых игроков из других секторов, расположенных на той же территории.

Исходя из вышеперечисленных возможностей, следует предположить потенциальные сценарии дальнейшего существования кластера ветряной энергетики на северо-западе Германии.

С учетом сохранения одного из крупнейших в мире игроков в регионе, вариант полного исчезновения кластера видится маловероятным.

⁸⁸ URL: German wind auctions undersubscribed again, URL: <https://www.windpowermonthly.com/article/1496669/german-wind-auction-undersubscribed-again> [Дата обращения 03.12.2018]

⁸⁹ An industry in distress, URL: <https://www.newenergy.info/economy/windmarkets/an-industry-in-distress>

⁹⁰ J Kreiss, K-M Ehrhart and A-K Hanke, Auction-theoretic analyses of the first offshore wind energy auction in Germany, Journal of Physics: Conference Series, Volume 926, conference 1, 2017

⁹¹ Nielsen V.V., The Danish wind cluster, Harvard business school, 2017.

Второй сценарий подразумевает активное внедрение новых технологий. Для ветряной энергетики это могут быть шельфовые ВЭС, новые типы лопастей, роторов, систем управления, цифровые технологии, а также экспериментирование со способами транспортировки установок для потребителей за пределами ЕС.

Третий сценарий предполагает включение в кластер игроков из других отраслей. Интересным примером является разработка компанией Enercon зарядных станций собственного производства для электромобилей, с характеристиками, превышающими аналогичные продукты от Tesla. Первые зарядные станции уже установлены в городе Аурихе⁹². Опыт немецких производителей в автомобильной отрасли может дать значительную синергию для развития нового рынка совместно с производителями энергии из ВИЭ. Например, штаб-квартира концерна Фольксваген расположена в городе Вольфсбурге, в трех с половиной часах езды до Ауриха.

Данные предложения и сценарии, безусловно, не являются исчерпывающими и предполагают более глубокий анализ отдельных кластерных инициатив. При этом на эмпирических данных подтверждается модель «жизненного цикла» кластера и стратегии деятельности компаний в кластере на различных этапах цикла.

В дополнение к вышеуказанным сценариям существенное влияние на развитие энергетической отрасли может оказать координация деятельности участников рынка и представителей власти на локальном уровне. Например, с 2017 года на севере Германии (Гамбург, регион Шлезвиг-Гольштейн) была запущена масштабная инициатива энергетической трансформации северной Германии NEW 4.0, нацеленная на 100% переход на возобновляемые источники энергии к 2035 году в электроэнергетике и на 50% в транспорте и отоплении⁹³. Инициатива с совокупными инвестициями около 134 млн евро призвана объединить 60 игроков из различных секторов для формирования единой системы безопасного и надежного энергообеспечения, основанной на ветряной и солнечной энергии. Регион станет примером для остальной Германии и других европейских стран того, как возможно обеспечить полную энергонезависимость более 4,5 млн человек.

Для координации такого количества участников требуются соответствующие площадки и форматы, одним из которых и являются кластеры и кластерные организации. Кластерные организации осуществляют координацию деятельности компаний внутри кластеров, создают условия для обмена знаниями, коммуникации, обучения и выхода компаний на внешние рынки.

Одним из источников информации о кластерных организациях в Европе является Сеть по сотрудничеству кластеров (Cluster collaboration network)⁹⁴, на которой представители кластерных организаций имеют возможность зарегистрировать свою организацию для поиска точек соприкосновения с другими организациями и инициативами, а также для учета на общеевропейском уровне. По технологической специализации в сфере энергетики в системе зарегистрирована 141 организация, каждая из которых осуществляет координацию сотен компаний, исследовательских центров и институтов.

21 организация специализируется или каким-либо образом связана с ветряной энергетикой. Большая часть из них сконцентрирована в Испании (5), Великобритании (4), Бельгии (3). В Дании, Франции и Швеции по 2 организации, в Германии, Норвегии и Чехии по 1. Данные кластерные организации уже являются центрами сбора и обмена информацией об инновационных продуктах, о компаниях и межотраслевых инициативах в регионе. Координация деятельности данных организаций с целью энергетической трансформации

⁹² URL: <https://www.windpowermonthly.com/article/1460241/windtech-enercon-opens-new-channels-green-energy>

⁹³ Hans Schäfers, Northern German Energy Transition New 4.0 - 100% Renewables in Northern Germany, Sonderborg, 100% Climate Neutrality, 2017

⁹⁴ Список организаций представлен на официальном сайте платформы, URL: <https://www.clustercollaboration.eu/cluster-list> [дата обращения 11.11.2018]

регионов совместно с местными органами власти по аналогии с инициативой на севере Германии может способствовать ускоренному достижению целей ЕС по переходу к низкоуглеродной экономике.

Скорость энергетической трансформации в Европе будет зависеть от множества условий, как внешних, так и внутренних. В то же время изучение кластеров в различных секторах ВИЭ, определение их стадии развития в рамках жизненного цикла и дальнейшее стимулирование с учетом конкретных условий на территориальном уровне, может дать существенный импульс переходу на ВИЭ и повысить энергобезопасность стран-членов ЕС.

Переход кластеров из одной стадии в другую может стать «окном возможностей» для партнеров из других стран, включая Российскую Федерацию, которые еще не обладают значительным опытом создания установок ВИЭ, однако могут предложить собственное видение, технологические решения и форматы синергетического развития.

Список использованной литературы

1. Пилипенко И.В. Кластеры и территориально-производственные комплексы в региональном развитии. // Региональное развитие и региональная политика России в переходный период / Под общ. ред. С.С. Артоболевского, О.Б. Глезер. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2011. – С. 191-208.
2. Немецкая ассоциация ветряной энергетики, URL: <https://www.wind-energie.de/english/association/> [Дата обращения 03.12.2018]
3. Официальный сайт компании Acciona, URL: <https://www.acciona.com/about-acciona/history/> [Дата обращения 03.12.2018]
4. Официальный сайт компании Enercon, URL: <https://www.enercon.de/en/company/market-share/> [Дата обращения 03.12.2018]
5. Хохлов А., и др., Распределенная энергетика в России: потенциал развития, Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2018, URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER-3.0_2018.02.01.pdf
6. Bolon, E., Commons, M., Des Rosiers, F., Cobos, P.G.S., Kukrika, N., The Spanish wind power cluster, Harvard business school, 2007
7. Boeckle R. et al, The German wind technology cluster, Harvard Business School, 2010
8. Cluster collaboration platform EU, URL: <https://www.clustercollaboration.eu/cluster-list> [дата обращения 11.11.2018]
9. German wind auctions undersubscribed again, URL: <https://www.windpowermonthly.com/article/1496669/german-wind-auction-undersubscribed-again> [Дата обращения 03.12.2018]
10. Hans Schäfers, Northern German Energy Transition New 4.0 - 100% Renewables in Northern Germany, Sonderborg, 100% Climate Neutrality, 2017
11. IEA World Energy Outlook 2018
12. Industry in distress, URL: <https://www.newenergy.info/economy/windmarkets/an-industry-in-distress> [Дата обращения 03.12.2018]
13. Local impact global growth, Wind Europe, 2018, URL: <https://windeurope.org/about-wind/campaigns/local-impact-global-leadership/?ref=mainbanner> [Дата обращения 03.12.2018]
14. Nielsen V.V., The Danish wind cluster, Harvard business school, 2017
15. J Kreiss, K-M Ehrhart and A-K Hanke, Auction-theoretic analyses of the first offshore wind energy auction in Germany, Journal of Physics: Conference Series, Volume 926, conference 1, 2017
16. Renewables 2018 global status report

Великороссов В.В., Захаров А.К., Козлов В.А., Сулимова Е.А.
Перспективы развития гидроэнергетики в Российской Федерации в
современных экономических условиях (на примере ПАО «РусГидро»)

1. О текущей макроэкономической ситуации и потенциальных источниках роста экономики Российской Федерации

Действующая конструкция макроэкономической политики обеспечивает устойчивость российской экономики к изменениям внешней конъюнктуры, в том числе связанным с возможным введением новых санкций. В частности, благодаря проведенным в последние годы макроэкономическим структурным реформам чувствительность основных макроэкономических показателей к динамике цен на нефть и потоков капитала существенно снизилась по сравнению с 2014 годом.

Свидетельством возросшей устойчивости российской экономики к внешним шокам является динамика курса рубля в последние месяцы, характеризовавшаяся повышенной волатильностью на рынке нефти. Цена на нефть марки «Юралс» выросла с локального минимума 67,5 долл. США за баррель 15 августа 2018 г. до четырехлетнего пика 84,5 долл. США за баррель, зафиксированного 4 октября 2018 г. (или на 25,2 %). В следующие полтора месяца цены на нефть продемонстрировали сопоставимое снижение – на 26,8 %, до 61,8 долл. США за баррель на 21 ноября 2018 года.

Вместе с тем в указанный период курс рубля относительно доллара США оставался стабильным (65,6 на 21 ноября 2018 г. по сравнению с 66,8 на 15 августа 2018 г.), при этом диапазон его колебаний составлял порядка 7 процентов. Для сравнения, в 4 квартале 2014 г. при сопоставимом по масштабу снижении цен на нефть рубль ослаб примерно на треть в номинальном выражении относительно доллара США. Наблюдаемая динамика говорит о возросшем доверии российских компаний и домохозяйств к национальной валюте. Ситуация в банковском секторе в последние месяцы также остается устойчивой.

В то время как произошедшее с начала года ослабление рубля внесло вклад в ускорение инфляции, темпы роста потребительских цен остаются умеренными. В октябре инфляция составила 3,5 % г/г, по итогам года она не превысит целевой ориентир Банка России 4 процента.

В настоящее время можно с уверенностью говорить о том, что российская экономика адаптировалась к действующему санкционному режиму. Уже введенные ограничения не оказывают выраженного негативного влияния на экономическую активность. В январе-октябре 2018 года ВВП вырос на 1,7 % г/г (в 2017 году – на 1,5 %). Положительный вклад в экономический рост, по оценке, внесли промышленные виды деятельности (0,5 п.п.), финансовая и торговая деятельность (0,3 п.п.), транспорт (0,2 п.п.).

Рост промышленного производства поддерживается расширением выпуска обрабатывающих отраслей (+3,2 % г/г в январе-октябре). Ключевыми драйверами роста остаются пищевая и химическая отрасли, деревообработка. Кроме того, с начала текущего года значительный рост объемов производства наблюдается в машиностроении.

Вместе с тем в последние месяцы также наблюдалось ускорение роста в добывающем комплексе. Добыча полезных ископаемых за январь-октябрь 2018 г. увеличилась на 3,3 % г/г, при этом в сентябре и октябре она показала максимальные темпы роста с 2014 года (6,9 % г/г и 7,4 % г/г соответственно). Продолжающееся ускорение в добывающей промышленности обусловлено в первую очередь наращиванием добычи нефти в результате изменения параметров соглашения ОПЕК в июне 2018 года.

По данным Минэнерго России, в октябре добыча нефти вновь обновила исторический максимум (11,41 млн барр./сутки). Это на 7,3 % выше, чем в октябре 2014 года. Газовая отрасль также активно наращивает добычу. Наблюдаемый рост производства обусловлен в

том числе инвестициями, осуществленными российскими нефтегазовыми компаниями в последние годы. По оценке Минэкономразвития России, даже в условиях секторальных санкций инвестиции в нефтегазовом комплексе в 2014-2017 гг. демонстрировали положительную динамику, а их доля в общем объеме инвестиций крупных и средних предприятий выросла с 26,2 % в 2013 году до 30,5 % в 2017 году.

В разрезе компонент совокупного спроса в течение текущего года происходит изменение структуры экономического роста, характеризующееся перебалансировкой его источников от внутренних к внешним. Чистый экспорт, по оценке, в апреле-июле внес положительный вклад в рост ВВП впервые с четвертого квартала 2016 г. Темп роста экспорта товаров и услуг в реальном выражении ускорился до 7,4 % г/г во втором квартале 2018 г. при замедлении импорта товаров и услуг до 2,8 % г/г.

Темпы роста инвестиций в основной капитал в первой половине года снизились – до 3,6 % г/г в первом квартале 2018 г. и 2,8 % г/г во втором квартале 2018 г. после 4,4 % в 2017 году. Начиная с апреля на рост инвестиций в основной капитал оказывало негативное влияние ухудшение настроений бизнеса, обусловленное повышенной волатильностью на финансовых рынках. Вместе с тем в 3 квартал 2018 г. рост инвестиций в основной капитал ускорился до 5,2 % г/г.

2. Общая характеристика прогноза социально-экономического развития Российской Федерации

Что касается среднесрочных перспектив роста российской экономики в условиях санкций, сохранение действующего санкционного режима заложено в базовом сценарии прогноза социально-экономического развития России. По оценкам, с учетом проведенных макроэкономических структурных преобразований и локальных мер по нейтрализации негативного воздействия санкций в отношении отдельных компаний, влияние на реальные макроэкономические показатели является незначительным.

Кроме того, Правительством Российской Федерации совместно с Банком России в настоящее время проводится работа по формированию комплекса мер по предупреждению негативного влияния на экономику от возможного ужесточения санкционного режима (запуск национальной платежной системы, создание инфраструктуры для расчетов в национальных валютах, план по дедолларизации экономики).

В целом планируемый пакет мер, направленный на достижение целей, установленных Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», ориентирован на создание внутренних источников экономического роста.

Ключевыми элементами этого пакета являются:

- эффективная реализация национальных проектов, охватывающих ключевые направления социально-экономического развития страны, а также комплексного плана развития инфраструктуры;

- реализация плана действий по повышению уровня инвестиционной активности, включающего набор изменений по улучшению инвестиционного климата, повышению долгосрочной предсказуемости экономического развития, росту уровня конкуренции и эффективности компаний с государственным участием, формированию новых источников финансирования инвестиционной активности, а также изменению отраслевого регулирования;

- пенсионная реформа, направленная на ускоренный рост уровня пенсионного обеспечения.

С учетом перечисленных мер ожидается постепенное ускорение темпов экономического роста до 2,0 % в 2020 году и выше уровня в 3,0 %, начиная с 2021 года. При

этом структура ВВП по использованию существенно сместится в сторону увеличения вклада инвестиционного спроса. Доля инвестиций в основной капитал в ВВП будет не менее целевого уровня 25 % в 2024 году.

На обеспечение достижения указанного показателя будет направлена реализация Плана действий Правительства Российской Федерации по ускорению темпов роста инвестиций в основной капитал и повышению до 25 % их доли в ВВП. План содержит системные меры, направленные на улучшение условий ведения бизнеса, что будет способствовать трансформации генерируемых компаниями свободных денежных потоков в инвестиции. Это будет достигаться, в частности, с помощью обеспечения стабильных и необременительных условий для бизнеса (что предполагает стабильные налоговые условия, предсказуемое тарифное регулирование, снижение уголовно-процессуальных рисков предпринимательской деятельности, завершение реформы контроля и надзора), а также развитие конкуренции и снижение доли государства в экономике.

При сравнительно стабильной структуре ВВП по доходам структура производства будет отражать изменения, происходящие в структуре внутреннего спроса и внешнего спроса на отечественную продукцию с учетом мер по поддержке экспорта.

Темпы роста промышленного производства предусматриваются в 2018-2024 годах на уровне 1,8-3,3 %. Положительные темпы роста будут показывать все укрупненные сектора промышленности. Существенный вклад в экономический рост продолжают вносить отрасли, реализующие свой экспортный потенциал, – пищевая и химическая промышленность. Кроме того, ожидается ускорение темпов роста выпуска продукции металлургии. Рост внутреннего инвестиционного спроса наряду с мерами по обеспечению конкурентоспособности на внешних рынках будет способствовать увеличению производства продукции машиностроения. Кроме того, реализация инфраструктурных проектов с государственным участием обусловит значительное увеличение вклада строительного сектора в экономический рост.

Описанные сдвиги также отразятся на структуре платежного баланса. Поддерживать положительное сальдо текущего счета на всем прогнозном горизонте будет увеличивающийся несырьевой экспорт и экспорт услуг на фоне снижения в стоимостном выражении нефтегазового экспорта. Одновременно прогнозируемое увеличение импорта на фоне опережающего роста инвестиционного спроса (который традиционно является более импортоземким по сравнению с потребительским) станет основным фактором сокращения положительного сальдо текущего счета с 5,8 % ВВП, ожидаемых в 2018 году, до 1,1-2,0 % ВВП в 2021-2024 годах.

Одновременно ожидается существенное сокращение оттока капитала, которое будет обусловлено как причинами технического характера (связанными с сокращением сальдо текущего счета), так и улучшением инвестиционного климата и наличием достаточного количества рентабельных инвестиционных проектов внутри страны, увеличением притока прямых иностранных инвестиций (с возможным смещением географии в сторону восточноазиатских стран).

Рост ВВП в текущем году прогнозируется на уровне 1,8 %. По сравнению с предшествующим годом возрастает вклад внешнего спроса в результате значительного роста экспорта в физическом выражении (как топливно-энергетических товаров, так и товаров несырьевого неэнергетического экспорта). При этом темпы роста внутреннего спроса замедляются: наиболее существенно снизится вклад в прирост ВВП валового накопления. Это является следствием ухудшения настроений бизнеса из-за роста неопределенности относительно применения санкционных мер, повышения волатильности на финансовых рынках, ускорения оттока капитала и роста доходностей долговых ценных бумаг.

Следующий год можно охарактеризовать как «адаптационный» к принятым решениям макроэкономической политики. По итогам 2019 года темп роста ВВП прогнозируется на уровне 1,3 %.

Однако в целом ускорение инфляции и замедление экономического роста будут носить временный характер. Предложенный Правительством Российской Федерации пакет структурных изменений должен обеспечить выход экономической динамики на более высокую траекторию, необходимую для решения накопившихся проблем социально-экономической сферы.

Тем не менее для обеспечения стратегической устойчивости российской экономики необходимо на постоянной основе проводить анализ наличия возможных источников роста экономики и при появлении таких возможностей незамедлительно их реализовывать – только в этом случае российская экономика сможет обеспечить свою перспективную автономность в условиях внешних негативных воздействий. Особую актуальность это приобретает в условиях жесткого санкционного режима. При этом поиск источников роста, развития необходимо осуществлять в различных отраслях народного хозяйства. В данной статье рассмотрен потенциал гидроэнергетики как одной из самых перспективных направлений развития российской энергетики, отвечающей важнейшим требованиям современной экономики любой страны в мире – низкой стоимости ресурса, его экологичности.

3. Текущее состояние гидроэнергетики в России

Гидроэнергетика России обладает большим потенциалом развития (по разным оценкам 800-900 млрд. кВт.ч годовой выработки электроэнергии). При этом степень освоения гидропотенциала в России составляет 20%. Для сравнения в Швейцарии и Франции указанный потенциал использован почти на 90 %, в Канаде и Китае – более чем на 60 %, в Бразилии – на 44%.

На территории Российской Федерации сосредоточено около 9 % мировых запасов гидроэнергии. По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами наша страна занимает второе место в мире (после КНР), при этом опережает США, Бразилию и Канаду.

Размещение экономически целесообразных к освоению гидроресурсов по территории России – неравномерно: порядка 80% вышеуказанного значения приходится на восточные районы страны (Сибирь, Дальний Восток) и только 20% на европейские регионы страны.

Несмотря на потенциальную привлекательность проектов гидроэнергетического строительства, инвесторы не проявляют к ним существенного интереса в силу отсутствия нормативного регулирования отдельных вопросов и сложностей процесса согласования с контрольно-надзорными органами.

Вместе с тем инвестиционные проекты по строительству гидроэлектростанций необходимо рассматривать как важнейшие инфраструктурные проекты, в ходе реализации которых решаются также вопросы строительства современных дорог и хозяйственного освоения отдаленных районов страны, создания новых рабочих мест и ряд других.

Мощность гидроэлектростанций (далее – также ГЭС) Российской Федерации составляет 51,2 млн. кВт, что составляет 20,6% общей мощности электростанций страны. Выработка электроэнергии на ГЭС в Единой энергетической системе (ЕЭС) России в 2017 году составила около 178,9 млрд. кВт.ч, доля ГЭС в совокупной выработке электроэнергии электростанций ЕЭС России составила 17,07%.

В настоящее время на территории России функционируют 185 гидроэлектростанций, в том числе: 15 ГЭС мощностью свыше 1000 МВт, 102 ГЭС мощностью свыше 10 МВт, две гидроаккумулирующие электростанции (Загорская ГАЭС и ГАЭС каскада Кубанских ГЭС) и Зеленчукская ГЭС-ГАЭС установленной мощностью 140 МВт. Самыми мощными

гидроэлектростанциями страны являются: Саяно-Шушенская ГЭС (6,4 ГВт), Красноярская ГЭС (6 ГВт), Братская (4,5 ГВт), Усть-Илимская ГЭС (3,84 ГВт) и Богучанская ГЭС (3 ГВт).

4. ПАО «РусГидро» – локомотив развития отечественной гидроэнергетики

Оператором большинства российских ГЭС является Группа РусГидро. Компания занимает долю около 16% от общей электрической мощности в России и является крупнейшей генерирующей компанией страны по установленной мощности (с учетом Холдинга РАО ЭС Востока и Богучанской ГЭС), а также одной из крупнейших в мире среди компаний-аналогов. Группа РусГидро вырабатывает порядка 13% электроэнергии в России (в т.ч. 61% от всей выработки ГЭС), является крупнейшим производителем электрической и тепловой энергии в Дальневосточном федеральном округе (далее также – ДФО) (90% выработки электроэнергии).

В структуру Группы РусГидро входят: 18 гидрогенерирующих филиалов, 18 генерирующих компаний (в т.ч. АО-энерго на территории ДФО), 4 сбытовые компании, научно-проектные институты, инжиниринговые компании, электросетевая компания в ДФО (АО «ДРСК»).

Производственные активы Группы РусГидро включают в себя: 411 объектов электрогенерации общей установленной мощностью 39,1 ГВт на всей территории Российской Федерации, установленная тепловая мощность (в ДФО) – 18,5 тыс. Гкал/час, линии электропередачи всех классов напряжения (в ДФО) – 104 тыс. км. Численность персонала: 71 тыс. чел.

Контролирующим акционером ПАО «РусГидро» является государство в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом (владеет 60,56% акций), остальные акции (39,44%) принадлежат миноритарным акционерам, в числе которых Банк ВТБ (ПАО), ПАО «Интер РАО» и другие.





Рисунок 1. Характеристики Группы РусГидро и размещение активов

Ключевые итоги деятельности Группы РусГидро в 2015-2017 гг. приведены в следующих таблицах.

Таблица 1

Производственные результаты Группы РусГидро в 2015-2017 гг.⁹⁵

Наименование показателя	2015 год	2016 год	Рост, %	2017 год	Рост, %
Выработка, млн кВтч	127 342	138 810	+9,0%	140 249	+1,1%
В т.ч. ГЭС	95 156	108 946	+14,5%	109 258	+0,3%
В т.ч. ТЭС, ГеоЭС	32 186	29 823	-7,3%	30 991	3,9%
Отпуск тепла, тыс. Гкал	30 389	31 494	3,6%	29 924	-5,0%

В 2017 году достигнуты рекордные показатели выработки электроэнергии. По итогам января-июля 2018 года выработка электроэнергии компаниями Группы составила 93 206 млн кВтч (+3,4% к 2017 году), в целом по году ожидается выработка на уровне близком к 2017 году.

Таблица 2

Финансовые результаты Группы РусГидро в 2015-2017 гг. по РСБУ

Наименование показателя	2015 год	2016 год	Рост, %	2017 год	Рост, %
Выручка, млрд руб.	361,8	391,3	+8,1%	380,9	-2,7%
EBITDA, млрд руб.	73,4	100,3	+36,7%	104,0	+3,7%
<i>Рентабельность</i>	20,3%	25,6%		27,3%	
Чистая прибыль, млрд руб.	27,2	39,8	+46,5%	22,5	-43,5% ⁹⁶
<i>Рентабельность</i>	7,5%	10,2%		5,9%	

⁹⁵ Годовые отчеты Группы РусГидро за 2015-2017 годы.

⁹⁶ Снижение чистой прибыли в основном обусловлено эффектом от признания убытков от обесценения основных средств введенных объектов на территории ДФО (Якутская ГРЭС-2).

Таблица 3

Финансовые результаты Группы РусГидро за 6 месяцев 2018 года по МСФО⁹⁷

Наименование показателя	1-е полугодие 2017 года	1-е полугодие 2018 года ⁹⁸	Рост, %
Выручка, млрд руб.	187,7	200,9	+7,0%
EBITDA, млрд руб.	51,5	59,9	+16,3%
Чистая прибыль, млрд руб.	22,3	36,7	+64,5%

Совокупно за три года (2015-2017) выручка РусГидро составила – более 1,1 трлн руб. с учетом субсидий, консолидированная EBITDA – 278 млрд руб., чистая прибыль – 89 млрд руб.

Международные кредитные рейтинги Группы РусГидро впервые в истории компании повышены до суверенного уровня Российской Федерации (S&P «BBB-», Moody's «Ba1», Fitch «BBB-»). Агентством АКРА присвоен кредитный рейтинг по национальной шкале на наивысшем уровне надежности «AAA(ru)».

Следует отметить, что указанный позитивный тренд в деятельности компании достигнут в первую очередь благодаря использованию стоимостного подхода к управлению компанией.

5. Стоимостной подход к управлению как эффективная организационно-управленческая инновация ПАО «РусГидро»

Одним из основных аспектов стоимостного подхода к управлению является повышение эффективности деятельности путем оптимизации издержек. При этом для электроэнергетики в целом и в особенности для гидрогенерации характерен длинный многолетний инвестиционный цикл, означающий необходимость проведения оптимизации деятельности компании именно в долгосрочном горизонте, что подразумевает балансировку сокращения капитальных расходов в текущем периоде с будущими выгодами от реализации инвестиционных проектов и программ развития.

Для поддержания этого баланса, а также обеспечения развития компании в РусГидро были разработаны методики и модели оценки экономической эффективности инвестиционных проектов, а также консолидированный долгосрочный многофакторный прогноз сценариев развития Группы, включенный в Стратегию развития Группы РусГидро на период до 2020 года с перспективой до 2025 года.

Другой пример. В 2011 году в состав Группы РусГидро вошло ПАО «РАО ЭС Востока», компании которого имели высокую долговую нагрузку, а эксплуатируемые энергообъекты и электрические сети характеризовались очень высоким уровнем износа. При этом нужно учитывать, что действующая система тарифного регулирования в ДФО не обеспечивает возвратности на инвестированный капитал.

К решению данной проблемы в РусГидро подошли комплексно. Был предпринят ряд мер, направленных на улучшение финансовых показателей компании и оптимизацию системы корпоративного управления дальневосточными активами. На балансе Группы РусГидро консолидировано почти 100% акций ПАО «РАО ЭС Востока», реализован ряд

⁹⁷ Отчетность Группы РусГидро по МСФО за 1 полугодие 2018 года.

⁹⁸ В таблице представлены управленческие данные за 1П2018 года на основе проекта консолидированной финансовой отчетности по МСФО. На текущий момент проводится обзорная проверка консолидированной финансовой отчетности Группы РусГидро по МСФО за 1П2018 года. Раскрытие отчетности вместе с отчетом независимого аудитора запланировано на 28.08.2018

непрофильных активов. В 2017 году заключена уникальная сделка беспоставочного форварда по рефинансированию кредитного портфеля компаний Холдинга «РАО ЭС Востока» за счет средств акционерного финансирования, привлеченного от Банка ВТБ в объеме 55 млрд рублей. Все это было реализовано параллельно с действиями по подготовке механизма обеспечения гарантированного возврата инвестиций в объекты электро- и теплоэнергетики в ДФО, что позволит кардинально обновить генерирующие и сетевые мощности в регионе.

Развитие и внедрение стоимостного подхода к управлению компанией в РусГидро берет начало еще с периода реформирования РАО «ЕЭС России». Рост стоимости был обозначен в качестве стратегической цели уже в 2007 году в «Основных положениях Стратегии ОАО «Федеральная гидрогенерирующая компания»» и в дальнейшем неизменно находила свое отражение в стратегических документах ПАО «РусГидро». Так, в утвержденной в июне 2016 года Стратегии развития Группы РусГидро на период до 2020 года с перспективой до 2025 года в качестве одной из стратегических целей определен рост ценности.

В рамках реализации этой цели компанией в 2017 году был разработан и утвержден План повышения стоимости на период до 2021 года, ставший органической частью существующей системы стратегического управления. План включает задачи и мероприятия по повышению эффективности операционной и инвестиционной деятельности, как подконтрольные менеджменту, так и зависящие от внешних факторов. Также в рамках Плана определены ключевые направления деятельности компании, направленные на повышение открытости и прозрачности Группы РусГидро для участников рынка и минимизацию разрыва между фундаментальной и рыночной стоимостью.

В своей деятельности менеджмент ПАО «РусГидро» также использует риск-ориентированный подход к принятию управленческих решений с учетом рисков производственного, финансового и регуляторного характера, в том числе влияющих на стоимость компании.

Стоимостной подход к управлению компанией обеспечивает нацеленность управленческих процессов, систем и решений на максимизацию стоимости при обязательном обеспечении безопасности эксплуатации генерирующих мощностей, позволяя сбалансированно работать на достижение ключевых стратегических целей компании.

В частности, благодаря проведенной в последние годы работе по повышению эффективности деятельности путем оптимизации производственных и управленческих процессов, РусГидро получила в 2016 году рекордные выручку (391 млрд рублей) и чистую прибыль (почти 40 млрд рублей). Кроме того, компания заплатила в 2017 году максимальные за свою историю дивиденды - почти 20 млрд рублей.

При этом необходимо понимать, что стоимостной подход к управлению - это не результат, а постоянно совершенствующийся процесс, позволяющий максимально эффективно реализовывать ключевые точки роста стоимости компании. Для Группы РусГидро это строительство эффективных мощностей, повышение эффективности программы технического перевооружения и реконструкции, оптимизация структуры финансовых вложений, дальнейшее повышение эффективности системы управления дальневосточными активами компании и повышение их операционной эффективности.

Таблица 4

Сравнительная стоимость компаний по рыночным мультипликаторам стоимости⁹⁹

Наименование компании	EV / Sales (стоимость компании/выручка)	EV / EBITDA (стоимость компании/EBITDA)	Price/Earnings (капитализация компании/чистая прибыль)
Золотодобывающие компании			
Kinross GOLD	1,8	4,9	35,0
Barrick GOLD	2,8	5,9	21,0
Goldcorp	4,0	9,4	32,0
Royal Gold	13,9	19,4	55,6
NEWMONT MINING CORP	2,9	8,3	25,9
Полиметал	3,7	8,5	12,7
Полус Золото	5,2	8,7	10,1
Российские нефтяные компании			
Роснефть	1,0	4,5	10,1
Газпром	0,7	3,2	4,4
Газпромнефть	0,9	4,4	5,3
Лукойл	0,5	3,9	7,4
Еххон	1,5	10,0	23,7
Shell	1,2	7,1	17,2
BP	0,7	6,2	22,5
Крупнейшие компании российской электроэнергетики			
РусГидро	1,2	4,2	6,1
Интер РАО	0,3	3,2	7,2
Юнипро	1,6	4,1	5,2
Энел Россия	0,9	4,0	5,9
Иркутскэнерго	1,0	2,8	1,7
Россети	1,9	2,8	3,5
ФСК ЕЭС	1,2	5,7	5,7
Топ 15 мировых генерирующих компаний (медиана)	2,1	8,5	14,6

Приведенные рыночные мультипликаторы показывают, что ПАО «РусГидро» достаточно высоко оценена по сравнению с российскими генерирующими компаниями. При этом акции ПАО «РусГидро», как и других российских компаний действительно недооценены по сравнению с крупнейшими зарубежными аналогами. Это вызвано как отражением восприятия рынком ряда геополитических и макроэкономических факторов, включая западные санкции, отток капитала иностранных инвесторов с российского фондового рынка, отраслевые регуляторные риски, так и тем, что фондовый рынок реагирует на изменения с временным лагом, может недооценить или переоценить влияние отдельных рисков, внешних событий и изменений в бизнесе, в результате чего акции компаний могут оказаться как недооцененными, так и переоцененными.

⁹⁹ Данные Bloomberg

В соответствии с приведенным в таблице 5 показателем отношения капитализации к стоимости 1 кВт э/э для потребителей РусГидро сопоставима с крупнейшими мировыми аналогами. Это говорит об адекватной оценке рынком стоимости РусГидро в рамках текущей стоимости электроэнергии в России. В случае роста стоимости электроэнергии до уровня зарубежных стран рыночная стоимость РусГидро может существенно возрасти.

Таблица 5

Сравнительная стоимость компаний по рыночным мультипликаторам стоимости¹⁰⁰

Компания	Коэффициент отношения капитализации к стоимости э/э для потребителей
Iberdrola SA	1,9
Yangtze Power	4,8
National Thermal Power Corporation Ltd.	1,9
Datang International Power Generation	0,7
EDF	2,0
NRG	0,4
RWE AG	0,5
Huaneng Power International	1,3
Eletrobras	0,3
Huadian Power International	0,6
РусГидро	1,3
Медиана по мировым аналогам	1,0

Следует отметить, что сравнительная стоимость электроэнергии (рис. 2) в разных странах показывает, что стоимость электроэнергии для потребителей в России существенно ниже, чем в других странах, что является естественным ограничением для роста финансовых показателей компании и соответственно ее стоимости.

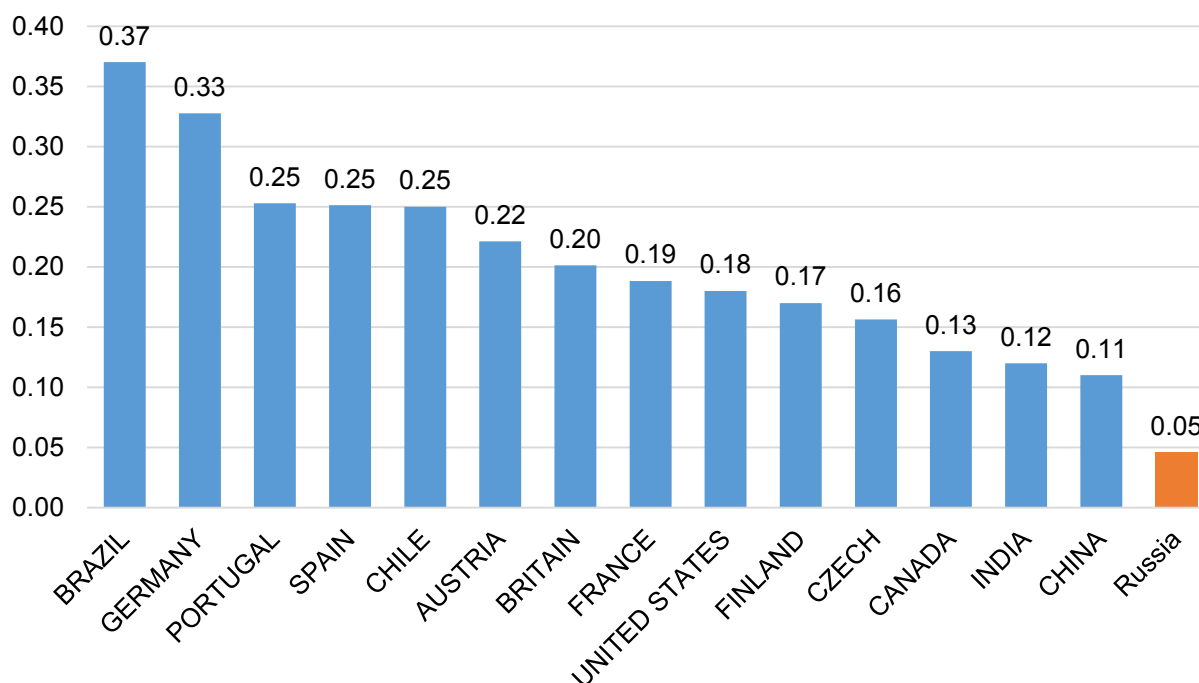


Рисунок 2. Стоимость электроэнергии для потребителей в 2016 году¹⁰¹

¹⁰⁰ Данные Bloomberg

¹⁰¹ Данные Bloomberg

6. Ключевые направления развития ПАО «РусГидро»

Ключевыми вопросами для Группы РусГидро, требующими оперативного решения, являются следующие направления деятельности:

1. Внедрение механизмов установления долгосрочных тарифов в ДФО

На текущий момент разработан проект постановления Правительства Российской Федерации о внедрении долгосрочного тарифного регулирования в ДФО, покрывающего экономически обоснованные расходы и норму доходности действующих объектов генерации.

Также необходимо подписание постановления Правительства Российской Федерации об установлении долгосрочных тарифов и возврату инвестиций по уже реализуемым проектам ПАО «РусГидро» на Дальнем Востоке.

В отсутствие механизма гарантированного возврата инвестиций и долгосрочных тарифов некупаемые инвестиционные проекты в ДФО приводят к обесценениям активов компании, отражающихся в консолидированной финансовой отчетности Группы РусГидро по МСФО, что снижает чистую прибыль по МСФО, несмотря на высокие операционные и финансовые результаты Группы РусГидро. Снижение чистой прибыли на так называемые «неденежные списания», в свою очередь, снижает базу расчета дивидендных выплат для акционеров, главным из которых является государство, и акционерную стоимость Общества.

2. Финансирование инфраструктурных проектов

Финансирование инфраструктурных проектов путем направления бюджетных ассигнований через уставный капитал ПАО «РусГидро» в условиях некупаемости дальневосточных активов негативно отражается на рыночной капитализации компании, что наносит ущерб Российской Федерации как основному акционеру.

Другим негативным последствием акционерного финансирования инфраструктурных проектов может быть обесценение активов Группы РусГидро по МСФО и уменьшение объема выплачиваемых дивидендов, прежде всего, в пользу Российской Федерации, что противоречит Стратегии развития Группы РусГидро на период до 2020 года с перспективой до 2025 года и Плану повышения стоимости Группы РусГидро на период до 2021 года.

В качестве альтернативного варианта финансирования инфраструктурных проектов может быть рассмотрен вариант предоставления целевой бюджетной субсидии. Бюджетные субсидии предоставляются в целях возмещения недополученных доходов и (или) финансового обеспечения (возмещения) затрат (в том числе на строительство основных средств) в связи с производством (реализацией) товаров. Данный механизм не требует проведения эмиссии акций и не оказывает прямого негативного влияния на капитализацию компании.

3. Опережающий рост цен на энергетический уголь

В тарифных решениях фактически учитывается рост цен на уголь в соответствии с прогнозом Минэкономразвития России (1% – 4% в год), в то время как по итогам открытых конкурсов на поставку угля для нужд ТЭС в ДФО рост цен составил от 10 до 30%.¹⁰² Данный дисбаланс привел к дополнительному убытку Группы РусГидро в 2018 году в объеме более 4 млрд. рублей.

Представляется целесообразным рассмотреть возможность ФАС России обеспечить включение в тарифы на электрическую и тепловую энергию расходов энергокомпаний в ДФО на топливо в соответствии с фактически понесенными затратами в рамках закупочных процедур, либо разработать комплекс мероприятий по ограничению роста цен на уголь, обеспечивающих неухудшение финансового состояния энергокомпаний в ДФО.

4. Строительство новых мощностей, основные достижения и планы Группы РусГидро.

¹⁰² Рост цена на уголь основных поставщиков: АО «СУЭК» - от 8% до 30%; АО «Русский уголь» - от 10% до 16,3%; АО ХК «Якутуголь» - от 20,9% до 27,2%; ООО «Колмар Продажи и Логистика» – от 11,9 % до 21,2 %.

За период 2015-2017 годов ввод мощности Группы РусГидро составил 661,55 МВт и 675,66 Гкал/час, все указанные мощности были введены на территории ДФО. В период 2018-2022 Группой РусГидро запланирован ввод новой мощности 1520 МВт и 1039 Гкал/час, в том числе на территории ДФО 933,4 МВт (61%) и 1039 Гкал/час (100%).

В течение последних лет интенсивно велись работы на объектах нового строительства. В 2015-2016 введены Гоцатлинская ГЭС (100 МВт, Республика Дагестан), Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (140 МВт, Карачаево-Черкесия), Зарагжская ГЭС (30,6 МВт, Кабардино-Балкария), вторая очередь Благовещенской ТЭЦ (124 МВт, 188 Гкал/ч). В 2017 году введена в эксплуатацию первая очередь Якутской ГРЭС-2 (193 МВт, 469 Гкал/ч), завершены восстановление Саяно-Шушенской ГЭС и строительство Богучанской ГЭС.

Ускоренными темпами ведутся работы по строительству тепловых станций на Дальнем Востоке, предусмотренные поручениями Президента РФ. На первой очереди Сахалинской ГРЭС-2 (120 МВт) приняты меры по завершению полного комплекса работ в сжатые сроки. На ТЭЦ в г. Советская Гавань (126 МВт, 200 Гкал/ч), запланированной к вводу в 2019 году, ведутся работы по монтажу основного оборудования.

В сентябре 2018 была введена в эксплуатацию ГТУ-ТЭЦ на площадке ЦПВБ (139,5 МВт, 432 Гкал/ч) в г. Владивостоке. На 2019-2020 гг. также запланирован ввод 3-го гидроагрегата Усть-Среднеканской ГЭС (142,5 МВт), Зарамагской ГЭС-1 (342 МВт), Нижне-Бурейской ГЭС (320 МВт), завершение реализации проектов малых ГЭС на Северном Кавказе – Усть-Джегутинской (5,6 МВт), Верхнебалкарской (10 МВт), Барсучковской (5,1 МВт).

Утверждены основополагающие и программные документы развития: Стратегия развития Группы РусГидро на период до 2020 года с перспективой до 2025 года, Долгосрочная программа развития Группы РусГидро на период 2018-2022 гг., Программа инновационного развития Группы РусГидро на 2016-2020 гг. с перспективой до 2025 г.

С целью повышения качества управления активами Группы РусГидро организована и продолжает развиваться вертикально интегрированная система аудита, контроля и управления рисками.

В компании развернута и активно реализуется программа повышения операционной и инвестиционной эффективности – за два года суммарный эффект от реализации оптимизационных мероприятий в части операционных затрат составил 14,4 млрд руб., в части инвестиционных затрат – 52,1 млрд руб.

Следует также отметить, что планы Группы РусГидро по развитию возобновляемых источников энергии в первую очередь сосредоточены на Дальнем Востоке в децентрализованном секторе энергообеспечения. Прежде всего, это населенные пункты в Якутии и на Камчатке, не подключенные к централизованной системе энергоснабжения. На сегодняшний день реализован ряд пилотных проектов солнечных и ветровых электростанций. Совместно с японскими компаниями реализуется проект строительства ветро-дизельного комплекса в п. Тикси Республики Саха (Якутия). Важность этого проекта состоит в том именно в комплексном решении, которое будет включать в себя модернизацию всей системы энергоснабжения, включая строительство новой современной дизельной станции, системы хранения энергии и ветроустановок, объединенных общей автоматизированной системой управления. В этом ключе приоритетной задачей является работа с органами власти с целью обеспечения долгосрочных тарифов децентрализованного сектора энергоснабжения, которые позволят гарантировать получение эффектов и окупаемость проектов в том числе и для сторонних инвесторов.

В заключении отметим основные перспективы развития электроэнергетики России и мира. Мир вступает в новый этап развития энергетики, в рамках которого электроэнергия, как наиболее удобная для потребителей форма энергии, продолжит вытеснять остальные энергоносители.

При этом отрасль будет характеризоваться двумя разнонаправленными тенденциями. С одной стороны, спрос на электроэнергию будет расти и основной рост потребления электроэнергии будет сконцентрирован в развивающихся странах Азии, на Ближнем Востоке и в Африке. С другой стороны, внедрение новых технологий обеспечит значимый прогресс в сфере энергоэффективности, который будут демонстрировать все крупнейшие страны и регионы. Однако скорость этого снижения будет зависеть от многих как социально-экономических факторов, так условий применения энергосберегающих технологий и наличия инвестиционных ресурсов для их масштабирования.

И если для развитых стран будет характерен опережающий рост темпов солнечной, ветровой и газовой генерации к остальным видам углеводородной генерации, то энергетика развивающихся стран будет по-прежнему в значительной степени зависима от угля.

В ближайшей стратегической перспективе 5-20 лет в нашей стране не ожидается существенного роста энергопотребления в России. Так, в соответствии с прогнозом спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2018-2024 годов среднегодовой прирост электропотребления по ЕЭС России за прогнозный период составит 1,22¹⁰³. В более длительной перспективе - рост потребления также прогнозируется на данном уровне.

Технологические изменения не обходят стороной и электроэнергетическую отрасль. Причем, это касается не только развития технологий генерации, передачи и распределения энергии, а также цифровизации отрасли, но и распространения новых источников потребления. Есть все основания ожидать качественного скачка эффективности электроэнергетических систем за счет внедрения новых технологий, который приведет не только к изменению способа их организации, но и к трансформации моделей рынка.

Однако наиболее значимым фактором повышения конкурентоспособности возобновляемых источников энергии станет развитие экономически привлекательных технологий хранения энергии, а также создание благоприятных условий для их реализации. В перспективе прогресс в этих технологиях может радикально повысить коэффициент использования этих мощностей и сделать такую генерацию конкурентоспособной без какой-либо дополнительной поддержки.

В настоящее время единственной хорошо освоенной технологией аккумулирования электроэнергии являются гидроаккумулирующие электростанции, преобразующие электроэнергию в потенциальную энергию запаса воды, используемую в нужное время аналогично обычной ГЭС. Растущая потребность в системах накопления энергии привела к развитию научных разработок и пилотных проектов, которые позволяют кардинально повысить гибкость принимаемых решений и расширить сферу применения.

Список использованной литературы

1. Газета: № 05 (241) март 2014 года: «Энергетика: тенденции и перспективы».
2. Годовые отчеты ПАО «РусГидро» за 2015-2017 годы.
3. Корнилов А.А. Влияние реформы электроэнергетики на стоимость энергокомпаний: методологический аспект // Вестник НГУ: Серия: Социально-экономические науки. - Новосибирск: Новосибирский государственный университет, 2008. Т. 6. Вып. 2. С. 83—98.
4. Новые энергетические технологии. Исследование №2. Ассоциация НП «Совет рынка» 2017. 150 с.
5. Проект Энергетической стратегии России до 2035 года.

¹⁰³ Приказ Минэнерго России от 28.02.18 №121 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы»

6. Раппопорт А.Н. Этапы и результаты реформирования российской электроэнергетики // Организационно-экономические проблемы современной рыночной экономики. М., 2004. С. 47 — 69.
7. Указ Президента РФ от 31.12.2015 № 683 «О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации».
8. Чубайс А.Б. Энергетика России: от реформы к развитию // А. Чубайс // Переходные экономики в постиндустриальном мире: вызовы деятельности: Материалы международной конференции: Сб. - М., 2006. -С. 171-181.
9. Экспертно-аналитический доклад «Цифровой переход в электроэнергетике России». ЦСР. 2017.
10. Disruptive technologies: Advances that will transform life, business, and the global economy. McKinsey Global Institute. 2013. 176 p.
11. Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030. The International Renewable Energy Agency (IRENA). 2017.
12. Technology Roadmap. Energy storage. The International Energy Agency (IEA). 2014.
13. World Energy Outlook. IEA, 2008 – 2017.
14. Интернет-сайт ПАО «РусГидро»: www.rushydro.ru
15. Интернет-сайт Мирового энергетического совета: www.worldenergy.org

Великороссов В.В., Генкин Е.В., Дерий В.П., Максимов М.И.
Тенденции развития атомной энергетики в экономике разумного потребления

Рост потребления электроэнергии во всем мире происходит значительно быстрее, чем ее производство. С каждым днем острее поднимается вопрос нехватки традиционных ископаемых энергоресурсов. В связи с экологическими ограничениями существенно ограничен потенциал строительства новых гидроэлектростанций. Борьба с парниковым эффектом накладывает серьезные ограничения на сжигание нефти и газа, а также угля на тепловых электростанциях.

В условиях истощения ресурсов планеты, все большее распространение получает концепция разумного (ответственного, устойчивого; англ. responsible) потребления. Данная концепция подразумевает экономичное расходование природных ресурсов в рамках удовлетворения необходимых потребностей общества. Как показано в исследовании лаборатории устойчивого развития IEMS СКОЛКОВО, при наличии неограниченного доступа к информации, как о продуктах, так и о компаниях и о мире, в целом, потребители с возрастающим вниманием относятся к вопросам, касающимся экологической и социальной ответственности. Ответственный потребитель «хочет знать, где, кем, из чего и как были произведены продукты питания и товары, какой вред и пользу они будут иметь для здоровья и окружающей среды в процессе использования и как их можно утилизировать после. В пределе это означает, что он предпочтет переплатить за «правильную» продукцию от ответственной компании или отказаться от покупки, чем приобрести «вредный» товар, что противоречит логике экономически рационального потребления» [3]. По данным международного опроса проведенного компанией Nielsen с участием 30 000 человек из 60 стран мира, доля потребителей, готовых платить премию за продукты и услуги, предлагаемые социально- и экологически- ответственными компаниями, в среднем по миру составила 55%.

Разумное потребление стало одним из 12 пунктов глобальных целей, определенных Организацией Объединенных Наций для мировых лидеров, т.е. по сути, получило официальное признание [10]. В рамках развития концепции разумного потребления в документе предлагается ряд мер:

- внедрить десятилетнюю структуру программ по разумному потреблению и производству;
- к 2030 году обеспечить устойчивое управление и эффективное использование природных ресурсов;
- к 2030 году сократить наполовину глобальные пищевые отходы на душу населения на розничном и потребительском уровнях и уменьшить потери продовольствия по цепочкам производства и поставок, включая потери после уборки урожая;
- к 2020 году обеспечить экологически обоснованное регулирование химических веществ и всех отходов на протяжении всего их жизненного цикла в соответствии с согласованными международными рамками и значительно сократить их выброс в атмосферу, воду и почву, с тем, чтобы свести к минимуму их неблагоприятное воздействие на здоровье человека и окружающую среду;
- к 2030 году существенно сократить образование отходов за счет предотвращения, сокращения, рециркуляции и повторного использования;
- поощрять компании, особенно крупные и транснациональные компании, внедрять разумную практику и интегрировать информацию об этом в свою систему отчетности;

–содействовать практике государственных закупок, в соответствии с национальной политикой и приоритетами;

–к 2030 году обеспечить, чтобы люди повсюду имели соответствующую информацию и осведомленность об устойчивом развитии и образе жизни в гармонии с природой;

–поддерживать развивающиеся страны в укреплении своего научно-технического потенциала для перехода к более устойчивым структурам потребления и производства;

–разработать и обеспечить внедрение инструментов мониторинга воздействия устойчивого развития на туризм, который создает рабочие места и способствует развитию местной культуры и продуктов;

–рационализировать субсидии на ископаемое топливо, в том числе путем реструктуризации налогообложения и постепенного прекращения вредных субсидий.

Очевидно, что в рамках этих инициатив большое внимание уделяется вопросам и перспективам развития мировой энергетики. Длительное время значительные надежды возлагались на т.н. альтернативные источники энергии. При этом мало внимания уделялось критической оценке потенциала и пределам возобновляемой энергии. Однако, последние исследования последних десяти лет [13,14] поставили под вопрос реализуемость подобных подходов. Так, Трейнер [15] исследовал вероятную мировую цель энергоснабжения 2050 года, которая могла бы быть достигнута комбинацией энергосбережения и возобновляемой энергии. Он поставил под сомнение, во-первых, саму возможность обеспечения человечества электроэнергией от возобновляемых источников, а во-вторых, обратил внимание на масштаб совокупных капитальных затрат, необходимых для такого обеспечения.

Так, некоторые исследования приходят к заключению, что глобальный потенциал биомассы – основы биотоплива очень большой (например, 3,21 млрд т н.э. [14]), но отчет Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК, IPCC) указывает, что речь идет скорее об определении теоретических максимумов, в то время как достижимые урожаи - другой вопрос [11]. Различия между “техническим” потенциалом и реалистическим числом, которое формируется под влиянием факторов внешней среды (социальных, экономических, политических и экологических) обычно довольно существенны. Это означает, что вероятнее всего, с помощью биоэнергетики не удастся покрыть потребности общества в обозримой перспективе.

В обзоре Лензена [12, с. 19.] делается вывод о том, что ветер вряд ли сможет внести существенно больше, чем 20% электроэнергии, требуемой обществу, потому что при более высоких значениях доли ветра быстро возрастают проблемы интеграции. В некоторых странах, например, в Дании возможно достижение более высоких значений, но все равно не более 25%.

Конечно, ветровые фермы легче расположить ближе к местам спроса, чем крупные солнечные электростанции, которые должны быть в пустынях, чтобы обеспечить равномерные показатели в течение всего года, но даже при этом комбинированные потери из-за передачи энергии и локального распределения будут держаться примерно на уровне 10%.

Очень интересным значимым фактором являются затраты на развитие систем энергии ветра. Поскольку ветроэнергетическая технология может считаться относительно «зрелой», оценки будущих затрат, как правило, не будут значительно ниже, чем текущие затраты на кВт мощности. Так, оценка капитальных затрат на кВт МГЭИК [11] на 2030 год, составляет примерно \$ 1500. При этом не учитывается необходимость использования большого количества морских мощностей, которые в настоящее время стоят примерно в два раза больше, чем на суше. Учитывая предположения, о зимней мощности 0,38 и энергетических затратах 7% для распределения энергии, турбина мощностью 1,5 МВт обеспечивала бы 487

кВт зимой и стоила бы 2,25 млн. долл. США, что означает, что стоимость электроэнергии для потребителей составит около 5 долл. США / Вт, что никак не соотносится даже с концепцией разумного потребления.

В целом, можно констатировать, что ветровые фермы имеют невысокую мощность, высокую стоимость и серьезные экологические ограничения. Установка ветровых ферм значительно изменяет ландшафт. Но, пожалуй, ключевым фактором здесь является опасный для людей и животных инфразвуковой шум, который они производят, что не дает возможности их размещения вблизи населенных пунктов.

Так, затраты на производство солнечной батареи превышают все доходы от получаемой с ее помощью энергии.

Говоря о гидроэнергетике, необходимо отметить, что существенно увеличить ее долю, скорее всего, будет крайне проблематично. Несмотря на относительно более легкое использование энергии из данного источника, возможные экологические последствия приведут к ограничению ее использования.

Таким образом, возобновляемые источники энергии не смогут решить проблемы разумного потребления. Несмотря на положительную динамику и снижение себестоимости произведенной энергии, она вся еще остается на достаточно высоком уровне. Однако, главным фактором, ограничивающим распространение возобновляемых источников энергии в мире, является их нестабильность с точки зрения энергосистемы. Поэтому они интенсивно развиваются лишь в некоторых странах, по сути, замещая традиционные виды углеродной энергетики.

Решением проблемы может стать активное развитие атомной энергетики, которая лишена недостатков, имеющихся у возобновляемых (так называемых альтернативных) источников энергии.

На данный момент в мире обозначилась тенденция, получившая название «ядерный ренессанс». На эту тенденцию не смогла повлиять даже авария на атомной станции «Фукусима», произошедшая 11 марта 2011 года в результате сильнейшего в истории Японии землетрясения и последовавшего за ним цунами. Даже самые сдержанные прогнозы МАГАТЭ говорят, что к 2030 году на планете может быть построено до 600 новых энергоблоков (сейчас их насчитывается более 436). На увеличении доли ядерной энергетики в мировом энергобалансе могут сказаться такие факторы, как надежность, приемлемый уровень затрат по сравнению с другими отраслями энергетики, сравнительно небольшой объем отходов, доступность ресурсов. В этой связи все большее внимание уделяется развитию атомной энергетики. Причем это касается даже стран с огромными запасами углеводородов, таких как Иран.

Одной из наиболее прогрессивных, перспективных и инновационных отраслей России в течение последних лет является атомная отрасль. Более 400 организаций, входящих в Госкорпорацию «Росатом», разрабатывают и внедряют мегапроекты по строительству как атомных, так и тепловых станций – не только в России, но и за ее пределами. Так, в настоящее время Росатом возводит 42 новых энергоблока (в том числе, 6 в России и 36 за рубежом – в Китае, Белоруссии, Турции и других странах).

Таблица 1

Структура производства электрической энергии

СТРАНЫ/ВИДЫ ГЕНЕРАТОРОВ ЭНЕРГИИ	Угольные ТЭС, %	Газовые ТЭС, %	АЭС, %	ВИЭ*, %
Дания	46	7,1	-	46,9
Германия	43	8,5	14,7	33,8
Китай	67,4	3,2	3,7	25,7

США	31	34	20	15
Южная Корея	39	25	31	5
Россия	14,8	49,5	18,3	17,4

Источник: электронный журнал «ЭНЕРГОСОВЕТ» № 1 (51) январь 2018 [7].

Как справедливо показано в Научном докладе «Макроэкономические эффекты развития атомной энергетики (Методология и практические оценки)» [2], экономические макроэффекты от международных проектов АЭС охватывают следующие ключевые показатели:

- рост ВВП (макроэкономические мультипликативные эффекты);
- бюджетные (включая налоговые) эффекты;
- эффекты в области платёжного баланса и внешнеэкономической деятельности (ВЭД);
- рост занятости и производительности труда;
- инфраструктурные эффекты и пространственное развитие;
- эффекты в области промышленности;
- эффекты в области электроэнергетики и энергетической безопасности;
- влияние на обменный курс;
- эффекты в области НИОКР и инноваций;
- эффекты в области образования и развития человеческого капитала.

Российская атомная отрасль сегодня по праву считается в мире одной из ведущих – как по уровню разработок в их научной и технической составляющих, так и по уровню квалификации персонала АЭС и качеству эксплуатации атомных станций.

Продукт атомной отрасли России является высококачественным и высокотехнологичным. Постоянно расширяется использование «мирного атома» в различных отраслях национальной экономики: медицине, газовой промышленности, оборонном комплексе и др. Атомная отрасль может в ближайшие годы выступать локомотивом и для развития смежных отраслей, обеспечивая заказы строительным, металлургическим, машиностроительным и другим организациям. С учетом высокой технологичности разработок атомную отрасль можно назвать одним из драйверов не только экономического, но инновационного роста России.

Таблица 2

Производство электроэнергии в 2016-2017 гг.

	2016	2017	Доля в общем объеме, %	Темп роста, %	Темп прироста, %
Электроэнергия, млрд. кВт•ч	1090	1091	100	100,09	0,09
в том числе, произведенная:					
Тепловыми электростанциями	706	700	64,16	99,15	-0,85
гидроэлектростанциями	186	187	17,14	100,53	0,53
атомными электростанциями	197	203	18,6	103,05	3,05
от возобновляемых источников энергии	1,1	1,1	0,1	100,00	0

Источник: составлено авторами по материалам [5, с. 245].

Таким образом, только атомная энергетика показала заметный рост за рассматриваемый период.

Еще более интересно проследить динамику изменения доли атомной энергетики в общем объеме произведенной электроэнергии за последние 5 лет.

Таблица 3

Структура производства электроэнергии в РФ в 2013-2017 гг.

Производство электроэнергии:	2013	2017	Темп прироста, %
Тепловыми электростанциями	66,4	64,16	-3,37
Гидроэлектростанциями	17,3	17,14	-0,92
Атомными электростанциями	16,3	18,6	+14
от возобновляемых источников энергии	0,0	0,1	-
Итого	100	100	-

Источник: составлено авторами по материалам [Р5, с. 245].

Данная таблица показывает, что, не считая возобновляемых источников энергии, доля которых в общем объеме производства электроэнергии все еще находится в пределах статистической погрешности, за последние 5 лет прирост показала только атомная электроэнергетика. На ситуацию в отрасли влияет множество факторов.

Во-первых, развитие современной мировой экономики связано с увеличением масштабом и усложнением реализуемых проектов [1, с. 108]. Это обуславливает сложность и увеличения горизонта расчета их окупаемости, а также усиление роли правительств и межгосударственных схем их финансирования. В качестве примеров можно привести Международную космическую станцию, международный проект, стейкхолдерами которого стали 14 стран (США, Россия, Япония, Канада и другие), Большой адронный коллайдер, в работе над строительством которого приняли участие специалисты из более 100 стран, Европейский рентгеновский лазер на свободных электронах XFEL, который был построен участниками и профинансирован правительствами 12 стран (основные — это Германия и Россия) и другие. В атомной энергетике одних из крупнейших является проект международного экспериментального термоядерного реактора ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor), реализуемый во Франции Россией, Китаем, Индией, Странами ЕС (выступают как единый участник), США, Японией и другими странами-участниками. Эти проекты, с одной стороны, очень сложные и дорогие, а с другой стороны, олицетворяют идею глобализации экономики, когда «любая региональная система энергетики стала открытой, для которой внешние граничные условия стали не менее определяющими, чем внутренние планы и возможности» [6]. При этом каждый проект, направленный на строительство атомной электростанции в регионе, привносит значительные изменения в его энергетическую картину. Необходимо отметить, что развитие атомной энергетики отдельными странами вне межправительственного взаимодействия крайне затруднено. Так называемые страны-новички атомной энергетики, несмотря на декларированные планы, не могут ввести собственные энергоблоки. В качестве примеров можно привести Египет, Иорданию. Саудовскую Аравию и другие страны.

Вторым важным фактором, позитивно влияющим на перспективы развития атомной энергетики в условиях экономики разумного потребления, является Парижское Соглашение по климату, которое направлено. В первую очередь, на снижение глобальных выбросов парниковых газов. Цель данного Соглашения — стабилизация глобальной температуры («сдержать повышение глобальной температуры в пределах значительно ниже 2 градусов по сравнению с доиндустриальным уровнем и прилагать усилия к ограничению температуры в пределах 1,5 градусов») — может быть достигнута только при серьезном пересмотре энергетической парадигмы. Необходимо иметь в виду, что глобальная температура уже повысилась на 1,1 градуса.

Третий важный фактор, как ни удивительно, лежит в политической плоскости. Сегодня электроэнергия относится к ключевым стратегическим ресурсам, которые необходимы для

успешного развития любого государства и сравнимы по значимости с продовольствием [8, с.79-84]. Такое понятие, как энергетический суверенитет даже, упоминается в конституциях некоторых государств. Энергетический суверенитет мы рассматриваем как способность политического сообщества обладать полномочиями контроля, регулирования и управления получаемой энергией. Энергетический суверенитет также можно рассматривать как право сознательных людей, сообществ и народов принимать собственные решения по производству, распределению и потреблению энергии таким образом, который уместен в их экологических, социальных, экономических и культурных условиях при условии, что они не негативно влияют на других [9]. Среди различных видов использования энергетического суверенитета единая точка зрения направлена на политизацию различных политических и институциональных аспектов энергетических систем. Как и в случае с пищевыми продуктами, «энергетический суверенитет» отличается от «энергетической безопасности», которая характеризует уровень достаточного обеспечения энергии для функционирования экономической системы, независимо от того, откуда эта энергия и кто ее контролирует. Сегодня электроэнергия или энергоносители зачастую являются инструментами воздействия одних государств на другие с целью получения дополнительных экономических или политических предпочтений [13]. В этом ракурсе развитие атомной энергетики является одним из хороших способов повышения энергетической независимости, с одной стороны, и способом увеличения энергетического влияния государства в регионе. В качестве примера можно привести Иран, который развивает ядерную программу с 1967 года. В тот период при Тегеранском университете был создан ядерный исследовательский центр (с помощью США), в основе которого стоял реактор мощностью 5 МВт. В строительство ядерного реактора, наряду с США, были вовлечены также китайские и немецкие компании и специалисты. Одновременно с созданием исследовательского центра между Ираном и Францией было заключено соглашение о сотрудничестве в области очистки и обогащения урановых руд. С начала семидесятых годов в Иране развивалась программа строительства сети атомных электростанций, в которую входило 23 ядерных энергоблока (при поддержке США и ряда западноевропейских стран). Эта программа изначально была разработана на 25 лет, хотя фактически ее реализация продолжается до сих пор. Сегодня, можно констатировать, что сложные политические взаимодействия между Ираном и Западом, в конечном итоге, привели к укреплению независимости Иранского государства, и одним из главных факторов здесь выступила энергетическая независимость.

Четвертым фактором, определяющим перспективность развития атомной энергетики, является структура затрат на производство электроэнергии.

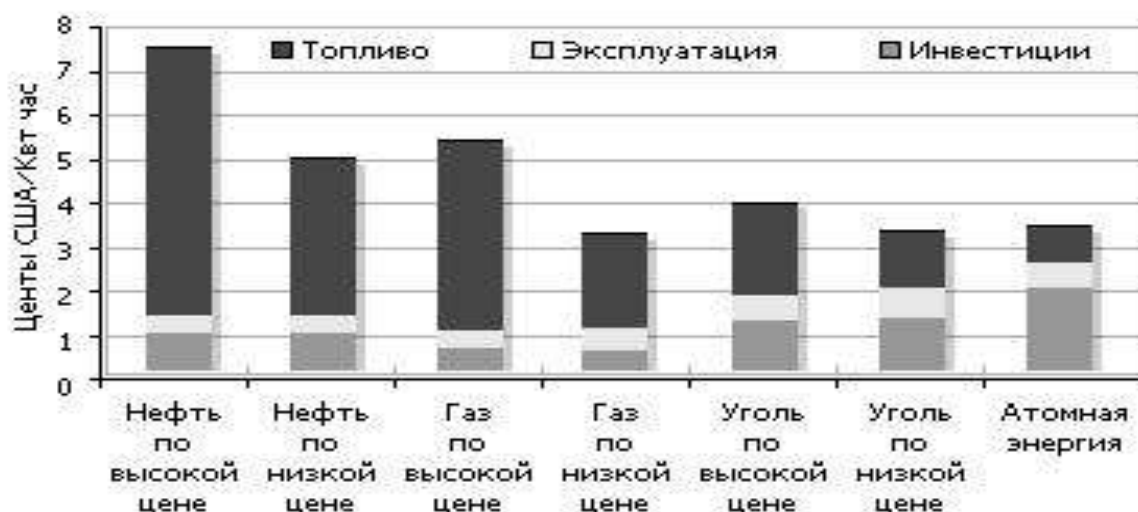


Рисунок 1. Структура затрат на производство электроэнергии на ТЭС и АЭС
Источник: оценка ОЭСР [4].

Данный график (рис.1) наглядно демонстрирует, что доля затрат на топливо в цене конечной продукции в атомной энергетике минимальная, что в долгосрочной перспективе обеспечит стабильность цен на энергию, которая является принципиально важной в экономике разумного потребления. Напротив, в традиционных углеродных энергоресурсах себестоимость сырья занимает до 85 процентов себестоимости энергии, что влечет за собой дополнительные риски. Этот тезис подтвержден на следующем графике (рис.2).

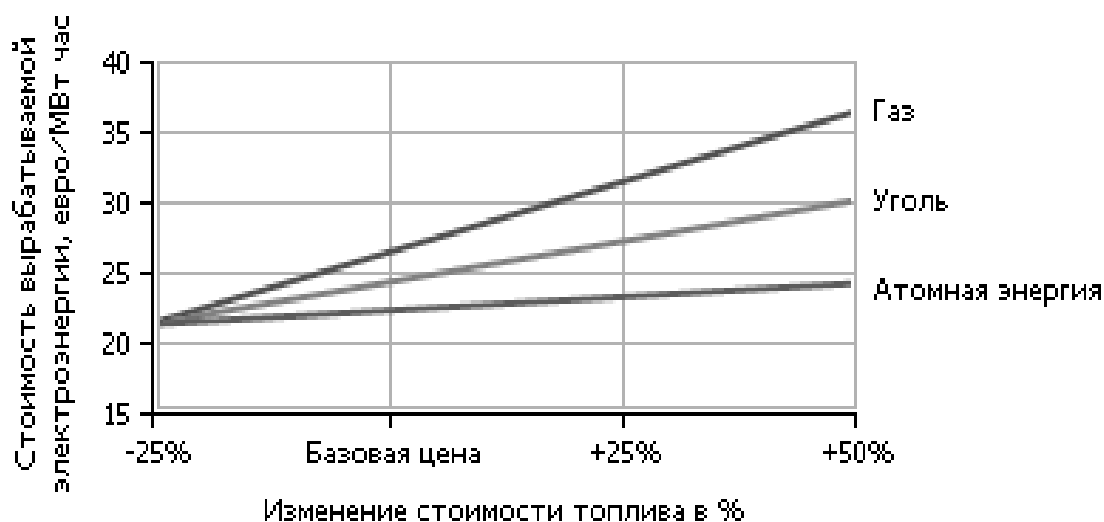


Рисунок 2. Зависимость себестоимости вырабатываемой электроэнергии от стоимости используемого топлива.

Источник: оценка ОЭСР [4].

Зависимость, представленная на данном графике, показывает, что даже при значительном увеличении цен на урановую руду, стоимость электроэнергии будет повышаться существенно меньше, чем при увеличении цен на нефть и газ в случае использовании углеводородного топлива.

Заключение

Таким образом, роль атомной энергетики как альтернативного варианту использованию ископаемого топлива в настоящее время существенно возрастает. При возрастании влияния концепции разумного потребления в мировой экономике можно прогнозировать еще больших темпов развития атомной энергетики. Что касается промышленного применения возобновляемых природных источников энергии (солнечной, ветровой, приливной и др.), то при их главных преимуществах – доступности и относительно широкой распространенности, главная проблема в их использовании для производства электроэнергии состоит в их нестабильности и непредсказуемости. Однако, несмотря на очевидные позитивные изменения последних лет и позитивные тренды в отрасли атомной энергетики, приходится констатировать, что она все еще недофинансирована, и имеет много других проблем, требующих решения.

Список использованной литературы

1. Генкин Е.В., Патуроев М.В. Использование проектно-ориентированных моделей управления в интегрированных организациях// Евразийское Научное Объединение. 2017. Т. 2. № 4 (26). С. 108-111.
2. Макроэкономические эффекты развития атомной энергетики (методология и практические оценки): научный доклад. – М.: Издательский дом «Международные отношения», 2018.
3. Ответственное потребление в России: реальность или мечта// IEMS SKOLKOVO [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://trends.skolkovo.ru/2016/03/otvetstvennoe-potreblenie-v-rossii-realnost-ili-mechta/> (дата обращения – декабрь 2018 г.)
4. Преимущества атомной энергетики // АтомСтройЭкспорт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ase.atomstroyexport.ru/nuclear_market/advantage/ (дата обращения – декабрь 2018 г.).
5. Россия в цифрах. 2018: Крат. стат. сб./ Росстат- М., 2018 - 522 с., с. 245.
6. С.А Субботин, В.Ф. Цибульский Проблемы инвестиционных волн в ядерной энергетике России и мира / С.А Субботин, В.Ф. Цибульский, Л.С. Смирнова, В.А. Стукалов Проблемы инвестиционных волн в ядерной энергетике России и мира. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» Восемьдесят восьмое заседание от 26 февраля 2008 года. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/seminar/energo/z120.pdf> (дата обращения – декабрь 2018 г.).
7. «ЭНЕРГОСОВЕТ» № 1 (51) январь 2018 // [Электронный ресурс]. - Режим доступа: www.energosovet.ru (дата обращения – декабрь 2018 г.).
8. Ariza-Montobbio, P. (2006). Energy sovereignty: politicizing an energy transition. Environmental Justice Organisations, Liabilities and Trade, Report 23, 29 September 2015, 79-84
9. Energy sovereignty: politicizing an energy transition Pere Ariza-Montobbio [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.ejolt.org/wordpress/wp-content/uploads/2015/09/EJOLT-6.79-84.pdf> (дата обращения – декабрь 2018 г.).
10. Ensure sustainable consumption and production patterns// UNITED NATIONS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.un.org/development/desa/disabilities/envision2030-goal12.html> (дата обращения – декабрь 2018 г.).
11. IPCC. 2011; Annex 111, op cit.
12. Lenzen M. Current State of Electricity Generating Technologies 2009; Integrated Sustainability Analysis, The University of Sydney, p. 19.
13. Pascual, C. (2015). The new geopolitics of energy. Columbia University, Center on Global Energy Policy. 09.2015.
14. Smeets E and Faaij A. Bio-energy potentials from forestry in 2050. An assessment of the drivers that determine the potentials, Climatic Change, 2007; 8, 353 – 390.
15. Trainer T. Renewable energy – Cannot sustain an intensive energy society. (2011a).

Курбонов Н.Б., Набиев Ш.М., Курбонов Г.Б.
Эколого-экономическая оценка альтернативных источников энергии
Таджикистана при изменении климата

Известно, что территории Таджикистан обладает значительными запасами топливно-энергетических ресурсов. Топливо-энергетические ресурсы республики представлены крупнейшими запасами углей (4,5 млрд. т.), а 24 месторождений нефти и природного газа расположены в глубине от 400 до 6500 м, подсчитанные предварительные их запасы составляют 1033,76 млн. т. условного топлива [1]. При проведении целенаправленной политики по повышению уровня добычи и переработки углеводородного сырья на территории республики можно достичь показателей 1980 года на уровне 520 млн. м³ природного газа и 418 тыс. т. нефти. Вообще, энергопотребление в стране за счёт развития гидроэнергетики растёт, ведётся работа по изучению возможностей использования других альтернативных источников энергии, однако запасы природных ресурсов, таких как нефть и газ, ограничены.

С другой стороны, использование же ископаемых видов топлива для удовлетворения нужд населения невыгодно в Таджикистане по нескольким причинам. Во-первых, добыча, переработка и транспортировка ископаемых видов топлива связаны с местными техническими сложностями (глубокое залегание, отсутствие дорог, сложный рельеф и т.д.). Во-вторых, даже при установленной добыче и потреблении эти запасы быстро истощатся. В-третьих, в условиях Таджикистана, где имеются и другие альтернативные источники энергии, запасы угля и нефти целесообразнее использовать в качестве сырья для химической и фармацевтической промышленности, а не как топливо.

По потенциальным гидроэнергоресурсам Таджикистан среди стран СНГ занимает второе место после России, в мире занимает восьмое место после Китая, России, США, Бразилии, Заира, Индии и Канады. По удельным запасам на душу населения - 87,8 тыс. кВт/ч на человека в год - второе место в мире, а по удельным запасам на единицу территории - 3,62 млн. кВт*ч на 1 км² - первое место в мире. В республике сосредоточено 54,2% потенциальных гидроресурсов Центральной Азии, при удельном весе территории в 11,2% [1-3]. Освоение альтернативных гидроэнергетических ресурсов, является самым приоритетным направлением развития экономики Таджикистана. Вырабатываемая на гидроэлектростанциях электроэнергия является самая дешевая по себестоимости и экологически чистая из всех существующих способов получения энергии. Ибо, комплексное развитие гидроэнергетики вкупе с использованием потенциала других видов возобновляемой энергии позволит не только увеличить мощность, но и будет способствовать обеспечению стабильности и повышению эффективности энергосистем, значительному сокращению вредных выбросов в атмосферу. Ее себестоимость, по мнению специалистов отрасли, в 6-8 раз ниже, чем тепловая, и эта разница в будущем, по мере роста цен на не возобновляемые энергоносители - нефть, газ, уголь, и т.д., будет только возрастать.

Общие годовые потенциальные ресурсы гидроэнергетики в стране составляют 527 млрд. кВт*ч, в том числе экономически эффективный гидроэнергетический потенциал - 317 млрд. кВт*ч в год. Технически возможные и экономически целесообразные к использованию водно-энергетических ресурсов составляют 202 млрд. кВт*ч [2-3]. Однако, при этих запасах Таджикистан сегодня использует только 5% от общих подсчитанных гидроэнергетических ресурсов.

Таблица 1.

Потенциальные запасы гидроэнергоресурсов Таджикистана*

Бассейны рек	Среднегодовая мощность, МВт	Среднегодовая энергия, ТВт*ч.	Доля в общем объеме, %
Пяндж	14030	122,90	23,2
Гунт	2260	19,80	3,73
Бартанг	2969	26,01	4,93
Ванч	1191	10,34	1,96
Язгулем	845	7,40	1,39
Кызылсу	1087	9,52	1,78
Вахш	28670	251,15	48,00
Кафирниган	4249	37,22	7,00
Оз. Каракуль	103	1,00	0,17
Сурхандарья	628	5,50	1,03
Зарафшан	3875	33,94	6,38
Сырдарья	260	2,28	0,43
Итого	60167	527,06	100,00

*Источник: Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан

Как видно из табл.1, основное место отводится использованию гидроэнергоресурсов крупных, средних и малых рек страны таких, как Пяндж, Вахш, Зарафшан, Бартанг, Гунт и Кафирниган ресурсы которых оцениваются в 491,02 млрд. кВт. На сегодняшний день пригодные для использования гидроэнергоресурсы Таджикистана, почти в два раза превышают всю выработку электроэнергии в Центрально-азиатском регионе (150 млрд. кВт*ч в год) и составляет 60% общего потребления первичных энергоресурсов в нём, включая уголь, нефть и газ. При этом гидроэнергоресурсы практически равномерно распределены по всей территории страны и имеются в достаточном количестве не только на крупных, но и также на мелких реках.

Вместе с тем крупные гидроэлектростанции строятся на руслах больших рек и выработанную электроэнергию выгодно использовать в крупных промышленных центрах и населенных пунктах [3]. Протягивание линий электропередачи от крупных ГЭС к небольшим населенным пунктам, разбросанным по горным территориям, становится нерентабельным. Для таких населенных пунктов, расположенных недалеко от небольших рек и ручейков, целесообразно использование мини- и микро-ГЭС мощностью от десятков до 1000 кВт [4]. В сочетании с другими альтернативными источниками энергии они могут стать эффективными источниками энергообеспечения. Поэтому пристальное внимание в государственных программах Республики Таджикистан [5] уделяется и малой гидроэнергетике, общий потенциал которого составляет более 21000 МВт и при этом почти 50% из них технически пригодны к освоению уже сегодня. В соответствии с планом Правительства Республики Таджикистана, до 2020 года в стране должны быть построены 71 малых ГЭС [6].

В Таджикистане имеются различные геоклиматические зоны - от жарких пустынь до вечных ледников. На западе в пределы страны входят пустынные участки Туранской низменности, переходящие в предгорья. На востоке страны возвышаются горные хребты Тянь-Шаня и Памира, там находятся высочайшие горные вершины Центральной Азии (7495 м - пик Исмаила Самани). Свыше 80% ледников (как по площади, так и по объему) Центрально-азиатского региона находятся на территории Таджикистана. Горы занимают 93% территории Таджикистана, почти половина территории страны расположена на уровне свыше 3000 метров. Эти обстоятельства позволяют считать Таджикистан естественной

лабораторией для испытания установок и устройств альтернативной энергетики для различных климатических условий.

По предварительным расчетным данным [7-10], потенциал альтернативных энергоресурсов Таджикистана составляет: солнечного излучения - 3103 млрд. кВт*ч/год, энергии биомассы - 2 млрд. кВт*ч/год, энергии ветра - 25-150 млрд. кВт*ч/год, геотермальной энергии - 450 млрд. кВт*ч/год. Даже частичное использование этого потенциала позволит значительно улучшить доступ населения к энергоресурсам, стабилизировать энергобаланс и экологическую ситуацию в стране и в Центрально-азиатском регионе. В Таджикистане, на долю альтернативных источников энергии приходится приблизительно 2% общего энергобаланса и это в основном связано с внедрением микро- и миниГЭС [6,8]. Всего в Таджикистане: более 300 малых ГЭС, небольшое количество ветроустановок (мощностью от 0,1 до 10 кВт), солнечные ФЭС (в сумме приблизительно 300 кВт), солнечные коллекторы площадью приблизительно 20 000 м² и одна установка с тепловым насосом.

Итак, на сегодня по всем видам альтернативным источникам энергиям Таджикистан находится на одном из последних мест в мире. В нашей республике создана правовая база для внедрения альтернативных источников энергии. Потому что, современная мировая энергетика уделяет большое внимание развитию всех возможных альтернативных источников энергии. Эти тенденции развития проявляются и в таджикской энергетике, что подтверждается решениями, принятыми на законодательном и правительственном уровнях. Президентом Республики Таджикистан, уважаемый Эмомали Рахмон принят закон Республики Таджикистан «Об энергетике» (2000 г.), закон Республики Таджикистан «Об использовании возобновляемых источников энергии» (2010 г.) и закон Республики Таджикистан «О внесении изменения в Закон Республики Таджикистан «Об использовании возобновляемых источников энергии» (2015 г.). Постановления Правительства Республики Таджикистан: «Целевая комплексная программа по широкому использованию ВИЭ, таких как энергия малых рек, солнца, ветра, биомассы, энергии подземных источников» (2007); «О Программе освоения возобновляемых источников энергии и строительства малых гидроэлектростанций на 2016-2020» (2015); «Об утверждении Правил ведения государственного Кадастра по ВИЭ» (2011). Приказы Министерства энергетики и промышленности Республики Таджикистан: «Правила ведения каталога установок по использованию возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан» (2011); «Методические указания к порядку получения разрешения для установки и размещения энергетических объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, на территории Республики Таджикистан». Распоряжения Министерства энергетики и промышленности РТ: «Методические указания по расчёту регулируемых тарифов на электрическую (тепловую) энергию, вырабатываемых установками по использованию ВИЭ в Республике Таджикистан» (2010); «Положение о правилах техники безопасности и эксплуатации установок по использованию возобновляемых источников энергии в Республике Таджикистан» (2010); Распоряжение Министерства энергетики и промышленности Республики Таджикистан «Об утверждении инструкции о порядке присоединения (подключения) установок по использованию Возобновляемых источников энергии» (2010); «Об утверждении положения, о взаимоотношениях между сетевым оператором и оперативным персоналом или лицом, ответственным за эксплуатацию технологического, электротехнического оборудования производителем ВИЭ» (2010) [5]. Сняты все ограничения на применение других альтернативных источников энергии, как солнечная, ветровая и др. На табл.2 приведены энергетические ресурсы альтернативных энергоресурсов Таджикистана.

Таблица 2.

Ресурсы возобновляемых источников энергии Таджикистана [млн. т.у.т. в г.]*

Ресурсы	Валовой потенциал	Технический потенциал	Экономический потенциал
Гидроэнергия, в том числе малая	179.2 (60167) 62.7 (21057)	107.4 (32476) 20.3 (6813)	107.4 (32476) 20.3 (6813)
Солнечная энергия	4790.6 (1 822 894)	3.92 (1493.7)	1.49 (545.2)
Энергия биомассы	4.25 (1614.14)	4.25 (1614.14)	1.12 (807)
Энергия ветра	163 (62257.3)	10.12 (3852.7)	5.06 (1926.35)
Геотермальная энергия	0.045	0.045	0.045
Всего (без крупных ГЭС)	5020.595 (1 907 823)	38.635 (13774)	27.955 (10092)

*Оценка авторов с помощи [6] и [10].

Уже отметили, что о принимаемых мерах в Республики Таджикистан по использованию нетрадиционных источников энергии, таких как уголь, запасы которого огромные: это внедрение угля в тепловых технологических процессах производства энергии, в строительстве ТЭЦ-2 города Душанбе и др. Альтернативных источников энергии имеют как положительные, так и отрицательные особенности. К положительным, относятся повсеместная распространенность большинства их видов в Таджикистане, экологическая чистота [7]. Эксплуатационные затраты по использованию альтернативных источников не содержат топливной составляющей, так как энергия этих источников как бы бесплатная. Отрицательные качества - это малая плотность потока (удельная мощность) и изменчивость во времени большинства альтернативных источников энергии. Первое обстоятельство заставляет создавать большие площади энергоустановок, перехватывающие поток используемой энергии (приемные поверхности солнечных установок, площадь ветроколеса и т.п.). Это приводит к большой материалоемкости подобных устройств, а, следовательно, к увеличению удельных капиталовложений по сравнению с традиционными энергоустановками. Правда, повышенные капиталовложения впоследствии окупаются за счет низких эксплуатационных затрат, но на начальной стадии они чувствительно бьют по карману тех, кто хочет использовать альтернативных источников энергии.

Потому что в республике большая часть населения проживает в сельской местности и адекватное обеспечение экологически чистой энергией является основой устойчивого развития сельских и горных регионов и обеспечивает рациональное использование природных ресурсов. Комплексное использование альтернативных источников энергии [7] позволило бы в перспективе успешно решать многие проблемы энергообеспечения и охраны окружающей среды.

Гидроэнергоресурсы для малых ГЭС. Развитая гидрологическая сеть Таджикистана, включающая большие и малые реки, создает хорошую основу для использования гидроэнергетики, особенно в горных регионах страны. Малые и мини- ГЭС мощностью от 1 кВт до 10 МВт могут быть сооружены с использованием местных трудовых ресурсов. Потенциал малой гидроэнергетики в Таджикистане составляет более 18 млрд кВт*ч в год [3,6,8].

Крупные электро- и теплостанции ориентированы на энергообеспечение городов и промышленных предприятий. Малые населенные пункты и хозяйства, рассеянные среди горных ущелий, не обеспечены или мало обеспечены электроэнергией. В сельской местности на душу населения годовое потребление электроэнергии составляет 198 кВт. ч., тогда как в странах Центрально-азиатского региона около 300 кВт*ч. Примерно 80% потребления электроэнергии в быту в горных регионах используется на освещение помещений, а в

некоторых местах население практически не имеет доступа к электроэнергии: Камароб, верхняя часть Ромитского ущелья, Горная Матча и др.

Подсчитано, что освоение только 10% гидроэнергетического потенциала малых рек в среднегорном и высокогорном поясе позволит электрифицировать до 70% малых населённых пунктов и сельхозобъектов. Предварительные расчеты ФТИ им. С.У. Умарова АН Республики Таджикистан [8] подтверждают эффективность возведения микро и малых ГЭС. Наиболее перспективными зонами на Бадахшане для сооружения малых ГЭС в среднегорном и высокогорном поясах являются Дарвазский, Ванчский и Рушанский районы. Здесь возможно строительство 20 ГЭС общей мощностью более 18 тыс. кВт.

Сегодня развитие малой гидроэнергетики является важным фактором улучшения социально-экономических условий жизни населения горных регионов и способствует предотвращению вырубки горных лесов и экологическому оздоровлению региона в целом. Богатые энергоресурсы бассейна р.Зарафшан используются недостаточно, главным образом из-за их проектной не изученности. А, в Раштской зоне имеется возможность сооружения более 100 малых ГЭС.

Преимущества малых ГЭС перед крупными известны - это несоизмеримо меньшие финансовые и материальные затраты при их строительстве, меньший экологический риск, близость к потребителю, что в условиях Таджикистана является очень значимым. Удельные затраты на строительство малых ГЭС колеблются от 800 до 1500 US\$ на 1 кВт мощности. Заметим, что для Нурекской ГЭС этот показатель составляет около 300 US\$. Для микроГЭС мощностью 5 кВт стоимость производства электричества оценивается 0,04 US\$ за 1 кВт/ч [6]. Окупаемость микроГЭС составляет 3-5 лет.

Солнечная энергия. Целиком расположенная в «мировом солнечном поясе» страна, имеет большой потенциал для развития использования солнечной энергии. Для Таджикистана использование солнечной энергии, в том числе его производных - энергия ветра и биомассы имеет большую перспективу. Общая продолжительность солнечного сияния за год в среднем составляет 2500-3000 часов. Минимум солнечного сияния наблюдается на высокогорных станциях Дехавз (2097 часов) в верховьях р.Зарафшана на высоте 2500 м и станции «Ледник Федченко» на высоте 4169 м (2217 часов). Наибольшая продолжительность солнечного сияния (более 3000 часов) наблюдается на юге страны (метеостанция Пяндж - 3029 часов), а также на восточном Памире (метеостанция Каракуль - 3166 часов). Оценки показывают [7-8], что 60-80% потребности населения республики в течение 10 месяцев в году могут быть обеспечены солнечной энергией. Пересчете на условные топливо это составляет около 400 тысяч. т. условного топлива, что эквивалента 460 млн.м³ газа или 528 тыс. т. мазута.

Таджикистан расположен между 36°40' и 41°05' северной широты, в зоне так называемого «золотого пояса» солнечного сияния. Континентальный климат характеризуется значительными суточными и сезонными колебаниями воздуха, малым количеством осадков, сухостью воздуха, малой облачностью и продолжительностью солнечного сияния 2100-3166 часов за год, а количество солнечных дней в году колеблется от 260 до 300 [10]. Широкомасштабное использование солнечной энергии в Таджикистане (особенно в сельской местности и горных регионах) будет способствовать не только улучшению энергообеспеченности населения, повышению жизненного уровня, но и одновременно развитию современных технологии, созданию наукоемкого производства в республике. Потенциал солнечной энергии в Таджикистане оценивается:

- Валовой потенциал - 1 822 894 МВт = 4790.6 млн. т.у.т/год
- Технический потенциал - 1493.7 МВт = 3.92 млн. т.у.т/год
- Экономически целесообразный потенциал - 545.2 МВт = 1.49 млн т.у.т/год [8].

Максимальной интенсивности суммарная радиация на всей территории страны достигает в мае - июле месяцах. Интенсивность суммарной радиации изменяется для

предгорных районов от 280 до 925 МДж/м². В высокогорных районах она колеблется от 360 до 1120 МДж/м². Преобразование солнечной радиации в электрическую энергию осуществляется с помощью полупроводниковых фотоэлементов. Технология создания фотоэлементов достаточно хорошо разработана. Сейчас исследования ведутся в плане повышения эффективности преобразования солнечной энергии в электрическую и снижения стоимости фотоэлементов.

Необходимо отметить, что в 2002 г. «Центр демократических перемен» реализовал проект по использованию солнечной энергии для бытовых нужд в Согдийской области. В рамках проекта, поддержанного Региональным экологическим центром Центральной Азии, была осуществлена следующая деятельность:

а) изготовление и монтаж солнечного коллектора в общественной бане АО «Ульджабаев», и площадь коллекторов составила 60 м².

Основной результат: в ясный солнечный день, при средней дневной температуре воздуха 22°C, температура воды равна 57°C-60°C. Количество горячей воды, поступающее в баню из коллектора, равняется 400 литров за один час. Для того, чтобы нагреть такое же количество воды с помощью природного газа требуется 35 м³ - 40 м³ газа. Ежемесячный расход газа составляет не менее 7,000 м³ или \$200 - \$250.

б) изготовление и монтаж солнечной отопительной системы в жилом доме.

Площадь всей отопительной системы составила 21,5 м². Основной результат: при средней дневной температуре окружающей среды 22°C температура горячего воздуха, поступающего из воздушного коллектора в дом равна 48°C, а температура внутри помещения составляет 31-32°C.

Еще в 90-х годах прошлого века в Таджикистане были разработаны и изготовлены образцы гелиоводонагревателей и солнечных кухонь по несложной технологии. Полезный объем кухни - 6 л, вес - 20 кг, габариты 580x290x300 мм, и температура внутри достигала 130°C. В последнее время ведутся работы над совершенствованием демонстрационных образцов. В настоящее время стоимость фотоэлектрических устройств высока - 5 тыс. US\$/кВт. Стоимость выработки электроэнергии - 0,2 US\$ - 0,4 US\$ за 1 кВт*час [8]. В лабораторных условиях эффективность преобразования энергии фотоэлектрических источников составляет 19-24%, тогда как коммерческих модулей 12-17%.

Таким образом, в условиях Таджикистана, как показывают расчеты, 1 м² гелиоколлектора, выпускаемого промышленностью позволяет сэкономить 0,15-0,2 тонн ископаемого топлива в год. Однако огромный потенциал энергии солнца в республике пока остаётся практически невостребованным, хотя по оценкам ФТИ им. С.У. Умарова АН РТ [8] за счет энергии солнца Таджикистан мог бы удовлетворять свои энергопотребности на 10-20%.

Ветровая энергия. Еще одним альтернативным источником энергии является ветровая. Ветроэнергетический потенциал республики изучен не достаточно хорошо. По разным оценкам он составляет 30-100 млрд. кВт*ч. в год и может быть соизмерим с технически возможным к использованию гидроэнергетическим потенциалом страны.

Наиболее сильные ветры в высокогорных районах в открытых формах рельефа (ледник Федченко, Анзобский перевал и др.) и в тех районах, где орографические факторы способствуют увеличению барических градиентов (Худжанд, Файзабад, Ш.Шахин, Ишкашим, Мургаб). Средняя годовая скорость ветра в этих районах достигает 5-6 м/сек. На открытых равнинах и в широких долинах скорость ветра несколько ниже и составляет 3-4 м/сек., в предгорьях - до 3, в замкнутых котловинах и в низинных южных районах не превышает 1-2 м/сек. Большое разнообразие форм рельефа сказывается и на распределении повторяемости штилей. В замкнутых котловинах и под склонами гор наблюдается наибольшая повторяемость штилей - 44-58%; в предгорных и горных районах - до 30%. Малая повторяемость отмечена на леднике Федченко (6%) и перевалах (14-17%) [7, 10].

Наиболее сильные ветры наблюдаются в высокогорных районах в открытых формах рельефа (ледник Федченко, Анзобский перевал и др.) и там, где орографические факторы способствуют увеличению барических градиентов и приводят к сходимости воздушных потоков (Худжанд, Файзабад). В годовом течении наибольшая скорость ветра, как правило, отмечается весной или зимой при усилении циклонической деятельности, наименьшая - летом и осенью. Как показывают наблюдения, наибольшую повторяемость в большинстве районов имеет ветер скоростью 1-5 м/сек (70-90 %). Скорости ветра больше 10 м/сек редки и их повторяемость не превышает 10%. В долинах и котловинах наблюдается в среднем 5-15 дней в году с сильным ветром (Истравшан, Душанбе, Искандеркуль). В отдельных формах рельефа на большой высоте и в местах сужения долин число дней с сильным ветром достигает 40-60 (Худжанд, Шахристанский, Анзобский перевал, ледник Федченко и др.).

Использование энергии ветра является перспективным в отдельных регионах страны, где скорость ветра достаточно велика (более 5-6 м/с на высоте 10 м от уровня поверхности - Худжанд, Гулистан, Файзабад, перевалы Хобурбад, Шахристан, Анзоб, другие участки) и ветроэнергетические установки могут применяться для выработки электроэнергии, подъема воды, размола зерна и др. Обычно турбины ветроэнергетические установки имеют мощность 250-750 кВт. Стоимость выработки электроэнергии на ветроэнергетические установки прямо зависит от среднегодовой скорости ветра и местных условий и колеблется в пределах 0,03 US\$ (10 м/с) - 0,12 US\$ (5 м/с) за 1 кВт*ч [8].

Проведенные технико-экономические оценки стоимости ветроэнергетические установки дают значение 1000-1500 US\$ за 1 кВт проектной мощности. При преобладающем применении гидроэнергии использование энергии ветра оправдано в определенных районах в качестве автономных или дополнительных источников энергии небольших мощностей. Не имея большого промышленного значения, она может в то же время решать важные социальные задачи, обеспечивая энергией отдаленные районы, фермерские хозяйства, пастбищные и пчеловодческие кооперативы и т.п.

Биомасса и биогаз. В сельскохозяйственных районах страны можно использовать биомассу (древесина, кизяк, навоз, хворост и др.) для получения тепловой и электрической энергии. По оценкам экспертов [4,8], применение биомассы имеет первостепенное значение в домашнем хозяйстве для 3/4 населения республики. Использование биогазовых установок актуально на крупных животноводческих фермах и птицефабриках, где помимо потребности в энергии существует потребность в утилизации отходов.

Отходы животных, сельского и лесного хозяйства могут быть дополнительным источником энергии за счет получения из них биогаза, а используемое при этом сырье является высококачественным удобрением для сельскохозяйственного производства. Использование биоэнергетических установок очень перспективно в условиях крупных животноводческих комплексов и птицефабрик, где помимо производства электрической энергии существует острая потребность в утилизации отходов. В ходе биохимических процессов биомасса может быть превращена в такие виды топлива как газ метан, жидкий метанол, твердый древесный уголь. Известна классификация основных типов энергетических процессов, связанных с переработкой биомассы: термохимические, биохимические и агрохимические.

Из общего количества биомассы только 0,5% употребляется человечеством в виде пищи. Применение биотоплива в виде дров, навоза и ботвы растений имеет первостепенное значение в домашнем хозяйстве. Примерно 50% населения планеты обеспечивается энергией от этих источников и вырабатывают в целом около 300 ГВт. энергии. Из всех известных способов получения биотоплива наиболее приемлемым и перспективным в условиях Таджикистана является способ получения биогаза путем анаэробного сбраживания жидких отходов животноводства.

Из всех известных способов получения биотоплива наиболее перспективным в условиях Таджикистана является способ получения биогаза путем анаэробного брожения жидких отходов животноводства. В условиях сырости, тепла и отсутствия света анаэробные бактерии, существующие за счет разложения углеводов вырабатывают биогаз - смесь CH_4 и CO_2 .

Бактерии, образующие метан, медленно, в течении примерно 14 суток при температуре 25°C полностью сбраживаются исходные продукты, вырабатывая 70% CH_4 и 30% CO_2 с малыми примесями H_2 и H_2S . Энергия, получаемая при сжигании газа, может достигать от 60 до 90% исходной, которой обладает используемый материал. Выход газа 0,2-0,4 м^3 на 1 кг сухого вещества при нормальных условиях.

Биогазогенератор объемом 1-3 м^3 , утилизирующий ежедневно навоз около 8 кг, вырабатывает в день до 2 м^3 биогаза, что эквивалентно непрерывной выработке тепловой энергии мощностью 300 Вт. Стоимость такой установки составляет от 300 до 600 US\$ [8].

В Таджикистане уже действуют ряд биогазовых установок. Так, например, в городе Вахдат работает малая биогазостановка. Еще одна в кишлаке Заргар, другая планируется в Симиғанче. Так, например, в Таджикистане при поддержке фонда ИСАР, была создана демонстрационная биогазовая установка, рассчитанная на одну сельскую семью.

Необходимость использования альтернативных источников энергии в Республике Таджикистан подтверждается тем, что многие населенные пункты чрезмерно удалены и не связаны с объединенной энергосистемой. Большая часть населения проживает в сельской местности и адекватное обеспечение экологически чистой энергией является основой стабильного развития сельских и горных районов, залогом рационального использования природных ресурсов.

В целях обеспечения устойчивого развития и защиты от последствий глобального изменения климата [10], страны Центральной Азии только выиграют, если сосредоточатся на повышении энергетической эффективности и роли чистой энергии, например, за счет модернизации предприятий и сокращения выбросов парниковых газов, прекращения сжигания попутных газов, а также разработки альтернативных источников энергии. На будущее остаются нерешенными потребности в очистке и сокращении загрязнений, образуемых в связи с использованием углеводородов и других полезных ископаемых.

Таким образом, экономическая зависимость от одного или нескольких сырьевых ресурсов вынуждает любую страну ощутимо реагировать на мировые колебания цен. Один из способов защититься от этих и других потенциальных последствий заключается в диверсификации энергетического производства с включением экологически чистых источников энергии, особенно солнечной и ветровой энергии.

Список использованной литературы

1. Мухабатов Х.М. Природно-ресурсный потенциал горных регионов Таджикистана. - Москва, 1999. - 335 с.
2. Хоналиев Н.Х. Энергетические ресурсы и энергетическая безопасность Республики Таджикистан // Материалы II Межд. науч. конф. «Проблемы и перспективы экономики и управления». - Санкт-Петербург, Россия. - июнь 2013. - С.33-37.
3. Валамат-Заде Т. Энергетика Таджикистана: настоящее и ближайшее будущее // Центральная Азия и Кавказ. - 2008. - №1(55). - С.104-113.
4. Друзь Н., Борисова Н., Асанкулова А. и др. Положение дел по использованию возобновляемых источников энергии в Центральной Азии. Перспективы их использования и потребности в подготовке кадров. - Алматы, 2010. - 144 с.

5. Нормативные правовые акты и национальные стандарты по возобновляемым источникам энергии, действующие в Республике Таджикистан. - Душанбе, 2011. - 280 с.
6. Ясинский В.А., Мироненков А.П., Сарсембеков Т.Т. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в странах СНГ. - Алматы, 2011. - 36 с.
7. Исмоилов Ф.О. Комплексное использование альтернативных источников энергии для электроснабжения автономных потребителей Республики Таджикистана / Автореферат дис. к.тех.н. - Москва, 2012. - 19 с.
8. Петров Г.Н., Ахмедов Х.М., Кабутов К., Каримов Х.С. Общая оценка ситуации энергетике в мире и Таджикистане // Изв. отдел. физ.-мат., хим. и геолог. наук АН РТ. - №2. - Т.135. - 2009. - С.101-111.
9. Эргашев С.М., Тухтамуродов И.Б., Эшмирзоев А.Б., Юлдашев З.Ш. Обзор и оценка потенциала возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан // VIII Межд. студен. науч. конф. «Студенческий научный форум - 2016» [Электронный ресурс]: <https://scienceforum.ru/2016/article/2016021097>
10. Курбонов Н.Б., Курбонов Г.Б. Использование возобновляемых источников энергии как фактор смягчения последствий изменение климата в горных условиях Таджикистана // Теорет. и научно-практ. журнал «Инновации в сельском хозяйстве». - №1. - Т.16. - 2016. - С.191-195.

Полаева Г.Б., Драганюк Д.О.

Перспективы энергетического сотрудничества стран БРИКС

Мировая экономика подверглась глубоким изменениям, связанными со структурными преобразованиями, начиная с 1980 года, которые оказали огромное влияние на результаты ее развития. Данная трансформация характеризовалась нарастающим импульсом глобализации, быстрым темпом интернационализации финансов, технологической революцией в коммуникационной и информационной областях и другими.

С 1990 года наблюдается значительный рост развивающихся стран в мировой экономике, что отражается в размере их ВВП и уровнях индустриализации¹⁰⁴.

В период между 1990 и 2017 годами доля развивающихся стран в мировом ВВП возросла с 22 % до 38 %, тогда как доля промышленно развитых стран сократилась с 68 % до 57%.

БРИКС представляет собой объединение группы стран с быстроразвивающимися экономиками. Впервые данный термин появился в 2001 г. в докладе инвестиционного банка «Goldman Sachs». В 2009 году, по инициативе российской стороны в Екатеринбурге состоялся первый саммит БРИК. В 2011 году, к группе присоединилась Южно-Африканская Республика. Деятельность БРИКС базируется на принятых на ежегодных саммитах планов работы. Форматы взаимодействия стран-участниц осуществляется на разных уровнях и в различных сферах посредством реформирования глобальных центров управления и решения международных проблем в различных сферах, таких как экономика, политика, безопасность и другое. За девять лет своего существования БРИКС превратился в неформальный форум международной координации, в границах которого страны-участницы методично укрепляют сотрудничество, увеличивают и углубляют области взаимодействия, согласовывают усилия, направленные на взаимовыгодное социально-экономическое развитие. Специфическим аспектом этой интеграционной группировки является ее обособленность от международных инициатив, реализуемых на уровне наднациональных организаций, созданных по инициативе стран группы семи. Начиная от простой встречи развивающихся стран по узкому списку вопросов, на сегодняшний день БРИКС представляет собой глобальный институт управления, плавно трансформирующийся в нестандартный экономический союз.

Согласно данным Всемирного Банка и официальным статистическим ежегодным бюллетеням БРИКС, на 2017 г. занимает фактически 30% всей мировой территории или 39,7 миллионов км² и по показателям населения в сумме дают 3 миллиона человек или 42% от общего населения, по показателям суммарного ВВП 16,8 триллиона долларов или 22,3% от общемирового (12% десять лет назад)¹⁰⁵. Ведущие иностранные экономические аналитики прогнозируют к 2030 году ВВП стран БРИКС может сравняться показателями в странах "большой семёрки". В совокупности страны БРИКС обладают значительными природными ресурсами: большие территории, подходящие для аграрного пользования, энергоносители, уникальные экологические, в частности, пресноводные ресурсы. В случае кризисной ситуации экономические и ресурсные запасы БРИКС могут снабдить человечество необходимыми продуктами для выживания¹⁰⁶.

¹⁰⁴ Deepak Nayyar. Structural transformation in the world economy. On the significance of developing countries. WIDER Working Paper -№ 102.- 2017. – p.1-6

¹⁰⁵ BRICSJointStatisticalPublication 2017. [Электронный документ]. ([http://www.brics2018.org.za/sites/default/files/documents/Statistics/BRICS%20Joint Statistics%20Publication%202017.pdf](http://www.brics2018.org.za/sites/default/files/documents/Statistics/BRICS%20Joint%20Statistics%20Publication%202017.pdf)). Дата обращения: 22.03.18

¹⁰⁶ Астахов. Е.М. БРИКС: перспективы развития. [Электронный документ]. (http://www.vestnik.mgimo.ru/sites/default/files/pdf/004_mirovaya_politika_astahovem.pdf). Дата обращения: 22.03.18

Каждая из стран объединения богата по следующим категориям: Россия – минеральные ресурсы, Бразилия – сельскохозяйственная продукция (производстве сахара, сои, железной руды, биотоплива, этилового спирта и электроэнергии из отходов сахарного тростника), Китай – мощная производственная база, Индия – дешевые интеллектуальные ресурсы, ЮАР – природные ресурсы. БРИКС характеризуются перспективной быстроразвивающиеся экономикой с большими темпами роста ВВП (рисунок 1) и комплиментарными структурами экономик, а также экспортно-ориентированные стратегии стран предоставили высокие и устойчивые места в международной торговле.

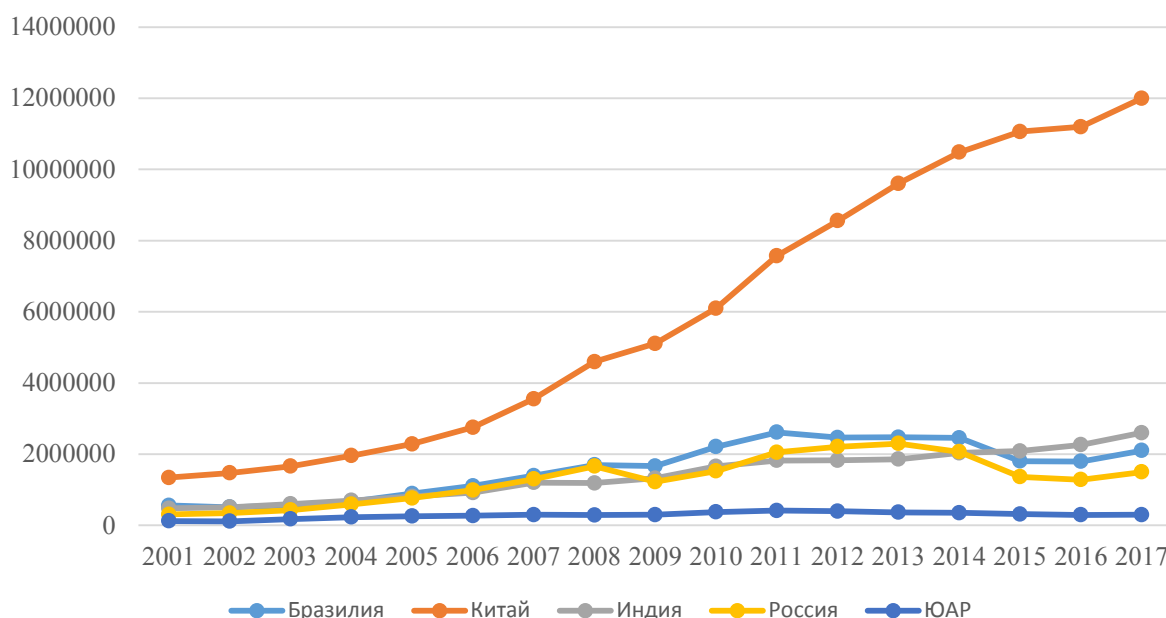


Рисунок 1. Динамика ВВП стран БРИКС, млн. долл. США, 2000-2017 гг.

Вышеперечисленное совместно с нынешней экономической и политической ситуацией, а именно такими их проявлениями как: сирийский конфликт, украинский конфликт, торговые войны США и Китая, антироссийские санкции и другие представляет взаимодействие в рамках БРИКС – как вариант альтернативных продуктивных действий в разных сферах. А также, открывает для стран-участниц новые рынки, партнеров, уровень сотрудничества и новые виды деятельности.

Одной из важных областей взаимодействия является энергетика, так как Россия и Бразилия - крупнейшие производители сырья в данной области, а остальные страны увеличивают уровень обработки сырья и его потребления. Китай и Индия являются лидерами потребления энергоносителей и за последние 25 лет этот рост составил у Китая в 3,5 раза, а у Индии 3 раза. Если в 2000 году, на развитые страны приходилось более 40% мирового энергопотребления, а на развивающиеся страны Азии — около 20%, то на сегодняшний день ситуация становится полностью противоположной, именно: половина мирового прироста потребления природного газа, 60% роста ветровой и солнечной энергии, более 80% прироста потребления нефти и более 100% роста потребления угля и ядерной энергии приходится на азиатские развивающиеся страны¹⁰⁷. Общая тенденция увеличения потребления энергоносителей у развивающихся стран, а также их быстрый экономический и

¹⁰⁷ World Energy Outlook 2018. [Электронный документ].
<https://webstore.iea.org/download/summary/190?fileName=Russian-WEO-2018-ES.pdf>.
 Дата обращения: 06.12.2018

демографический рост указывает на перспективность энергетического сотрудничества в рамках БРИКС (рисунок 2).

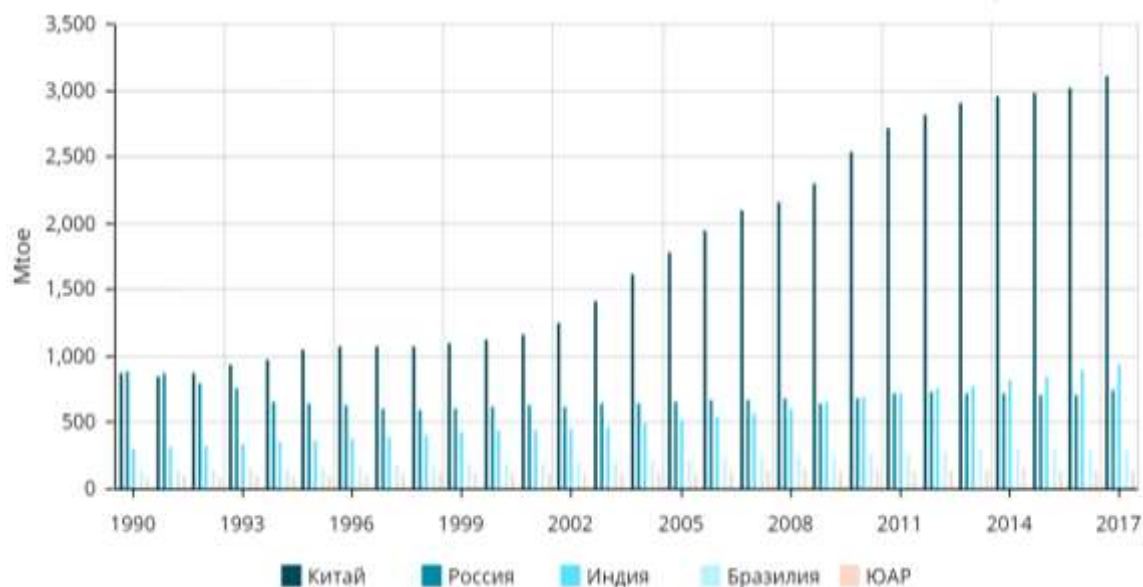


Рисунок 2. Потребление энергоресурсов в странах БРИКС в 1990-2017 гг.

Помимо этого, если рассмотреть структуру потребления энергоносителей Бразилии (рисунок 3), Китая (рисунок 4), Индии (рисунок 5), ЮАР (рисунок 6) и России (рисунок 7), то можно сделать вывод, что основным энергоресурсом потребления для Индии, Китая и ЮАР является уголь, что отрицательно влияет на экологию этих государств.



Рисунок 3. Структура потребления энергоресурсов Бразилии, 2017 г.



Рисунок 4. Структура потребления энергоресурсов Китая, 2017 г.



Рисунок 5. Структура потребления энергоресурсов Индии, 2017 г.

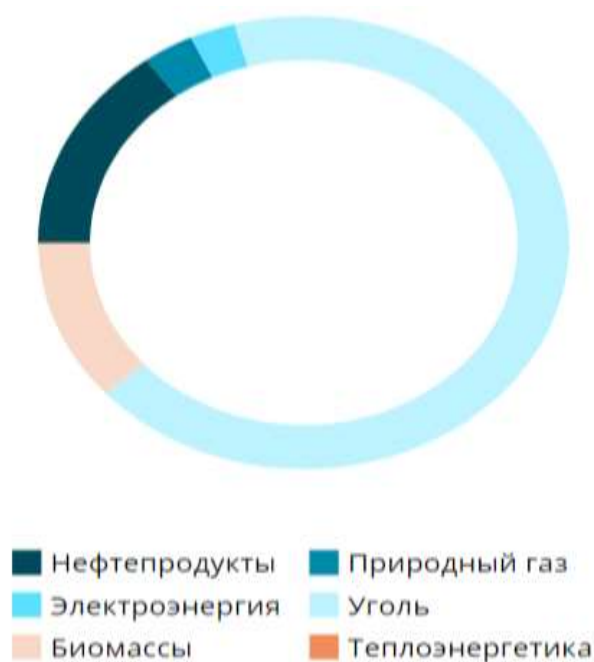


Рисунок 6. Структура потребления энергоресурсов ЮАР, 2017 г.



Рисунок 7. Структура потребления энергоресурсов России, 2017 г.

Поэтому, Россия, как основной поставщик более экологически чистого сырья – газа (рисунок 8) может сыграть роль главного поставщика для этих стран в качестве альтернативы углю и в соответствии с основными мировыми тенденциями по сокращению выбросов. Если говорить о прямых поставках, то случай с ЮАР более проблематичен, в связи с высокими транзакционными издержками по доставке, однако совместная постройка СПГ с РФ возможна и перспективна.

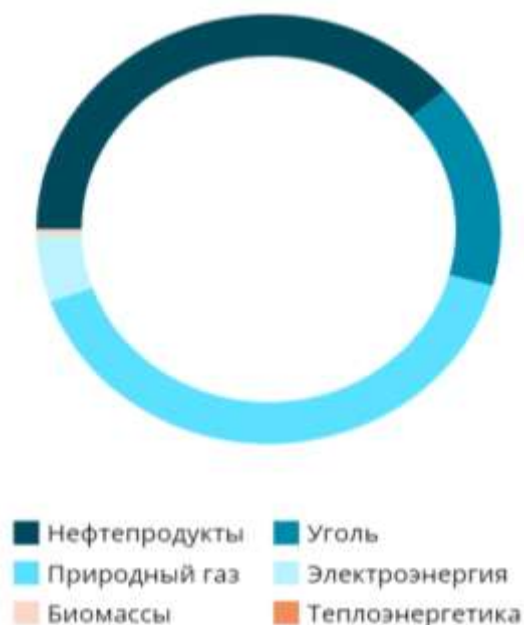


Рисунок 8. Структура производства энергоресурсов в РФ, 2017 г.

На сегодняшний день, в основном сотрудничество в энергетической сфере стран БРИКС имеет двусторонний характер. Отдельного института регулирующего данную сферу до недавнего времени не было. Но совместные проекты в данных областях, особенно между Россией и Китаем ведутся. Это строительство электростанций и линий электропередач, геологоразведочные работы на нефть и газ, добыча, переработка и транспорт углеводородов и угля, развитие портовой и транспортной инфраструктуры и другие¹⁰⁸. Основными крупными игроками являются такие китайские компании как: Китайская угольная корпорация, Государственная электросетевая корпорация Китая, «КННК», «Синопек», Китайская национальная химическая корпорация, Корпорация «Санься» («Три ущелья»); и российские компании: Газпром, «Роснефть», «СУЭК, группа Evraz и «Мечел», «Интер РАО ЕЭС», «РусГидро», «ФСК ЕЭС». В «зеленой энергетике» БРИКС является одним из лидирующих объединений в мире. Созданный в 2015 году финансовый институт БРИКС - Новый Банк Развития, целью создания которого является мобилизация ресурсов для инфраструктуры и устойчивого развития проектов в странах БРИКС и других развивающихся странах, - только в 2016 году инвестировал и реализовал 7 проектов по развитию энергетического комплекса в странах-участницах. Помимо этого, если говорить о следующем этапе развития сотрудничества в энергетической сфере, то необходимо сказать о разработке и запуске в ближайшее время «Общей платформы энергетических исследований». Данный институт поспособствует формализации сотрудничества и его развитию и углублению, а так же откроет ряд перспектив для данной сферы.

В будущем а рамках БРИКС запланированы перспективные инвестиционные проекты в таких направлениях как: энергетический комплекс, спутниковый мониторинг Земли, машиностроение, металлургия, горнодобывающая промышленность, использование минеральных ресурсов, развитие атомной энергетики; энергоэффективность и энергоэффективные технологии; новые технологии и материалы для возобновляемой энергетики и технологии накопления и хранения энергии. Так же в планах есть открытие таких институтов как: the BRICS Think Tank Council, Энергетическая ассоциация БРИКС,

¹⁰⁸ Мастепанов А.М. Сотрудничество стран БРИКС в энергетической сфере как фактор прогнозирования мирового энергопотребления./ БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. - №1. – 2016. – с.3 - 9

Резервный банк топлива, Институт энергетической политики БРИКС. Все это способствует укреплению и углублению экономических отношений стран БРИКС, в особенности в энергетике, расширению сфер сотрудничества, а также приблизит данную группировку к ее поставленной цели.

Список использованной литературы

1. Астахов. Е.М. БРИКС: перспективы развития. [Электронный документ]. (http://www.vestnik.mgimo.ru/sites/default/files/pdf/004_mirovaya_politika_astahovem.pdf). Дата обращения: 22.03.18.
2. Мастепанов А.М. Сотрудничество стран БРИКС в энергетической сфере как фактор прогнозирования мирового энергопотребления. / БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. - №1. – 2016. – с.3 – 9.
3. BRICS Joint Statistical Publication 2017. [Электронный документ]. (http://www.brics2018.org.za/sites/default/files/documents/Statistics/BRICS%20Joint_Statistics%20Publication%202017.pdf). Дата обращения: 22.03.18.
4. Deepak Nayyar. Structural transformation in the world economy. On the significance of developing countries. WIDER Working Paper -№ 102.- 2017. – p.1-6.
5. World Energy Outlook 2018. [Электронный документ]. (<https://webstore.iea.org/download/summary/190?fileName=Russian-WEO-2018-ES.pdf>). Дата обращения: 06.12.2018.

Халова Г.О., Иллерицкий Н.И., Сопилко Н.Ю.
Энергетический потенциал Турции.
Перспективы российско-турецкого энергетического сотрудничества

Турецкая Республика – крупное государство. Страна находится на перекрестке ключевых транзитных трансконтинентальных маршрутов с севера на юг и с востока на запад. Страну омывают четыре моря: Чёрное, Средиземное, Эгейское и Мраморное. Турция занимает стратегически выгодное географическое положение на стыке Европы и Азии. Население Турции по состоянию на 2017 г. превышает 80 млн человек.

Согласно данным Всемирного Банка, Турция занимает 13-е место в мире по уровню ВВП (по ППС), который достиг 2254 млрд долл. США в 2017 году. Экономика страны динамично развивается. Турция сохраняет положительные темпы экономического роста на протяжении более чем 20 лет (рисунок 1). В 2017 г. турецкая экономика выросла более, чем на 7% по сравнению с 2016 г., что было выше темпов роста Китая и Индии, в первую очередь за счет роста внутреннего спроса со стороны домашних хозяйств [Bloomberg, 2018].

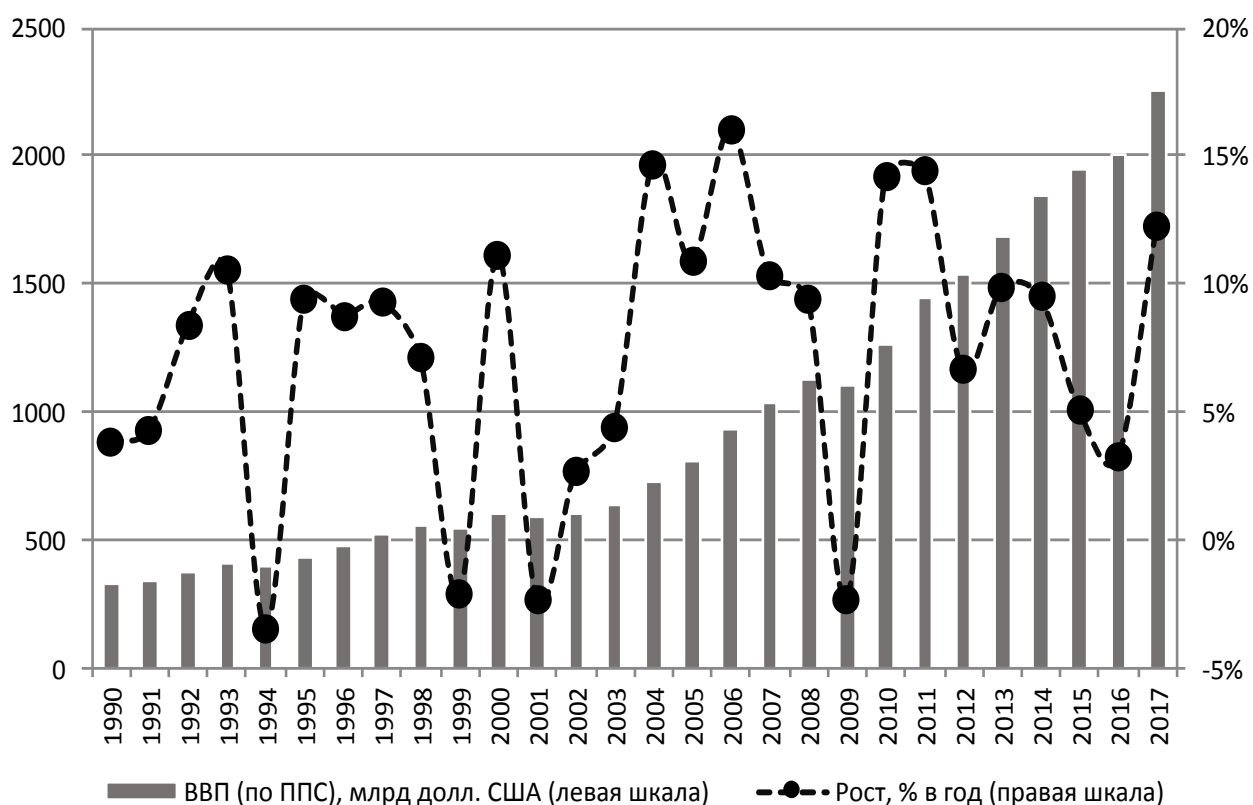


Рисунок 1. ВВП (по ППС) Турции и темпы роста в 1990-2017 гг.

Источник: [World Bank Database, 2018]

По классификации Всемирного Банка Турция относится к странам со средне-высоким уровнем доходов населения. При этом с 1990 г. ВВП на душу населения Турции (по ППС) вырос более чем в 4,5 раза и достиг 27,9 тыс. долл. США в 2017 г. (рисунок 2).

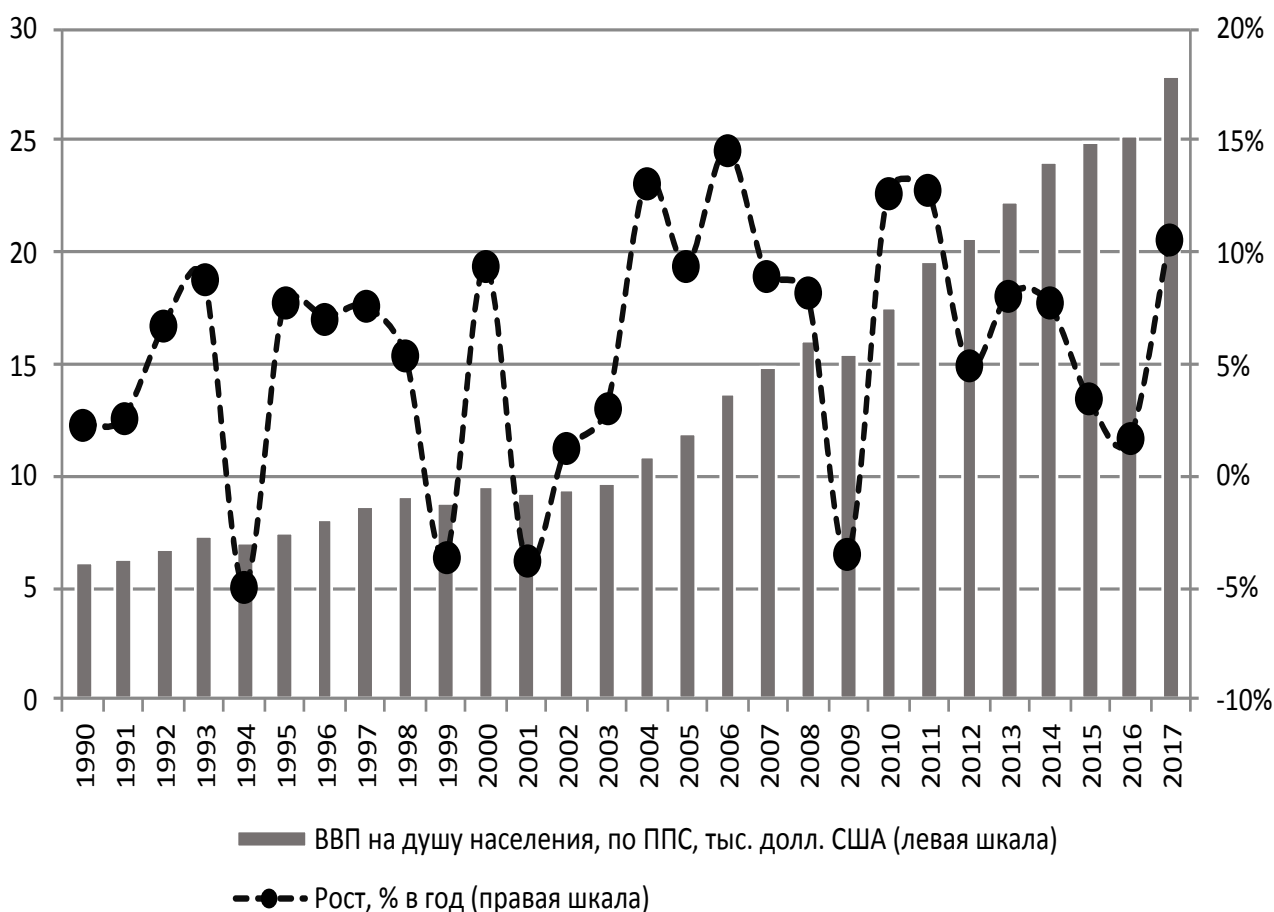


Рисунок 2. ВВП на душу населения (по ППС) Турции и темпы роста в 1990-2017 гг.
 Источник: [World Bank Database, 2018]

В экономике Турции доля промышленности составляет около 1/3, сельского хозяйства – около 10%, а на сферу услуг приходится более половины производимой добавленной стоимости. Основные отрасли промышленности страны: легкая, текстильная, пищевая, автомобильная и химическая. В последние десятилетия благодаря программе приватизации снижается присутствие государственного сектора в экономике Турции, а государственная налоговая политика значительно способствует развитию бизнеса. [World Bank, 2017]

Динамичное развитие экономики страны требует значительного количества энергетических ресурсов. Общее потребление первичной энергии в Турции с 1990 по 2017 гг. выросло более чем в 3,3 раза. Темпы роста потребления энергии значительно снижались в период экономических кризисов (1998-2001, 2008, 2013), однако в последние годы остаются достаточно высокими (рисунок 3).

В структуре потребления энергии доминируют ископаемые топлива – нефть и нефтепродукты, природный газ и уголь. В 2017 г. доля нефти и нефтепродуктов в ОППЭ (общем предложении первичной энергии) составила 31%, природного газа и угля – по 28, ГЭС – 8%, прочих ВИЭ – 4% (таблица 1). Турция не обладает значительными собственными запасами нефти и газа, являясь нетто-импортером данных энергоносителей. Запасы угля оцениваются в 11,4 млрд тонн, а его добыча в 2017 г. составила 99,8 млн тонн (20,8 мтое, т. е. более 54% собственных нужд) [BP].

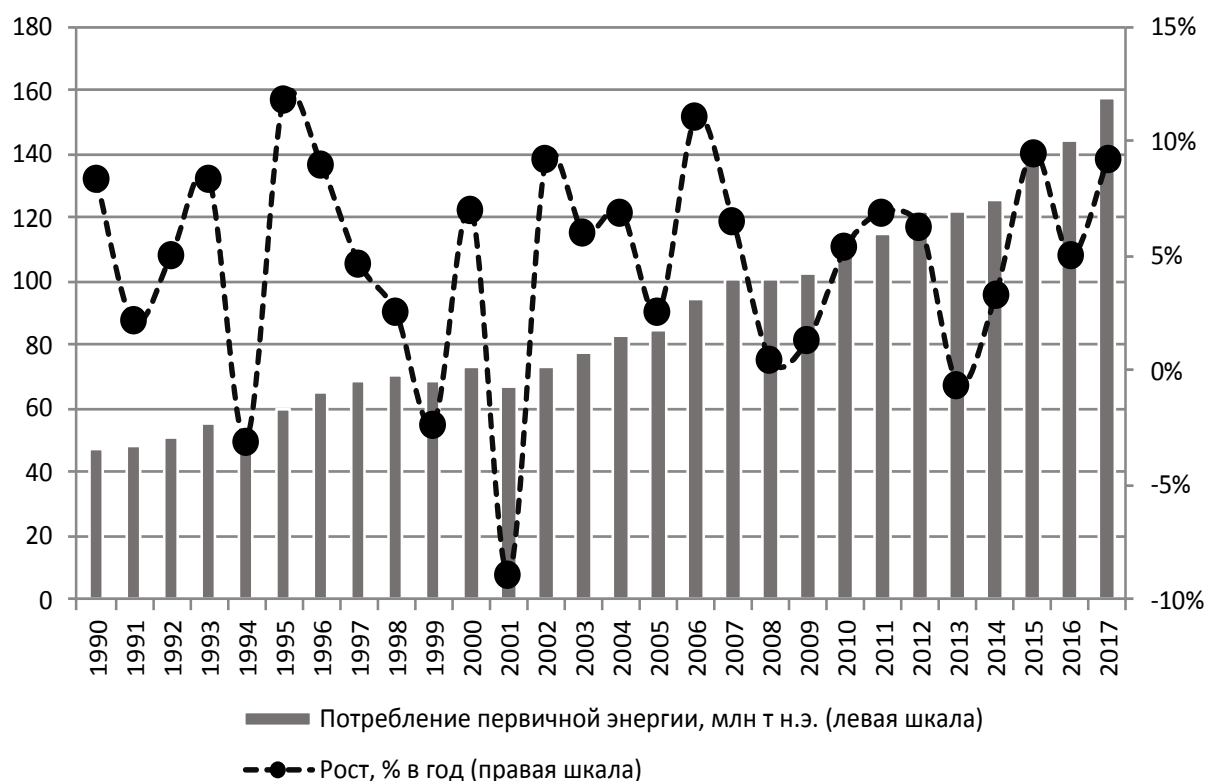


Рисунок 3. Общее потребление первичной энергии в Турции с 1990 по 2017 гг.

Источник: [BP, 2018]

Таблица 1.

Структура потребления первичной энергии в Турции в 2016-2017 гг.

	Нефть	Газ	Уголь	АЭС	ГЭС	ВИЭ	Всего
2016, млн т н.э.	47,1	38,2	38,5	-	15,2	5,4	144,4
2016, доля, %	32,7	26,5	26,6	-	10,5	3,7	100,0
2017, млн т н.э.	48,8	44,4	44,6	-	13,2	6,6	157,7
2017, доля, %	31,0	28,2	28,3	-	8,4	4,2	100,0

Источник: [BP, 2018]

Следует отметить тренд на снижение энергоемкости экономики Турции. Использование энергии на единицу добавленной стоимости по итогам 2017 г. несколько снизилось по сравнению с 1990 и 2000 гг. Страна взяла курс на модернизацию топливно-энергетического комплекса, в т.ч. с целью увеличения доли низкоуглеродных видов энергетики, таких как природный газ, атомная энергетика и ВИЭ (рисунок 4).

В Турции пока отсутствуют действующие атомные электростанции, однако с 2018 г. ведется активная фаза строительства АЭС Аккуу на южном побережье Турции. Станция строится по российскому проекту, который подразумевает последовательный ввод в эксплуатацию четырех энергоблоков с новейшими реакторами ВВЭР-1200 общей мощностью 4,8 ГВт. Ввод первого энергоблока ожидается в 2023 году [IAEA, 2018].

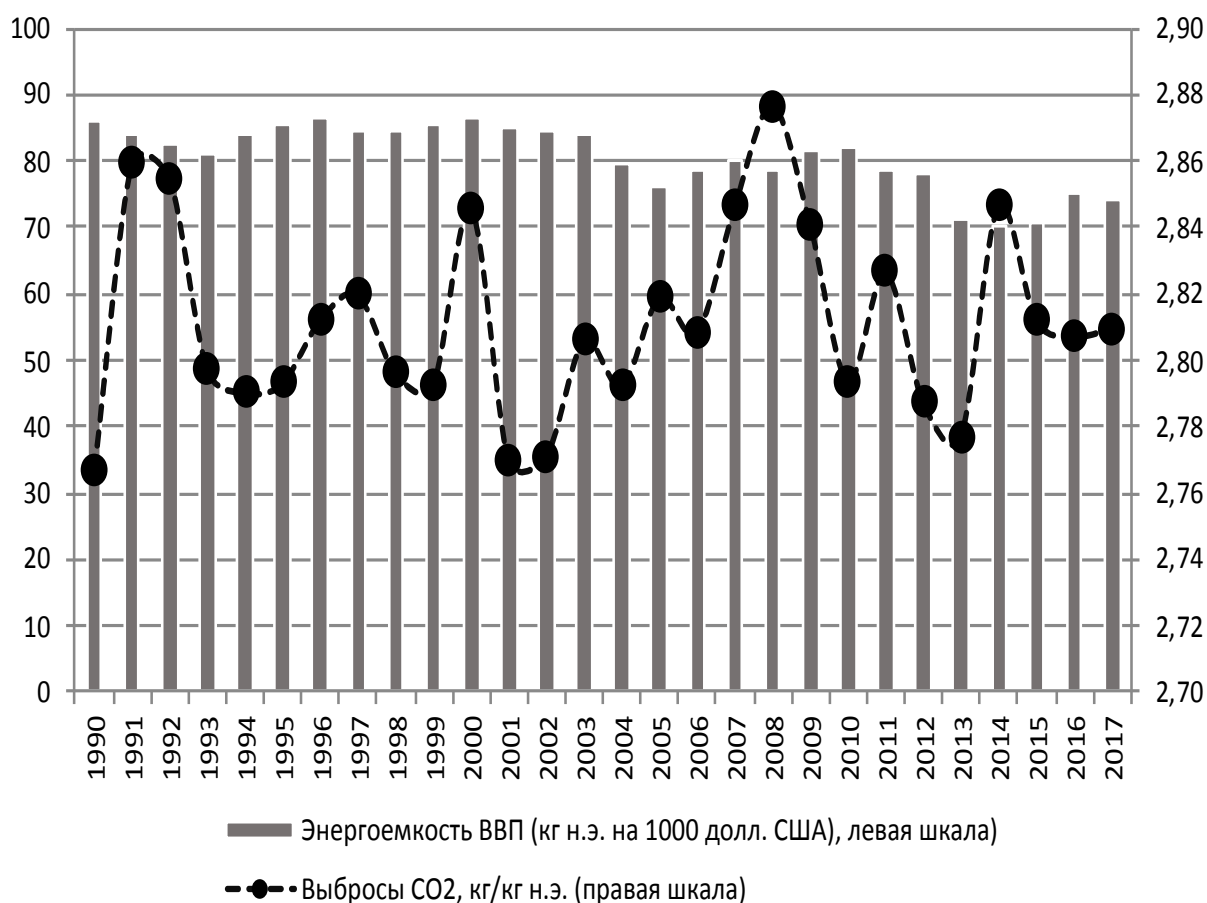


Рисунок 4. Энергоёмкость экономики Турции и интенсивность выбросов CO₂ в 1990-2017 гг.

Источник: [World Bank Database, 2018]

Как было отмечено выше, природный газ занимает значительную долю в ОППЭ Турции (28%). Его потребление в 2017 г. достигло 51,7 млрд куб. м, что на 4,3% выше, чем в 2016 г. В целом за период 1990-2017 гг. потребление природного газа в Турции выросло почти в 16 раз (рисунок 5). При этом темпы роста потребления в целом оставались стабильными на уровне 1,0-1,2% ежегодно на протяжении всего рассматриваемого периода.

Турция импортирует газ из нескольких стран: трубопроводный газ – из Российской Федерации, Ирана и Азербайджана, а также СПГ.

Россия поставляет газ в Турцию по двум действующим маршрутам: газопроводу «Голубой поток» и Западному маршруту. Газопровод «Голубой поток» проложен по дну Черного моря от побережья России в районе п. Джубга (КС «Береговая») до побережья Турции в районе г. Самсун (приемный терминал «Durgusu»). Газопровод действует с 2002 г. и обладает мощностью в 16 млрд куб. м в год. Протяженность морского участка составляет около 400 км. В 2016 г. по газопроводу «Голубой поток» было поставлено 12,9 млрд куб. м газа, в 2017 г. – 15,8 млрд куб. м.

Россия также поставляет в Турцию газ по Западному маршруту, транзитом через страны Восточной Европы по Трансбалканскому газопроводу (Trans-Balkan Pipeline). Турция получает российский газ на точке сдачи Malkoclar (граница с Болгарией). В 2016 г. объем поставок по Западному маршруту составил 11,7 млрд куб. м, в 2017 г – 13,1.

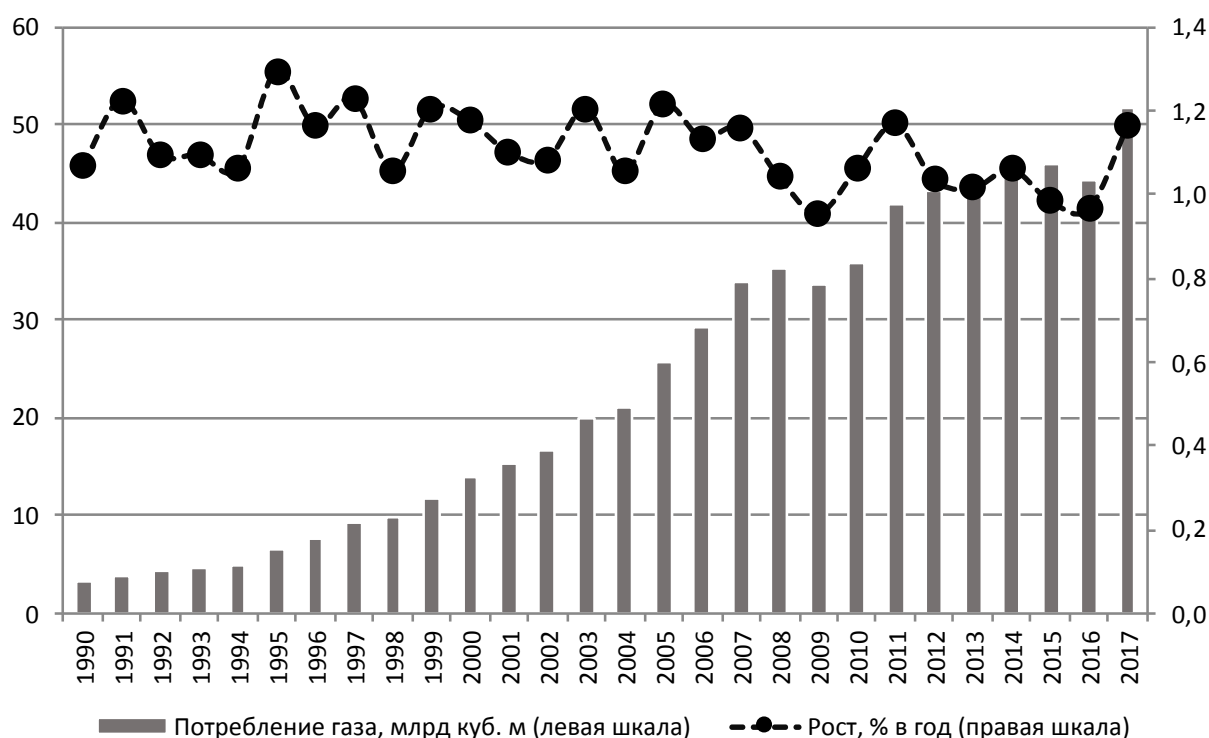


Рисунок 5. Потребление природного газа в Турции в 1990-2017 гг.

Источник: [BP]

Импорт газа из Ирана в Турцию осуществляется в объеме не более 20 млрд куб. м в год, из Азербайджана – на уровне 15 млрд куб. м. Импорт СПГ в Турцию составил в 2016 г. 7,6 млрд куб. м., в 2017 г. – 10,1 млрд куб. м. Турция приобретает СПГ главным образом у Алжира, Катара и Нигерии. Закупки осуществляются как в рамках действующих долгосрочных контрактов, так и на спотовом рынке, причем в период сезонного максимума цен на СПГ, что приводит к значительному росту затрат на импорт. В Турции действует три регазификационных терминала: Marmara Ereğlisi – 22,0 млн куб. м/сут., Aliaga – 24,5 млн куб. м/сут., Aliaga FSRU – 14,1 млн куб. м/сут. Действующие мощности регазификационных терминалов в Турции в осенне-зимний период используются практически полностью, хотя в летний период загрузка значительно снижается. В целом в потреблении газа в Турции, и, следовательно, в импорте, прослеживается отчетливо выраженная сезонность (рисунок 6).

Турция играет важную роль в качестве страны-транзитера для поставок газа и в перспективе может стать одним из ключевых газовых хабов в юго-восточной части Европы.

Вместе с тем, действующая ГТС Турции обладает пропускной способностью не более 250 млн куб. м газа в сутки, чего недостаточно для осуществления транзита больших объемов газа.

В настоящее время Турция является транзитной страной для поставок газа в Европу из Азербайджана через систему газопроводов транзитом через Грузию. Поставки осуществляются по двум газопроводам: South Caucasus Pipeline мощностью 9 млрд куб. м, а также TANAP (Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline) мощностью 16 млрд куб. м и протяженностью 1807 км. TANAP был впервые запущен в июле 2018 г. и еще не выведен на проектную мощность. Оба газопровода проложены от турецко-грузинской границы до точки входа Кірі в Греции. На точке Кірі газопровод TANAP должен будет соединиться с газопроводом TAP (Trans Adriatic Pipeline) мощностью 10 млрд куб. м и протяженностью 878 км. Эта система позволит транспортировать газ от турецко-греческой границы через Грецию,

Албанию, по дну Адриатического моря до Италии. Начало поставок в Италию по системе TANAP-TAP ожидается в 2020 году [Argus, 2018]

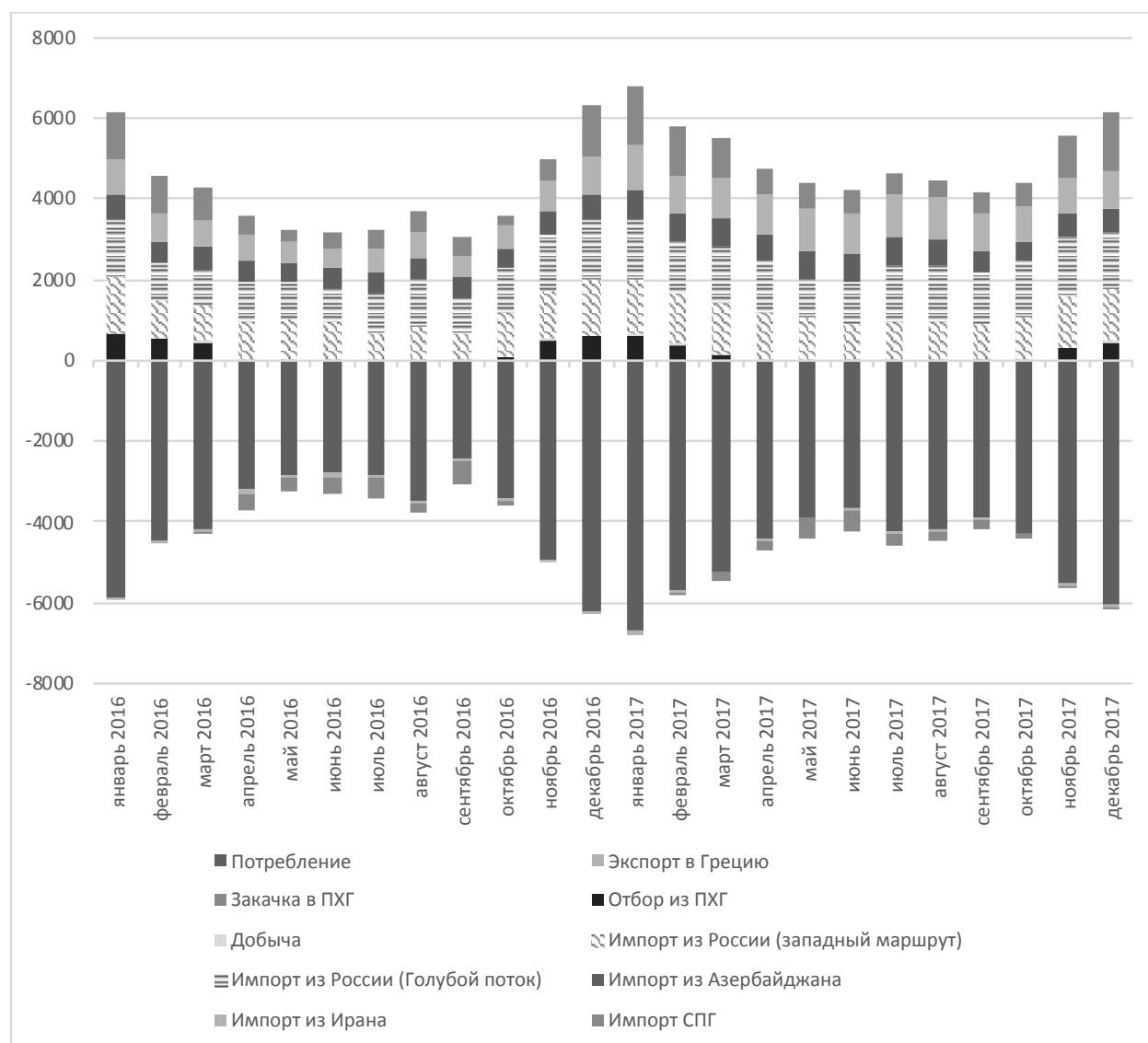


Рисунок 6. Баланс газа Турции в 2016-2017 гг. по месяцам

Источник: составлено по данным BOTAŞ, ENTSOG, BP, ПАО «Газпром»

Строительство трубопровода ТАР планируется завершить в 2019-2020 годах. Предполагается, что проекты TANAP и ТАР вместе с проектом расширения мощности газопровода South Caucasus Pipeline (на 15 млрд куб. м к 2021 г.) позволят существенно нарастить поставки азербайджанского газа в Европу. Однако реализация проектов, нацеленных на увеличение поставок из Азербайджана, сталкивается с рядом проблем. Прежде всего, перспективные объемы добычи газа в Азербайджане не соответствуют заявляемым мощностям трубопроводов. До 2007 г. Азербайджан являлся импортером российского и среднеазиатского природного газа, но с началом разработки месторождения Шах-Дениз Азербайджан превратился в экспортера газа. При этом на старых месторождениях по мере их истощения отмечается снижение добычи, в том числе на введенной в разработку в 1990-е гг. крупнейшей группе нефтегазовых месторождений Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ). Вместе с тем, в Азербайджане продолжается рост внутреннего потребления газа, и на фоне активного развития газового экспорта сейчас на внутреннем

рынке Азербайджана уже намечается дефицит газа. Очевидно, в таких условиях наполнение указанных газопроводов азербайджанским газом представляется весьма проблематичным.

Более перспективным проектом, позволяющим реализовать Турции потенциал газового хаба, является строительство газопровода «Турецкий поток». Это новый экспортный газопровод из России в Турцию через Черное море. Мощность первой нитки, предназначенной для поставок газа непосредственно турецким потребителям, составит 15,75 млрд куб. м. Аналогичной будет мощность и второй нитки, по которой газ будет поставляться через территорию Турции в другие европейские страны. Укладка морской части трубопровода была успешно завершена в 2018 г. Строительство «Турецкого потока» предполагается полностью завершить в 2019 г.

Для превращения Турции в крупный газовый хаб необходимо наращивание инфраструктуры подземного хранения газа, а для увеличения импорта СПГ – увеличение регазификационных мощностей. В настоящее время в Турции функционирует единственное ПХГ Silivri с производительностью по отбору газа 25 млн куб. м/сут. (до ноября 2016 г. – 20 млн куб. м/сут.), производительностью по закачке 16 млн куб. м/сут. и активной емкостью 2,6 млрд куб. м. Мощности ПХГ Silivri используются практически полностью. В условиях ограниченных возможностей собственных ПХГ, Турция вынуждена в течение осенне-зимнего периода значительно увеличивать импорт как трубопроводного газа (главным образом у России), так и СПГ.

Страна нуждается в максимальном развитии инфраструктуры хранения и регазификации природного газа. В настоящее время реализуются следующие проекты по развитию инфраструктуры регазификационных терминалов (таблица 2):

- расширение терминала Marmara Ereglisi до 13,5 млрд куб. м в год;
- расширение терминала Aliaga до 14,2 млрд куб. м в год;
- расширение терминала Aliaga FSRU до 7,3 млрд куб. м в год;
- запуск нового плавучего терминала Dortyol мощностью 7,3 млрд куб. м, ожидается в 2018-2019 гг.;
- запуск нового терминала Saros мощностью 7,3 млрд куб. м, ожидается в 2018 - 2019 гг.

Таблица 2.

Перспективы развития инфраструктуры газификации в Турции

Терминал	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Marmara Ereglisi LNG	8,0	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Aliaga LNG	8,9	11,3	11,3	11,3	14,2	14,2	14,2
Aliaga FSRU	5,1	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Saros FSRU	0,0	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Dortyol FSRU	0,0	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3

Источник: Turkey to boost gas entry capacity // Argus, 25 May 2017

В настоящее время также реализуется 2 проекта по развитию ПХГ: строительство ПХГ Tuz Golu и расширение ПХГ Silivri (таблица 3). На ПХГ Tuz Golu предполагается к 2023 г. активная емкость 5,4 млрд куб. м, производительность по закачке – 60 млн куб. м/сут., производительность по отбору – 60 млн куб. м/сут. На ПХГ Silivri предполагается увеличить активную емкость до 4,6 млрд куб. м, производительность по закачке – до 45 млн куб. м/сут., производительность по отбору – до 75 млн куб. м/сут.

Таблица 3

Перспективы развития ПХГ в Турции

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Туз Голу							
Активная емкость, млрд куб. м	0,3	0,6	0,6	0,9	2,2	3,4	5,4
Закачка, млн куб. м/сут.	15,0	30,0	30,0	30,0	60,0	60,0	60,0
Отбор, млн куб. м/сут	13,0	20,0	20,0	30,0	60,0	60,0	60,0
Силиври							
Активная емкость, млрд куб. м	2,8	2,8	2,8	2,8	3,3	3,8	4,6
Закачка, млн куб. м/сут.	16,0	16,0	16,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Отбор, млн куб. м/сут	25,0	25,0	25,0	50,0	75,0	75,0	75,0

Источник: Turkey's Botas to boost gas storage capacity // Argus, 23 May 2017

Очевидно, что в скором времени Турция может стать крупнейшим и важнейшим газовым хабом на Юго-Востоке Европы. При этом появятся возможности для увеличения объемов и надежности поставок газа как для самой Турции, так и для европейских потребителей. Кроме того, с увеличением объемов транзита будет расти соответствующая экономическая выгода для Турции, а рост потребления природного газа взамен угля приведет к существенному снижению экологической нагрузки. Для достижения данных целей необходимо решить несколько ключевых задач.

Во-первых, обеспечить более интенсивное и успешное наращивание потенциала газотранспортной отрасли Турции. Ввиду наличия значительного опыта, высоких компетенций и мощной инженерно-технологической базы, российские компании могли бы оказать существенную поддержку и повысить эффективность реализации инфраструктурных проектов в газовой сфере Турции.

Во-вторых, уже сегодня необходимо приступить к рассмотрению возможностей по дальнейшему увеличению экспортных мощностей. Стоит отметить, что по запросам турецкой стороны в отдельные периоды суточные объемы, поставляемые по газопроводу «Голубой поток», соответствуют его максимальной проектной мощности. Это связано с тем, что Турция сталкивается с невыполнением обязательств по поставкам со стороны Ирана и Азербайджана, и российская компания ПАО «Газпром», идя навстречу турецким коллегам, компенсирует эти недопоставки. «Газпром» также в состоянии покрывать пиковый рост спроса в Турции, связанный с регулярно наблюдающимися там холодными температурами. Таким образом, дальнейшее наращивание экспортных мощностей из России в Турцию является экономически выгодным для обеих сторон.

Список использованной литературы

1. BOTAŞ / <http://www.botas.gov.tr>
2. BP Statistical Review of World Energy / <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
3. EBRD considers \$500mn Tanap gas pipeline financing / Argus, 4 Aug 2017
4. ENTSOG Transparency Platform / <https://transparency.entsog.eu>

5. Gazprom Export: Turkey / <http://www.gazpromexport.ru/en/partners/turkey/>
6. Turkey approves ITGI gas pipeline deal / Argus, 04 Apr 2017
7. Turkey Regular Economic Note - February 2017 / <http://pubdocs.worldbank.org/en/298611485944723707/TREN-Final-February-2017.pdf>
8. Turkey Starts Construction of its First Nuclear Power Plant / <https://www.iaea.org/newscenter/news/turkey-starts-construction-of-its-first-nuclear-power-plant>
9. Turkey to boost gas entry capacity // Argus, 25 May 2017
10. Turkey's Botas to boost gas storage capacity // Argus, 23 May 2017
11. Turkish Economy Outperformed China, India in 2017 / <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-03-29/turkey-s-economy-expands-7-4-percent-last-year-on-consumption>
12. World Bank Database, 2018 / data.worldbank.org

Юрченко Н. Ю., Навроцкая Н.А.

Современное состояние ТЭК Индии. Перспективы энергетического сотрудничества РФ и Индии

На протяжении последних семи лет промышленность Индии одна из самых крупных и быстрорастущих в мире, в стране производится 2% от мировой промышленной продукции, в промышленном производстве задействовано 25% трудоспособного населения. Темпы среднегодового роста ВВП Индии также очень высоки, они не опускались ниже 5%. С 2010 года основу экономики государства составляют нефтехимия, металлургия, горнодобывающая и текстильная промышленность, сельское хозяйство, машиностроение, транспорта. Все эти отрасли являются чрезвычайно энергозатратными. Увеличивающийся спрос на энергоносители и энергопотребление объясняется устойчивым ростом экономики страны.

Индия является четвертой страной в мире и второй в Азии, уступая только Китаю, по потреблению энергоресурсов, а также входит в число крупнейших импортеров нефти и газа, в основном СПГ.

Более 70% энергобаланса страны составляют уголь и нефть. Доля газа в суммарном потреблении энергии менее заметна, что объясняется доминированием угля и быстрым ростом возобновляемых источников энергии (солнечная, ветряная и биомасса). Низкая доля газа также объясняется неразвитостью газотранспортной инфраструктуры, что ограничивает возможности поставок.

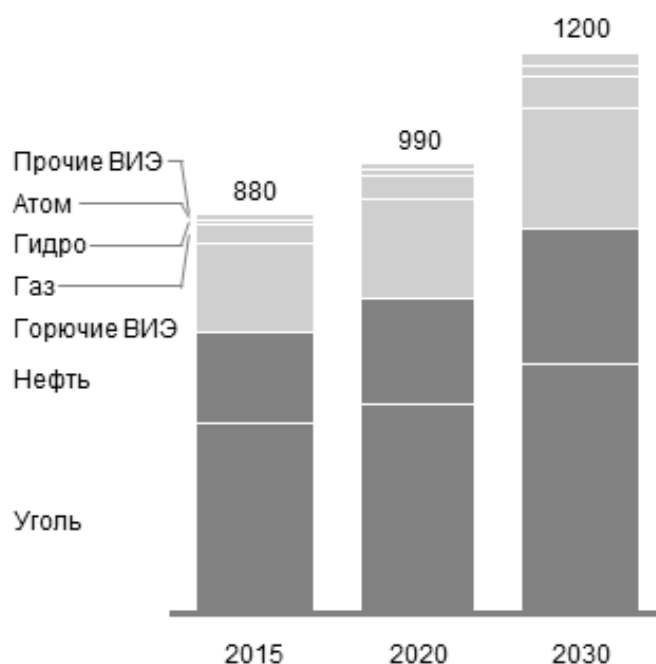


Рисунок 1. Потребление энергоресурсов.

Более 70% электроэнергии Индии сегодня вырабатывается ТЭС, использующими преимущественно уголь. Страна обладает большими собственными запасами угля, его стоимость достаточно низкая. Индия является третьим в мире производителем и третьим потребителем угля. Крупным производителем угля является государственная компания Coal India Limited (CIL). Стоит отметить высокую зольность топливного угля и недостаток мощностей по добыче и переработке данного ресурса. Цена на уголь формально не регулируется государством, однако, производители должны согласовывать изменение цен с министерством энергетики. Без импортного угля, который по стоимости существенно

превосходит отечественный, не возмозном покрыть потребность в электроэнергии. Основные экспортеры угля Индонезия (50%), Австралия (25%) и ЮАР (15%). По прогнозам Правительства страны ожидается снижение доли угольной энергетики в структуре энергопотребления до 50% к 2030 году. Однако, уголь остается пока наиболее экономичным для Индии, поэтому власти делают ставку на угольную энергетику, в ближайшей перспективе изменение будет достигаться не за счет вытеснения угля, а благодаря росту доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Через 10 лет ожидается увеличение в 2 раза использования солнечной и ветряной энергетики. Согласно государственной программе Jawaharlal Nehru National Solar Mission мощность солнечных электростанций в 2022 г. должна составить 22 ГВт. Наибольшее количество электростанций сосредоточено в северо-западной части страны, в таких штатах как Гуджарат, Раджастхан, Ладакх и Махараштра. Однако развитие этого вида энергетики сдерживается высокими капитальными вложениями.

Индия – один из мировых лидеров ветряной энергетики, которая развита в штатах Гуджарате, Карнатаке, Тамилнаде и Кашмире. Большинство индийских ветряных участков расположены во втором классе (200-300Вт/м²). Среднегодовой темп роста ветроэнергетики составляет около 15%.

Из всех типов возобновляемой энергии в мире наибольшее распространение получила гидроэнергетика. Индии – не исключение, ГЭС находятся в основном в горных штатах: Уттаранчале, Джамме и Кашмире, а наибольшее количество сосредоточено в Аруначал-Прадеше. В последнее время было обнаружено около 5000 потенциальных участков для создания малых ГЭС, строятся приливные и геотермальные электростанции. В таких условиях Правительство Индии приняло решение о приоритетном развитии гидроэнергетики до 2025 года

Будучи аграрной страной, Индия особое внимание уделяет производству биотоплива. Кусты ятрофы являются перспективной сельскохозяйственной культурой для производства биодизеля. С 1 га этой культуры получают 1890 л масла, что в 4 раза больше, чем с 1 га сои. К 2020 году Индия планирует производить 20 млн т биодизеля в год.

Важное значение для Индии имеет атомная отрасль. Ожидается, что к 2020 г. в эксплуатацию поступит 146000 МВт ядерных мощностей. В стране действует 21 атомный реактор, суммарная мощность АЭС превышает 6 ГВт, еще 6 реакторов находятся на различных стадиях строительства. Их ввод в эксплуатацию позволит довести мощность атомной энергетики страны до 10 ГВт. Не смотря на положительную динамику, атомная энергетика страны сталкивается с серьезными проблемами: высокая стоимость строительства - один реактор АЭС может стоить \$5-10 млрд, длительными сроками строительства и запуска в эксплуатацию. Атомная отрасль сможет обеспечить около 5% энергопотребления страны.

Одной из серьезных проблем Индии является ее неучастие в Договоре о нераспространении ядерного оружия. С 1974-2008 гг. Индия не допускалась к международной торговле ядерными технологиями, и была вынуждена использовать достижения отечественной атомной энергетики. Страна лишена запасов природного урана, что постоянно приводило к проблемам с поставками топлива. В 2008 г МАГАТЭ сняло ограничение на сделки с Индией на получение ядерных технологий и топлива.

Индия является страной зависимой от импорта нефти. Её ввоз достигает 75-80% внутреннего спроса. Собственная добыча нефти в Индии пока не велика и покрывает около 20% внутреннего спроса, но надо учитывать, что страна имеет низкий уровень геологической изученности, и аналитики предполагают наличия потенциала открытия крупных месторождений. Основными поставщиками нефти являются страны Ближнего востока, в частности Саудовская Аравия (24%), Катар и Венесуэла (12%). По прогнозам потребление нефти в Индии будет возрастать более чем на 4% в год.

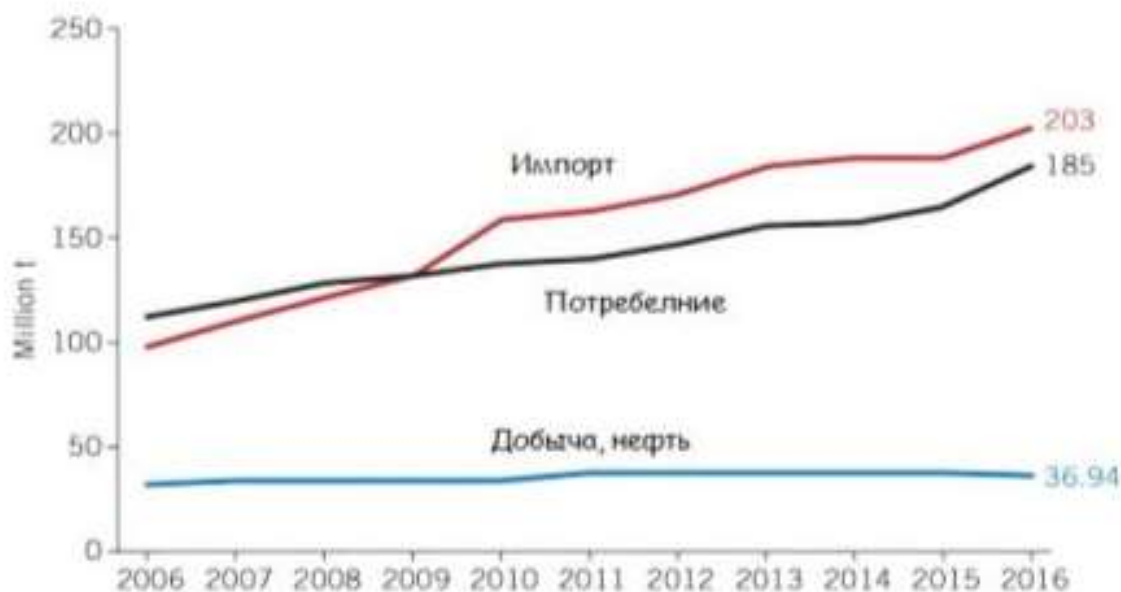


Рисунок 2. Структура нефтекомплекса Индии: импорт, добыча, потребление.

Источник: <https://www.ibef.org/industry/oil-gas-india.aspx>

Среди большого количества нефтегазовых компаний, крупнейшими являются государственные компании: Oil and National Gas Corporation (ONGC) и Индийская Нефтяная Корпорация (Indian Oil Corporation).

Индия является одним из крупнейших переработчиков нефти и экспортером нефтепродуктов на мировом рынке. Такая ситуация сложилась благодаря тому, что страна смогла привлечь частные инвестиции в данный сектор, что позволило ей выйти на 4 место в мире по объемам производства нефтепродуктов, топлив и масел.

Природный газ в настоящее время составляет около 6% энергетического баланса страны. Собственная добыча порядка 30 млрд. куб. м в год, а потребность около 50 млрд. куб. м., необходимые объемы Индия получает за счет импорта СПГ. Основным поставщиком газа выступает Катар (около 80%). Существуют несколько проектов строительства газопроводов: проект ТАПИ (Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия), проект Мьянма-Бангладеш-Индия, газопровод «Мир» (Иран – Пакистан – Индия).

В последнее время огромное значение начинают приобретать отношения России и Индии в области энергетики. Россию и Индию связывает более чем 70-летняя история дипломатических отношений. Особую роль в этих отношениях играет перспектива энергодиалога между странами. История нашего сотрудничества в области атомной энергетики берет свое начало с 70-х гг. прошлого века. Повышенный интерес вызывает разработка месторождений природного газа российскими компаниями, российский бизнес заинтересован в инвестировании в строительство трубопроводов.

Одним из важнейших проектов российско-индийского сотрудничества в области атомной энергетики является АЭС «Куданкулам». Российская сторона проводит ввод в эксплуатацию, поставку оборудования и материалов из РФ, надзор за строительством зданий и сооружений АЭС, обучение индийского персонала и техническую поддержку. Индийская сторона осуществляет строительство, пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию.

В настоящий момент на станции работают два реактора, начато строительство третьего энергоблока, законтрактовано строительство четвертого и пятого реакторов.

Во время официального визита президента РФ Владимира Путина 4-5 октября 2018 года в Индию были достигнуты договоренности о сотрудничестве на российском арктическом шельфе, наша страна является крупным поставщиком СПГ, который для Индии

является приоритетным способом импорта природного газа. ПАО «Роснефть» инвестировало средства в приобретение 49% акций индийской компании Essar Oil Ltd. Стоимость двухсторонних энергетических соглашений составляет порядка 23 млрд. долларов. Индия стремится обеспечить поставку российских углеводородов, планируется совместное строительство атомных электростанций. В свою очередь для России сложившаяся ситуация дает шанс диверсифицировать свой энергетический экспорт за счет Индии.

Развитие инфраструктуры в Индии также предоставляет крупные возможности для российских компаний. В качестве приветственного шага на саммите в Гоа в 2016 году был создан двусторонний инвестиционный фонд Индийского фонда национальной инфраструктуры с Российским фондом прямых инвестиций для содействия инвестициям в высокие технологии обоих государств. Вместе с тем, были подписаны Меморандумы о развитии интеллектуальных городов, транспортная логистика, судостроение и железные дороги в штате Андхра-Прадеш, а также развития сотрудничества в нефтегазовой сфере между другими районами. Предполагается, что РФ также будет инвестировать в проект промышленного коридора в Дели-Мумбаи. Данный проект охватывает площадь около 400 000 кв. км и шесть штатов с населением 178 миллионов человек, проект включает девять крупнейших промышленных зон. Предварительное время окончания строительства конец 2018 года.

Список использованной литературы

1. Карпов А.А. Индия как участник мирового энергетического рынка: тенденции и перспективы
2. Министерство угольной промышленности Индии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://coal.nic.in/content/production-supplies>
3. Рева А.Р. Перспективы развития энергетического комплекса Индии // Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика. Отв. ред. С.В. Жуков. М.: ИМЭМО РАН, 2016, С. 145-153.
4. Телегина Е. А., Студеникина Л. А., Сорокин В. П., Громов А. И., Еремин С. В., Мировая энергетика в структуре мировой экономики, Монография, М., Изд-во РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015
5. Халова Г.О., Рева А.Р. Современное состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Индии. Журнал «Инновации и инвестиции» №7, 2016. С.77-80.
6. BP Statistical Review of World Energy 2016 [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
7. CEA (Central Electricity Authority) (2014a), General Review 2014, CEA, New Delhi.
8. DAE (Department of Atomic Energy) (2015), Annual Report 2014-15, DAE, Mumbai
9. Global Fuel Prices Database. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.globalpetrolprices.com/diesel_prices/
10. Government of India. Ministry of Power. Initiatives and Achievements [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://powermin.nic.in/en/content/initiatives-and-achievements>
11. India continues developing its strategic petroleum reserve as its oil imports grow // EIA [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27132>
12. India Energy Outlook. WEO-2015 // International Energy Agency
13. Jain, A., et al. (2015), Access to Clean Cooking Energy and Electricity – Survey of States, Council on Energy, Environment and Water, New Dehli.

14. United Nations Population Division (UNPD) (2015), World Population Pro-spects: The 2015 Revision, United Nations, New York.
15. World Bank (2014), Brief: The Transport Sector in India [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://go.worldbank.org/FUE8JM6E40>
16. World Bank Database [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://data.worldbank.org>

Об авторах

Великороссов Владимир Викторович – д.э.н., профессор, заведующий кафедрой организационно-управленческих инноваций Российского экономического университета имени Г.В. Плеханова.

Генкин Евгений Викторович – к.э.н., доцент Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова.

Грушевенко Дмитрий Александрович, научный сотрудник ИНЭИ РАН, ведущий эксперт ИПЦРЕМ НИУ ВШЭ.

Дерий Владимир Петрович – к.т.н., доцент Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова.

Драганиук Дарья Олеговна – аспирант кафедры мировой экономики и энергетической политики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: draganiuk_daria@mail.ru.

Ефимова Наталья Сергеевна – к.э.н., доцент, Московский авиационный институт (НИУ), e-mail: efimova_ns@mail.ru.

Захаров Александр Константинович – к.э.н., доцент кафедры организационно-управленческих инноваций Российского экономического университета имени Г.В. Плеханова, начальник Управления анализа, методологии и сопровождения стратегических сделок Департамента стратегии и IR ПАО «РусГидро».

Игнатов Виталий Игоревич – магистр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Иллерицкий Никита Игоревич – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, преподаватель Базовой кафедры РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в ИМЭМО РАН, e-mail: illernick@yandex.ru.

Козлов Вячеслав Андреевич – к.э.н., доцент кафедры организационно-управленческих инноваций Российского экономического университета имени Г.В. Плеханова, исполняющий обязанности начальника отдела структурных преобразований и планирования перспективных проектов (программ) Департамента проектного управления Минэкономразвития России.

Крамской Максим Владимирович – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

Курбонов Гулназар Бойназарович – магистр кафедры метеорологии и климатологии физического факультета Таджикского национального университета, e-mail: gulnazar_1991@mail.ru.

Курбонов Номвар Бойназарович – ассистент кафедры метеорологии и климатологии физического факультета Таджикского национального университета, e-mail: knomvarb.0502@gmail.com.

Курилов Виктор Викторович – старший эксперт Экономического департамента Фонда Институт Энергетики и Финансов, e-mail: v_kurilov@fief.ru.

Максимов Максим Игоревич – к.т.н., доцент Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова.

Мешков Иван Алексеевич – соискатель в ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: Meshkov.vania@gmail.com.

Миловидов Константин Николаевич – профессор, и.о. зав. каф. МНГБ в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: miловидov_kn@mail.ru.

Набиев Шамсовар Муродкулович – студент физического факультета Таджикского национального университета, e-mail: nomvarjon_90@mail.ru.

Навроцкая Наталья Анатольевна, д.э.н., доцент кафедры мировой экономики экономического факультета ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет», e-mail: n.navrotskaya@spbu.ru.

Петров Петр Илиев аспирант РАНХиГС

Полаева Гозель Байгельдыевна – к.э.н., доцент факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: gozel_polayeva@mail.ru.

Попадько Артем Михайлович – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: apopadko@gmail.com.

Рева Александр Романович – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

Синицын Михаил Владимирович – научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: sinitsyn@imemo.ru.

Сопилко Наталья Юрьевна – к.э.н., доцент, директор департамента инженерного бизнеса и менеджмента Российского университета дружбы народов.

Студеникина Людмила Алексеевна – к.э.н., заместитель директора Международной школы бизнеса, доцент кафедры стратегического управления ТЭК РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Сулимова Елена Александровна – к.э.н., доцент кафедры организационно-управленческих инноваций Российского экономического университета имени Г.В. Плеханова.

Халидов Ибрагим Арбиевич – к.э.н., докторант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: khalidov.i@mail.ru.

Халов Осман Мурадович – магистрант, Московский авиационный институт (НИУ), e-mail: osman96@bk.ru.

Халова Гюльнар Османовна – д.э.н., заместитель заведующего, Кафедра мировой экономики и энергетической политики (Базовая кафедра РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в ИМЭМО РАН) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Хотимский Кирилл Викторович – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: khotimskiy.kirill@gmail.com.

Шуркалин Александр Константинович – д.э.н., профессор МГТУ имени Н.Э. Баумана, e-mail: iraschurkalina@yandex.ru.

Юрченко Наталья Юрьевна – доцент кафедры Инновационное предпринимательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, e-mail: sinat_ibm@mail.ru.

Научное издание

Глобальные энергетические и экономические тренды

*Под редакцией
Жукова Станислава Вячеславовича*

Материалы конференции

ISBN 978-5-9535-0551-2



Подписано в печать 26.02.2019.
Формат 60×84/8. Печать офсетная.
Объем 24,25 п.л., 11,1 а.л. Тираж 200 экз. Заказ № 2/2019

Издательство ИМЭМО РАН
Адрес: 117997, Москва, Профсоюзная ул., 23