

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№ 1
2019



Тема номера:

**ПЕРСПЕКТИВЫ ТЭК РОССИИ:
ПОИСК РЕСУРСНО-ИННОВАЦИОННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ**

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

С этого года журнал претерпевает изменения – учредителями становятся Министерство энергетики и Российское энергетическое агентство, обновляется дизайн и увеличивается тираж издания. Журнал будет структурирован по рубрикам, которые наполнятся как научно-исследовательскими, так и информационно-аналитическими материалами.

Вместе с тем фундаментальный научный подход останется основой «Энергетической политики». Журнал, как и раньше, будет флагманом российской научной мысли в области изучения и анализа основных тенденций развития топливно-энергетического комплекса России. На его страницах сформируется площадка для дискуссий по наиболее сложным и острым темам, интересным как научному сообществу, так и участникам энергетических рынков.

Первый номер посвящен анализу сценариев ресурсно-инновационного энергетического развития России. Выбор этой темы продиктован желанием найти ответ на вопрос: как можно добиться модернизации промышленности страны без разрушения уже сложившейся структуры экономики, используя преимущества, которые дает огромная ресурсно-сырьевая база России. Акцент сделан на процессах модернизации нефтеперерабатывающей промышленности и внедрении цифровых технологий в отраслях ТЭК.

Региональным фокусом первого номера стал Сибирский федеральный округ, который без преувеличения можно назвать ведущим регионом российской добывающей отрасли.

Надеемся, что предложенные темы станут поводом для дальнейших обсуждений и дискуссий.



Научный редактор
журнала
«Энергетическая
политика»,
д. т. н.
**Виталий
БУШУЕВ**



Главный редактор
журнала
«Энергетическая
политика»,
**Анна
ГОРШКОВА**



Александр НОВАК,
Министр энергетики Российской Федерации,
председатель Научно-координационного совета
журнала «Энергетическая политика»

Топливо-энергетический комплекс в течение многих лет является одной из ключевых отраслей российской экономики. По итогам 2018 года все отрасли энергетики продемонстрировали положительную динамику и в будущем перед нами стоят еще более глобальные задачи.

Среди наших приоритетов – эффективное использование природных ресурсов для повышения качества жизни россиян, укрепления отечественной и мировой энергетической безопасности, устойчивое социально-экономическое развитие регионов России – от Калининграда до Владивостока, от Крыма до приполярной Арктики.

Мы стремимся к развитию отечественных технологий, которые смогут обеспечить не только импортонезависимость страны, но и станут важнейшим средством перехода нашей энергетики и экономики от экспортно-сырьевой к ресурсно-инновационной системе. Мы понимаем, что в энергетике будущего интеллект человека становится не только средством реализации нового технологического уклада – высокопроизводительной, экологически безопасной и «умной» энергетики, но и формирует новую энергоинформационную среду своего развития в гармонии с окружающей природой и обществом.

В течение 2019 года нам предстоит продолжать работу по стратегически важным направлениям развития отраслей энергетики. Журнал «Энергетическая политика», имеющий более чем 20-летнюю историю, известен как творческая лаборатория для обсуждения аспектов и перспектив развития энергетики России с учетом ее роли на мировом энергетическом пространстве. Наличие авторитетной площадки для научных и публичных дискуссий особенно актуально сегодня, когда отечественная и мировая энергетика находятся в процессе трансформации.

В этой связи Министерство энергетики Российской Федерации и Российское энергетическое агентство Минэнерго России приняли решение войти в состав учредителей журнала. На базе журнала «Энергетическая политика» мы намерены продолжать работу по популяризации основополагающих отраслей ТЭК, а также стимулировать более широкий научно-государственный подход к развитию энергетической политики, отражающей мнения экспертов и тех, кто будет формировать и воплощать в жизнь новую энергетическую стратегию страны.

Успехов всем нам в этом большом и важном для страны деле!



А.М. СЕРГЕЕВ,
Президент Российской академии наук,
академик РАН

В настоящее время Россия ищет наиболее эффективные направления развития своей экономики. В послании Президента Российской Федерации В. В. Путина от 7 мая 2018 г. в качестве одного из приоритетов определен инновационный путь развития российской экономики. Более детально направление экономического развития обозначено в Стратегии научно-технического развития России, которая была утверждена Указом Президента РФ от 1 декабря 2016 г. № 642.

Редакция журнала «Энергетическая политика» приняла решение посвятить первый выпуск 2019 г. Ресурсно-инновационной стратегии развития экономики России, разработанной учеными Российской академии наук.

Начало работ по созданию инновационных нефтегазовых технологий относится к 1995 г., когда в соответствии с Соглашением о научно-техническом сотрудничестве между РАН и концерном «Газпром» была сформирована программа «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности». За прошедшие годы формировалась новая нефтегазовая наука, которая за счет участия ученых из 28-ми академических институтов, представляющих 6 отделений РАН,

обогащалась последними достижениями в фундаментальных науках. Эта наука, нацеленная на создание прорывных инновационных технологий и решение практических задач, дала начало новым технологиям, в значительной мере способствующих решению проблем энергоэффективности, ресурсосбережения, импортозамещения и цифровой модернизации нефтегазового комплекса. Созданные инновационные технологии, на которые получены российские и зарубежные патенты, позволили разработать ресурсно-инновационную стратегию развития экономики страны, которая использует естественные конкурентные преимущества России – интеллектуальные и природные ресурсы. Стратегия является не только частью сырьевой экономики, но и вносит существенный вклад в экономику знаний, инноваций, высоких переделов.

Эффективное и масштабное внедрение совместно с нефтяными и газовыми компаниями созданных и готовых к немедленной реализации инновационных технологий позволит: до 2024 г. дополнительно добыть более 100 млн т легкой маловязкой нефти себестоимостью 1,2 долл./баррель; продлить на десятилетия сроки эффективной эксплуатации крупных и гигантских нефтяных и газовых месторождений, вступивших в позднюю стадию падающей добычи; реализовать технологии глубоких переделов уникальных ресурсов углеводородного сырья с получением высоколиквидной нефтегазохимической продукции и поставкой на экспорт редких и редкоземельных металлов, новых катализаторов и композитных материалов; создать новые научно-технические и технологические решения, обеспечивающие сжижение низконапорного газа и его использование для газификации населенных пунктов; решить проблему производства и хранения продукции, которая сдерживала развитие мировой водородной энергетики.

Созданные инновационные технологии будут способствовать технологическому обновлению нефтяной и газовой промышленности, модернизации НГК. Внедрение новых технологий дает возможность получить значительные финансовые ресурсы, которые позволят поддержать развитие инновационных процессов сначала в смежных, а затем и в несырьевых отраслях экономики. Реализация ресурсно-инновационной стратегии, модернизация и реиндустриализация промышленности приведут к положительным изменениям в экономике России.



C.12

Ресурсно-инновационное развитие: есть ли альтернатива для российского ТЭК?



C.20

Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России

ГЛОБАЛЬНАЯ ПЕРСПЕКТИВА

- 6 **А.А. Широ**
Энергетическая стратегия в контексте достижения целей развития экономики России
- 12 **А.И. Громов**
Ресурсно-инновационное развитие: есть ли альтернатива для российского ТЭК?
- 20 **А.Н. Дмитриевский, А.М. Мастепанов, В.В. Бушуев**
Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России
- 28 **В.Ф. Цибульский**
Энергетические ограничения экономического роста
- 34 **А.В. Тихонов**
Цифровизация – это настоящее

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВЗГЛЯД

- 38 **А.Б. Яновский**
Энергетические горизонты

НЕФТЯНОЙ ПЕРЕДЕЛ

- 42 **А.А. Горшкова**
Демпфер – российское ноу-хау налоговой политики
- 46 **В.М. Капустин, Е.А. Чернышева**
Современная российская нефтепереработка: итоги и перспективы
- 54 **В.М. Полтерович, Д.А. Панчук**
Диверсификация российской экономики за счет углубления переработки углеводородов: проблема индикативного планирования

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ФОКУС

- 64 **Е.М. Смирнова, С.М. Сендеров**
Анализ тенденций изменения состояния энергетической безопасности регионов на примере Сибирского ФО
- 72 **А.Г. Корнеев**
Макропрогноз электропотребления России и ее восточных регионов в долгосрочной перспективе
- 78 **В.Н. Пармон, В.А. Крюков, Н.И. Суслов, В.Н. Чурашев**
Энергоресурсы Сибири – наука и институциональные инновации

ET cetera

- 94 **А.С. Погосян**
Батарея стратегического значения



C.42

Демпфер – российское ноу-хау налоговой политики



C.64

Анализ тенденций изменения состояния энергетической безопасности регионов на примере Сибирского федерального округа

УЧРЕДИТЕЛИ

Министерство энергетики Российской Федерации, 107996, ГСП-6, г. Москва, ул. Щепкина, д. 42

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 40, стр. 1

ИЗДАТЕЛЬ

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 40, стр. 1

Руководитель проекта
Ольга Голант

Главный редактор
А.А. Горшкова

СОСТАВ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Бушуев В.В. – Акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н., Председатель Совета (генеральный директор Института энергетической стратегии)

Мастепанов А.М. – Акад. РАЕН, д. э. н., зам. Председателя Совета (рук. Центра энергетической политики ИПНГ РАН)

Первухин В.В. – к. и. н., ответ. секретарь Совета

Дмитриевский А.Н. – Акад. РАН, д. г.-м. н. (научный руководитель ИПНГ РАН)

Воропай Н.И. – Член-корр. РАН, д. т. н. (научный руководитель ИСЭМ СО РАН)

Кулапин А.И. – д. х. н. (дир. Департамента Минэнерго России)

Крюков В.А. – член-корр. РАН, д. э. н. (директор ИЭОПП СО РАН)

Телегина Е.А. – Член-корр. РАН, д. э. н. (декан факультета РГУ нефти и газа им. Губкина И. М.)

Фейгин В.И. – к. ф. м. н. (президент Фонда ИЭФ)

Филиппов С.П. – акад. РАН, д. э. н. (директор ИНЭИ РАН)

Яновский А.Б. – д. э. н. (зам. Министра энергетики России)

Научный редактор
Виталий Бушуев

Заместитель главного редактора
Инна Шкарбанова

Редакционный директор
Виктор Балуков

Редактор
Сергей Крылосов

Обозреватель
Арсений Погосян

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

Адрес редакции:
129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 40, стр. 1

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № 77–75080 от 07.03.2019

Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК

При перепечатке ссылка на издание обязательна. Перепечатка материалов и использование их в любой форме,

в том числе в электронных СМИ, возможны только с письменного разрешения редакции

Фото предоставлены компаниями: Лукойл, Газпром, Газпром нефть, СУЭК, Россети, Интер РАО, ФСК, Зарубежнефть, Татнефть, Новатэк, Мечел, Совкомфлот

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов. Редакция не имеет возможности вступать в переписку, рецензировать и возвращать не заказанные ею рукописи и иллюстрации

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 6 раз в год
Цена свободная

Отпечатано в ООО «Атлант-С», 125476, г. Москва, ул. Василия Петушкова, д. 8, этаж 3

Подписано в печать: 27.03.2019
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактически: 13:00

А.А. ШИРОВ
A.A. SHIROV

УДК 338.2 (470+571)



Александр Александрович ШИРОВ – заместитель директора Института народнохозяйственного прогнозирования (ИНП) РАН, ведущий научный сотрудник экономического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, д.э.н., e-mail: schir@ecfor.ru

Alexander A. SHIROV – Deputy Director at the Institute for National Economic Forecasts of the Russian Academy of Sciences, Leading Researcher of the Economic Faculty at the Lomonosov Moscow State University, Doctor of Economics, e-mail: schir@ecfor.ru

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ В КОНТЕКСТЕ ДОСТИЖЕНИЯ ЦЕЛЕЙ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

ENERGY STRATEGY IN THE CONTEXT OF ACHIEVING GOALS OF RUSSIAN ECONOMY DEVELOPMENT

Наличие развитого энергетического сектора России было и останется в будущем важнейшим конкурентным преимуществом отечественной экономики. Во-первых, при любых конъюнктурных изменениях он полностью обеспечивает экономику доступными первичными ресурсами, поддерживая, таким образом, энергетическую независимость России. Во-вторых, энергетический сектор формирует необходимый объем экспортных доходов, что позволяет финансировать необходимые потоки импорта и обеспечивать в среднесрочной перспективе приемлемую стабильность платежного баланса, а, следовательно, и валютного курса. В-третьих, в силу своего масштаба энергетический сектор непосредственно влияет на уровень инвестиционной активности в экономике, формирует значительную часть спроса на высокотехнологичную продукцию.

Аннотация

Формирование экономической политики, ориентированной на средне- и долгосрочную перспективу, предполагает выработку энергетической стратегии, встроеной в общий замысел развития экономики. В статье анализируются возможности энергетического сектора по ускорению экономической динамики и повышению качества её роста. Описывается сценарий ускорения экономической динамики за счет возможностей российской энергетики

Ключевые слова:

развитие экономики России, энергетическая стратегия, ТЭК, экономический рост, ключевые сценарии, динамика ВВП

Abstract

The formation of an economic policy focused on the medium and long term outlook implies developing an energy strategy integrated into the overall plan of economic development. The article analyzes the possibilities of the energy sector to accelerate economic dynamics and improve the quality of growth. The scenario of economic dynamics acceleration using the opportunities of the Russian power industry is described

Keywords:

Russian economy development, energy strategy, fuel and energy complex, economic growth, key scenarios, GDP dynamics

Ключевая особенность заключается в том, что доходы нефтегазового и угледобывающего секторов позволяют обеспечивать расширенное воспроизводство без прямого использования бюджетных ресурсов. Именно эта особенность энергетического сектора позволяет рассматривать его в качестве одного из немногих механизмов запуска активного экономического роста и модернизации экономики. Для повышения темпов и качества экономического роста нужны дополнительные доходы, источником которых может стать как непосредственное расширение объемов производства и экспорта в энергетическом секторе, так и широкий набор косвенных эффектов, порождаемых его связями внутри экономики. Наши расчеты показывают, что в условиях 2017 г. российский топливно-энергетический комплекс (ТЭК) обеспечивал прямой вклад в формирование ВВП на уровне 23%, а с учетом мультипликативных эффектов спроса на продукцию других видов деятельности до 32%. Соответственно, столь крупный сектор экономики неизбежно будет оказывать влияние практически на все направления экономического развития в средне- и долгосрочной перспективе.

Все многообразие вариантов развития энергетического комплекса России можно сгруппировать в два ключевых сценария.

1. Поддерживающий – предполагающий поддержание производства в энергетическом секторе вблизи текущих объемов с постепенной модернизацией производственной базы. Применительно к стратегии развития страны данный сценарий означает, что ключевая задача сектора – формирование базовых доходов, прежде всего бюджетных.
2. Интенсивный – предполагающий лидирующий характер энергетического сектора в процессе повышения темпов и качества экономического роста как минимум в среднесрочной перспективе. Данный сценарий означает, что доходы от развития энергетики не просто формируют базу для стабильного состояния экономики, но и становятся ключевым драйвером роста.

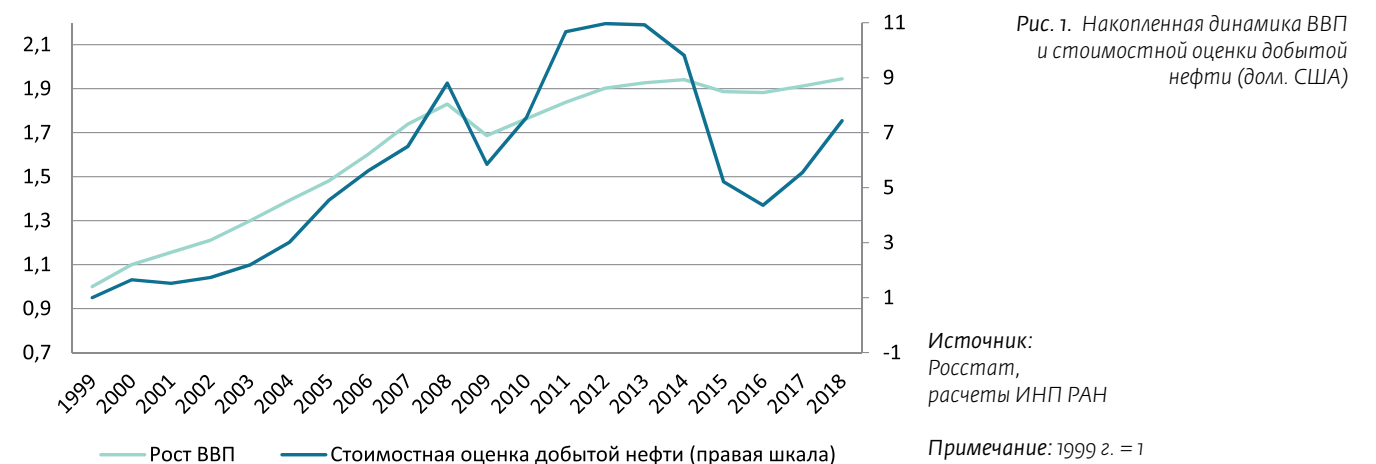
На первый взгляд, второй вариант является предпочтительным. По сути, это попытка повторения модели развития с высокими темпами роста, которая наблюдалась в нашей стране в 2000–2008 годы. Именно постоянный рост доходов от торговли энергетическими ресурсами обеспечил в этот период среднегодовые темпы роста свыше 7%.

Однако ситуация с тех пор сильно изменилась как в российской, так и мировой экономике. Существенные ограничения развития сформировались и в энергетическом секторе.

Главной проблемой является то, что в 2000–2008 гг. сложилась уникальная ситуация, при которой в течение достаточно длительного периода времени росло как производство ключевых энергетических ресурсов в России, так и мировые цены на них.

Но помимо этого выросла и сама российская экономика. В результате экономического роста 2000-х годов она по объему ВВП стала в два раза больше. Понятно, что на фоне столь существенно увеличившейся базы сравнения продемонстрировать высокий рост труднее. Тем более за счет одного, пусть и очень важного, сектора экономики. Здесь уместно напомнить, что несмотря на нахождение России в группе лидеров по добыче и экспорту энергетических ресурсов, в расчете на душу населения наша страна существенно уступает по обеспеченности ресурсами большинству стран-лидеров энергетического мира (например, подушевая обеспеченность добываемой нефтью в нашей стране в 3,7 раза хуже, чем в Саудовской Аравии и в 4,4 раза хуже чем в Норвегии). Из этого можно сделать вывод о том, что развитие с опорой исключительно на энергетические ресурсы для нашей страны не имеет перспективы. Этим же в экспертном сообществе мотивируется необходимость формирования несырьевой модели развития и даже ущербности энергетического сектора как такового.

Какой рост доходов необходим для значительного экономического роста видно из рис. 1. В частности, удвоение ВВП сопровождалось ростом стоимостной оценки добываемой нефти более чем в 9 раз. Рост доходов от внешней торговли энергетическими ресурсами стал важнейшим инструментом повышения темпов и роста качественных характеристик российской экономики. Проблема состояла в том, что на его основе не была произведена технологическая перестройка базовых секторов российской экономики – сохранилось отставание в уровне технологического развития и чрезмерная зависимость от импорта. В такой экономике, при сохраняющемся технологическом отставании, каждый дополнительный пункт роста приводит к опережающему увеличению спроса на импортируемую продукцию, сдерживает который только состояние платежного баланса. Неоднократные циклы ослабления курса рубля, наблюдавшиеся в недавней российской истории, позволяли нормализовать сальдо торговых потоков, но не решали проблему с конкурентоспособностью российской экономики, с точки зрения пропорций внешнеторгового обмена ситуация даже ухудшалась.



Когда речь заходит о несырьевой модели развития, то всегда на первый план выходит вопрос о том, где взять дополнительные ресурсы для ее формирования. И вот здесь возникают серьезные проблемы. Российская экономика выстроена таким образом, что свободные ресурсы государства существенно ограничены. Достаточно сказать, что совокупный объем всех расходов консолидированного бюджета России не превышает 30% от ВВП, а вклад государственного потребления в экономический рост менее 20%. При этом большая часть государственных расходов является обязательной и не может быть перенаправлена на цели развития без существенной перестройки системы государственных финансов.

В то же время значительные средства, имеющиеся в распоряжении банковского сектора и все тех же экспортеров сырьевых ресурсов, в последнее время в должной мере не используются на цели расширения и модернизации производства. Достаточно сказать, что в последние несколько лет произошло существенное увеличение отношения выплачиваемых публичными компаниями дивидендов к инвестициям. Крупный российский частный бизнес в условиях экономической стагнации перешел к стадии простого воспроизводства основного капитала, при котором происходит использование имеющихся производственных мощностей, а полученные с их помощью доходы в значительной степени выводятся из бизнеса, в том числе за рубеж.

Нет сомнений в том, что сложившаяся ситуация является результатом неблагоприятной макроэкономической среды, которая сдерживает инвестиционный процесс и развитие экономики. Требуется переломить данную ситуацию, сформировать положительный взгляд на развитие экономики как у бизнеса, так и у населения. Решение этой задачи невозможно без ускорения темпов экономического роста.

И вот здесь интенсивный сценарий в отношении развития нефтяного сектора может оказаться вполне уместным. Только речь должна идти не о том, чтобы экспорт энергетических

товаров стал единственным инструментом долгосрочного развития, а о том, чтобы за счет конкурентных преимуществ России в энергетической сфере было обеспечено ускорение темпов экономического роста до таких значений, когда бы в экономике был запущен механизм расширенного воспроизводства, предполагающий расширение производственных мощностей и потенциала увеличения доходов.

Рациональность стратегии увеличения вклада энергетического сектора в формирование экономической динамики на стадии ускорения темпов экономического роста объясняется прежде всего возможностью быстрой мобилизации имеющихся в его распоряжении ресурсов.

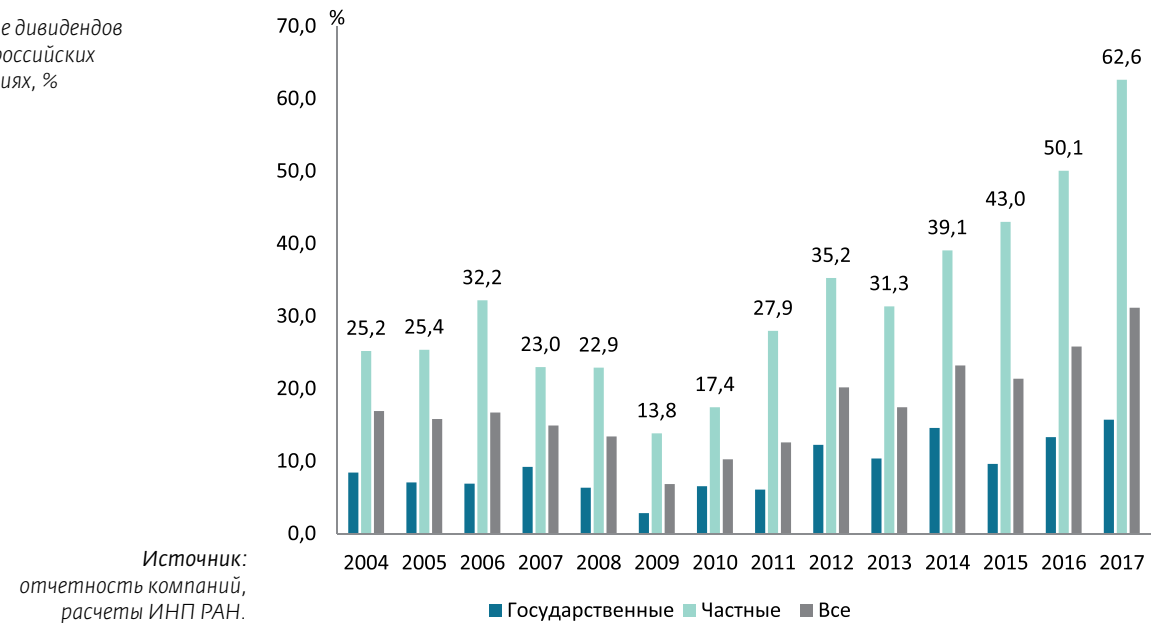
Как же могут быть выстроены механизмы задействования энергетических ресурсов для интенсификации экономического роста? Прежде всего следует сказать о том, что главной задачей здесь может быть увеличение объемов производства и экспорта энергетических ресурсов. С учетом высокой зависимости экономической динамики от новых доходов речь должна идти о том, что в среднесрочной перспективе рост производства в энергетическом секторе должен составлять не менее 2% в год.

Одной из проблем текущей модели развития являются ограничения на значимое наращивание объемов сырьевого экспорта, которое связано с усложнением геолого-технологических условий добычи полезных ископаемых и производственными ограничениями по их переработке. В части энергетических полезных ископаемых это отражается в росте приростной капиталоемкости добычи нефти, газа и угля. Если посмотреть на текущую статистику, то видно, что основные характеристики капиталоемкости добычи нефти в России существенно выросли (см. таблицу).

В то же время следует учитывать, что рост приростной капиталоемкости добычи достаточно тесно связан с динамикой цен на нефть [1]. Поэтому целесообразно обращать внимание на требования, предъявляемые к физическому объему работ

Когда речь заходит о несырьевой модели развития, то всегда на первый план выходит вопрос о том, где взять дополнительные ресурсы для ее формирования. И вот здесь возникают серьезные проблемы

Рис. 2. Отношение дивидендов к инвестициям в российских публичных компаниях, %



в процессе добычи нефти. Здесь необходимо отметить, что за последние годы произошло упрощение и удешевление ряда важнейших нефтедобывающих технологий, что и стало причиной роста добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [2].

В этих условиях можно говорить о том, что российский энергетический сектор вполне может развиваться темпами, необходимыми для того, чтобы он формировал импульс к ускорению экономической динамики в период до 2024 года. Для этого, по нашим оценкам, достаточно, чтобы добыча нефти к концу этого периода была выше 600 млн т (среднегодовые темпы прироста добычи около 1,5%), добыча природного газа превысила бы 800 млрд м³ (среднегодовые темпы прироста добычи около 2,0%), добыча угля достигла бы 550 млн т (среднегодовые темпы прироста добычи около 3,8%).

Рост добычи энергоресурсов сформирует необходимый объем доходов, позволяющий обеспечить модернизационные мероприятия в базовых секторах российской экономики при сохранении условий макроэкономической стабильности. При реализации такой политики в отношении энергетики существуют и определенные риски, которые следует учитывать. Главный из них состоит в том, что повышение добычи и экспорта энергетических ресурсов в России может быть фактором нестабильности на мировых товарных рынках. Действительно, риск снижения цен на сырьевые ресурсы в условиях роста экспорта возникает, однако он, на наш взгляд, не будет слишком высоким. Во-первых, приведенные выше темпы роста добычи энергетических полезных ископаемых не являются чрезмерно высокими и в целом соответствуют росту спроса на соответствующих внешних рынках. Во-вторых, что касается цен на нефть, то их динамика в среднесрочной перспективе с высокой вероятностью будет находиться в коридоре, верхняя граница которого определяется капиталоемкостью добычи сланцевой нефти, а нижняя уровнем инвестиционной привлекательности вложений в развитие традиционных ме-

сторождений нефти. Условно границы этого коридора можно обозначить как 40–80 долл./баррель. В-третьих, риски ценовой нестабильности в среднесрочной перспективе нужно соотносить с долгосрочными рисками изменения параметров спроса на энергетические ресурсы. Как показывают расчеты специалистов ИНП РАН, даже при существенных изменениях технологического характера в энергетике и на транспорте пик спроса на нефть не может наступить ранее 2035–2040 гг. [3].

...в среднесрочной перспективе имеется окно возможностей для использования потенциала энергетического сектора для ускорения экономической динамики. С учетом давления на энергетические рынки в рамках процесса декарбонизации и долгосрочных технологических сдвигов не следует исключать, что эта возможность повышения темпов и качества экономического роста за счет прямого использования текущих конкурентных преимуществ России в энергетической сфере — последняя

Таким образом, как минимум в среднесрочной перспективе имеется окно возможностей для использования потенциала энергетического сектора для ускорения экономической динамики. С учетом давления на энергетические рынки в рамках процесса декарбонизации и долгосрочных технологических сдвигов не следует исключать, что эта возможность повышения темпов и качества экономического роста за счет прямого использования текущих конкурентных преимуществ России в энергетической сфере — последняя.

На доходы от энергетического сектора могла бы опираться политика устранения технологического отставания промышленности, развития конкурентоспособных производств в несырьевом секторе экономики, которые могли бы расширить российский экспортный потенциал. Такие производства могут быть созданы в энергетическом машиностроении, нефтехимическом





и химическом производстве, авиастроении, фармацевтике, оказании услуг в области цифровых технологий и т. д. Соответственно, потребуются развитые каналы финансирования технологической модернизации, предполагающие использование как традиционных банковских каналов, так и расширение инструментов специализированного финансирования, а также развития инструментов финансового рынка.

Развитие сырьевого потенциала предполагает вовлечение в разработку новых месторождений, внедрение новых современных технологий добычи и переработки сырьевых ресурсов, удлинение технологических цепочек переработки сырья. Это потребует значительных инвестиционных вложений. Не менее затратным выглядит развитие новых производств в несырьевых секторах экономики. Потребуется увеличение вложений в НИОКР, обучение персонала, формирование новых производств, закупки импортного оборудования.

Расширение экспортного потенциала невозможно без создания соответствующей транспортной инфраструктуры. В связи с этим очевидным приоритетом данного сценария станет вложение средств в развитие дорожной сети, портового хозяйства, трубопроводной системы, железных дорог. Здесь

следует заметить, что эти вложения могут быть использованы и для решения других задач, в частности, развития транзитного потенциала России в целях использования выгодного географического положения нашей страны.

Решение этих задач предполагает существенный рост нормы накопления основного капитала до 26–28% от ВВП. Инвестиционный характер подобного сценария предполагает постепенное снижение уровня фискальной нагрузки (прежде всего в сырьевых отраслях), так как лидировать в инвестиционном процессе будут средства бизнеса. Опережающие темпы роста инвестиций в основной капитал будут сдерживать рост доходов населения и потребительского спроса. В то же время, в условиях общего повышения темпов экономического роста, уровень доходов населения будет устойчиво расти, что позволит преодолеть последствия длительного периода снижения уровня жизни в 2014–2018 годах. В рамках данного сценария государство будет концентрировать свои усилия на развитии инфраструктуры, поддержке научных исследований в приоритетных секторах экономики, цифровой экономики.

Потребность в современном технологическом оборудовании и сохранение точечного роста в промышленности предпо-

Основные характеристики усложнения условий добычи сырой нефти в 2003–2017 гг.

Показатели	2003 г.	2007 г.	2017 г.	2017 г. к 2003 г., раз
Добыча сырой нефти (без газового конденсата), млн т	395	470	509	1,3
Доля новых скважин в эксплуатационном фонде, %	2,8	3,7	4,7	1,7
Добыча нефти на новых скважинах, %	5,7	7,5	8,6	1,5
Капиталоемкость добычи нефти в постоянных ценах, 2003 = 1	1	2,1	2,3	2,3
Проходка в эксплуатационном бурении, тыс. м	8576	13761	27648	3,2
Проходка в горизонтальном бурении, тыс. м	958	1552	11233	11,7

Источник: Росстат, ЦДУ ТЭК, расчеты ИНП РАН.

лагает сохранение высокой доли импорта на внутреннем рынке (особенно в сегменте товаров инвестиционного назначения) на стадии модернизации производства.

Экспортная ориентация экономики (со значительной сырьевой составляющей) и необходимость закупок импортного оборудования предполагают постепенное укрепление курса рубля, что будет отражать улучшение параметров покупательной способности России на мировых рынках.

Основная идея данного сценария – максимизация экспорта сырьевых ресурсов при одновременном распределении доходов в пользу модернизации высокотехнологичных производств, обладающих высоким экспортным потенциалом, развитие которых в условиях последующего замедления роста в энергетическом секторе может обеспечить устойчивость роста экономики.

Следует подчеркнуть, что описанный сценарий не противоречит тем мерам экономической политики, которые уже реализуются в рамках Указа Президента РФ от 07.05.2018 г., а дополняют их. Как показывают наши расчеты, весь сформированный набор из 12-ти национальных проектов и плана по развитию магистральной инфраструктуры потенциально способен ускорить темпы экономического роста в период 2019–2024 гг. примерно на 0,7–0,9 процентных пункта. Если исходить из того, что в условиях сформировавшихся финансовых и спросовых ограничений базовые темпы роста ВВП в России составляют примерно 1,5%, то за счет реализации национальных проектов можно получить ускорение экономической динамики примерно до 2,2–2,4%. То есть только эти мероприятия не позволяют решить задачу по ускорения темпов роста ВВП до среднемировых значений.

Реализация стратегии развития, предусматривающей ускорение темпов роста экономики на базе энергетического сектора, позволит обеспечить дополнительное ускорение темпов роста ВВП в 2019–2024 гг. еще не менее чем на 1,0–1,3 процентных пункта. Таким образом, речь может идти о том, что совокупное действие мероприятий в области реализации национальных проектов и развития энергетики позволит



расширить потенциал экономического роста до 3,2–3,7%. Фактически в данном случае будет реализован вариант, при котором государственные расходы будут дополнены необходимыми действиями со стороны сырьевого бизнеса. В результате в механизм экономического роста будут вовлекаться все новые и новые сектора экономики.

Процентные пункты прироста ВВП это не просто статистика. За ними стоят вполне конкретные доходы. Например, ускорение среднегодовых темпов роста ВВП в 2019–2024 гг. с 1,5 до 3,2% будет означать, что только государство получит за этот период около 15 трлн руб. бюджетных доходов (в ценах 2018 г.). Если предположить, что хотя бы треть из них будет израсходована на социальную политику, то это обеспечит рост ВВП за счет увеличения спроса населения еще на 0,8 процентных пункта. Иначе говоря, произойдет дальнейшее повышение среднесрочного потенциала экономического роста.

Ключевые достоинства реализации данного сценария:

- 1) максимальное задействование ресурсного потенциала для целей ускорения экономического роста и модернизации экономики;
- 2) расширение потенциала экспорта;
- 3) концентрация на развитии ключевых секторов экономики;
- 4) развитие транзитного потенциала;
- 5) рост относительного уровня доходов населения и экономики в целом на фоне укрепления валютного курса;

Ключевые недостатки реализации данного сценария:

- 1) сохранение низких характеристик эффективности в базовых отраслях промышленности;
- 2) узкая специализация экономики на развитии ограниченного числа экспортноориентированных производств;
- 3) потребность в существенных объемах технологического импорта;
- 4) необходимость значительного роста нормы накопления;
- 5) сохранение высокой зависимости экономики от внешнеэкономической конъюнктуры.

Таким образом, активная энергетическая стратегия предполагает использование возможностей топливно-энергетического комплекса, прежде всего как инструмента формирования дополнительных доходов, позволяющих обеспечить в среднесрочной перспективе запуск масштабной модернизации российской экономики, предполагающей значительный рост эффективности базовых производств и формирование фундамента устойчивого развития в долгосрочной перспективе. В дальнейшем ключевой задачей ТЭК будет формирование базы экономического роста и поддержание конкурентоспособности ключевых секторов российской экономики при любых сценариях изменения ситуации на внешних рынках.

Литература

1. Синяк Ю. В., Колпаков А. Ю. Анализ динамики и структуры затрат в нефтегазовом комплексе России в период 2000–2011 гг. и прогноз до 2020 г. // Проблемы прогнозирования. 2014. № 5 (146). С. 15–38.

2. Крюков В. А., Кирова Д. А. О роли экономики знаний в процессе освоения новых источников углеводородов // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2018. Т. 3. № 1. С. 225–231.

3. Kolpakov A. Electric vehicles: impact on the world economy and energy sector. – URL http://www.inforum.umd.edu/papers/conferences/2018/russia_kolpakov_2018_slides.pdf

А.И. ГРОМОВ
A.I. GROMOV

УДК 338.2+620.9 (470+571)



Алексей Игоревич ГРОМОВ – главный директор по энергетическому направлению, руководитель энергетического департамента Фонда «Институт энергетики и финансов», к.г.н., e-mail: a_gromov@fief.ru

Alexey I. GROMOV – Chief Director for Energy, Head of the Energy Department at the Institute for Energy and Finance (FIEF), PhD in Geography, e-mail: a_gromov@fief.ru

РЕСУРСНО-ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ: ЕСТЬ ЛИ АЛЬТЕРНАТИВА ДЛЯ РОССИЙСКОГО ТЭК?

RESOURCE-INNOVATIVE DEVELOPMENT: IS THERE AN ALTERNATIVE FOR THE RUSSIAN ENERGY SECTOR?

**Итоги 2018 года:
новые рекорды сырьевого развития
российского ТЭК**

По итогам 2018 г. российский топливно-энергетический комплекс в очередной раз продемонстрировал высокие, а в ряде случаев и рекордные, результаты по основным валовым показателям. Так, добыча нефти в России по итогам 2018 г. составила 556 млн т (+1,8% г/г) и установила очередной исторический рекорд не только для современной России, но и для РСФСР (в составе СССР). Всего же за последние 18 лет добыча нефти в стране выросла более чем в 1,7 раза (+233 млн т) – рис. 1. При этом объемы экспорта сырой нефти остаются на стабильно высоком уровне 3 года подряд, превышая 250 млн т и составляя порядка 45% от общего объема добычи нефти в стране.

Добыча газа в России также бьет рекорды. По итогам 2018 г. она превысила 725 млрд м³ (+4,9% г/г), а за последние 18 лет выросла на 24% (+141 млрд м³) – рис. 2. При этом экспорт российского газа растет еще большими темпами, чем его добыча. Так, по итогам 2018 г. совокупный объем экспорта российского газа в страны дальнего и ближнего зарубежья составил 261 млрд м³ (+7,9% г/г), а за последние 18 лет он вырос на 34,5% (+67 млрд м³). Особенно впечатляют результаты последних 4 лет, за которые объемы экспорта российского газа выросли на 50 млрд м³!

Abstract
This article deals with the current issues of transition of Russia with its economy and energy from resource-raw materials to resource-innovative development model. It analyzes new challenges on this path and proposes specific measures and solutions aimed at support of this transition boost.

Keywords:
resource-innovative development, energy transition, transformation of world energy, digitalization, oil and gas chemistry, energy strategy, technological revolution

Аннотация
В настоящей статье рассматриваются актуальные вопросы перехода России, ее экономики и энергетики от ресурсно-сырьевой к ресурсно-инновационной модели развития. Анализируются новые вызовы, стоящие на этом пути, а также предлагаются конкретные меры и решения, направленные на обеспечение ускорения данного перехода.

Ключевые слова:
ресурсно-инновационное развитие, энергетический переход, трансформация мировой энергетики, цифровизация, нефтегазохимия, энергетическая стратегия, технологическая революция

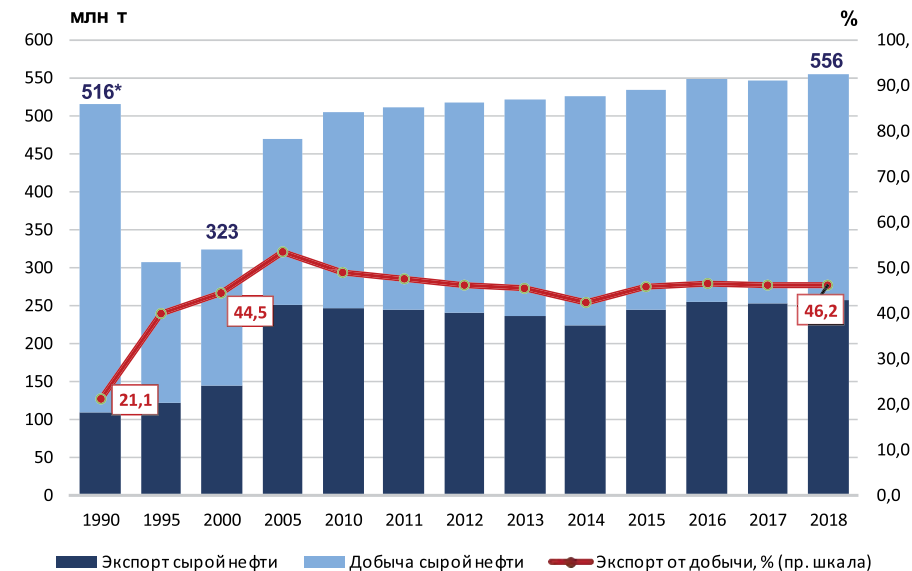


Рис. 1.
Динамика добычи и экспорта
нефти и газового конденсата
в России, 1990–2018 гг.

Примечание:
* – добыча нефти в РСФСР
(в составе СССР).

Источники:
ФИЭФ по данным Росстата,
ЦДУ ТЭК.

Неудивительно, что рекордные показатели работы российского топливно-энергетического комплекса отразились и на общих темпах экономического роста в стране, который, по данным Росстата, опубликованным 04 февраля 2019 г., составил максимальный с 2012 г. показатель – 2,3%. Так, Росстат утверждает, что рост валовой добавочной стоимости в добыче полезных ископаемых составил +3,8%, главным образом за счет высоких показателей добычи нефти и газа, а также в строительстве – +4,7%, высокие показатели развития которого были обеспечены в первую очередь успешным завершением строительства трех производственных линий проекта «Ямал-СПГ» совокупной мощностью 16,5 млн т СПГ в год в ЯНАО. Таким образом, российский ТЭК в очередной раз внес решающий вклад в оживление экономического роста в стране и наглядно продемонстрировал важную роль сырьевого фактора в экономическом развитии страны.

Казалось бы, приведенные данные свидетельствуют об очевидной успешности ресурсно-сырьевой модели развития российской экономики, однако ее последние достижения являются, по-видимому, успешными «арьергардными боями» на фоне происходящих тектонических изменений в ландшафте

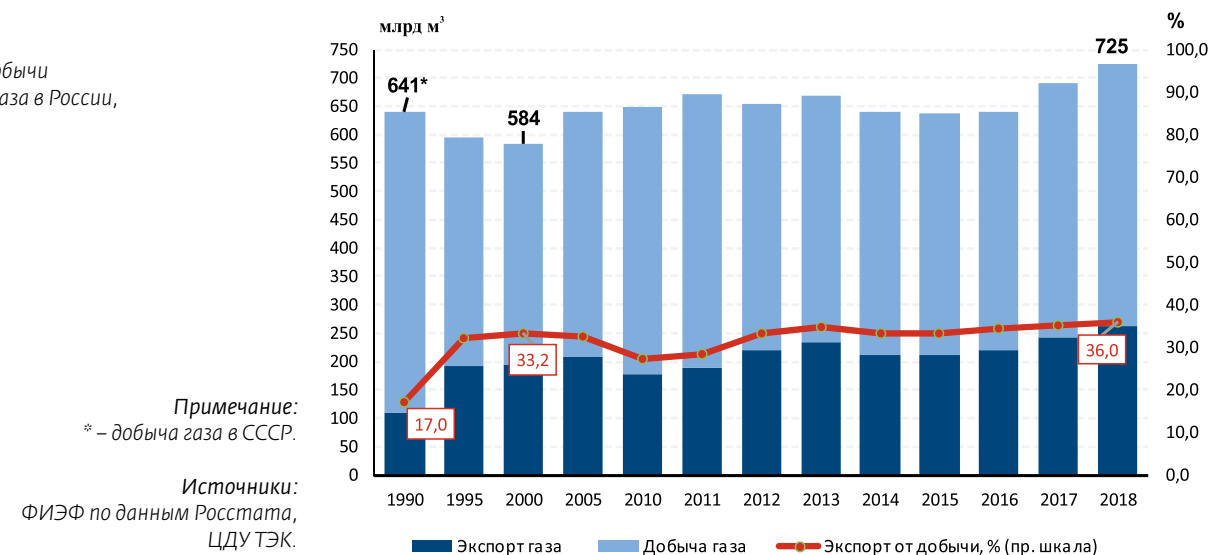
мировой топливно-энергетической системы, которая во все большей степени становится ориентированной на низкоуглеродное и высокотехнологичное развитие.

Трансформация мировой энергетики – уже реальность, а не перспектива

Как известно, долгое время развитие мировой энергетики определялось поиском дополнительных источников энергии, которые должны были удовлетворять постоянно растущие потребности мировой экономики в энергетических ресурсах. В экспертных кругах шли ожесточенные дискуссии о масштабах будущего спроса на энергию и возможностях его удовлетворения за счет имеющихся на планете ресурсов ископаемого топлива и возобновляемых источников энергии.

Однако феноменальный прогресс в развитии и распространении энергоэффективных технологий, прорыв в экономике производства энергии на базе ВИЭ (Солнце, ветер, геотермальные источники и др.), а также изменение поведенческих моделей потребления энергии привели к резкому замедлению прироста

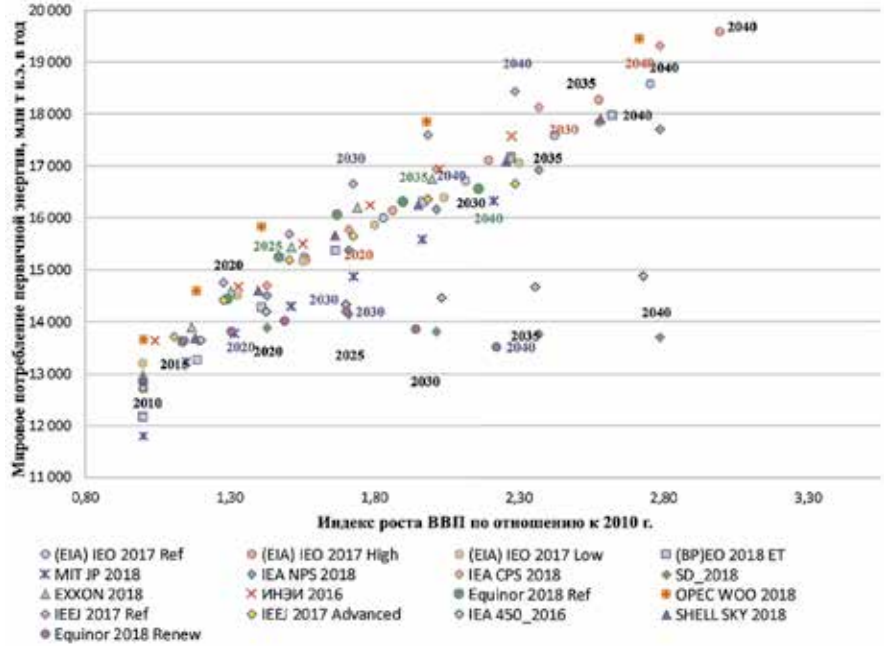
Рис. 2.
Динамика добычи
и экспорта газа в России,
1990–2018 гг.



Примечание:
* – добыча газа в СССР.

Источники:
ФИЭФ по данным Росстата,
ЦДУ ТЭК.

Рис. 3. Глобальное поле сценариев мирового потребления первичной энергии как функции индекса роста мирового ВВП (на основе прогнозов 2016–2018 гг.)



потребления энергии в большинстве стран мира и стремительной диверсификации источников производства энергии в пользу развития преимущественно неуглеводородной энергетики. Таким образом мир уже оказался вовлеченным в очередную энергетическую трансформацию. Причем особенностью этой трансформации, или так называемого энергетического перехода, является тот факт, что побудительные мотивы к нему носят как экономический, так и в большей степени внеэкономический характер. С экономической точки зрения рынки углеводородной энергии приняли достаточно насыщенный и заверченный характер, но накопившиеся инвестиционные ресурсы требо-

вали массового вложения и высокого уровня возврата, какие может обеспечить только создание новых товаров, нового спроса и, соответственно, новых рынков. С другой стороны, на планете действительно наблюдаются климатические изменения, что стало существенно влиять на экономическую жизнь разных регионов Земли. Было осознано, что риск, связанный с климатическими изменениями, очень велик, и необходимо предпринимать определенные действия независимо от требуемого уровня затрат, если есть хотя бы некоторая вероятность того, что эти изменения вызваны деятельностью человека. Описанные обстоятельства запустили несколько важных процессов.



Во-первых, поток государственной поддержки и инвестиций в развитых странах был в заметной степени перенаправлен на развитие ВИЭ, которые требовали развития новых технологий и создавали новые рынки и рабочие места, а также были призваны внести основной вклад в решение задачи сокращения выбросов парниковых газов и увеличения энергетической самодостаточности как на национальном, так и на региональном уровне. Во-вторых, открытие эффективного способа добычи сланцевых углеводородов, которые фактически обеспечили энергоне-зависимость США, оказало долговременный революционный эффект на рынки углеводородов. Успехи сланцевой революции стимулировали интерес к разработке нетрадиционных ресурсов углеводородов. Также пришло понимание, что углеводородные ресурсы распределены на Земле не так неравномерно, как это считалось ранее. Развитие ВИЭ, прежде всего солнечной и ветровой генерации, создало новый спрос на экологически «чистую» энергию, поставило вопрос о разработке электрического и других видов экологически чистых транспортных средств. Возник интерес к внедрению следующего поколения инноваций на транспорте – беспилотных электромобилей, воздушных такси и автомобилей, подземного транспорта и т. д. На самом деле – одно существование такого разнообразия разработок, которые в принципе не используют углеводородное топливо, стало оказывать серьезное давление на мировой рынок углеводородов. С другой стороны, успешная массовая разработка нетрадиционных углеводородных ресурсов – сланцевых и в целом трудноизвлекаемых – привлекла к ресурсам такого типа всеобщее внимание. Было обнаружено, что углеводороды, с учетом нетрадиционных форм, распределены

по земному шару более однородно, их только надо научиться добывать. В результате в современном мире, кроме сланцевых ресурсов, разрабатываются нефтяные пески, глубоководные месторождения, нефть подсолевых слоев, арктические месторождения на шельфе, в тестовом режиме – газогидратные поля и т. п. Конечно, все эти источники различаются затратами, необходимыми на их освоение, но главным является то, что этих источников много. То есть в мире сложилась ситуация, когда фактически можно обеспечить почти любой спрос, при этом возник общий механизм стабилизации цен. Если цены на углеводороды резко повышаются, то включаются в разработку все более экзотические источники углеводородов, которые покрывают спрос, и цены понижаются. Параллельно, по мере совершенствования и удешевления соответствующих технологий, ускорилось развитие рынка сжиженного природного газа (СПГ), что привело к размыванию жестких границ региональных газовых рынков и началу процесса, который можно, по-видимому, характеризовать как развитие единого мирового рынка газа. Надо отметить, что, скорее всего, этот рынок по структуре не будет походить на имеющийся мировой рынок нефти, а состоять из достаточно сильно взаимосвязанных региональных рынков (аналогично создаваемому единому рынку газа в ЕС). Однако такой рынок все же будет иметь глобальный характер и оказывать на ценообразование соответствующее влияние. Симптомом этого процесса в Европе явилось сближение спотовых цен хабов и цен долгосрочных контрактов с нефтепродуктовой привязкой (с учетом реальных постоянно делающихся скидок). Также теперь наблюдается устойчивая тенденция снижения дифференциала цен на СПГ между Европой и Азией

Во-вторых, открытие эффективного способа добычи сланцевых углеводородов, которые фактически обеспечили энергоне-зависимость США, оказало долговременный революционный эффект на рынки углеводородов

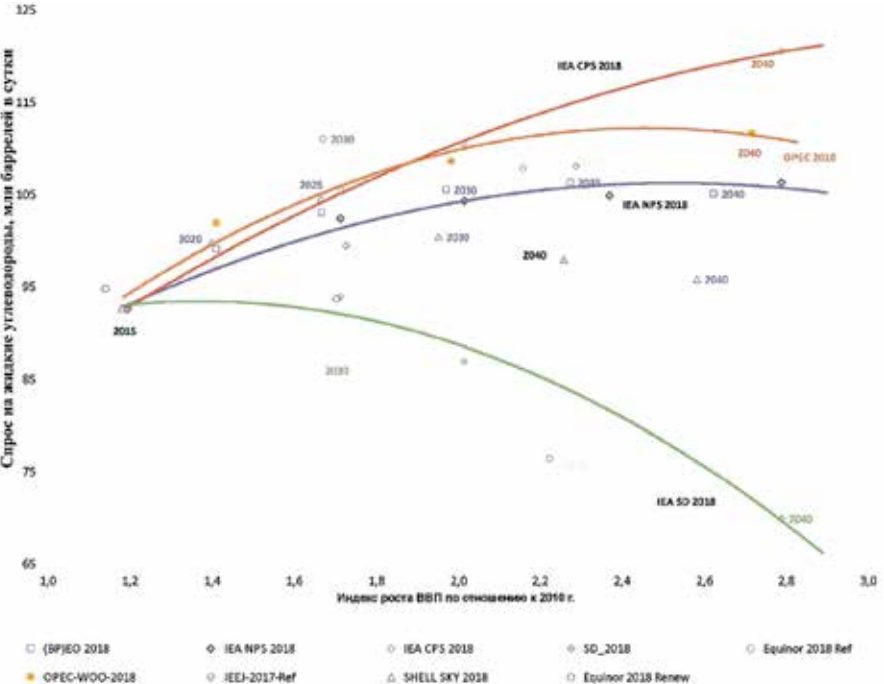


Рис. 4. Глобальное поле сценариев мирового предложения жидких углеводородов как функции индекса роста мирового ВВП (на основе прогнозов 2016–2018 гг.)

вплоть до локальных ситуаций, когда продавать СПГ в Европу становится выгоднее по сравнению с АТР.

В складывающихся условиях, несмотря на традиционную инерционность энергетической отрасли, становятся возможными, хотя и не predetermined, относительно быстрые (на горизонте порядка 10 лет) и радикальные (извлечение энергии из новых типов ресурсов, разработка новых технологий получения энергии и т. п.) изменения энергетического ландшафта и реструктуризация энергетических рынков. При этом надо учитывать еще один фактор развития новых технологий – их экспоненциальный характер. А именно: технологическая идея может довольно долго «зреть» и развиваться незаметно, а затем быстро находить промышленное применение и за короткий срок становится значимым фактором для развития той или иной отрасли.

Поэтому возможное будущее стало теперь гораздо более вариативным не только с точки зрения отклонений тех или иных параметров, но также и качественно, в том числе включая и внеэкономические факторы. В полной мере это отражается в долгосрочных прогнозах потребления первичной энергии, актуальный спектр которых представлен на рис. 3.

Даже беглый анализ приведенного прогнозного поля показывает общий тренд на замедление прироста потребления

следней заключается в максимальном использовании ресурсного потенциала нашей энергетики для создания добавленной стоимости в экономике и стимулирования ее инновационного развития.

Возможные пути ресурсно-инновационного развития ТЭК России

Прежде чем приступить к оценке наших возможностей на пути ресурсно-инновационного развития, следует сделать принципиально важную оговорку о том, что в этой статье углеводороды не рассматриваются как «сырьевое проклятие» России, но как ресурс, который может стать важным источником инновационного роста и даже прорыва в развитии экономики России в рамках формирующейся новой конфигурации мировой энергетической системы. И эта позиция обусловлена не столько огромным углеводородным потенциалом нашей страны, но и тем богатым технологическим арсеналом, которым мы уже располагаем или начинаем активно разрабатывать в нефтегазовой индустрии.

Для начала необходимо уйти от досужих суждений о том, что российская нефтегазовая индустрия – это примитивный процесс извлечения углеводородов и дальнейшая



Примечания: * – Великобритания, Германия, Голландия, Италия, Франция, Швеция.
 ** – за исключением химической и фармацевтической промышленности, производства нефтепродуктов, телевизионной аппаратуры и офисного оборудования.

Рис. 5. Разница в уровне цифровизации отдельных отраслей между Россией и Европой, %

Источник:
 ДиректИНФО,
 Росстат, IHS, EU KLEMS.

энергии на каждый процентный пункт роста ВВП. Еще более наглядно это проявляется в оценках будущего мирового спроса на жидкие углеводороды, которые демонстрируют устойчивое снижение мировых потребностей в нефти уже в обозримой перспективе (рис. 4).

Таким образом, наблюдаемый уже сегодня глобальный энергетический переход во все большей степени отражает две важнейшие тенденции, которые будут определять будущее мирового энергетического развития: замедление прироста глобального спроса на энергию на фоне продолжения мирового экономического роста и постепенное снижение значения ископаемых топлив, в первую очередь нефти, в мировом топливно-энергетическом балансе.

Эти тенденции, а также нарастающая скорость и масштабы изменений мировой энергетической системы просто обязывают нас переформатировать стратегический курс развития российской экономики и ТЭК с традиционной ресурсно-сырьевой модели, лебединую песню которой мы наблюдаем в последние годы, на ресурсно-инновационную модель развития. Суть по-

их перекачка по трубе на экспортные рынки. Технологии, применяемые сегодня при добыче углеводородов в России, относятся к наиболее высокотехнологичному сегменту российской экономики, а добыча на шельфах российских морей по степени технологической сложности и автоматизации процессов приближается к уровню авиакосмической промышленности. Таким образом, именно российская нефтегазовая отрасль сегодня обладает уникальным технологическим и инновационным потенциалом, грамотная и адаптивная реализация которого может обеспечить желаемый экономический прорыв России в мировой цифровой экономике XXI века.

В связи с этим одним из перспективных направлений ресурсно-инновационного развития российского ТЭК является его цифровизация с привлечением российских услуг и IT-технологий. Согласно исследованию международной консалтинговой компании McKinsey, проведенному в 2017 г., доля цифровой экономики в ВВП России в 2015 г. составляла 3,9%, однако объем цифровой экономики в последние годы

растет. ВВП страны с 2011 по 2015 гг. вырос на 7%, а объем цифровой экономики за этот же период увеличился на 59%. Таким образом, только за 2011–2015 гг. на цифровую экономику пришлось 24% общего прироста ВВП¹. Очевидно, что за последние годы обозначенный в исследовании тренд лишь усилился. Вместе с тем по уровню цифровизации сильнее всего от стран Европы отстают важнейшие для России отрасли – нефтегазовая, обрабатывающая промышленность и транспорт (рис. 5).

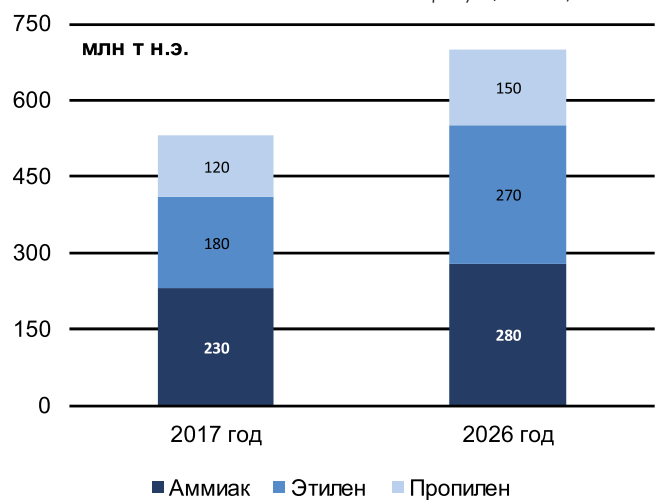
А между тем цифровизация становится важнейшим трендом технологического развития в мировой нефтегазовой отрасли, позволяя значительно снижать издержки производственных процессов и сокращать сроки реализации инвестиционных проектов. Наибольшие перспективы цифровизации нефтегазовой отрасли и ее первые результаты отмечаются по таким направлениям нефтегазового бизнеса, как:

- сейсмическое моделирование;
- эксплуатационное бурение;
- создание «интеллектуальных месторождений» и «умных» скважин;
- автоматизация процессов нефтепереработки;
- повышение операционной эффективности в цепочке снабжения и поставок.

Одним из ключевых элементов цифровизации нефтедобычи, в частности, являются так называемые «умные» скважины, которые непрерывно собирают и анализируют всю информацию о себе и окружающей среде, корректируют режимы работы. «Умные» скважины позволяют снизить себестоимость эксплуатации месторождений примерно на 20%. Осознавая это, нефтяники активно занимаются внедрением в практику «умных» скважин. Если в 2011 г. в мире использовали данную технологию на 800 скважинах, то к 2017 г. только у компании «Роснефть» было порядка 2000 скважин с признаками искусственного интеллекта. Комплексное ис-

¹ См. «Цифровая Россия: новая реальность». McKinsey. URL: https://www.mckinsey.com/~/media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/russia/our%20insights/digital%20russia/digital-russia-report_ashx

Рис. 6. Прогноз увеличения мировых мощностей по основным видам нефтегазохимической продукции в 2017–2026 гг.



Источник:
 ФИЭФ на основе данных www.globaldata.com.



пользование IT-технологий позволяет нефтяникам повысить коэффициент извлечения нефти на 2–7% и при этом сократить операционные затраты на 25%.

Расчеты, проведенные Yugon Consulting, свидетельствуют о том, что в России к 2035 г. цифровые технологии, улучшая эффективность геологоразведки и скорость внедрения методов увеличения нефтеотдачи и технологий разработки трудноизвлекаемых запасов, способны добавить к текущему уровню добычи около 155 млн т нефти, компенсировав объем выпавшей к тому времени добычи на истощенных месторождениях [2].

В Институте проблем нефти и газа РАН в результате проведенных совместно с российскими компаниями исследований было показано, что внедрение современных IT-технологий позволяет восстановить эффективную добычу легкой маловязкой нефти на обводненных месторождениях на поздней стадии разработки. Цифровизация позволяет активизировать

освоение трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных ресурсов нефти и газа, а также создание новых центров нефтегазодобычи.

Еще одним важнейшим направлением ресурсно-инновационного развития является создание новых продуктов и новых ниш для использования углеводородов в российской и мировой экономике. И здесь речь должна пойти в первую очередь о нефтегазохимии. Как уже говорилось ранее, топливное значение углеводородов в мировой энергетике будущего будет неизбежно снижаться, однако их значение будет возрастать в первую очередь в качестве сырья для новых конструкционных материалов (различных видов композитов и пластиков), сфера применения которых постоянно расширяется и будет расширяться в будущем. Так, в ближайшие 10 лет объемы мощностей по производству основных крупнотоннажных продуктов нефтегазохимии (аммиак, этилен, пропилен) вырастут почти на треть – с 530 до 700 млн т н. э. (рис. 6), тогда как ожидаемая доля России в общемировом производстве крупнотоннажных продуктов

каучуков, продукции органического синтеза, а также приводит к увеличению импорта продукции нефтегазохимии.

В 2012 г. Минэнерго России разработало и утвердило «План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года». В нем заложена инновационно-инвестиционная модель развития газонефтехимии и предусмотрен уход от экспортно-сырьевой модели [3].

Согласно указанному Плану к 2030 г. в России должно быть обеспечено:

- увеличение использования углеводородного сырья на нефтехимию в 3,1 раза;
- увеличение производства этилена в 4,9 раза;
- рост производства крупнотоннажных полимеров в 5 раз;
- рост производства среднетоннажных полимеров в 2,6 раза;
- рост производства синтетических каучуков в 1,4 раза.

Однако пока темпы реализации этого амбициозного плана явно отстают от намеченных показателей. Так, в 2017 г. темпы роста инвестиций в российскую нефтегазохимию

оказались минимальными за последние 10 лет (194 млрд руб. или +1,0% г/г), буксует реализация потенциально крупнейшего на востоке России нефтехимического производства – проекта ВНК, который до сих пор не вышел в стадию практической реализации. А между тем конкуренция на рынке нефтехимической продукции продолжает нарастать. Если еще несколько лет назад безусловными лидерами от-

расли были США и Китай, то уже в ближайшие годы к ним должны присоединиться страны Ближнего Востока (Саудовская Аравия, ОАЭ, Катар), уже запустившие реализацию крупных проектов в этой сфере.

Наконец, еще одним важным направлением ресурсно-инновационного развития российского нефтегазового комплекса является развитие производства и экспорта сжиженного природного газа (СПГ). СПГ – это не просто способ хранения и транспортировки природного газа, но и высокотехнологичный процесс, обеспечивающий необходимую гибкость

Еще одним важнейшим направлением ресурсно-инновационного развития является создание новых продуктов и новых ниш для использования углеводородов в российской и мировой экономике. И здесь речь должна пойти в первую очередь о нефтегазохимии.

нефтегазохимии возрастет незначительно – с текущих 1,2 до 1,7% и это при том, что наша страна располагает уникальными ресурсами нефтегазохимического сырья, к которым относится не только традиционная нефть, но и ресурсы так называемого «жирного газа», содержащие высшие углеводороды, такие как этан, пропан, бутан и др.

При этом в настоящее время на российском рынке наблюдается дефицит продукции нефтегазохимии: мономеров, полимеров и продукции органического синтеза. Дефицит этилена не только тормозит развитие полимеров, синтетических



в вопросах поставок природного газа в любую точку земного шара, а также стимулирующий развитие целого кластера сопутствующих отраслей отечественной экономики.

Вплоть до последнего времени Россия находилась в числе аутсайдеров среди производителей СПГ, обладая только одним заводом по его производству в рамках проекта «Сахалин-2» общей мощностью 10 млн т СПГ в год. Однако успешная реализация проекта «Ямал-СПГ» в 2017–2018 гг. привела к тому, что совокупные мощности по производству СПГ в стране выросли в 2,7 раза, составив 26,5 млн т СПГ в год. При этом следует особо отметить экономическую эффективность проекта, который оказался существенно дешевле зарубежных аналогов и доказал всему миру, что строительство СПГ-заводов в арктической зоне может быть рентабельным бизнесом. В настоящее время активно обсуждается вопрос принятия окончательного инвестиционного решения (FID) по еще одному СПГ-проекту в арктической зоне России – «Арктик СПГ-2» (проектная мощность 19,8 млн т СПГ в год), а также ведется подготовка к реализации проекта «Балтийский СПГ» в районе Усть-Луги мощностью 10 млн т и строительству 3-ей производственной линии проекта «Сахалин-2» мощностью 5 млн т. Таким образом, уже в ближайшие 5–7 лет Россия будет готова увеличить собственное производство СПГ почти в 2,3 раза – до 61 млн т в год. Всего же в планах российских властей нарастить производство СПГ в стране в период до 2035 г. до не менее 80 млн т.

Безусловно, приведенные направления возможного ресурсно-инновационного развития топливно-энергетического комплекса России отражают лишь часть возможностей, ко-

торые открываются перед российским нефтегазовым комплексом в рамках происходящего сегодня энергетического перехода, но при этом наглядно демонстрируют, что Россия по-прежнему обладает громадным ресурсным и инновационным потенциалом энергетического развития. Однако реализация этого потенциала требует существенной корректировки стратегического курса развития российского ТЭК и нефтегазового комплекса в целом для его переориентации с экстенсивного экспортно-ориентированного пути развития на высокотехнологичный прорыв в будущее мировой энергетики. И пример успешной реализации новых российских СПГ-проектов наглядно демонстрирует нам, что время для этого у России еще есть...

Литература

1. Цифровая экономика: новая реальность. McKinsey, 2017. URL: <https://www.mckinsey.com/~/media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/russia/our%20insights/digital%20russia/digital-russia-report.ashx> (дата обращения 05.02.2019).
2. Цифровая добыча нефти: тюнинг для отрасли. Vygon Consulting, июнь 2018. URL: http://vygon.consulting/upload/iblock/dn/vygon_consulting_digital_upstream.pdf (дата обращения 05.02.2019).
3. Распоряжение Правительства РФ от 18.05.2016 № 954-р «Об утверждении Плана мероприятий по реализации Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года». КонсультантПлюс. URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=198213&fld=134&dst=100151,0&rnd=0.984525348664405#0> (дата обращения 06.02.2019).



А.Н. ДМИТРИЕВСКИЙ, А.М. МАСТЕПАНОВ, В.В. БУШУЕВ
A.N. DMITRIEVSKY, A.M. MASTERANOV, V.V. BUSHUEV

УДК 338.2+620.9 (470+571)

РЕСУРСНО-ИННОВАЦИОННАЯ СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

RESOURCE-INNOVATIVE STRATEGY OF RUSSIAN ECONOMY DEVELOPMENT



**Анатолий Николаевич
ДМИТРИЕВСКИЙ** –
научный руководитель
Института
проблем нефти и газа
(ИПНГ) РАН,
академик РАН,
д.г.-м.н.,
e-mail: a.dmitrievsky@ipng.ru

Anatoly N. DMITRIEVSKY –
Academic Director
of the Oil and Gas Institute
of the Russian Academy
of Sciences
Academician of the RAS,
Doctor of Geological
Mineralogical Sciences,
e-mail:
a.dmitrievsky@ipng.ru



**Алексей Михайлович
МАСТЕПАНОВ** –
заведующий Аналитическим центром
энергетической политики
и энергетической безопасности ИПНГ
РАН, заместитель директора Института
энергетической стратегии (ИЭС),
профессор РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина, д.э.н., академик РАН,
e-mail: amastepanov@mail.ru

Alexey M. MASTERANOV –
Head of the Analytical Center for
Energy Policy and Energy Security
at the Oil and Gas Institute of the
RAS, Deputy Director of the Energy
Strategy Institute, Professor of RSU
Oil and Gas, Doctor of Economics,
Academician of the RANS,
e-mail: amastepanov@mail.ru



**Виталий Васильевич
БУШУЕВ** –
главный научный
сотрудник Объединенного
института высоких
температур (ОИВТ) РАН,
директор Института
энергетической стратегии
(ИЭС), д.т.н., профессор,
e-mail: vital@df.ru

Vitaly V. BUSHUEV –
Chief Researcher of the
Joint Institute for High
Temperatures of the RAS,
Director of the Energy
Strategy Institute,
Doctor of Engineering,
Full Professor,
e-mail: vital@df.ru



Аннотация. В статье рассмотрены стратегические задачи развития Российской Федерации и роль в их решении сырьевого сектора экономики. Показано, что важнейшим инструментом достижения поставленных в майском 2018 г. Указе Президента РФ целей и решения соответствующих задач остается ресурсно-инновационная стратегия развития, основанная на использовании потенциала ресурсодобывающих отраслей, отечественной науки, инноваций и новых технологий. Изложены суть и принципы ресурсно-инновационной стратегии, ключевая роль в реализации которой объективно принадлежит нефтегазовому комплексу страны, который является «донором» российской экономики. Обосновывается необходимость разработки и реализации национального проекта по цифровой модернизации нефтегазового комплекса.

Ключевые слова:
национальные цели и стратегические задачи развития Российской Федерации, национальные проекты, сырьевой сектор экономики, энергетические ресурсы, нефтегазовый комплекс, ресурсно-инновационная стратегия развития, Энергетическая стратегия России, инновации, наукоемкие технологии, мультипликаторы экономического роста.

Abstract. The article focuses on the strategic objectives of the Russian Federation development and the role of the commodity sector of the economy in their solution. It is shown that the most important tool for achieving the goals set in the May 2018 Decree of the President of the Russian Federation and solving relevant problems is a resource-innovative development strategy based on using the potential of resource industries, domestic science, innovations and new technologies. The paper states the essence and principles of the resource and innovation strategy where the oil and gas complex of the country as a «donor» of the Russian economy objectively plays a key role in its implementation. The need for development and implementation of the national project for oil and gas complex digital modernization is substantiated.

Keywords:
national goals and strategic objectives of the Russian Federation development, national projects, raw material sector of economy, energy resources, oil and gas complex, resource-innovative development strategy, Energy Strategy of Russia, innovations, high technologies, economic growth multipliers.

В Указе Президента РФ В.В. Путина от 07.05.2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» перед страной поставлены весьма амбициозные, но крайне необходимые цели и задачи, позволяющие России и в XXI в. оставаться в числе ведущих держав мира.

Ключевым вопросом государственной политики стало повышение качества жизни граждан России. Указом Президента РФ в целях осуществления прорывного научно-технологического и социально-экономического развития РФ правительству страны поручено в период до 2024 г. обеспечить достижение целого ряда национальных целей ее развития. Среди них [1] в контексте данной статьи следует особо выделить:

- ускорение технологического развития страны;
- обеспечение ускоренного внедрения цифровых технологий в экономике и социальной сфере;
- вхождение Российской Федерации в число пяти крупнейших экономик мира и обеспечение темпов экономического роста выше мировых;
- создание в базовых отраслях экономики, прежде всего в обрабатывающей промышленности и агропромышленном комплексе, высокопроизводительного экспортно-ориентированного сектора, развивающегося на основе современных технологий и обеспеченного высококвалифицированными кадрами.



В качестве инструментов достижения поставленных целей в Указе названы национальные проекты (программы) по важнейшим направлениям развития экономики и социальной сферы России¹, по каждому из которых Правительству РФ были даны конкретные поручения, связанные с их разработкой.

Определяющую роль в повышении качества экономического роста в России играет сырьевой сектор, причем, по оценкам Института народнохозяйственного прогнозирования (ИНП) РАН, сырьевая зависимость российской экономики, которая является обратной стороной уровня ее технологического развития, за последние 4 года резко возросла [5]. В результате, как показывают данные Всемирного банка, за период с 2008 г. российская экономика увеличилась лишь на 3,6%, тогда как мировая за этот же период – на 20,3%. При этом все базовые факторы роста в России имеются, а значимые ресурсные ограничения отсутствуют [6]. Кроме того, российская экономика находится в состоянии структурно-технологического неравновесия, характеризующегося неэффективным распределением факторов производства и финансовых ресурсов, которое препятствует формированию устойчивой экономической динамики [7].

Поэтому, чтобы достичь поставленных Президентом России целей, экономика страны и ее бюджет должны будут, по крайней мере в первое время, опираться на доходы того самого сырьевого сектора, от господства которого в ее ВВП страна должна совершенно справедливо отойти. В условиях значительного технологического отставания, ставка на расширение производства и экспорт сырьевых ресурсов является вынужденным, но неизбежным выбором [5]. И пока есть спрос в мире на наши сырьевые, особенно энергетические, ресурсы, этим надо вос-

пользоваться². Но чтобы сырьевой, прежде всего нефтегазовый, сектор мог обеспечить ресурсами «прорывное научно-технологическое и социально-экономическое развитие Российской Федерации» нужна и его своевременная модернизация.

Всем этим целям и задачам как раз и отвечает ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России³. Работу над определением путей и способов перехода от сырьевой модели экономики к инновационному социально-ориентированному варианту экономического развития и обеспечению устойчивого повышения благосостояния граждан, национальной безопасности и укрепления позиций страны в мировом сообществе, Правительство России начало еще в середине 2000-х годов [11]. Первым результатом этой работы стала Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г., утвержденная распоряжением Правительства РФ от 17 ноября 2008 г. № 1662-р. В ней отмечалось, что Россия в рассматриваемый период не только останется мировым лидером в энергетическом секторе, добыче и переработке сырья, но и благодаря переходу от экспортно-сырьевого к инновационному социально-ориентированному развитию создаст конкурентоспособную экономику знаний и высоких технологий. Это позволит резко расширить конкурентный потенциал российской экономики за счет наращивания ее преимуществ в науке, образовании и высоких технологиях, задействовать новые источники экономического роста и повышения благосостояния [12].

Подобные амбициозные задачи ставились и в других документах [11]: Энергетической стратегии России на период до 2030 г., утвержденной 13 ноября 2009 г. распоряжением Правительства РФ № 1715-р (ЭС-2030); Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 г. (Минэкономразвития России, апрель 2012 г.); Прогнозе долгосрочного социально-экономи-

ческого развития Российской Федерации на период до 2030 г. (Минэкономразвития России, март 2013 г.); в посланиях Президента РФ Федеральному собранию. Правда, прогнозируемые показатели практически в каждом из последующих документов снижались. Показателен в этом отношении и последний из подобных документов – Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года, утвержденный решением Правительства РФ по результатам его рассмотрения на заседании Правительства 22 ноября 2018 года⁴.

Проще всего сказать, что достижению поставленных целей помешали вначале глобальный финансово-экономический кризис, рецессия в странах ЕС и другие тому подобные обстоятельства, а в последующие годы – падение мировых цен на нефть и антироссийские санкции. Однако более глубокий анализ свидетельствует, что многие провозглашенные цели и задачи были не более чем лозунгами, слабо подкрепленными (либо неподкрепленными вообще) финансами и институциональными преобразованиями.

Более того, многие отечественные и зарубежные специалисты считают, что добиться провозглашенных целей вообще не удастся без структурных реформ. Так, в опубликованном в конце 2018 г. докладе Всемирного банка «Экономика России: как обеспечить сохранение стабильности, удвоение темпов роста и сокращение бедности вдвое?» отмечается, что потенциальный рост российской экономики может выйти на среднемировой уровень – 3% в год – только к 2028 г., и то при условии полномасштабной реализации всех реформ. А в период до 2024 г. темпы потенциального роста продолжат плавно снижаться (с 1,5% в 2017 г. до 1,3% к 2024 г.). Без реализации реформ рост экономики будет ограничен 2,5% в год [14, 15].

Понимая, что через пропасть, отделяющую Россию от высокоразвитых государств, в два прыжка не перескочишь, что инновационная экономика, основанная на нано-, био-, информационных, когнитивных и других аналогичных технологиях сама по себе не возникнет, ученые и специалисты РАН и других научных организаций задались поиском такого варианта экономического развития, который бы, сохраняя достоинства инновационного сценария в трактовке Минэкономразвития России 2012–2013 гг., опирался на прочную базу, в данном случае – на природные ресурсы и производственно-технологический потенциал топливно-энергетического и сырьевого комплексов страны [16]. Специально созданная в середине 2000-х годов рабочая группа ученых РАН (руководители – академики А. Д. Некипелов и В. В. Ивантер, д. т. н. Н. И. Комков) подготовила 12 вариантов технологического развития экономики России. Исследуя эти варианты, сотрудники Института проблем

нефти и газа (ИПНГ) РАН пришли к выводу, что практически единственная возможность достижения поставленных целей – **ресурсно-инновационная стратегия**, позволяющая соединить использование богатейших природных ресурсов страны и новейших технологий, прежде всего в самих ресурсодобывающих и перерабатывающих отраслях [11]⁵.

Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России основана на использовании потенциала ресурсодобывающих отраслей, отечественной науки, инноваций, новых технологий. Ее суть – в объединении потенциала науки и промышленности.

Именно это служит базисом для последующего развития комплекса обрабатывающих отраслей, увеличения масштабов производства конечной продукции, восстановления производственной инфраструктуры. Таким образом, стратегия опирается на скоординированное и полное использование отечественного ресурсного и инновационного потенциалов путем формирования и поддержки длинных технологических цепочек. Так, в нефтегазовом комплексе это подразумевает смещение приоритетов от добычи ресурсов к их глубокой переработке. При этом сами перерабатывающие и обрабатывающие отрасли насыщаются инновационными и наукоемкими технологиями, и начинают производить новую нефтегазохимическую продукцию, получаемую благодаря высокому переделам углеводородного сырья, с широким выходом на мировой рынок⁶.

Одновременно ресурсно-инновационная стратегия создает дополнительный внутренний спрос на научные исследования. Как было показано нами в [11], она обеспечивает мультипликативный экономический рост благодаря распространению инноваций внутри страны, модернизации используемых технологий и реструктуризации обрабатывающих и перерабатывающих отраслей. Более того, эта стратегия не противопоставляет ресурсы и инновации по принципу «или – или», а объединяет их, умножая возможности и тех и других. Подчеркнем, что выход на инновационный путь развития не означает отказа от экспорта первичных энергоресурсов. Традиционный экспорт должен развиваться

в соответствии с требованиями мирового рынка, а за счет экспорта нефтехимической продукции возрастет гибкость, улучшится структура экспорта, увеличатся финансовые поступления в государственный бюджет.

Отметим также, что ресурсные проекты – это не только генераторы спроса на инновации. Не менее значима их роль в укреплении государства и стимулировании освоения новых территорий. В первую очередь речь идет о создании в северных, восточных и других малообжитых, но столь важных для сохранения целостности России районах современной производственной, транспортной и социально-бытовой

...ВЫХОД НА
ИННОВАЦИОННЫЙ
ПУТЬ РАЗВИТИЯ НЕ
ОЗНАЧАЕТ ОТКАЗА ОТ
ЭКСПОРТА ПЕРВИЧНЫХ
ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.
ТРАДИЦИОННЫЙ ЭКСПОРТ
ДОЛЖЕН РАЗВИВАТЬСЯ
В СООТВЕТСТВИИ
С ТРЕБОВАНИЯМИ
МИРОВОГО РЫНКА

¹ В соответствии с Указом Президента РФ от 07.05.2018 г. № 204 Правительство РФ разработало 12 национальных проектов – «Демография», «Здравоохранение», «Образование», «Жилье и городская среда», «Экология», «Безопасные и качественные автомобильные дороги», «Производительность труда и поддержка занятости», «Наука», «Культура», «Малое и среднее предпринимательство», «Международная кооперация и экспорт», национальную программу (нацпроект) «Цифровая экономика Российской Федерации», а также Комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, рассчитанные на реализацию в период до 2024 г. [2]. В Комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры включено 11 федеральных проектов. Девять из них направлены на модернизацию и расширение транспортной инфраструктуры, два – на модернизацию и расширение энергетической инфраструктуры («Гарантированное обеспечение доступной электроэнергии», «Гарантированное обеспечение транспорта нефти, нефтепродуктов, газа и газового конденсата») [3, 4].

² Прогнозируемый ведущими мировыми прогностическими центрами (МЭА, Управлением энергетической информации США, Секретариатом ОПЕК, МИРЭС и др.) рост потребления углеводородов в мире существенно опережает темпы роста производства нефти и газа в России как в рамках оптимистического сценария проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года (ЭС-2035), так, и тем более, в рамках самих этих прогнозов.

³ См., например, [8–10]. С учетом же повышенного внимания к вопросам климатических изменений, экологии и охраны окружающей природной среды сейчас правильнее было бы говорить уже о стратегии ресурсно-инновационного устойчивого развития.

⁴ Прогноз, разработанный Минэкономразвития совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти, подготовлен в составе двух основных вариантов (базового и консервативного), прогнозные показатели структурированы на три шестилетних периода (2019–2024 годов, 2025–2030 годов, 2031–2036 годов). При этом даже в базовом сценарии ускорение потенциальных темпов роста российской экономики до уровня около 3% предусматривается только после 2024 г., то есть после реализации в предшествующем периоде комплекса мер экономической политики, включающего национальные проекты, реформу пенсионной системы, а также ряд других мероприятий, направленных на достижение национальных целей [13].

⁵ Подробное описание этой стратегии, анализ внутренних условий и концепции перехода к ресурсно-инновационной стратегии развития национальной экономики, основных факторов ресурсно-инновационного развития, в частности – энергоэффективности, ресурсосбережению и экологии, а также тех внешних условий, которые будут способствовать или препятствовать такому развитию, изложены в [16, 17].

⁶ В этом смысле особый интерес представляют комплексные углеводородные ресурсы уникальных восточносибирских месторождений и освоение ресурсов материчной нефти, переработка которой даст возможность поставлять на мировой рынок новую дефицитную продукцию [16–18].

инфраструктуры, новых городов, новых центров экономического развития и новых точек экономического роста. Так, без опоры на разработку уникальных минерально-сырьевых, в том числе углеводородных, ресурсов Арктической зоны России становится нереальным возрождение Севморпути как глобального стратегического проекта, обеспечивающего России не только конкурентные экономические преимущества, но и ее национальную безопасность⁷.

Суть и принципы ресурсно-инновационной стратегии были поддержаны руководством Минэнерго России. Уже в ЭС-2030 отмечалось, что гарантированное удовлетворение внутреннего спроса на энергоресурсы должно быть обеспечено с учетом **перехода страны от экспортно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию (выделено авторами статьи)** с качественным обновлением энергетики (как топливной, так и нетопливной) и смежных отраслей [20].

В проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года (ЭС-2035) (ред. от 22.05.2014 г. и ее более ранние версии) переход от экспортно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК стал центральной идеей этого документа. Эту ориентацию на необходимость использовать преимущества ресурсно-инновационного развития неоднократно подчеркивали в своих выступлениях и министр энергетики РФ А.В. Новак, и его заместители⁸.

В этой редакции проекта ЭС-2035 отмечалось, что ресурсно-инновационное развитие создаст мультипликаторы экономического роста благодаря распространению инноваций внутри страны, модернизации используемых технологий и реструктуризации добывающих и перерабатывающих производств,

ориентированных на конечного потребителя. Такая модель развития экономики станет результатом синергетического взаимодействия институциональной среды, инфраструктуры и инноваций.

Определяющую роль в этом процессе должен сыграть топливно-энергетический комплекс, который будет стимулировать внутренний спрос на инновационную продукцию отечественных производителей. А это, в свою очередь, обеспечит развитие российской промышленности и замещение импортных технологий и оборудования отечественными аналогами, позволяя модернизировать и существенно повысить технологический уровень предприятий энергетического комплекса, увеличить их экономическую и экологическую эффективность, освоить производство новых видов энергетических товаров [24].

ТЭК, по словам научного руководителя ИМП РАН В.В. Ивантера, продолжит играть ключевую роль при решении поставленной Президентом России задачи по выходу национальной экономики на темпы роста выше мировых [25]⁹. Одновременно ТЭК способен выступать в роли и главного платежеспособного покупателя инноваций и наукоемкой продукции в России. Причем, если, например, оборонно-промышленный комплекс закупает инновации за счет бюджетных средств, то ТЭК – на чисто коммерческих условиях. Таким образом, спрос на инновации со стороны ТЭК создает возможность развивать конкурентоспособную отечественную науку и наукоемкую промышленность на коммерческой основе. В обозримом будущем ТЭК сохранит свою роль и финансового донора для процессов экономического развития России [6, 7].

В последние годы произошло коренное изменение взглядов на национальное проектирование. В основу национальных проектов положена предельно ясная система анализа современных проблем нации и четкая постановка задач по их решению.

⁹ Аргументы в пользу этого утверждения даны в [25].

⁷ Как отметил Президент России В.В. Путин, выступая 14 мая 2017 г. на Международном форуме «Один пояс, один путь» в Пекине, «Мы... значительные ресурсы вкладываем в обустройство Северного морского пути, чтобы он стал глобальной конкурентной транспортной артерией» [19].

⁸ См., например, [21–23].



Национальные проекты – это векторы, которые показывают направление развития, это направления, которые государство считает на данном этапе развития экономики и социальной сферы приоритетными.

Руководство Минэнерго России в последние годы уделяет большое внимание подготовке и реализации национальных проектов. В настоящее время в «Перечень национальных проектов по внедрению инновационных технологий и современных материалов в энергетике» включено 20 проектов, из них 10 – в области электроэнергетики, в том числе проект в области возобновляемой энергии; 8 проектов в области нефтепереработки и нефтехимии; 2 проекта в нефтяной отрасли, в том числе проект по освоению нефтяных ресурсов баженовской свиты. Все эти проекты прошли экспертизу, осуществляется контроль за их выполнением. Они имеют важное значение для решения отдельных отраслевых задач, многие из них решают технологические проблемы по критическим направлениям энергетики.

Одновременно с реализацией национальных проектов предусмотрена модернизация самих отраслей. Вот почему, помимо национальных проектов, решающих ключевые, часто срочные задачи развития отрасли, необходимы проекты, обеспечивающие модернизацию отрасли в целом. В частности, для энергетики необходим национальный проект по цифровой модернизации нефтегазового комплекса, концепция которого была доложена ИПНГ РАН на заседании Совета по приоритетному направлению научно-технического развития РФ (председатель Совета, академик РАН В.Е. Фортков) «Переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии» 29 ноября 2018 года.

Ресурсно-инновационная стратегия предусматривает объединение инновационного потенциала фундаментальных исследований, имеющих своей целью создание инновационных технологий с инновационным потенциалом национальных проектов.

Ключевая роль в реализации ресурсно-инновационной стратегии принадлежит нефтегазовому комплексу страны, который является «донором» российской экономики. Только за прошедшие годы XXI в. он обеспечил поступление в бюджет России более 3,5 трлн долл., что позволило решить социальные задачи, преодолеть последствия мирового финансового кризиса, но практически не повлияло на инновационные процессы. Кроме того, попытки модернизации экономики, взявшие старт в 2010 г., пока не увенчались успехом.

Ресурсно-инновационная стратегия предусматривает коренное изменение ситуации. Инвестиционные возможности НГК позволяют обеспечить как выполнение социальных программ и структурных проектов, так и развитие инновационных процессов в стране. Инновационные процессы в НГК будут способствовать значительным финансовым поступлениям, которые могут быть направлены на развитие сначала смежных, а затем и других отраслей экономики. Рост доходов от расширения сферы занятости увеличит спрос и производство товаров потребительского назначения. Совокупный рост производства расширит налоговую базу, что позволит повысить государственные расходы на науку, социальную сферу и оборону страны.

НГК России по-прежнему обладает крупнейшей в мире минерально-сырьевой базой, развитой инфраструктурой, квалифицированным инженерно-техническим персоналом, значительным инновационным потенциалом и, что немаловажно, характеризуется масштабным, быстрым и эффективным возвратом вложенных в него финансовых ресурсов. В то же время в нефтегазовом секторе создается опасная для экономики страны ситуация. Угрозу представляет стремительное истощение запасов легкоизвлекаемой нефти. К 2022 г. ожидается снижение добычи этой нефти на 45–50 млн т. Увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов нефти, снижается нефтеотдача пластов, в значительной мере исчерпаны нефтегазовые ресурсы на глубине до 3000 м, завершается разработка месторождений-гигантов с уникальными запасами нефти и газа, эксплуатация которых началась в 60–70-е годы XX века.

Казалось бы, положение безвыходное. Однако именно такая ситуация заставила руководство нефтяных компаний изменить отношение к затратным, но весьма эффективным инновационным технологиям. В настоящее время нефтегазовый комплекс является одним из наиболее подготовленных к восприятию и реализации инновационных технологий.

Ученые РАН предвидели изменения структуры запасов нефти и создали готовые к немедленной реализации инновационные технологии, которые позволяют:

- увеличить добычу нефти на обводненных месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки;
- вовлечь в эффективную разработку трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные ресурсы нефти и газа;
- обеспечить максимальное извлечение низкопарного газа, запасы которого на Уренгойском, Медвежьем и Ямбургском месторождениях превышают 5 трлн м³;
- повысить эффективность разработки месторождений нефти и газа в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях;
- обеспечить масштабное получение новой остродефицитной и высокоценной на мировом и внутреннем рынках нефтегазохимической продукции.

Эффективное и целенаправленное внедрение инновационных технологий уже с первого года даст возможность получить постоянно нарастающий финансовый поток в результате как роста добычи нефти и газа, так и реализации инновационных технологий высоких переделов. Значительные финансовые ресурсы позволят поддержать развитие инновационных процессов в различных, в том числе несырьевых, отраслях экономики. Созданные инновационные технологии дадут возможность повысить конкурентоспособность отечественной продукции и обеспечить технологическую независимость промышленности.

В целом инновационные процессы позволяют эффективно модернизировать российскую промышленность. Они должны определять направленность преобразований в каждом кластере, каждой отрасли экономики, когда модернизация осуществляется прежде всего на тех предприятиях, которые связаны с реализацией инновационных технологий. Масштабное развитие подобных процессов создаст необходимые условия для реиндустриализации экономики России.

Таким образом, ресурсно-инновационная экономика – это основа возрождения могущества России, опирающаяся на богатые природные ресурсы и интеллектуальный потенциал нашего народа.

Литература

1. Указ Президента РФ В. В. Путина от 07.05.2018 г. № 204. «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года». – URL: <http://kremlin.ru/acts/bank/43027/page/1>
2. Заседание президиума Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам. 24 декабря 2018. – URL: <http://government.ru/news/35168/>
3. Распоряжение Правительства РФ от 30 сентября 2018 г. № 2101-р. – URL: <http://static.government.ru/media/files/MUNhgWFddP3UfF9RJASDW9VxP8zwcB4Y.pdf>
4. Об утверждении Комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года. 11 октября 2018. – URL: <http://government.ru/docs/34297/>

5. Узяков М. Н. Экономика России уже почти двадцать лет движется по пути энергосырьевого развития с ориентацией на экспорт ресурсов и продукции первичной переработки. Выездное заседание секции экономики Отделения общественных наук РАН по теме «Вклад топливно-энергетического комплекса в экономический рост России». – URL: <https://ecfor.ru/publication/vyezdnoe-zasedanie-seksii-ekonomiki-otdeleniya-obshhestvennyh-nauk-ran-po-teme-vklad-toplivno-energeticheskogo-kompleksa-v-ekonomicheskij-rost-rossii/>
6. Ивантер В. В. и др. Система мер по восстановлению экономического роста в России // Проблемы прогнозирования. № 1, 2018. С. 3–9.
7. Структурно-инвестиционная политика в целях обеспечения экономического роста в России / под науч. ред. акад. В. В. Ивантера. М.: Научный консультант. 2017. 196 с.
8. Второй Национальный нефтегазовый форум открылся выступлениями А. Дворковича и А. Новака: итоги первого дня. – URL: <http://oilandgasforum.ru/news/?id=477>
9. Ископаемый импульс. Ученые призывают использовать нефть и газ для развития. – URL: <http://www.poisnews.ru/theme/science/12205/>
10. URL: <http://www.ras.ru/viewnumberdoc.aspx?id=538a6f08-c972-45c1-b707-18b78cbf5494&Language=ru>
11. Дмитриевский А. Н., Масепанов А. М., Бушнев В. В. Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России // Вестник РАН. 2014. Т. 84, № 10. С. 867–873.
12. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года (утв. распоряжением Правительства РФ от 17 ноября 2008 г. № 1662-р). – URL: <http://zakonprost.ru/content/base/127093/pdf>
13. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года. Министерство экономического развития РФ. – URL: <http://economy.gov.ru/wps/wcm/connect/9e71dab-fec8-4623-a3b1-33060a39859d/prognoz2036.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=9e71dab-fec8-4623-a3b1-33060a39859d>
14. Фейнберг А. Всемирный банк разошелся с кабмином в оценках срока ускорения Экономики. – URL: <https://www.rbc.ru/economics/04/12/2018/5c0b379a9a7947098f9b4794?from=newsfeed>
15. Возможности удвоения // Коммерсантъ. № 232 от 17.12.2018. С. 2.
16. Дмитриевский А. Н., Комков Н. И., Масепанов А. М., Кротова М. В. Ресурсно-инновационное развитие России / под ред. А. М. Масепанова и Н. И. Комкова. М.: Институт компьютерных исследований, 2013. 736 с.
17. Дмитриевский А. Н., Комков Н. И., Масепанов А. М., Кротова М. В. Ресурсно-инновационное развитие России / под ред. А. М. Масепанова и Н. И. Комкова. Изд. 2-е, доп. М.: Институт компьютерных исследований, 2014. 744 с.
18. Дмитриевский А. Н., Масепанов А. М., Кротова М. В. Энергетические приоритеты и безопасность России (нефтегазовый комплекс) / под ред. А. М. Масепанова. М.: Газпром экспо, 2013. 336 с.
19. В. Путин. Выступление на Международном форуме «Один пояс, один путь». – URL: <http://www.kremlin.ru/events/president/news/54491>
20. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
21. Интервью А. Текслера газете «Чжунго нэнъюнь бао» («Китайская энергетика»). – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/12433>
22. URL: <http://expert.ru/2014/02/18/s-orogoj-na-sobstvennyj-rynok/>
23. Энергостратегия – 2035: от ресурсно-сырьевого развития к ресурсно-инновационному. – URL: <http://www.prsve.ru/newsenergy/27279/>
24. Масепанов А. М. О проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2016, № 5. С. 4–13.
25. Ивантер В. В. Рано слезать с иглы // Российская газета – Экономика. № 7285 (119) от 01.06.2017.

В.Ф. ЦИБУЛЬСКИЙ
V.F. TSIBULSKIY

УДК 330.35.01



Виктор Филиппович ЦИБУЛЬСКИЙ –
советник президента НИЦ
«Курчатовский институт»,
старший научный сотрудник,
Д.Т.Н.,
e-mail: Tsibulskiy_VF@nrcki.ru

Viktor F. TSIBULSKIY –
Advisor to President
at the NRC «Kurchatov Institute»,
Senior researcher,
Doctor of Engineering,
e-mail: Tsibulskiy_VF@nrcki.ru

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА

ENERGETIC LIMITS TO ECONOMIC GROWTH

Введение

Оценки перспектив экономического развития, как правило, представляют собой многофакторные исследования неопределенной степени достоверности, что, несомненно, обусловлено отсутствием единой научно-методической платформы и адекватной реальности математической модели развития социального общества. В приоритетном плане выводы соответствующих исследований основываются на субъективном восприятии авторами разнообразных исследований окружающего мира, а прикладываемые к ним результаты расчетов почти всегда с равным успехом можно использовать для обоснования противоположных утверждений. В отличие от научных исследований, связанных с пониманием естественных процессов происходящих в природе, экономические модели зачастую вообще не опираются ни на какую экспериментальную базу и являются чисто умозрительными.

Указанные обстоятельства послужили доминирующим мотивом попытаться построить перспективные прогнозы экономического развития, основываясь на подходах близких к естественным наукам, и за счет этого понизить в них степень субъективности в надежде на повышение достоверности оценки перспективы. Объективным основанием для таких надежд являются в первую очередь большие объемы статистической информации, которые присутствуют в современном мире в виде больших баз данных по потреблению населением материальных ресурсов и монетарным аспектам развития

экономик разных стран. Кроме этого, цивилизационная машина уже стала очень большой и случайные флуктуации на пути ее развития не оказывают такого глобального воздействия на всю систему, как это было раньше. Это дает основание выделить доминантные причины и траектории развития, опираясь на анализ ретроспективы. Наиболее многообещающими для такого рода анализа являются исследования взаимосвязи энергетического и экономического развития цивилизации.

Корреляция энергопотребления и роста экономики

Энергия, потребляемая экономикой отдельной страны или мира в целом для бытовой и производственной деятельности, является определяющей субстанцией при производстве материальных товаров. Потребление энергии в истории человечества постоянно росло. До наступления индустриальной эпохи, то есть до 1900 г., в качестве первичной энергии, дополнительной к энергии Солнца, потребление наращивалось за счет энергии ветра, движения воды в реках и сжигания растительности. По разным оценкам, потребление первичной энергии в нулевом году (рождество Христа) составляло около 20 млн т н. э., и за 19 веков, то есть к 1900 г., увеличилось до 400 млн т н. э., примерно в 20 раз. За это же время численность населения на планете увеличилось со 100 млн человек до 1–1,5 млрд, то есть более чем в 10 раз. В среднем каждый человек увеличил потребление энергии (удельное потребление) примерно в два раза. Можно этим цифрам верить, можно не верить, но, по всей видимости, даже опираясь на общие представления, можно согласиться, что рост населения планеты все же отстает от роста потребления энергии, а, значит, и энерговооруженность человека возрастает.

Так уж сложилось, что с началом индустриальной эпохи люди начали интенсивно осваивать новые первичные источники энергии, более энергоемкие в сравнении с используемыми ранее. В качестве первичных энергоисточников стали использовать уголь, нефть, газ, позднее, ближе к середине прошлого века, в качестве энергетического ресурса люди добрались и до энергии атомного ядра. В результате за один век, то есть с 1900 по 2000 гг., потребление первичной энергии увеличилось в 35 раз, в то время как численность населения планеты увеличилась лишь 6 раз. Таким образом, удельное потребление энергии на планете выросло практически в 6 раз.

И хотя современные темпы роста потребления первичной энергии снизились, они продолжают оставаться довольно высокими около 1,5–2% в год. Понятно, что столь интенсивного наращивания энергопотребления никогда бы не произошло, если бы этот фактор был малозначимым для повышения качества жизни людей.

За долгую историю сложилась практика оценки качества жизни людей в виде совокупной стоимости товаров и услуг, выраженной в ценах продукта конечного потребления, произведенных экономикой за определенный промежуток времени. Как правило, в качестве временного интервала рассматривают один год. Подсчитанная таким способом величина в денежном выражении получила название внутренний валовой продукт (ВВП), и является наиболее представительной характеристикой для оценки состояния экономики как в мире в целом, так и в отдельных странах.

Практика показывает, что количество потребляемой первичной энергии и ВВП между собой хорошо коррелируют. На рис. 1 представлен график зависимости потребления первичной энергии от ВВП мировой экономики для второй половины прошлого века. Статистические данные этого периода уже обладают достаточной надежностью, их можно оценивать как достоверные и объем статистической информации, представленный в современных базах данных, достаточен для корректных системных оценок.

Небольшие флуктуации цифр годовой статистики около аппроксимационных прямых необязательно обусловлены реальными изменениями в энергетике и экономике, в этих данных могут быть банальные ошибки и погрешности измерений, возможны отклонения, связанные с ежегодными климатическими флуктуациями, другими факторами, оказывающими влияние на оценку конечного результата. Но все эти отклонения невелики и, с разумными оговорками, можно считать, что рост валового продукта прямо пропорционален потреблению первичной энергии или электроэнергии. В целом же эта простая корреляция наглядно показывает, что современная экономика, по сути, является преобразователем первичной энергии или электроэнергии в продукт конечного потребления. Мысль совершенно банальная, но ее значимость от этого несколько не уменьшается.

...эта простая корреляция наглядно показывает,
что современная экономика, по сути, является
преобразователем первичной энергии
или электроэнергии в продукт конечного потребления

Когда рассматриваются экономики отдельных стран, то при построении балансов следует принимать во внимание большие объемы экспорта и импорта непосредственно первичной энергии и товаров, которые тоже несут в себе аккумулированную энергию, то есть большой перенос энергии между странами в современном мире. Если этот процесс учесть аккуратно, рассчитать количество энергии, потребленной в конкретной стране, и сравнить ее с ВВП, то характер корреляции между этими величинами не будет отличаться от данных усредненных по миру в целом. В практическом плане все это означает, что современная экономика не может существовать без потребления энергии в больших масштабах, и ее рост непосредственно связан с увеличением потребления энергии. Несомненно, играют большую роль и факторы технологического развития, но, к сожалению, они пока влияют преимущественно только в одну сторону, а именно – расширяют возможности людей потреблять все больше и больше энергии. Присутствуют в современной экономике, конечно, и элементы экономии энергии, но они не в состоянии сыграть доминантную роль в развитии цивилизации, по крайней мере на современном этапе.

Энергия – товар особого свойства

За многие годы использования энергии для своих целей люди приспособились применять в технологических процессах ее разные виды: энергию движения, химическую, внутреннюю и т. п. Однако наиболее привлекательной для использования в разных технологических процессах и быту оказалась электрическая форма энергии. Один киловатт

Аннотация

В статье представлены аналитические оценки взаимосвязи между таким экономическими характеристиками, как внутренний валовой продукт, потребление энергии и степень сложности экономики, характеризующей числом этапов передела продукции. Эти оценки в значительной степени опираются на статистические данные для мировой и российской экономики. Рассмотрение, в рамках представленной модели, возможности повышения темпов роста ВВП отечественной экономики потребует существенного снижения тарифов на энергию и увеличение масштабов ее производства

Ключевые слова:

энергетика, электроэнергия, внутренний валовой продукт, этапы передела продукции, структурная сложность экономики

Abstract

The article presents analytical estimates of the relationship between such economic characteristics as gross domestic product, energy consumption and complexity of economy characterized by the number of product conversion stages. These estimates to a great extent are based on statistics for the global and Russian economy. As part of introduced model, consideration of possibility for GDP growth benefit of domestic economy will require a significant reduction in energy rates and an increase in the scale of its production

Keywords:

energy, electricity, gross domestic product, stages of product conversion, structural complexity of the economy

час электрической энергии эквивалентен $3,6 \cdot 10^6$ Дж. Чтобы получить это количество электроэнергии надо израсходовать примерно 210 гр. нефтяного эквивалента условного топлива (коэффициент преобразования тепловой энергии в электрическую в этом случае около 0,4). Сейчас в мире вырабатывается за год примерно $24 \cdot 10^{12}$ кВт·ч электроэнергии. Основная часть электроэнергии получается из ископаемого топлива, при этом сжигается примерно 4,2 млрд т н. э. ископаемого топлива. Формально энергию можно рассматривать как обычный товар, но две особенности все же требуют формирования к нему эксклюзивного отношения и не позволяют уравнивать его сущность с любым другим товаром.

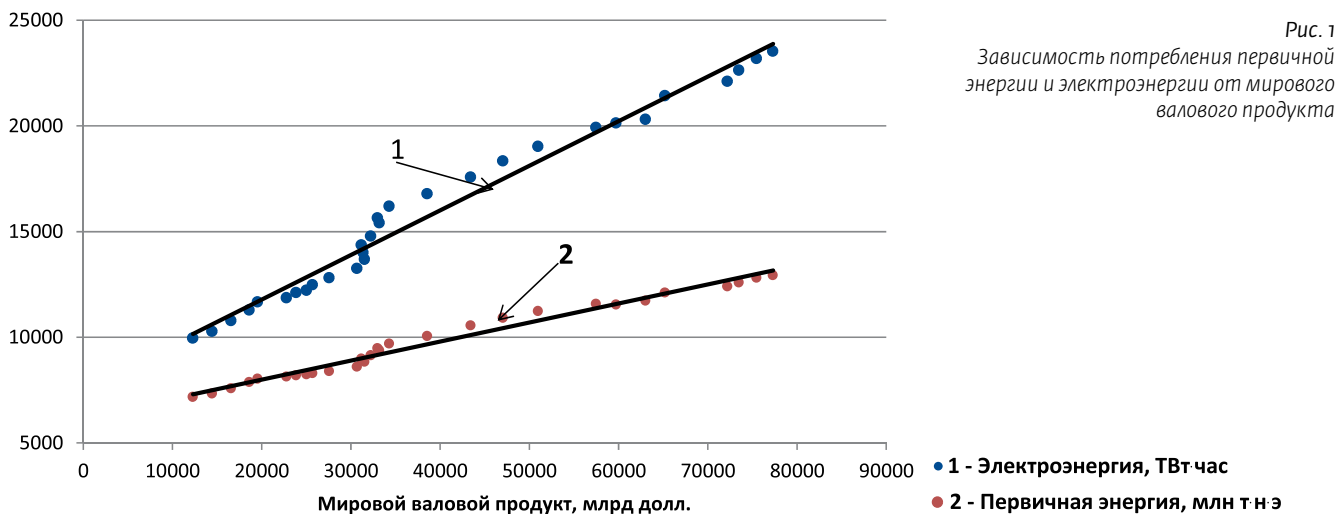
Первая особенность – в современной экономике энергия расходуется при производстве каждого товара. Ни один из товарных продуктов в материальной сфере не может быть произведен без энергетических затрат. Другого такого товара нет. Вторая особенность – энергию, расходуемую в товарном производстве, нельзя заменить другим товаром. Такого рода особенности предполагают, что при росте цены на энергию, а по этой причине и сокращение ее потребления, производство всех материальных товаров будет испытывать затруднения. Повышение цены на энергию до определенного уровня приведет к тому, что рост производства товаров остановится. При дальнейшем увеличении цены энергии начнется сокращение производства практически всех товаров. Экономика начнет деградировать.

Указанное обстоятельство качественно отличает энергию от любого другого товара. В экономике можно отказаться практически от любого товара, включая и сырьевые товары, извлекаемые непосредственно из окружающей среды, или заменить аналогичным по функциональному назначению. В крайнем случае можно вообще отказаться от использования в экономике данного товарного продукта. Экономического краха это не вызовет. Отказаться от энергии нельзя. Практический вывод из этих простых рассуждений заключается в следующем, существует некоторая предельная цена на энергию потребляемую экономикой, превышение которой неизбежно приведет к ее упадку и деградации. Чем дешевле энергия, тем легче развивается экономика. По всей видимости, для разной степени развития экономики эта предельная цена будет различаться. Для примитивного общества цена энергии может быть и очень большой, оно все равно будет

развиваться, для высокоразвитого общества цена энергии должна быть маленькой. Дорогая энергия не нужна развитому обществу. Только дороговизну и дешевизну нужно определять не в долларах или рублях, а в долях валового продукта, тогда это будет означать какую часть своих усилий готовы затратить люди на обеспечение экономики своей страны энергией. Чтобы разобраться с этими простыми утверждениями следует понять, каким образом энергия конвертируется в ВВП.

Структурная сложность экономики и затраты энергии

В рыночной, да и в любой другой, экономике производство товаров структурировано по этапам передела. На каждом из этапов выполняется часть общего процесса производства разнообразных товаров конечного потребления. Такая организация позволяет создавать весьма сложный товарный продукт за относительно небольшое время. Эту особенность повышения эффективности производства за счет параллельного выполнения разных технологических этапов представил в своей замечательной книге еще А. Смит, рассматривая процесс создания конечного продукта на примере параллельных этапов выполнения разных работ при производстве булавки. Только в условиях разделения труда можно делать сложные продукты, включающие в себя сотни и тысячи разнообразных частей, более простых товаров, и делать это в короткие промежутки времени. Например, чтобы сделать велосипед, нужно произвести железо, сделать из него детали нужного профиля, резину и т. д. Если все это будет последовательно делать один человек, ему и жизни не хватит. А если все эти работы будут разделены между многими людьми, которые будут выполнять свою работу одновременно, тогда результат можно получить весьма быстро. В этом и заключается основное преимущество разделения труда. Кроме этого, выполняя одну и ту же работу многократно, обеспечивается и совершенствование мастерства работника. Но это не очень важно. Принципиально важно другое – в случае разделения труда неизбежно должен возникнуть процесс обмена товарами, большей частью в виде полуфабрикатов, которые совершенно необходимы для создания конечного продукта.



Что означает такое разделение труда на практике и как формируется цена на конечный продукт? Предположим работники выполняют ограниченный набор технологических операций и свой товарный продукт, например, стальные заготовки, продают на рынке. Этот товар еще не является товаром конечного потребления. На следующем этапе передела необходимо обработать эти стальные заготовки, сделать из них, например детали для автомобиля, и отправить на следующий этап передела продукции, где уже будут этот автомобиль собирать. Процесс создания автомобиля – это многостадийный процесс, в котором участвует большое количество людей. Пусть на каждом из этапов производства потребляется количество энергии ΔE_i . Предположим, что эту энергию мы покупаем по цене C_0 (долл./Дж). Тогда на первом переделе, например – добыча железной руды, если считать, что мы берем руду бесплатно у природы, количество денег, которые мы должны заплатить, будет равно $S_1 = \Delta E_1 \times C_0$. Процесс добычи руды включает в себя извлечение из месторождения какого-то количества породы, обогащение ее до нужного стандарта и перевозку ее на предприятие по выплавке стали. Когда мы будем отправлять эту продукцию на следующий передел, то есть на завод по выплавке стали, подготовленную руду можно продать по цене никак не меньше S_1 , иначе мы просто разоримся. Кроме этого, надо заплатить налоги, получить некоторую прибыль. Таким образом, для следующего этапа передела покупателю придется заплатить $S_1 \times (1 + \epsilon_1)$, где ϵ_1 – налоги и прибыль, выраженные в долях от затрат. На втором этапе (выплавка стали из привезенной руды) затраты на энергию составят $S_2 = \Delta E_2 \times C_0$. Цена, по которой будет продана продукция после этого этапа передела, будет учитывать и затраты на первом этапе передела, то есть для третьего этапа передела продукция будет продаваться по цене $S_1 \times (1 + \epsilon_1) + S_2 \times (1 + \epsilon_2) = S_1 \times (1 + \epsilon_1) \times (1 + \epsilon_2) + S_2 \times (1 + \epsilon_2)$. Как видно из этого соотношения, затраты на первом этапе передела увеличивают стоимость продукции как за счет

собственных налоговых отчислений, так и за счет отчислений на втором этапе передела. А если будут и следующие этапы передела, то и за счет их налогов будет увеличиваться стоимость товара. В конечном итоге при N-этапах передела продукции ее стоимость, как товара *конечного* потребления, составит:

$$S_1 \times \prod_{i=1}^N (1 + \epsilon_i) + S_2 \times \prod_{i=2}^N (1 + \epsilon_i) \dots S_N \times (1 + \epsilon_N) = \text{ВВП} \quad (1)$$

При этом суммарные затраты энергии составят:

$$\sum \Delta E_i = E_{\text{tot}} \quad (2)$$

Следует отметить, что параметр ϵ_i достаточно значим и составляет величину в диапазоне от 0,1 до 0,5, физическое его содержание это суммарная доля прибыли, налога на добавленную стоимость, налога на использование природных ресурсов, доля платежей пенсионного налога и т. д. Этот параметр имеет большую степень неопределенности, зачастую в него попадают и разного рода криминальные и коррупционные отчисления. В современной экономике непосредственные затраты на энергию $S_{\text{tot}} = E_{\text{tot}} \times C_0$ составляют лишь небольшую часть величины валового продукта. Сейчас затраты на первичную энергию составляют около 6% мирового валового продукта, а затраты на электроэнергию около 3%. То есть множители, которые стоят перед прямыми затратами энергии, имеют большие значения за счет многократного учета разного рода отчислений. Но если вдруг кому-то покажется, что в силу незначительности затрат на энергию ими можно пренебречь, или установить на энергию необоснованно придуманные тарифы, экономика такого государства попадет в кризис.

Формулу (1) легко переписать в виде:

$$E_{\text{tot}} \times C_0 \times K_{\text{перел}} = \text{ВВП} \quad (3)$$

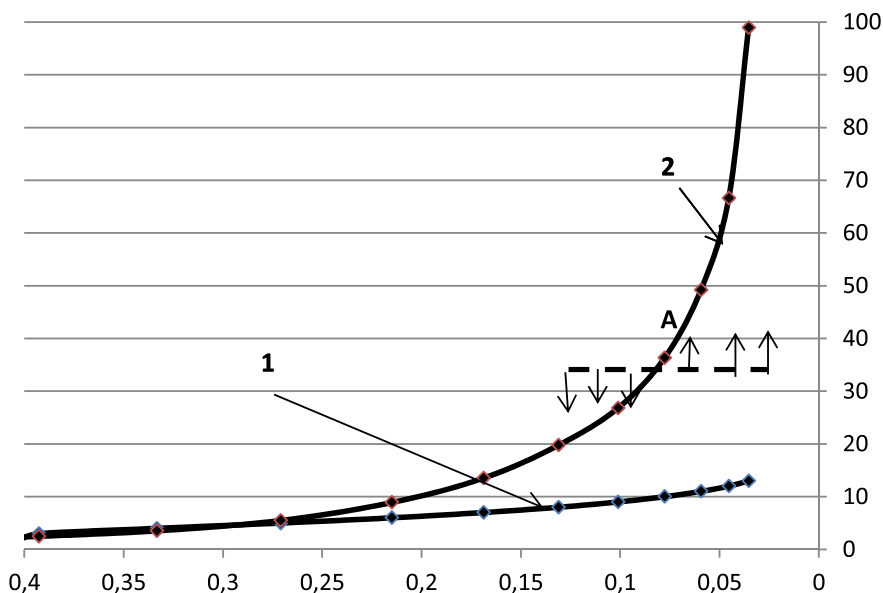


Рис. 2
Зависимость ВВП и числа переделов
продукции от стоимости энергии,
выраженной в долях валового продукта

Доля затрат на энергию
(в единицах ВВП)
1 - число этапов передела продукции
2 - ВВП

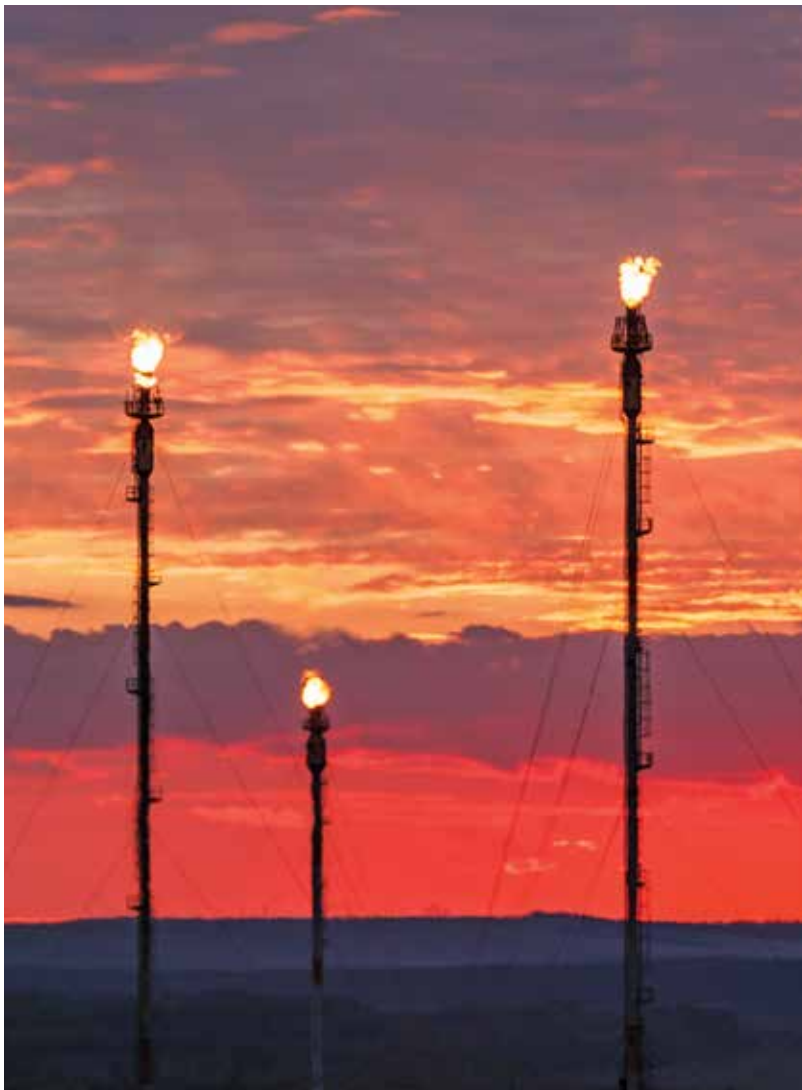
где:

$$K_{\text{перед}} = (S_1 \times \prod_{i=1}^N (1+\epsilon_i) + S_2 \times \prod_{i=2}^N (1+\epsilon_i) \dots S_N \times (1+\epsilon_N)) / E_{\text{топ}} \times C_o \quad (4)$$

$K_{\text{перед}}$ – коэффициент, зависящий от числа переделов продукции (N) в экономике конкретной страны, и означает во сколько раз надо увеличить суммарные затраты на энергию, чтобы получить величину валового продукта. Тогда величина $1/K_{\text{перед}}$ будет означать, какую долю от валового продукта составляют затраты на обеспечение экономики энергией. Можно качественно построить график зависимости ВВП от доли затрат на энергию. На рис. 2 такой график построен для мировой экономики. Полезно рассмотреть одновременно с этим и зависимость числа переделов продукции от доли затрат на энергию.

Представленные здесь зависимости являются характеристиками равновесного состояния экономики, которое в рамках данного рассмотрения зависит от уровня сложности экономики – среднего числа переделов продукции присутствующих в технологических процессах и затрат на обеспечение экономики энергией, выраженных в долях от ВВП. Из формул, представленных выше, легко определить, что чем меньше число переделов продукции присутствует в экономике, технологических процедурах, связанных с производством конкретного товара, тем больше будет стоить энергия, и, следовательно, доля ВВП, направленная на потребление в неэнергетический сектор, уменьшится. Это, конечно, справедливо при фиксированной налоговой нагрузке (одних и тех же коэффициентах ϵ_i). Число переделов продукции характеризует сложность экономики и то, насколько быстро она может адаптироваться к новым условиям, если такие возникнут.

Представленный здесь механизм балансировки экономики работает очень просто. Предположим, экономика находится в точке А. По каким-то причинам произошло изменение цены на энергию, на рис. 2 это обозначено перемещением по черной пунктирной линии. Цена может или увеличиться, или снизиться. Снижение цены позволяет усложнить экономику, переместиться вправо по черной линии, что будет соответствовать увеличению числа переделов продукции, усложнению экономической структуры, а это приведет к росту ВВП. В обратном варианте,



когда цена увеличится, доля энергии в ВВП тоже увеличится, от точки А придется сместиться влево. Соответствующая этому состоянию допустимая сложность экономики понизится, потребуется сократить число переделов продукции, а затем уменьшится и валовой продукт.

Представленное здесь описание взаимосвязи энергопотребления, числа переделов продукции и ВВП, конечно, в значительной степени модельно и представлять его в качестве некоторой обобщенной теории явно преждевременно. Однако физическая модель взаимосвязи указанных показателей просматривается. Более того, в некоторых ситуациях можно, опираясь на практический опыт, получить подтверждение убедительности приведенных рассуждений.

Например, можно рассмотреть развитие экономики России с 1995 по 2017 годы. На рис. 3 представлен график корреляции между ВВП и электропроизводством. Здесь представлены данные Росстата. В те годы, когда экономика росла, росло и производство электроэнергии, а в те годы, когда экономика сокращалась, снижалось и производство электроэнергии. Как видно из графика, корреляция между величинами очевидная. После 2015 г., когда был достигнут максимум ВВП, развитие экономики страны остановилось, и даже снизилось. Сейчас идет постепенное ее восстановление. На протяжении последних четырех лет практически нет роста электропроизводства и нет роста ВВП. Процент с небольшим, который эпизодически озвучивают власти, нельзя серьезно рассматривать как показатель преодоления кризиса. Погрешность данных выше. По всей видимости, причина происходящего с экономикой в другом. В настоящее время цены на основные энергоресурсы, потребляемые внутри страны (природный газ и электроэнергия), устанавливаются тарифами. А тарифы эти таковы, что доля затрат ВВП на электроэнергию в России превышает 6%, а на первичную энергию около 11%. В настоящее время превышение затрат на электроэнергию более 4%, а на первичную энергию на 10% – неизбежно приводит к кризису экономики и ее деградации. Для сравнения: затраты на элек-

Еще одна
неприятность
заключается в том, что
состояние экономики
2018 и 2014 гг.
совпадают с хорошей
степенью точности,
и предпосылки
повторения кризиса
2015 г., с падением
производства,
небезосновательны

троэнергию в среднем по миру около 3,5%, в развитых странах менее 2,5%. Затраты на первичную энергию в мире около 7%, развитых странах порядка 5–6%.

Представленные фактические данные по экономике России позволяют сделать вывод о том, что препятствием для экономического роста в стране являются высокие цены на энергоресурсы. Скорее всего, пока ценовые пропорции на энергию не придут в соответствие с практикой, допускающей структурное усложнение экономики, мало оснований рассчитывать на серьезный экономический рост. Следует снизить затраты на электроэнергию до уровня 3–4% ВВП, это станет ресурсом для структурного усложнения экономики и роста ВВП. Еще одна неприятность заключается в том, что состояние экономики 2018 и 2014 гг. совпадают с хорошей степенью

точности, и предпосылки повторения кризиса 2015 г., с падением производства, небезосновательны.

Заключение

Из проведенного исследования обоснованно можно спрогнозировать, что и в обозримой перспективе простая линейная корреляция между потреблением энергии и валовым продуктом сохранится. Это справедливо и для мира в целом, и для отдельных стран. Учитывая, что с 2000 г. Россия в мировом рейтинге по удельному потреблению электроэнергии опустилась на 30-е место, приоритетным направлением энергетической политики должно стать наращивание масштаба производства и потребления электроэнергии. Необходимо обеспечить рост потребления энергии, и только при этом условии можно стимулировать усложнение структурной сложности экономики и обеспечить ее рост.

Принимая во внимание особенность отечественной экономики, где определяющая часть внутреннего потребления энергии регулируется тарифами, необходимо создать и реализовать такую тарифную политику, которая будет стимулировать рост потребления энергии. Это совершенно необходимое условие.

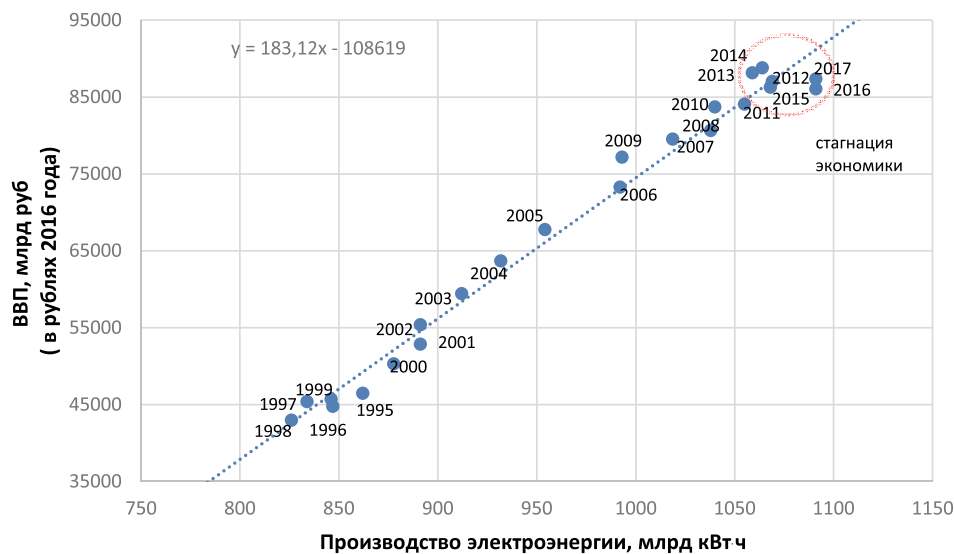


Рис. 3
Корреляция между ВВП России
и производством электроэнергии
(по данным Росстат с 1995 по 2017гг)



Анатолий Владимирович ТИХОНОВ – генеральный директор ФГБУ «РЭА» Минэнерго России, член Научно-координационного совета журнала «Энергетическая политика»

ЦИФРОВИЗАЦИЯ – ЭТО НАСТОЯЩЕЕ

В современном мире цифровые технологии становятся драйверами развития инновационных процессов и активно проникают в большинство отраслей мировой экономики. Энергетика – одна из наиболее перспективных областей применения цифровых разработок. Цифровизация российского топливно-энергетического комплекса является залогом успешного ресурсно-инновационного развития страны, конкурентоспособности наших энергоносителей на мировом рынке, позволяя повысить результативность и эффективность использования природных, производственных, денежных, трудовых и интеллектуальных ресурсов.



Поэтому в последние годы усилия как Министерства энергетики Российской Федерации, так и Российского энергетического агентства Минэнерго России направлены в сторону развития и внедрения передовых цифровых технологий в отраслях ТЭК. Уже сегодня в этой сфере проводится планомерная и последовательная работа. Мы планируем систематизировать уже полученный опыт внедрения цифровых решений, совместно с компаниями ТЭК и экспертным сообществом сформировать целевое видение цифровизации, базовые требования и критерии к внедряемым решениям.

Напомним, что топливно-энергетический комплекс Российской Федерации обеспечивает треть национальной экономики. В то же время волатильность цен, объемов потребления, торговых барьеров на рынках энергоносителей на фоне непрерывного снижения эффективности производства и капитальных вложений в топливно-энергетическом комплексе России формируют ключевой вызов не только национальной безопасности государства, но и международной энергетической безопасности. В цифровой экономике ключевыми средствами производства являются машинно-обработываемые знания и данные или цифровые двойники. Цифровая модель при принятии технико-экономических и политических решений может дать понимание по количественным и доказательным оценкам их результативности и эффективности этих решений. Таким образом, итог предполагаемых нововведений станет возможно прогнозировать заранее, еще до того, как идея реализуется.

При помощи цифровых решений можно будет анализировать и прогнозировать баланс спроса и потребления внутреннего и внешних рынков, влияние технологий на международную конъюнктуру, эффективность капиталов-

ложений в те или иные проекты. Все это позволит наиболее эффективно вырабатывать меры регулирования, которые обеспечат рост экономической эффективности и приведут к повышению влияния России на международном энергетическом рынке, долгосрочной конкурентоспособности и безопасности российской экономики.

Для достижения бесперебойной работы цифровой модели энергетики необходимо внедрение ряда ключевых механизмов. В первую очередь речь идет о создании постоянно действующих, совершенствуемых во времени аналитических моделей энергетики и окружающей среды, интеграции информации о конкретных субъектах, активах, процессах в методологически единой информационной среде. Также

Цифровая модель при принятии технико-экономических и политических решений может дать понимание по количественным и доказательным оценкам их результативности и эффективности

необходимо развитие методологии оценки, прогнозирования, мониторинга, управления, регулирования и контроля параметров и показателей технико-экономического состояния энергетики, совершенствование и развитие системы нормативных документов, развитие системы обучения, подготовки и аттестации специалистов.

Именно для решения этих задач и наиболее продуктивной работы по цифровизации отраслей ТЭК в глобальном масштабе на базе Российского энергетического агентства был создан Центр компетенций цифровой трансформации ТЭК, который станет площадкой для консолидации лучших практик и опыта энергокомпаний в сфере цифровой трансформации и одновременно центром мотивации к развитию



цифровых компетенций персонала энергокомпаний. В число функций прогнозно-аналитического и экспертного бюро как раз входит координация и сопровождение научно-исследовательских работ по вопросам цифровизации, ведение реестра проектов по цифровизации в ТЭК, техническая и экономическая экспертиза, мониторинг международного опыта и хода реализации ключевых проектов по цифровизации в ТЭК. Такой орган позволит наиболее эффективно и оперативно отслеживать этапы внедрения цифровых технологий, и при необходимости корректировать существующую стратегию, тем самым достигнуть наиболее высоких темпов цифровизации энергетики.

На базе Центра в течение 2018 года РЭА Минэнерго России провело ряд научно-исследовательских работ. В частности, были разработаны предложения по основным направлениям и базовым технологиям цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса России, методики оценки эффективности национальных проектов по внедрению инновационных технологий и современных материалов в энергетике, собрана и проанализирована информация о потребностях субъектов ТЭК России в совершенствовании правовой и нормативной технической базы в сфере цифровой энергетики. Помимо этого мы детально изучили зарубежный опыт внедрения цифровых технологий, где у наших зарубежных партнеров есть успешные проекты.

Например, испанская компания Repsol, где было внедрено комплексное IT решение по оптимизации процесса геолого-разведки месторождений, увеличила показатели успешности бурения до 50% по сравнению со средним показателем по от-



расли в 20%. Норвежская Equinor за счет системы удаленного мониторинга состояния приводов компрессоров установки SIDRIVE IQ сократила время простоя до 70%, а расходы на техническое обслуживание – до 20%. Увеличить длительность цикла непрерывной работы энергоблоков электростанции до 500 дней и снизить себестоимость производства электроэнергии на 30% удалось компании Bruce Power, которая задействовала платформу GE Predix Asset Performance Management. Система позволяет увеличить располагаемую рабочую мощность атомных станций при сохранении требуемого уровня безопасности и оптимизировать программу ремонта и технического обслуживания, перейдя на риск-ориентированное управление активами.

Всего мы проанализировали 50 зарубежных проектов цифровизации по добыче углеводородов, нефтепереработке, производству тепловой и электрической энергии, транспортировке электрической энергии, добыче угля. Международный опыт подтвердил необходимость формирования предупредительного управления результатом экономической деятельности как на уровне корпораций, так и на уровне государств, международных союзов и региональных партнерств. Эксперты пришли к выводу, что основным направлением для цифровизации отрасли нефтедобычи и газодобычи является повышение целостности управления активами на протяжении их жиз-

ненного цикла, технологического процесса, территориально-сетевого размещения, механизмов управления. В угольном секторе цифровизация способна улучшить геологическое моделирование, а также оптимизировать процесс добычи и связанных с ним процессов при использовании автоматизации, прогнозного технического обслуживания, охраны здоровья и безопасности персонала.

Безусловно, мы будем применять лучшие зарубежные практики для российских предприятий, при этом необходимо развивать собственные компетенции. Обратившись в ходе исследования к опыту отечественных компаний ТЭК в части цифровизации, мы пришли к выводу, что по многим параметрам мы не отстаем от зарубежных коллег. Наиболее активно технологии цифровой трансформации в России сегодня используют «Россети», «ФСК ЕЭС», «Газпром», «Татнефть», «Газпром нефть», ЛУКОЙЛ, «СИБУР Холдинг», «Роснефть», «Новатэк», «Сургутнефтегаз», угольные компании СУЭК, «Мечел», «Южный Кузбасс».

Например, СУЭК занимается внедрением проектов «Цифровая шахта» и «Цифровой карьер», которые позволяют развивать диспетчеризацию подземных и открытых горных работ. В результате повышается уровень охраны труда и безопасности работников, оптимизируются затраты на всю производственную цепочку, увеличивается добыча.

«Интер РАО» внедряет системы сбора, передачи и расчета технической информации на электростанциях. Проект предусматривает проектирование и установку различных приборов и датчиков, а также создание ИТ-системы мониторинга поступающей с них информации. Параллельно идет процесс категоризации оборудования и составления каталога нормативно-справочной информации. Ожидаемый эффект – повышение показателей надежности оборудования в течение пяти лет за счет улучшения наблюдаемости, автоматизации ручного труда, внедрения, а также получения информации об изменении качественных характеристик оборудования после его ремонта или замены.

«Росатом» в числе цифровых технологий применяет искусственный интеллект, облачные технологии, системы предиктивной аналитики работы генерирующего оборудования, цифровой двойник АЭС. Таким образом, компания создает электронную цифровую модель жизненного цикла АЭС, что позволяет предупредить ряд рисков – снизить травматизм персонала АЭС, трудозатраты сотрудников, а также увеличить прибыль предприятия.

В ходе исследования уровня цифровизации производственных процессов компаний мы также попытались оценить общий уровень кадровой готовности компаний к трансформации, проанализировать ключевые цифровые компетенции и мотивацию персонала на их развитие. И нами с радостью было отмечено, что многие корпорации

занимаются подготовкой кадров в данном направлении, организуют программы обучения, в том числе совместно с ведущими вузами. Наибольшее количество целевых взаимодействий и совместных программ с образовательными организациями было выявлено в нефтегазовом секторе, несколько меньше – в электроэнергетическом. Уверены, что это успешная практика, которую необходимо развивать.

Мы не раз подчёркивали, что для дальнейшего распространения цифровых технологий в ТЭК требуется консолидация усилий в различных областях экономики, кадров и права. В частности, речь идет о формировании необходимой для цифровизации правовой среды, а также постоянно действующих институтов, нацеленных на научно-обоснованное выявление направлений технологического развития и цифровой трансформации, создание инструментов разработки серийных промышленных технологий для цифровой трансформации ТЭК. Кроме того, механизмы, направленные на развитие цифровых технологий и платформенных решений, должны быть учтены во всех стратегических и нормативно-правовых актах ТЭК.

Важным инструментом цифровизации также станет разрабатываемая Российским энергетическим агентством Государственная информационная система ТЭК, которая позволит аккумулировать и систематизировать данные отрасли. С ее помощью мы сможем повысить эффективность информационно-аналитического обеспечения деятельности как Минэнерго России, так и других государственных органов, а также прозрачность работы энергетических компаний и доступность информации о них для населения и субъектов хозяйственной деятельности. Есть перспективы глубокой интеграции ГИС ТЭК в цифровую экономику посредством трансформации системы в многофункциональную платформу.

В конечном итоге распространение и развитие цифровых решений в ТЭК в перспективе сможет не только обеспечить наиболее эффективную работу отрасли, но и даст импульс для масштабных технологических прорывов в смежных областях, станет дополнительным драйвером для развития всей российской экономики. Сейчас важно, чтобы всем участникам рынка ТЭК пришло понимание, что цифровизация – это уже не будущее, это – настоящее.





Анатолий Борисович ЯНОВСКИЙ – Заместитель Министра энергетики Российской Федерации, член Научно-редакционного совета журнала “Энергетическая политика”, Доктор экономических наук



ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ГОРИЗОНТЫ

Общий прогноз энергопотребления у нефтяных мейджеров довольно схожий – по их мнению, глобальный спрос на энергию до 2040 года вырастет с нынешних 13,91 млрд т н. э. до около 18 млрд т н. э.

Растущее потребление

Энергетическая система является результатом многолетнего воздействия правительств стран, потребителей и поставщиков. Ключевым в этом процессе выступает стремление общества найти надежный и доступный источник энергии. В результате, нет ничего удивительного в том, что углеводороды на сегодняшний день составляют более 80% от мирового энергетического баланса.

В настоящее время перед обществом стоит одна из самых сложных задач: как обеспечить больше энергии для растущего населения мира, решить экологические проблемы, а также сократить выбросы парниковых газов, которые, как считается, способствуют изменению климата? На этом постулате строится каждый из возможных сценариев развития мирового энергопотребления, подготавливаемые одними из крупнейших энергетических компаний – British Petroleum, Shell и Exxon Mobil.

Каждая из трех глобальных энергетических компаний, при этом, видит будущее энергетики по-своему. Различия, в основном, скрыты в динамике спроса на каждый из источников энергии в отдельности. Общий прогноз энергопотребления у нефтяных мейджеров довольно схожий – по их мнению, глобальный спрос на энергию до 2040 года вырастет с нынешних 13,91 млрд т н. э. до около 18 млрд т н. э. (см. табл. 1)

Схожесть глобальных долгосрочных прогнозов вполне объяснима – во всех рассмотренных сценариях мировой ВВП должен удвоится к 2040 году. Это произойдет благодаря укреплению благосостояния в быстрорастущих развивающихся странах.

Еще один важный мотив прогнозов мировых концернов – это рост спроса на электроэнергию, в том числе в транспортном секторе.

Так, доля электроэнергии в конечном потреблении энергии возрастает с 18% сегодня до 26% к 2030 году и до 50% в период до 2060 года. При этом, возобновляемая энергия превзойдет нефть, газ и уголь в качестве основного источника энергии уже в 2050-х годах. В то же время доля электрического транспорта в общем километраже всех транспортных средств мира возрастет с нынешних 8% до примерно 25% к 2040 году.

Несмотря на растущую популярность возобновляемых источников энергии, спрос на ископаемое топливо в период до 2030 года, в основном нефть, продолжит рост (См табл. 2).

С учетом растущей электрификации транспорта, спрос на нефть будет постепенно уменьшаться в транспортном секторе и пропорционально расти за счет нефтехимии. Рост числа электромобилей приведет к тому, что уже к 2030 году нефтехимия станет основным источником роста спроса на нефть, сместив транспортный сектор с первого места. Основной спрос, при этом, продолжат обеспечивать страны АТР.

Любопытно то, что еще одним ограничителем роста спроса на нефть выступит ужесточение экологического законодательства ряда стран ОЭСР в отношении использования пластмасс. Так, в мире начинают все чаще использовать переработанную пластмассу и все реже стараются использовать «одноразовую». В итоге, в следующие 20 лет вторичное использование пластмасс может вырасти еще на 30%. Это несколько снижает рост спроса на нефть примерно на 3 млн б/сутки.

Спрос на «чистую» энергию

В отличие от нефти, газ, наравне с возобновляемыми источниками энергии, станет одним из самых быстрорастущих сегментов энергетики. Так, спрос на газ в период с 2020 г. по 2025 г будет увеличиваться на 2% ежегодно и на 1,5% в период с 2025 г. по 2030 г., достигнув своего пика примерно к середине 30-х. Таким образом, к 2030 году спрос вырастет от 30% (по прогнозу Shell) до 40% (по мнению BP) до 4,2 млрд тонн н. э. (табл. 3). По большей части, такой динамике газ будет обязан росту спроса на сжиженный природный газ (СПГ). Именно он станет наиболее динамичным сегментом, в том числе за счет постепенного снижения использования угля в энергетике и промышленности.

Что касается ВИЭ, то их потребление будет расти чуть быстрее. В период 2017–2030 гг. их потребление вырастет в 1,5 раза – с 2,3 млрд т н. э. до 3,5 млрд т н. э. (см. табл. 4), таким образом впервые в истории сравнявшись с традиционным топливом – углем (см. табл. 5). В то же время, потребление угля в мире, по мнению Shell, продолжит расти.

Прогноз Shell во многом основан на сделанных за последние 10 лет инвестициях в генерацию в Индии и Китае, поясняют эксперты. При этом такие электростанции потенциально могут избежать «озеленения», что будет возможно за счет сжигания биомассы, которая может частично заменить уголь, при этом сохраняя угольные электростанции встрою, считают в компании.

Таблица 1.
Рост потребления энергии в период с 2017 по 2040 гг. в млрд т н. э.

	BP	Exxon	Shell
потребление (2017 г.)	13 900		
2020	14 000	14 590	15 624
2025	15 000	15 447	17 000
2030	16 000	16 203	17 640
потребление (2040 г.)	18 000	17 161	18 000

При этом, Россия также продолжит укреплять свое лидерство на мировом угольном рынке. К 2025 году добыча угля в России вырастет до 560 млн т, а к 2030 году эта цифра может увеличиться еще на 30 млн т до 590 млн тонн. При этом, доля России на мировом угольном рынке вырастет с 14% до 22,4%, а общий объем международной торговли углем, по прогнозам Минэнерго России, вырастет на 1,2% (по сравнению с 2017 годом) до 1600 млн тонн.

Стойкое «озеленение»

В целом, односторонние прогнозы мировых нефтегазовых компаний, их видение будущих энергетических рынков и тенденций могут меняться от года к году. Это зависит от развития мировой экономики, технологий, доступности

Таблица 2

	BP	Exxon	Shell
Потребление нефти в период до 2030 г.	5 млрд т н. э. (+0%)	5,3 млрд т н. э. (+6%)	5 млрд т н. э. (+0%)

Таблица 3

	BP	Exxon	Shell
Потребление газа в период с 2017 г. до 2030 г. (млрд т н. э.)	2017–3,2	2017–3,2	2017–3,2
	2030–4,5	2030–4,4	2030–4,2

ресурсов и потребительских предпочтений, наконец, даже мировой политики и конъюнктуры. Очевидно, что спрос на товары, услуги и виды деятельности, которые требуют энергии для их производства или потребления, продолжит расти, что обусловлено увеличением численности населения и желанием роста его благосостояния.

Задача энергетических компаний и общества в целом состоит в том, чтобы удовлетворить этот растущий спрос, одновременно способствуя повышению устойчивости энергетики и в то же время учитывая тенденции на ее постепенное «очищение». Как хорошо видно из последних про-

гнозов, последняя тенденция на «озеленение» генерации, кажется, сохранится при любых экономических условиях. В то же время вопрос отказа от ископаемых источников энергии как «наименее экологичных и эффективных», пока остается под большим вопросом – найти замену топливу, занимающему более 50% в суммарном мировом энергопотреблении, пока сложно. Очевидно, что в среднесрочной перспективе ближайших 10–15 лет компании продолжат вкладывать значительные средства в поиск энергии, в том числе ископаемой, но в то же время постепенно смешивая ее с «зеленой» энергией.

Таблица 4

	BP	Exxon	Shell
Потребление энергии ВИЭ в период с 2017 г. до 2030 г. (млрд т н. э.)	2017–2,1	2017–2,1	2017–2,1
	2030–3,5	2030–2,8	2030–3,8

Таблица 5

	BP	Exxon	Shell
Потребление угля в период с 2017 г. до 2030 г. (млрд т н. э.)	2017–4	2017–4	2017–4
	2030–3,5	2030–3,45	2030–4,5



ДЕМПФЕР —

РОССИЙСКОЕ НОУ-ХАУ НАЛОГОВОЙ ПОЛИТИКИ

Прошлый 2018 год стал проверкой на прочность для российской нефтяной отрасли. На фоне сдерживания добычи нефти в рамках соглашения стран ОПЕК и не-ОПЕК, резкого роста цен на нефть до 70 долл. за баррель, ослабления курса рубля и роста акцизов на бензин и дизель, топливо внутри страны начало уверенно дорожать. В мае стоимость литра бензина уже подошла к отметке 50 рублей. С учетом того что доля влияния топливных цен на общий уровень инфляции составляет порядка 10%, к середине года стали возникать серьезные риски ее неконтролируемого роста в целом по году и усиления социальной напряженности в регионах. В этих условиях правительство приняло ряд экстренных решений по изменению налоговой системы нефтяной отрасли с 1 января 2019 года, направленный на оптимизацию добычи нефти и стабилизацию ситуации на внутреннем рынке топлива. И если первый блок налоговых изменений представлял собой продолжение предыдущей финансовой политики и заключался в поэтапном повышении НДС при пропорциональном снижении экспортной пошлины на нефть, то второй блок под названием «демпферный акциз на нефть» стал уникальной разработкой российских чиновников из Минфина и Минэнерго, аналогов которой в мире пока нет.

Налоговый маневр как сложное уравнение

Согласно решению правительства, с 1 января 2019 года в России запустился процесс завершения налогового маневра, который предполагает постепенное уменьшение экспортной пошлины на нефть вплоть до ее обнуления к 2024 году. Для обеспечения постепенного обнуления пошлины на нефть вводится специальный корректирующий коэффициент, который будет уменьшаться год от года в течение 6 лет. Так, в 2019 году предельные ставки пошлины (выше которых не может быть установлена пошлина, рассчитываемая по формулам правительства) умножаются на корректирующий коэффициент 0,833, в 2020 году — 0,667, в 2021 году — 0,5, в 2022 году — 0,333, в 2023 году — 0,167, в 2024 году — 0. Таким образом, с 2024 года экспортная пошлина на нефть в России будет отменена. Одновременно продолжается плановое постепенное повышение НДС. Для этого еще в 2017 году в одну из формул, лежащих в основе расчета этого налога, был введен специальный коэффициент, который плавно повышался в 2017–2021 годах.

В 2018 году он достигал 357, в 2019–2021 годах — 428. Все льготы по экспортной пошлине на нефть, которые получали нефтяные компании, зеркально трансформированы в НДС.

Эти изменения налоговой системы, безусловно, крайне выгодны государству, так как обеспечивают более высокие доходы в федеральный бюджет. Однако они же ставят под вопрос эффективность поставок нефти на внутренний рынок, особенно в условиях отсутствия у компаний собственных НПЗ. Поэтому с завершением налогового маневра, перед правительством возникла задача создания более привлекательных условий для переработки нефти в России. Решить ее просто можно было, казалось, за счет отказа от планового повышения акцизов на бензин и дизельное топливо в 2019–2021 годах. Но это означало бы очередные потери бюджета, пойти на которые правительство не могло. В итоге, в 2019 году акцизы на бензин выросли на 4,1 тыс. рублей до 12,3 тыс. рублей на тонну, в 2020 году они увеличились до 12,75 тыс. руб./т, в 2021 году — до 13,26 тыс. руб./т. Акцизы на дизельное топливо выросли на 2,87 тыс. рублей — до 8,54 тыс. руб./т, затем они будут расти до 8,83 тыс. руб./т в 2020 году и до 9,19 тыс. руб./т в 2021 году.

Таким образом, Минфину за несколько месяцев предстояло найти ответ на крайне сложное уравнение — как сделать привлекательными поставки нефти на российские НПЗ, избежать дефицита топлива или роста цен на него, сохранить доходы в бюджет и обеспечить эффективность работы нефтяных компаний — основных налогоплательщиков страны. Итогом напряженной работы стало введение с 1 января 2019г обратного акциза на нефть с демпферной составляющей.

Российское ноу-хау — демпферный акциз

Новый демпферный механизм представляет собой обратный акциз на нефть. При цене на «черное золото» ниже 55 долл. за баррель, снижении европейских котировок на бензин и дизельное топливо и повышении рентабельности поставок нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок он работает как обыкновенный налог на перерабатываемую нефть. При цене выше 55 долл., росте стоимости топлива на европейских рынках и одновременном падении эффективности продаж на внутреннем рынке он превращается в обратный акциз, при котором государство платит компаниям за переработку нефти внутри России.

Сам акциз рассчитывается по многоэтапной формуле в зависимости от цен на нефть и нефтепродукты в Европе и России, объемов ее переработки на НПЗ, производства разных видов нефтепродуктов, уровня продаж на внутреннем рынке, курса рубля и удаленности заводов от рынка сбыта¹.

Всего для оценки удаленности НПЗ от рынка сбыта было выделено 6 региональных групп, к которым применяются разные логистические коэффициенты. НПЗ, получающие самый высокий логистический коэффициент, удалены от рынков сбыта и не могут в случае необходимости быстро компенсировать выпадающие объемы производства за счет других нефтеперерабатывающих заводов. Самый большой логистический коэффициент в размере 1,5 будет применяться к НПЗ, распо-

ложенным в Хакасии и в Красноярском крае. В эту группу попадает Ачинский НПЗ «Роснефти». Коэффициент 1,4 будет применяться к перерабатывающим мощностям в Туве и Иркутской области. В эту группу попадает Ангарский НПЗ «Роснефти». Коэффициент 1,3 распространяется на НПЗ в Ямало-Ненецком, Ненецком автономных округах, в Коми, Якутии и Бурятии. Этот коэффициент может получить Ухтинский НПЗ «ЛУКОЙЛа». Коэффициент 1,1 применяется к НПЗ в Тюменской, Новосибирской и Томской областях, а также в Забайкальском крае. Этот коэффициент может быть применен к нефти, перерабатываемой на Антипинском НПЗ компании «Новый поток» и Коченевском НПЗ компании «ВПК-Ойл». Проектная мощность последнего заявлена в объеме 1 млн тонн, а текущая переработка — в размере 600 тыс. тонн. Коэффициент 1,05 будет применяться к заводам, расположен-

Минфину за несколько месяцев предстояло найти ответ на крайне сложное уравнение — как сделать привлекательными поставки нефти на российские НПЗ, избежать дефицита топлива или роста цен на него, сохранить доходы в бюджет и обеспечить эффективность работы нефтяных компаний — основных налогоплательщиков страны. Итогом напряженной работы стало введение с 1 января 2019г обратного акциза на нефть с демпферной составляющей

ным в Омской области, Алтайском крае и республике Алтай. Под его действие подпадает Омский НПЗ «Газпром нефти». В отношении остальных регионов России будет применяться коэффициент 1.

Для установления более четкой корреляции акциза и нефтяных котировок в формулу вводится также специальная демпфирующая компонента. Она вычисляется как разница цен экспортной альтернативы и цен на внутреннем рынке. При этом экспортная альтернатива рассчитывается по формуле в зависимости от цен на бензин и дизельное топливо на роттердамском рынке, затрат на транспортировку, размера экспортной пошлины и акциза на нефтепродукты, курса рубля и налога на добавленную стоимость. Внутренняя стоимость бензина и дизельного топлива устанавливается нормативно. Так, средняя оптовая цена на бензин Аи-92 принимается равной 56 тыс. руб. за тонну в 2019 году, 58,8 тыс. руб. за тонну в 2020 году, 61,74 тыс. руб. за тонну в 2021 году. Средняя оптовая цена на дизельное топливо устанавливается в размере 50 тыс. рублей за тонну в 2019 году, 52,5 тыс. рублей за тонну в 2020 году, 55,125 тыс. рублей за тонну в 2021 году.

При этом если внутренние оптовые цены на бензин и дизельное топливо отклоняются от установленных в законе порогов на 10% или более, то демпфирующий коэффициент обнуляется. Такой подход позволит компаниям компенсировать до 60% роста экспортных цен на нефтепродукты.

Право на демпфер

Одновременно ведомства вели ряд ограничений на получение обратного акциза на нефть. Претендовать на него могут только нефтеперерабатывающие компании или компании, перерабатывающие нефть по давальческой схеме, имеющие свидетельство о регистрации. Право на регистрацию имеют

компании, попавшие по данным на 1 января 2018 года под санкции, либо нефтеперерабатывающие заводы, производящие из нефти 10% бензина класса 5 и продающие его на внутреннем рынке в объеме не менее 5 тыс. тонн.

Кроме того, регистрацию могут получить компании, перерабатывающие более 600 тыс. тонн нефти и заключившие с государством до 1 июня 2019 года соглашения о модернизации НПЗ при условии, что сроки, указанные в нем, не срываются. В соглашении компания берет на себя обязательства либо наладить производство бензина класса 5 из не менее чем из 10% сырья, либо инвестировать в ремонт НПЗ с 2016 года по 2024 год не менее 60 млрд рублей.

К началу весны такие соглашения с Минэнерго заключили 9 НПЗ: «Нефтехимсервис» (Яйский НПЗ), «Новошахтинский НПЗ», «Афипский НПЗ», «ТАНЕКО», «Орскнефтеоргсинтез» (МОЕХ: ORFE), «Антипинский НПЗ», «Марийский НПЗ», «Ильский НПЗ» и «Славянск ЭКО». Они взяли на себя обязательство ввести до 1 января 2026 года 13 установок вторичной переработки нефти, увеличить производство бензина класса 5 на 3 млн тонн в год и инвестировать суммарно за период 2015–2026 гг. около 300 млрд руб.

Документами утвержден перечень промышленных установок вторичной переработки нефти на НПЗ, строительство которых позволяет предприятиям претендовать на получение обратного акциза в рамках завершения «налогового маневра». К их числу относятся установки риформинга, изомеризации, крекинга, гидрокрекинга, алкилирования, производства высокооктановых компонентов, УЗК, гидроочистки, висбрекинга, переработки прямогонных остатков, гидроконверсии.

Обратный акциз на нефть может быть обнулен для компаний, которые не смогли произвести более 75% всех видов нефтепродуктов, включая бензин, кокс, мазут, битум и так далее из общего объема перерабатываемой нефти.

Правки на ходу

Минфин и Минэнерго, представляя в правительстве новую налоговую систему, сразу оговаривались, что она потребует доработки в течение первого полугодия после запуска. И это не удивительно, поскольку формулу расчета демпферного акциза без преувеличения можно назвать нелегкой для работы. Описание всех включенных в нее коэффициентов занимает в налоговом кодексе больше трех листов. При этом каждый коэффициент содержит сложно прогнозируемые переменные, например, такие как цены на нефть и нефтепродукты, объемы переработки нефти каждым НПЗ поквартально и т.д.

«Это крайне сложная запутанная система, которая не всегда отвечает реалиям текущего рынка. На какой-то момент она была необходима, чтобы снять вопрос, но в «длинную» надо пересматривать», – заявил в середине марта глава «Татнефти» Наиль Маганов [1].

Демпферный акциз, по признанию даже самих разработчиков, эффективен при диапазоне цен на нефть от 60 до 90 долл. за баррель. При более высоких ценах компаниям становится выгодно покупать топливо на бирже в России и экспортировать

на европейские рынки, а затраты государства на выплаты по демпферному акцизу могут оказаться неоправданно высокими. При более низких ценах на нефть или нефтепродукты нефтяные компании вынуждены платить государству фактически новый налог на переработку нефти. Именно такая ситуация сложилась в первый же месяц работы новой системы. Цены на бензин в Европе в январе оказались на одних из самых низких отметок за последние 15 лет.

«Когда формировались эти нормы, то никто не предполагал в сентябре-октябре, ноябре, что спреды на бензин опустятся до минимально возможного уровня за последние 15 лет. Поэтому демпфер, который был по бензину, он не сработал в силу того низкого спреда, который был на бензин в январе, феврале, марте. Соответственно, мы предлагаем правительству вернуться к рассмотрению демпфера в рамках налогового законодательства и внести изменения: сделать демпфер и на бензин, и на дизельное топливо во избежание каких-то катаклизмов в будущем линейным, не скачкообразным, или обнулить при условии, если цена внутреннего рынка будет ниже, чем цена экспортной альтернативы. То есть демпфер по бензину не работает при низких мировых ценах на бензин», – говорил в марте первый вице-президент «ЛУКОЙЛа» Вадим Воробьев [2].

Глава «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов сообщал в марте, что потери отрасли за первый квартал от работы демпферного акциза составляют не менее 15 млрд рублей.

Между тем, Минфин обращает внимание на то, что речь идет не о потерях отрасли, а скорее, о недополученной прибыли нефтяных компаний по демпферной компоненте обратного акциза на нефть, рассчитанной для поддержки бензиновой составляющей переработки. «По итогам января бюджет за-

платил нефтяным компаниям по дизельному топливу 10,7 млрд руб., а компании направили в бюджет по бензину 10,1 млрд. То есть в целом, бюджет недополучил 600 млн рублей. Просто все всегда оставляют за скобками вопрос дизельного топлива, фокусируясь только на вопросе выплат по бензину. Мы призываем оценивать работу демпферного механизма всесторонне», – говорил директор департамента налоговой и таможенной политики Минфина Алексей Сазанов в интервью «Интерфаксу».

Аналитики «Петромаркета» отмечают, что если бы не падение цен на бензин на европейских биржах, НПЗ в России могли бы получить и более 25 млрд руб. от действия демафирующей компоненты. «Ключевая причина этого – экстремально низкие бензиновые крэк-спреды на европейском рынке, которые держали экспортные цены ниже базовой цены», – отмечают они.

В результате, почти все нефтяные компании еще до завершения первого квартала 2019 года и подведения первых итогов работы демпферного акциза стали требовать его корректировки в части порогов индикативных цен на бензин на внутреннем рынке, заложенных в формулу.

Оценить степень необходимости этих изменений на данном этапе достаточно сложно, так как на топливном рынке в течение первого квартала действовали правила, прописанные в соглашениях Минэнерго и нефтяных компаний. Согласно соглашениям поставщики топлива обязуются увеличить продажи бензина на рынке по сравнению с прошлым годом на 3% и удерживать цены в пределах определенных коридоров, установленных для каждого российского региона. Такой подход искусственного сдерживания рынка идет в противоречие с демпферным акцизом, основанным на рыночных ценах. Так что пока «чистой» работы демпфера нефтяная отрасль не увидела.

Кроме того, заложенная в демпфере логистическая и санкционная составляющая может привести к формированию принципиально разных подходов к модернизации НПЗ у крупных нефтяных компаний и у владельцев мелких заводов, предупреждают аналитики «Петромаркет». «Адресное субсидирование работы НПЗ может привести к тому, что заводы крупнейших



вертикально интегрированных компаний, находящихся под санкциями, могут проводить «незатейливые» программы модернизации с минимальным объемом инвестиций, тогда как небольшие независимые НПЗ для получения субсидии вынуждены будут инвестировать не менее 60 млрд рублей», – говорится в исследовании аналитиков.

Первые итоги работы топливного рынка при демпферном акцизе правительство подвело в конце марта. Под давлением участников рынка Минфин снизил индикативную цену на бензин в формуле расчета демпфера с 56 тыс. рублей за тонну до 51 тысячи рублей за тонну, уменьшив тем самым потери компаний от невысоких цен на топливо. Кроме того, было принято решение отказаться от возможности введения заградительных пошлин на нефть и нефтепродукты.

Взамен, правительство ввело лицензирование экспорта нефти и настояло на продлении соглашений Минэнерго и нефтяных компаний о стабилизации рынка до конца первого полугодия.

Позволят ли эти правки сохранить работу системы в целом и не допустить очередного кардинального изменения налоговой системы пока сказать сложно. Но следует помнить, что в конце концов для отрасли, в первую очередь, нужна стабильность и предсказуемые на среднесрочную перспективу правила игры, а не набор налоговых установок, меняющихся каждый квартал вслед за конъюнктурой рынка.

Анна ГОРШКОВА,
главный редактор
журнала «Энергетическая политика»



¹ «Налоговый кодекс. Часть вторая». База данных «Консультант».

² ИНТЕРФАКС. Потери нефтяной отрасли от сдерживания цен на топливо и демпфера оцениваются в 50 млрд руб. 12.03.2019.

³ ИГ «Петромаркет». «Топливный рынок России», 12.02.2019г.

⁴ ИГ «Петромаркет». «Завершение налогового маневра. Каких последствий ждать?», октябрь 2018 г.

В.М. КАПУСТИН, Е.А. ЧЕРНЫШЕВА
V.M. KAPUSTIN, E.A. CHERNYSHEVA

УДК 665. 6/7

СОВРЕМЕННАЯ РОССИЙСКАЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА:
ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

MODERN RUSSIAN
REFINING: OUTCOMES
AND PROSPECTS

Аннотация. В статье представлена динамика изменения показателей развития нефтепереработки в России, итоги модернизации отрасли, рассмотрены проблемы независимых НПЗ, увеличения объема дизельных топлив на рынке, новые российские технологии.

Ключевые слова: нефтепереработка, модернизация, дизельное топливо, процесс замедленного коксования, инновационные технологии.

Abstract. The article presents the dynamic pattern in the indicators of oil refining development in Russia, the results of modernization in the industry. The article deals with the problems of independent refineries, increasing volume of diesel fuels in the market, new Russian technologies.

Keywords: oil refining, modernization, diesel fuel, delayed coking process, innovative technologies.



Владимир Михайлович КАПУСТИН – заведующий кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, д.т.н., профессор, e-mail: vmkapustin@mail.ru

Vladimir M. KAPUSTIN – Head of the Department of Oil Processing Technology at the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Doctor of Engineering, Full Professor, e-mail: vmkapustin@mail.ru



Елена Александровна ЧЕРНЫШЕВА – заместитель заведующего кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, к.х.н., профессор, e-mail: chernysheva.e@gubkin.ru

Elena A. CHERNYSHEVA – Deputy Head of the Department of Oil Processing Technology at the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), PhD in Engineering, Full Professor, e-mail: chernysheva.e@gubkin.ru

Последние несколько лет стали для нефтеперерабатывающей отрасли России тяжелым периодом, который показал степень готовности предприятий и компаний противостоять многофакторным изменениям как внешним, так и внутрироссийским. В мире активно идут процессы, связанные с утяжелением сырья нефтеперерабатывающих заводов, необходимостью вовлечения в производство альтернативных и возобновляемых ресурсов, ужесточением требований и норм по качеству сырья и продуктов. Постоянное развитие техники и технологий приводит к созданию двигателей нового поколения, специального оборудования, материалов и, как следствие, к изменению структуры потребления продукции нефтепереработки, необходимости разработки новых инновационных технологий и опережающего развития целых направлений в науке и индустрии.

Вместе с тем снижение цен на нефть, санкционные проблемы и изменение налоговой политики вызывают необходимость очень взвешенного подхода к контролю затрат, распределению финансирования и, как следствие, приводят к сокращению объемов инвестиций, особенно в крупные проекты. Учитывая долгосрочный период реализации проектов в нефтегазопереработке, такой подход влияет на темпы и направления развития отрасли в среднесрочной и долгосрочной перспективе [1, с. 1].

Динамика изменения объемов добычи и переработки нефтяного сырья за последние годы свидетельствует о постоянном увеличении количества добываемых углеводородов и снижении объема сырья, поставляемого на внутренний рынок, начиная с 2015 года. По итогам 2018 г. в России было добыто 555,84 млн т нефти и газового конденсата, что на 1,6% больше чем в 2018 году. Максимальную добычу показала компания ПАО «Роснефть» – по итогам 2018 г. было добыто 194,21 млн т, на втором месте ПАО «ЛУКОЙЛ» (82,1 млн т), на третьем – ПАО «Сургутнефтегаз» (60,89 млн т). Добыча компании ПАО «Газпром нефть» составила – 39,49 млн т, ПАО «Татнефть» – 29,53 млн т, ПАО «Башнефть» – 18,95 млн т, ПАО «НГК «Славнефть» – 13,81 млн т, ПАО «НОВАТЭК» – 7,63 млн т, ПАО НК «РуссНефть» – 7,11 млн т – соответственно.

Экспорт нефти из России в 2018 г. составил 257,67 млн т, что на 0,3% больше уровня 2017 г. (табл. 1), при этом экспорт в дальнее зарубежье в 2018 г. достиг 239,6 млн т (рост на 0,3%), в ближнее зарубежье – 18 млн т (снижение на 0,2%). Транзит нефти в ушедшем году сократился на 5,5% до 18,5 млн т¹. Следует отметить, что доля экспортируемой нефти составляет в среднем 46,9% от общего количества добываемой нефти и за последние три года практически не меняется, а доля экспорта основных видов топлив снизилась за этот же период на 15%. Суммарное количество экспорта углеводородов как сырья, так и нефтепродуктов составляет порядка 60–70%, следовательно, внутреннее потребление составляет не более 40%, что свидетельствует о недостаточном развитии экономики России на сегодняшний день и невозможности увеличения промышленности и транспортными компаниями потребления энергоносителей.

По сравнению с 2017 г. поставка сырья на НПЗ России в 2018 г. увеличилась на 2,5% и составила, по данным Минэнерго РФ, 287 млн т в год [2]. В настоящее время в России действует 34 НПЗ, производительностью более 1 млн т, обладающих суммарной установленной мощностью 310,4 млн т/год. В 2018 г. они переработали около 275 млн т углеводородного сырья, более 12 млн т нефти переработали мини-НПЗ.

¹ URL: <https://www.interfax.ru/business/644895>



Увеличение объема перерабатываемой нефти на предприятиях ПАО «НК «Роснефть» – на 4,8% по сравнению с объемом предыдущего года, произошло в основном за счет увеличения поставок сырья на ООО «РН-Комсомольский НПЗ», АО «Ачинский НПЗ ВНК», АО «Рязанская НПК» и ПАО «Саратовский НПЗ». ПАО «Газпром нефть» увеличила загрузку омского и московского НПЗ суммарно на 8,8%, ООО «Газпром нефтехим Салават» на 4,1%, АО «ННК-Хабаровский НПЗ» на 4,6%, АО «ТАНЕКО» на 9,7%. Остальные предприятия либо были загружены также, либо меньше чем в 2017 году. Лидерами по снижению загрузки стали ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» и АО «Новокуйбышевский НПЗ», переработавшие в 2018 г. на 5,4% и 3,7% меньше углеводородного сырья соответственно, чем в 2017 году. При этом следует обратить внимание на показатель средней загрузки НПЗ, который в 2015–2016 годах снизился до 90% в связи с изменением режима налогового маневра, уменьшением спроса за рубежом на сернистые мазуты из-за ограничений по выбросам и, как следствие, замещением определенных низкачественных

Таблица 1. Экспорт нефти и нефтепродуктов из России в 2016–2018 годах

Экспорт, млн т	Период, год			
	2016	2017	2018	Δ, % к 2017
Нефть /% от добытой нефти	253,5/46,9	256,8/47,3	257,7/46,3	+ 0,3
Бензин	4,9	3,9	3,8	- 2,6
Дизельное топливо	43,7	44,2	41,3	- 6,5
Мазут	42,0	40,0	32,0	- 20,0
Всего, экспорт топлив	90,6	88,1	77,1	- 12,5

нефтепродуктов в экспортной корзине нефтью, что снижает рентабельность НПЗ. Вместе с тем следует отметить, что в 2018 г. загрузка НПЗ по России несколько увеличилась. Данные о динамике изменения объемов переработанного сырья и производства основных видов нефтепродуктов представлены в табл. 2.

Проведенный анализ показал, что выпуск автомобильного бензина на протяжении последних пяти лет сохранялся на уровне 14,0% масс. от объема первичной переработки нефти, выпуск авиакеросина после 2014 г. несколько снизился, но с 2016 г. началось увеличение производства реактивного топлива и к 2018 г. достигло 4,4%. Производство дизельного топлива неуклонно растет на протяжении последних десяти лет и к 2018 г. стабилизировалось на уровне 27,0–27,2% от общего

С наступлением кризиса, введением санкций скорость модернизации резко замедлилась, начались переносы сроков, отказ от проектов, и сейчас в проект модернизации входят 127 установок и реализуется эта программа уже до 2027 года

объема перерабатываемого сырья. В течение последних пяти лет производство битума возросло в 1,15 раза, а кокса в 1,7 раза. Самые значительные изменения произошли с объемом производства топчного мазута. Количество котельного топлива сократилось за анализируемый период в 1,6 раза и составило 16,1% от первичной переработки нефти.

На изменение структуры производства основных нефтепродуктов существенное влияние оказали результаты модернизации отрасли, которая проводится в рамках 4-х стороннего соглашения, заключенного между нефтяными компаниями,

ФАС, Росстандартом и Ростехнадзором в 2011 году. Первоначально, в соответствии с данным соглашением, до 2021 г. должно было быть построено и реконструировано 135 установок, из них 37 – реконструкция, 98 – новое строительство, при этом 70 установок направлены на производство компонентов бензина, а 54 – на компоненты ДТ, также следует отметить, что 101 установка модернизируется в рамках ВИНК, а 34 – независимыми компаниями. График выполнения этого соглашения находится в постоянном режиме мониторинга со стороны Минэнерго РФ и других ведомств. ФАС отвечает за соблюдение нефтяными компаниями обязательств, предусмотренных четырехсторонними соглашениями, в части объемов фактически произведенных нефтяными компаниями нефтепродуктов. Ростехнадзор контролирует реализацию инвестиционных программ, направленных на модернизацию нефтеперерабатывающих мощностей, предусматривающих поэтапный переход на производство более качественных видов нефтепродуктов. Росстандарт отслеживает соблюдение нефтяными компаниями обязательств, предусмотренных четырехсторонними соглашениями в части соответствия произведенных нефтяными компаниями нефтепродуктов, требованиям технического регламента. На начальном этапе модернизации 2011–2014 гг. – график выполнения соглашения соблюдался неукоснительно – количество введенных в эксплуатацию установок соответствовало запланированному. С наступлением кризиса, введением санкций скорость модернизации резко замедлилась, начались переносы сроков, отказ от проектов, и сейчас в проект модернизации входят 127 установок и реализуется эта программа уже до 2027 года. На сегодняшний



Таблица 2. Динамика изменения объемов переработанного сырья и производства основных видов нефтепродуктов

Нефтепереработка	2014 год		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год	
	млн т	% к первичной переработке	млн т	% к первичной переработке	млн т	% к первичной переработке	млн т	% к первичной переработке	млн т	% к первичной переработке
Объем переработки	289,0	100	282,4	100	280,5	100	279,9	100	287,0	100
Продукция										
Автобензин	38,3	13,20	39,8	14,1	39,9	14,2	39,2	14,0	39,5	13,8
Авиакеросин	10,9	3,8	9,7	3,4	9,6	3,4	11,4	3,9	12,7	4,4
Дизельное топливо	77,3	26,7	76,1	26,9	76,3	27,2	76,8	27,4	77,5	27,0
Мазут	77,2	26,7	70,1	24,8	56,9	20,3	51,1	18,3	46,4	16,1
Битум	5,78	2,0	4,97	1,7	5,4	1,9	5,9	2,1	6,5	2,3
Кокс	1,97	0,7	1,95	0,7	2,82	1,0	3,37	1,2	3,4	1,2
Средняя загрузка	95,0	-	94,0	-	91,6	-	90,3	-	92,6	-
Глубина переработки нефти, %	72,4	-	74,2	-	79,0	-	81,3	-	83,2	-

день введено в эксплуатацию 77 установок и еще 50 установок должно быть введено до окончания реализации второго этапа модернизации. При этом на первом этапе реконструкции – до 2016 г. – в эксплуатацию в основном вводились установки, направленные на улучшение качества моторных топлив, второй этап предусматривает строительство установок, связанных с процессами, углубляющими переработку нефти. Реализация программы модернизации повлияла на изменение показателя глубины переработки нефти как на отдельных НПЗ, так и по отрасли в целом. По итогам 2018 г. глубина переработки нефти в России составила 83,4%, что на 2,1% выше, чем в 2017 году.

Следует обратить внимание на тот факт, что на первом этапе модернизации доля реконструированных установок предусматривалась выше, чем на втором, а количество нового строительства, стоимость которого значительно выше, преобладает на втором этапе модернизации. Суммарные инвестиции в нефтепереработку в процессе модернизации составили более 1700 млрд рублей. При этом после 2015 г. мы имеем существенное снижение вложений и, как следствие, замедление темпов модернизации второго этапа.

После введения в августе 2018 г. очередных санкций США, впервые включающих проекты и процессы нефтепереработки и нефтехимии, где активно используется американское и европейское оборудование, появились риски для многих проектов

модернизации НПЗ, рассчитывающих на импортные технологии. Так, например, при строительстве комплекса переработки нефтяных остатков на Нижегородском НПЗ в г. Кстово, проект которого был согласован еще в сентябре 2017 г., предполагается использование голландско-американских и итальянских технологий.

Усиление санкций и уменьшение расходов на новое строительство, скачкообразное изменение цен на нефть и нефтепродукты, завершение налогового маневра привели к снижению прибыли нефтеперерабатывающих предприятий и, как следствие, к резкому росту цен на бензин и нефтепродукты. Сумма экспортных пошлин на корзину выпускаемых заводами нефтепродуктов сейчас в среднем вдвое меньше экспортной пошлины на объем нефти, из которой они были получены. Эта разница многие годы обеспечивала значительную маржу НПЗ, которую владельцы заводов, как предполагалось, направят на модернизацию для повышения глубины переработки и увеличения выпуска высококачественного топлива.

Поэтапное снижение и обнуление в итоге экспортной пошлины на нефть и зависящих от нее пошлин на нефтепродукты и одновременное удорожание сырья за счет роста НДПИ существенно снизит маржу НПЗ, а для заводов с простой схемой переработки окончательно сделает ее убыточной. Наибольший эффект от введения отрицательного акциза могут получить НПЗ,

выпускающие моторное топливо 5 класса (Евро-5) и светлые нефтепродукты, то есть или хорошо оснащенные, или перерабатывающие газоконденсат, практически не содержащий темных фракций.

Данная ситуация привела к необходимости изменения политики ценообразования в нефтяной отрасли, касающейся изменения налоговой системы, которые вступили в силу с 1 января 2019 г. и рассчитаны на 6 лет. За этот период планируется внести серьезные изменения в расчет экспортной таможенной пошлины и налога на добычу полезных ископаемых. Маневр предполагает снижение пошлины на сырую нефть с 30% от ее итоговой стоимости в настоящее время до полной отмены к 2024 году. На аналогичный процент будет повышаться налог на добычу полезных ископаемых, который будет увеличиваться до 2021 года. Предполагается, что налоговый маневр, с одной стороны, будет способствовать более выгодному экспорту нефти и нефтепродуктов, а с другой – приведет к росту цен на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке. Для регулирования цен на внутреннем рынке Правительством РФ было предложено введение специальных финансовых схем: снижение акциза на сырую нефть для санкционных компаний, а также компаний, выпускающих топливо Евро-5 и поставляющих топливо на отечественный рынок, или для компаний, которые еще не успели произвести модернизацию и не выпускают топливо класса 5, но планируют начать производство в течение трех лет, а также введение демпфирующего акциза, учитывающего выгоду экспорта для отдельно взятых компаний, расположенных на значительном удалении от границ, которые смогут вернуть часть выплаченных акцизов и получить дополнительную прибавку за счет повышающего коэффициента, призванного компенсировать расходы на транспортировку нефтепродуктов за границу.

При этом правительство также закрепило за собой в федеральном законе право повышать экспортную пошлину на нефтепродукты как крайнюю меру, позволяющую регулировать объем предложения на внутреннем рынке и, соответственно, предотвращать резкий рост розничных цен на топливо.

Однозначно оценить удачность принятых решений пока не представляется возможным, по прогнозам Правительства РФ к 2024 г. они помогут государству получить порядка 1,3–1,6 трлн руб. дополнительных доходов. Однако итоговая прибыль, с учетом введения демпфирующих акцизов для отдельных компаний, может оказаться существенно меньшей, а сдерживание цен на внутреннем рынке может оказаться проблематичным.

Вместе с тем для целого ряда независимых НПЗ и мини-НПЗ такие изменения в ценообразовании привели к снижению рентабельности, получению отрицательной прибыли и необходимости резко разворачивать программу модернизации в рамках выполнения условий программы налогового маневра с целью впуска не менее 10% бензина класса 5 для получения обратного акциза. Премьер-министр Д. А. Медведев утвердил перечень технологических установок, которые могут быть включены в состав установок, используемых на НПЗ для реализации программы модернизации в рамках налогового маневра. К числу таких установок относятся риформинг, изомеризация, крекинг, алкилирование, производство высокооктановых компонентов, УЗК, гидроочистка, висбре-

кинг, переработка прямогонных остатков, гидроконверсия. Нефтеперерабатывающие заводы, не производящие бензин в объеме 10% от переработки, будут иметь право на отрицательный акциз на нефть до 2024 г. в том случае, если вложения в модернизацию составляют не менее 60 млрд руб. в период с 1 января 2015 года. Для получения вычета каждый НПЗ должен подписать соглашение с правительством о проведении такой модернизации. Установки, включенные в перечень, являются дорогостоящими проектами, многие из которых не могут быть реализованы НПЗ средней и малой мощностью.

Сейчас величина субсидии НПЗ достаточно высока (в среднем более 10 долл./баррель), но экономическое состояние заводов ухудшается из-за огромных дисконтов при поставках на внутренний рынок, в среднем съедающих половину субсидии. Одновременно на первый план вышел вопрос о сдерживании цен на топлива. Поэтому при разработке параметров маневра основное внимание было направлено на решение текущих задач, однако вопрос формулирования долгосрочных целей сохраняется и становится очевидным, что принятая в 2011 г. Генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 года требует существенного обновления и корректировки [3, с. 30].

Большинство НПЗ в России осуществляет модернизацию по направлению максимального производства дизельного топлива для экспорта в Европу. В начале 2000-х годов спрос на дизельное топливо в Европе постоянно возрастал. Это послужило стимулом для формирования в рамках модернизации концепции строительства комплексов, позволяющих выпустить максимальное количество высококачественного дизельного топлива, в связи с чем были заложены в программу модернизации НПЗ как крупных ВИНК, так и независимых производителей установки гидроочистки дизельного топлива, гидрокрекинга, связанные с ними технологии производства водорода, а также процесс коксования.

В период с 2011 г. до настоящего времени было построено 5 установок глубокого гидрокрекинга суммарной мощностью 11,4 млн т, ориентированных на производство дизельного топлива в качестве целевого продукта. Из произведенного в 2018 г. дизельного топлива 26,6% масс. составляет топливо для холодного и арктического климата, а топливо класса 5 – более 65% масс. На втором этапе модернизации планируется ввод в эксплуатацию еще 10-ти аналогичных установок, объем переработки которых составит 23,2 млн т, что приведет, даже при реализации 50% проектов, к резкому увеличению производства дизтоплива в России. Технологии закладывались в основном зарубежные. Лицензии на применение данных технологий, кредиты

на самое дорогое оборудование и катализаторы для технологических процессов стабильно окупались за счет растущих потребностей европейского рынка. В последние годы ситуация на европейском рынке претерпела существенные изменения, спрос на дизельное топливо в Европе снизился и продолжает снижаться. В 2016 г. весь чистый импорт дизельного топлива стран Европы и ОЭСР составил 45 млн т. Следует отметить, что возросло количество компаний, поставляющих на рынок Европы дизельное топливо. Ряд стран Ближнего Востока провели на своих НПЗ серьезные реконструкции, направленные на получение высококачественных продуктов, востребованных



в Европе, и организовали поставку на европейский рынок значительного количества топлива. Россия также постоянно увеличивала объемы экспорта в Европу. В связи с уменьшением потребления в Европе дизельного топлива будет затруднительно разместить там избыток российского дизельного топлива, что приведет к снижению доходности поставок в западном направлении, а для части объемов придется искать новые рынки [3, с. 31]. В этом случае целесообразно рассмотреть возможность переориентирования проектируемых и строящихся установок гидрокрекинга на производство продукции другого вида, например на бензин, реактивное топливо и высококачественные масла.

Переработка нефтяных остатков должна быть увязана с потребностью народного хозяйства в производстве тяжелых моторных топлив, мазутов, котельного топлива. Эта потребность может по-разному складываться для различных географических районов, а, следовательно, и конкретно решаться в приложении к каждому нефтеперерабатывающему заводу. Увеличение глубины переработки нефти и повышение отбора светлых нефтепродуктов можно достигнуть за счет широкого применения деструктивных процессов переработки тяжелых нефтепродуктов, которые на сегодняшний день используются главным образом в качестве котельных топлив. Установки замедленного коксования (УЗК) в составе нефтеперерабатывающих заводов играют важную роль и являются самыми рентабельными и перспективными технологиями переработки

тяжелых остатков, особенно в условиях низких цен на нефтяное сырье [4, с. 72]. Наличие в составе завода этих установок определяет высокую глубину переработки нефти и способствует выработке наряду с коксом большого количества светлых нефтепродуктов и газа. Установки могут эксплуатироваться либо для получения максимального количества кокса, либо дистиллятных продуктов для дальнейшей гидрокаталитической переработки и получения дополнительного количества высококачественных моторных топлив. Кроме того, наличие в схеме завода УЗК высокой производительности позволяет быстрее адаптироваться к изменению состава перерабатываемой нефти, что особенно актуально в связи с увеличением содержания сернистых соединений в нефтях, поступающих на российские НПЗ. Следует отметить, что капитальные затраты на тонну условного топлива (т у. т.) при переработке тяжелого нефтяного сырья путем использования процесса замедленного коксования, с учетом процессов переработки дистиллята коксования, примерно в 2 раза ниже, чем при использовании процесса переработки гудрона гидрогенизационными процессами. Так, например, по усредненным данным затраты на переработку одной т у. т. сырья на установке замедленного коксования составляет порядка 12 600 руб./т у. т., а при использовании процесса Veba Combi-Cracking, аналогичные затраты составят уже 24 100 руб./т у. т. [5]. Особый интерес представляет технология производства коксующих добавок. Получаемый продукт обладает широким температурным

...с уменьшением потребления в Европе дизельного топлива будет затруднительно разместить там избыток российского дизельного топлива, что приведет к снижению доходности поставок в западном направлении, а для части объемов придется искать новые рынки

интервалом пластичности, обеспечивает идеальные условия спекания, формирования структуры и технологических параметров металлургического кокса, не требует прокали. Возможно ее получение из высокосернистого сырья, что особенно важно. Технология по аппаратурному оформлению аналогична процессу замедленного коксования и требует незначительной модернизации, внедрена на заводах ПАО «АНК «Башнефть» – филиал «Башнефть-Новойл» и филиал «Башнефть-Уфанефтехим» и на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

Несмотря на сложную экономическую ситуацию в России в последние годы, в рамках программы импортонезависимости наблюдается достаточно активное внедрение новых отечественных технологий. Это, прежде всего, технология изомеризации легких бензиновых фракций Изомалк-2, разработанная НПП «Нефтехим», с использованием которой работают в настоящее время 12 установок, еще три находятся на стадии проектирования и строительства. Технология находится на уровне лучших мировых аналогов и вполне конкурентоспособна. Практически готова к промышленному внедрению технология изомеризации С7, позволяющая вовлечь проблемную фракцию 70–90 в производство высокооктановых бензинов с минимальным содержанием бензола и ароматических углеводородов. Процесс не имеет мировых аналогов. В настоящее время находится на стадии реализации проекта.

Современная российская технология каталитического риформинга с организацией непрерывной регенерации катализатора, позволяющая вести процесс в жестком режиме и получать продукцию с октановым числом по исследовательскому методу более 100, планируется к осуществлению в ООО «Ильский НПЗ». Инициаторами проекта являются ООО «НПП Нефтехим» совместно с ООО «Ленгипронефтехим» и ООО «КНГК-Групп».

К опытно-промышленной реализации готова российская технология сернокислотного алкилирования на твердом катализаторе, разработанная в Институте нефтехимического синтеза (ИНХС) им. А. В. Топчиева РАН. Технология является конкурентной процессу твердокислотного алкилирования, внедренному в Китае, компаниями CB&I и Албемарле.

Одним из важнейших процессов, которых до недавнего времени вообще не было в России, является процесс гидроочистки бензина каталитического крекинга без потери октанового числа. Первый процесс по российской технологии был внедрен в ОАО «ТАИФ-НК». За эту работу разработчики были удостоены Премии Правительства РФ в области науки и техники за 2008 год. За последние 4 года мощности по гидроочистке бензина каталитического крекинга на российских НПЗ выросли до 6 млн т/год, к сожалению, в основном за счет зарубежных технологий и процессов.

Большой интерес в условиях увеличения доли тяжелого сырья представляют процессы нового поколения – гидропереработка остатков с использованием суспендированных катализаторов на основе молибдена. Современный российский инновационный про-

цесс переработки остатков и тяжелого сырья, разработанный в ИНХС РАН им. А. В. Топчиева, реализуется в АО «ТАНЕКО». В данном проекте 95% российского оборудования.

Семь инновационных российских технологий нефтепереработки получили статус «Национальные проекты». Среди них такие технологии, как гидроконверсия нефтяных остатков – реализуется в АО «ТАНЕКО», производство микросферических катализаторов процесса каталитического крекинга и гидропроцессов АО «Газпром нефть – Омский НПЗ», процесс каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора и технология изомеризации фракции С7 – разработчик НПП «Нефтехим», технология производства оксида алюминия особой степени чистоты, как основы для производства катализаторов гидропроцессов и риформинга (Институт катализа СО РАН) и алкилирование изобутана олефинами на твердых катализаторах (ИНХС РАН).

Следует также отметить, что в условиях замедления темпов модернизации, новые инновационные технологии будут внедряться, к сожалению, не часто, в данных условиях приобретают актуальность вопросы, связанные с совершенствованием уже существующих технологий и каталитических систем, оптимизацией тепловых потоков, улучшением систем управления и повышением энергоэффективности отдельных установок и производства в целом.

В заключение следует отметить, что в современных экономических условиях реализация программ модернизации нефтепереработки и нефтехимии в полном объеме в запланированные сроки затруднена. Ввод в действие новых производств может быть перенесен на более поздние сроки, а реализация некоторых дорогостоящих проектов и вовсе отложена на неопределенное время до появления соответствующих затрат экономических условий возврата инвестиций. Вместе с тем вложение средств в строительство нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей в условиях кризиса позволит заложить фундамент развития отрасли на последующие 30–50 лет, так как, в отличие от добычи, где прибыль действует 2–4 года, в нефтепереработке построенные современные комплексы обеспечат компаниям долгосрочное устойчивое развитие.

Литература

1. Чернышева Е. А. Программа модернизации НПЗ России и инновационное развитие нефтепереработки // *Бурение и нефть*. № 5. 2018. С. 1–6.
2. URL: <https://minenergo.gov.ru/press/doklady>
3. Ежов С., Тыров Е. Завершение налогового маневра. Эпизод 1 – демпфер. VYGON Consulting, ноябрь 2018, 37 с.
4. Капустин В. М., Чернышева Е. А., Тимин Е. Н. Проблемы переработки тяжелого и остаточного сырья // *Oil&Gas Journal Russia*. № 6, 2018. С. 70–77.
5. Капустин В. М. Основные проблемы в реализации технологий переработки нефтяных остатков в России. Euro Petroleum Consultants, 12-я Конференция и выставка по технологиям переработки нефтяных остатков, ВВТС2017, Россия, Москва, 5–6 апреля 2017.

В.М. ПОЛТЕРОВИЧ, Д.А. ПАНЧУК
V.M. POLTERIVICH, D.A. PANCHUK

УДК 338.26, 665.6/7

ДИВЕРСИФИКАЦИЯ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ ЗА СЧЕТ УГЛУБЛЕНИЯ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ: ПРОБЛЕМА ИНДИКАТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ

DIVERSIFICATION OF THE RUSSIAN ECONOMY DUE TO THE DEEPER PROCESSING OF HYDROCARBONS: THE PROBLEM OF INDICATIVE PLANNING



Виктор Меерович ПОЛТЕРОВИЧ –
д.э.н., академик РАН, профессор,
Центральный экономико-
математический институт РАН,
Московская школа экономики (МШЭ)
МГУ им. М.В. Ломоносова,
e-mail: polterov@cemi.rssi.ru

Victor M. POLTEROVICH –
Doctor of Economics,
Academician of the RAS,
Full Professor, Central Economic and
Mathematical Institute of the RAS,
Moscow School of Economics (MSE)
at the Lomonosov
Moscow State University,
e-mail: polterov@cemi.rssi.ru



Дарья Аркадьевна ПАНЧУК –
к.ф.-м.н., МШЭ
МГУ им. М.В. Ломоносова

Daria A. PANCHUK –
PhD in Physical and Mathematical
Sciences, Moscow School of
Economics (MSE) at the Lomonosov
Moscow State University

Аннотация. Предлагается подход к диверсификации российской экономики за счет углубления переработки углеводородов, основанный на идеях индикативного планирования. Обосновывается целесообразность формирования системы взаимосвязанных проектов, обеспечивающих совершенствование технологий и расширение выпуска в совокупности производств, анализируются перспективные направления разработки подобных проектов. Рассматривается связь предлагаемого подхода с концепцией цепочек добавленной стоимости. Обсуждаются варианты институциональной организации процессов формирования и реализации системы проектов.

Ключевые слова: индикативное планирование, цепочки добавленной стоимости, синергетический эффект, нефтепереработка, нефтехимия, полимеры.

Abstract. The article offers the approach to the diversification of the Russian economy by deepening the processing of hydrocarbons, based on the ideas of indicative planning. It proves the expediency of formation of interconnected projects system that provides technologies improvement and release expansion in total productions. The perspective directions of similar projects development are analyzed. The connection of the proposed approach with the concept of value chains is considered. The variants of institutional organization of the processes of project system formation and implementation are discussed.

Keywords: indicative planning, value chains, synergetic effect, oil refining, petrochemicals, polymers.



Введение

Для обеспечения быстрого и устойчивого роста российской экономики необходима ее диверсификация. Эта задача уже много лет назад поставлена российским правительством, но, несмотря на все усилия, интенсифицировать процесс диверсификации не удается.

В 2017 и 2018 гг. добыча полезных ископаемых выросла по отношению к предыдущему году на 2,4% и 3,8%, в то время как обрабатывающие производства – лишь на 1,1% и 1,5%, соответственно. Обработка отставала от роста ВВП (1,6% – в 2017 г., 2,3% – в 2018 г.), а добыча, напротив, опережала его¹.

Доля топливно-энергетических товаров в экспорте за январь-февраль 2018 г. составила 64,3%, из них 40% пришлось на сырую нефть, газ-конденсат и природный газ. Соотношение между двумя указанными статьями осталось тем же, что и в 2017 году. При этом доля машин, оборудования, транспортных средств, каучука и химической продукции в совокупности равнялась 12,2%, сократившись по сравнению с 2017 годом. Доля этих товаров в импорте за тот же период была 65,6%². В 2017 г. нефтегазовые доходы составили 39,6% от всех доходов федерального бюджета³.

Важнейшее препятствие для диверсификации, на наш взгляд, состоит в том, что в нынешней ситуации возможности реализации изолированных проектов отдельными компаниями весьма ограничены. Попытки расширить производство, использовать более совершенную технологию или создать

новый продукт наталкиваются на дороговизну необходимого импортного оборудования и материалов, нехватку квалифицированных отечественных кадров, недостаточность внутреннего спроса и риски выхода на мировой рынок. Все эти обстоятельства удорожают кредит, и в этом же направлении действуют санкции. Для успешного решения задачи необходима реализация системы проектов, обеспечивающей развитие и модернизацию подходящим образом выбранных технологических цепочек. Разработка совокупности таких мегапроектов, последовательно охватывающих все народное хозяйство, могла бы стать главной задачей индикативного планирования, внедрение которого в России по образцу большинства успешных стран догоняющего развития является крайне желательным [1, 2]. В настоящей работе мы попытаемся наметить контуры одного из таких мегапроектов, основанного на углублении переработки углеводородов.

О разработке программы диверсификации: методологические аспекты

Как отмечалось во введении, в большинстве случаев нельзя ожидать, что «точный» проект, направленный на совершенствование технологии и расширение выпуска того или иного конкретного несырьевого производства, окажет существенное и достаточно быстрое влияние на уровень диверсификации. Описывая эффект подобных проектов на экономику в целом, многие авторы говорят о мультипликативном эффекте. Фактически, однако, этот термин используется в двух разных значениях. Мультипликативный эффект в узком смысле обеспечивает расширение смежных производств за счет использования свободных мощностей или имеющихся запасов [3, с. 9]. Как правило, его масштабы весьма ограничены. Под

¹ См. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/. Данные обновлены 04.02.2019. Следует отметить, что эффект роста цен на нефть в этих цифрах полностью не элиминирован.

² См. URL: http://www.gks.ru/bgd/free/bo4_03/IssWWW.exe/Stg/doi4/12.htm

³ См. URL: https://www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/?id_65=80041&page_id=3847&popup=Y&area_id=65

мультипликативным эффектом в широком смысле понимают возникающие в результате «точечных» инвестиций возможности расширения старых и формирования новых более производительных мощностей в смежных отраслях. Это понятие очень близко к концепции цепочек добавленной стоимости (ЦДС), введенной М. Портером в 1985 г. для анализа деятельности фирмы. Позднее она была использована многими авторами при изучении народнохозяйственных связей. Стоит подчеркнуть, что термин «цепочка» не вполне точно отражает суть данного подхода: фактически речь идет о рассмотрении подграфа производственных связей, в рамках которого проявляются стоимостные эффекты тех или иных локальных изменений. В частности, применительно к комплексу добычи и переработки углеводородов этот подход использован в [4].

Формирование ЦДС в рамках чисто рыночных взаимодействий – весьма медленный процесс. Расширяя производство на основе новой технологии или обновляя ассортимент выпускаемой продукции, фирма вынуждена ориентироваться на существующие или, в крайнем случае, на формирующиеся рынки сбыта и необходимого сырья, и оборудования. Не случайно в странах экономического чуда новые отрасли первоначально наращивали экспортные поставки и лишь постепенно переключались на внутренний рынок по мере его формирования [5]. Реализовать эту стратегию непросто, особенно в условиях несовершенного внутреннего рынка и внешних санкций. Как уже отмечалось, для эффективного решения проблемы диверсификации и запуска быстрого роста необходимо использовать современную концепцию индикативного планирования, понимаемого как процесс формирования, отбора и реализации системы мегапроектов, охватывающих основные сектора экономики [1, 2]. По-видимому, многие такие мегапроекты можно соотнести с задачей развития ЦДС. Проекты, входящие в один и тот же мегапроект, в совокупности обеспечивают его эффективность, демонстрируя тем самым синергетический эффект (эквивалентный мультипликативному эффекту в широком смысле, о котором говорилось выше).

Отметим, что взгляд на концепцию ЦДС, как на одну из основ индикативного планирования, нуждается в детальной разработке. Ниже мы попытаемся продвинуться в этом направлении на примере ЦДС, связанной с добычей и переработкой нефти⁴. Вообще говоря, речь должна идти о широком круге производств, включающем добычу, нефтепереработку,

⁴ Отметим, что в работе [6] аргументируется целесообразность использования концепции ЦДС для формирования региональной экономической политики на примере добычи и переработки угля.

нефтехимию, использование соответствующих продуктов, их транспортировку, производство необходимого оборудования и материалов, финансовое и маркетинговое обслуживание. Немаловажное значение имеют также научные исследования. В настоящей работе мы ограничиваемся лишь некоторыми важными аспектами этой задачи, чтобы создать задел для ее дальнейшего рассмотрения.

Увеличение глубины переработки нефти

По глубине переработки Россия отстает не только от развитых стран, но и от нефтедобывающих экономик, сопоставимых с Россией по уровню развития. В таблице приведены данные о структуре выпуска нефтеперерабатывающих предприятий в различных странах за 2007–2017 гг. и прогноз на период 2018–2020 гг. Под глубиной переработки здесь понимается



Анализ структуры производства нефтепереработки

Глубина нефтепереработки, %								
	2007	2010	2013	2016	2017	2018	2019	2020
Китай+Гонконг	86	86	88	88	88	88	89	89
Индия	85	84	89	92	93	92	92	92
Япония	81	85	86	90	90	90	90	90
Малайзия	89	92	91	88	90	90	90	89
Россия	67	64	63	71	73	74	77	79
Иран	70	69	70	73	75	78	81	81
Саудовская Аравия	71	73	72	79	79	78	78	78
Норвегия	86	85	88	88	88	89	89	89

Выход светлых нефтепродуктов, %								
	2007	2010	2013	2016	2017	2018	2019	2020
Китай+Гонконг	66	63	67	69	68	68	69	68
Индия	70	70	71	73	74	73	74	73
Япония	73	77	77	78	78	78	78	78
Малайзия	80	84	81	80	82	82	81	79
Россия	56	54	52	53	54	55	58	60
Иран	56	59	61	60	62	65	69	69
Саудовская Аравия	67	67	66	74	74	75	73	73
Норвегия	81	79	82	80	79	80	80	80

Источник: www.woodmac.com, расчеты авторов.

тель выхода светлых нефтепродуктов не продемонстрировал существенной динамики, в то время как Иран, Саудовская Аравия, Китай наращивали их долю. Интересно отметить, что для Малайзии – одной из наиболее динамично развивающихся стран – оба показателя были близки к максимальным уже в 2007 году.

По технологической оснащенности российские НПЗ значительно отстают не только от развитых стран, но и от ряда развивающихся экономик. Индекс Нельсона, характеризующий уровень сложности процессов переработки нефти как отношение стоимости мощностей ее вторичной переработки на НПЗ к стоимости первичных мощностей по ее перегонке, для России и Центральной Азии равен 7,7, что существенно ниже его значений для стран Северной Америки (11,5), Европы (9,3), а также стран Азиатско-Тихоокеанского региона (9,7). При этом после 2010 г. страны Азиатско-Тихоокеанского региона демонстрировали максимальные темпы роста этого индекса⁵.

Для увеличения эффективности работы НПЗ необходима модернизация технологически отсталых установок первичной перегонки нефти, более активное внедрение технологий, обеспечивающих ее глубокую переработку. Нефтеперерабатывающие предприятия традиционно ориентированы на производство транспортных топлив и уделяют недостаточное внимание производству сырья для нефтехимической промышленности. А мировой тренд все больше смещается в сторону технологий, позволяющих существенно увеличить производство нефтехимической продукции.

К их числу относится технология каталитического крекинга в псевдоожиженном слое FCC (fluid catalytic cracking). Традиционно газы с установки каталитического крекинга после соответствующего разделения используются в качестве сырья для производства высокооктановых компонентов бензинов, присадок и реже – в качестве сырья пиролиза для производства олефинов. Современная технология FCC позволяет увеличить выход олефинов до 30–50% [7] и тем самым существенно повысить уровень, который сейчас достигается на российских НПЗ.

Еще одной технологией, использование которой необходимо расширять, является гидрокрекинг. Он позволяет вырабатывать значительное количество бутанов и легких бензиновых фракций (до 50%) для последующего пиролиза с целью получения олефинов⁶.

⁵ См. ENI World Oil Review 2018, p. 73. URL: https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WORLD-OIL-REVIEW-2018-Volume-1.pdf

⁶ См. URL: <https://mnpz.gazprom-neft.ru/upload/medialibrary/802/populyarnaya-neftepererabotka.pdf>. С. 45–46.



Развитие современных технологий переработки гудронов открывает широкие возможности для выпуска сырья, пригодного для последующего вовлечения в производство полимеров. В частности, технология Veba Combi Cracker (VCC) позволяет произвести значительные объемы пропановых и бутановых фракций и нефти⁷. Технологии каталитического крекинга гудронов (RFCC, UOP) также могут обеспечить значительные объемы сырья для последующей полимеризации⁸.

Недавно Саудовская Аравия, Китай и Бруней анонсировали строительство комплексов, работающих по технологии «химические продукты из сырой нефти» (crude oil-to-chemical), которая «предвещает новую эру в мировой нефтехимической промышленности» – она позволит производить до 40% химической продукции из 1 барреля сырой нефти⁹.

Таким образом, при оценке проектов расширения и совершенствования нефтепереработки, необходимо учитывать, что они могут стать драйверами развития процессов нефтехимического производства, что в совокупности позволит повысить экономическую эффективность таких проектов.

Развитие нефтехимии

Мировая нефтехимическая промышленность развивается более высокими темпами, чем мировая экономика в целом. Ожидается, что до 2030 г. среднегодовой темп роста химиче-

ского комплекса составит более 4,4%, при этом среднегодовой темп роста мирового валового продукта за тот же период не превысит 3%¹⁰.

Согласно данным компании Plastics Insight 2015 г., ежегодное потребление полимеров на душу населения в мире составляет в среднем 45 кг. Для стран НАФТА характерен самый высокий объем душевого потребления – 139 кг, для Западной Европы – 136 кг, при этом для Центральной Европы и стран СНГ – лишь 48 кг [8]. В России душевое потребление полимеров составляет около 57 кг¹¹, в 2–3 раза ниже, чем в развитых странах. Вклад в экономику РФ нефтехимической отрасли не превышает 1,5%. Россия по общему выпуску продукции нефтехимии отстает не только от США и Европы, но и от Ирана, Саудовской Аравии, Китая, Таиланда, Бразилии¹².

Среди основных видов крупнотоннажных полимеров следует выделить полиэтилен (ПЭ), полипропилен (ПП), полиэтилентерефталат (ПЭТ), поливинилхлорид (ПВХ), полистирол (ПС). Несмотря на определенные успехи в развитии отрасли за последние годы, рынок полимеров в России остается импортозависимым. Доля импорта по основным видам базовых полимеров (ПЭ, ПЭТ, ПВХ) составляет около 23–28%, по полипропилену – 15% [9]. Ключевыми поставщиками полимеров на российский рынок являются Китай, Южная Корея, страны СНГ и ЕС. При этом в России отсутствует производство целого ряда товаров, выпуск которых интенсивно наращивается в передовых

странах. Речь идет о малотоннажной продукции, специальной продукции с высокой долей инновационной составляющей, специальных добавках, композиционных материалов. Не развитым остается производство биополимеров, освоение которого требует больших капитальных затрат.

Таким образом, в России имеются значительные перспективы увеличения выпуска полимеров в целях импортозамещения. На первых порах важно обеспечить уже имеющийся внутренний спрос базовой продукцией крупнотоннажных полимеров, а затем переходить к специфической номенклатуре. Однако при комплексном подходе обнаруживается существенно более высокий потенциал расширения внутреннего рынка полимеров за счет увеличения спроса со стороны отраслей-потребителей.

Формирование спроса на продукцию нефтехимии

К основным отраслям промышленности, предъявляющим спрос на продукцию нефтехимии, следует отнести автомобилестроение, ЖКХ, трубное производство, дорожное и жилищное строительство, машиностроение, текстильную промышленность, сельское хозяйство, медицину, судно- и авиастроение. Около трети всех термопластичных полимеров используется в строительном секторе. Из них более 50% находит применение в производстве конструкционных материалов для изготовления оконных профилей, труб различных назначений, корпусов для бытовых приборов и автомобилестроения, фасадных и кровельных панелей и т. п. Помимо этого, на основе высокомолекулярных соединений изготавливают резину, волокна, пластмассу, пленки и лакокрасочные покрытия, получают материалы для производства полупроводников.

Структура выпуска отрасли близка к структуре мирового производства по основным видам полимеров: 37% – ПЭ, 25% – ПП, 16% – ПВХ, 12% – ПС, 10% – ПЭТ [9]. Однако есть существенные отличия в структуре их потребления, то есть переработки в готовые изделия. Рассмотрим более детально каждый вид полимера и основные направления их применения.

Полиэтилен. Важнейшими потребляемыми сегментами рынка полиэтилена в России являются пленки и упаковочная промышленность (53%), полимерные трубы (19%), тара и емкости (9%) [9]. Хотя трубный сектор ослабил свои позиции драйвера роста спроса ввиду неустойчивого развития строительной отрасли и ЖКХ. Наиболее востребованным является полиэтилен высокой плотности (до 50%), треть рынка занимает полиэтилен низкой плотности, около 10% принадлежит линейному полиэтилену, который является самым импортозависимым сегментом полимерного рынка. Важной тенденцией рынка упаковки является растущий спрос на пленки со специфическими свойствами (устойчивостью к различным средам, в том числе к температуре и т. п.). Существуют востребованные марки ПЭ, которые поставляются только по импорту.

Полипропилен. Потребляемыми сегментами рынка ПП в России являются товары народного потребления (тара/упаковка, игрушки, мебель, хозяйственные товары) (30%), пленки (21%), плетеная нить (20%), нетканые материалы (12%), трубы (6%) [9]. Сохраняется проблема дефицита специальных марок ПП (для автомобильной, трубной и др. отраслей), которые продолжают импортироваться, несмотря на серьезное их подорожание.

Поливинилхлорид. Потребляемыми сегментами рынка ПВХ в России являются оконные профили (29%), кабельные пластики (17%), пищевые ингредиенты (22%), напольные покрытия (10%), трубы (5%) [9]. Почти половина спроса на ПВХ в России традиционно приходится на профильно-погонажные изделия/оконный профиль. В связи с этим спад в строительстве негативно влияет на рынок ПВХ.

Полиэтилентерефталат. В отличие от мирового рынка, где основное направление потребления ПЭТ – текстильная промышленность, в России производство тары определяет динамику спроса, занимая 93% рынка [9]. Практически весь волоконный и пленочный ПЭТ в настоящее время импортируется.

Таким образом, по ряду направлений имеются возможности расширения производства нефтехимической продукции в целях импортозамещения. Неисключено также наращивание



⁷ См. URL: <https://www.kbr.com/technologies/refining#/tab8>

⁸ См. URL: https://www.digitalrefining.com/article/1000656, RFCC_units_set_new_standard_for_propylene_production.html#. XGBXnFUzaM-9

⁹ См. URL: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/crudeoil-chemicals-projects.html>

¹⁰ См. URL: http://minpromtorg.gov.ru/common/upload/files/docs/33-11_sovm.pdf. PDF. С. 6.

¹¹ См. URL: <http://www.rupec.ru/analytics/38683/>

¹² См. URL: <http://ru.investinrussia.com/data/files/EY-petrochemical-industry-in-russia-2015-rus.pdf>. С. 3.

экспорта в Индию, Вьетнам, Индонезию, страны СНГ и Китай. Однако эти возможности со временем могут быть ограничены из-за жесткой конкуренции.

Для того чтобы расширить спрос в ряде случаев необходимо совершенствовать технологии в отечественных отраслях-потребителях, увеличивая их эффективность, а зачастую и создавать с нуля производства по переработке полимеров. В передовых странах эмульсионный ПВХ (ПВХ-Э) используется в производстве виниловых обоев, уплотнителей, герметиков и искусственных

фтегазовом машиностроении¹⁴. В его рамках сформулированы задачи по снижению доли импорта по конкретной номенклатуре приоритетных для отрасли продуктов и технологий. Однако речь в нем идет преимущественно о технологиях в разведке, бурении, добыче, транспортировке сырья, сжижении природного газа. Вместе с тем аналогичная ситуация наблюдается и в нефтепереработке, и в нефтехимии. И здесь зависимость от импорта по некоторым типам оборудования достигает 80% [11, с. 25]. Более устойчивы позиции российских предприятий

в таких продуктовых сегментах, как реакторы, колонны, емкости и резервуары, то есть в производстве тех типов оборудования, для изготовления которых в большей степени требуется металлообработка и в меньшей степени – сложный инжиниринг (здесь импорт составляет около 20%). При этом импорт аппаратов высокого давления – теплообменников, компрессоров и насосов – варьируется от 80 до 100%. Динамическое оборудование и КИПиА почти полностью

импортируются. Чем более сложным с технологической точки зрения является процесс, тем ниже доля отечественных поставщиков соответствующего оборудования.

В системе проектов, нацеленных на углубление переработки углеводородов, придется предусмотреть развитие НИОКР и инжиниринга, обеспечение кадрами, гарантийное обслуживание, организацию гибких производственных схем, в том числе по индивидуальным заказам.

Механизмы реализации программы диверсификации: институты догоняющего развития

Ряд институтов в принципе могли бы способствовать формированию и реализации системы взаимосвязанных проектов. К их числу, в первую очередь, следует отнести территориальные и виртуальные кластеры и технологические платформы.

Под территориальным кластером понимают группу компаний, сконцентрированных в определенном регионе, взаимодействие между которыми может дать синергетический эффект. Обычно кластер включает производителей продукции определенного типа и их поставщиков, а во многих случаях также исследовательские и образовательные учреждения соответствующего профиля и специализированные государственные структуры. Так, в соответствии с Положением о Нефтехимическом территориальном кластере Республики Башкортостан [12, с. 3] в него могут входить предприятия, осуществляющие «разработку технологий нефте-, газопереработки и нефтехимии, проектирование нефтехимических и нефтеперерабатывающих комплексов, предоставление инжиниринговых услуг, производство нефтехимической и нефтеперерабатывающей продукции». Деятельность кластера координируется специализированной организацией, осуществляющей «методическое, организационное, экспертно-аналитическое и информационное сопровождение развития кластера», привлекая «учреждения образования и науки, кредитные организации, государственные компании и компании с государственным участием, институты развития, органы государственной власти».

Несмотря на привлекательность идеи территориального кластера, его возможности весьма ограничены. Условие

территориальной близости делает его региональным инструментом, направленным, преимущественно, на организацию взаимодействия малых и средних предприятий. Это же условие ограничивает длину цепочек добавленной стоимости, которые могут быть охвачены проектами, разрабатываемыми участниками кластера. Наконец, их эффективное взаимодействие возможно лишь при высоких уровнях организационной культуры и взаимного доверия [13], что в российских регионах имеет место далеко не всегда. Хорошо известны примеры эффективных кластеров. Тем не менее многие авторы подчёркивают, что успех сравнительно редок даже в развитых странах [14, с. 21–22]. В работе [15] авторы, опираясь на достаточно представительный статистический материал, не находят доказательств существенного влияния кластеров на развитие регионов России¹⁵.

Ограничения, связанные с условием территориальной близости, преодолеваются в случае так называемых виртуальных кластеров [16, 17]. Они опираются на кластерные сети – on-line площадки взаимодействия бизнеса, власти и общества. Кластерная сеть дает возможность быстрого обмена информацией между участниками кластерных отношений, успешным опытом, продвижения ноу-хау, а также учета и мониторинга развития кластеров в территориальном образовании со стороны органов власти и дирекции кластера. Однако в силу относительной редкости личных контактов успех виртуального кластера в еще большей степени зависит от уровня так называемого обобщенного доверия и от умения участников находить взаимовыгодные решения.

Еще одним важным институтом, нацеленным на обеспечение тесного взаимодействия между различными агентами для разработки крупных инновационных проектов, является технологическая платформа. Эта форма организации получила распространение в Европе в начале 2000-х годов [18]. Перечень их потенциальных участников включает фирмы, в том числе крупные, исследовательские учреждения, банки и фонды, организации гражданского общества, а также административные структуры европейского, национального, регионального и местного уровней. Важнейшая задача европейских технологических платформ состояла в создании и внедрении принципиально новых технологий, способных обеспечить ускорение экономического роста Европейского союза. Однако уже в 2009 г. экспертная группа, сформированная по инициативе Европейской комиссии, обнаружила, что далеко не все возникшие платформы успешно отвечают на важнейшие социальные вызовы, и предложила ввести статус европейской технологической и инновационной платформы, получение которого обеспечило бы поддержку высших властных органов Европейского союза [19].

Около десяти лет назад технологические платформы стали внедрять и в России. В 2012 г. был одобрен Перечень технологических платформ [20], две из них имели непосредственное отношение к нашей теме: «Технологии добычи и использования углеводородов» и «Глубокая переработка углеводородных ресурсов». В отчете первой из них 2018 г. [21] приведен перечень выполненных проектов, все они разработаны отдельными членами платформы. Их совместная деятельность заключалась главным образом в проведении конференций. Последнее мероприятие, указанное на сайте технологической платформы «Глубокая переработка углеводородных ресурсов», датировано 2014 г. [22].

¹⁵ Разумеется, этот статистический вывод не исключает того, что в отдельных случаях наличие кластера положительно влияет на экономику региона.

Опыт функционирования всех трех рассмотренных выше институтов, еще раз демонстрирует, что в российских условиях необходима единая общегосударственная институциональная система, обеспечивающая разработку, отбор и реализацию совокупности крупномасштабных проектов, согласованных с бюджетом и нацеленных на поддержание быстрого экономического роста благодаря диверсификации производства, совершенствованию технологий и методов хозяйствования. Согласно [4], такую систему образуют институты догоняющего развития (ИДР). Важнейшими из них являются индикативное планирование и генеральное агентство развития, обеспечивающее концентрацию деятельности министерств на проблеме экономического роста. ИДР существовали практически во всех странах быстрого экономического роста, функционируют они и в современных успешно развивающихся экономиках – Китае, Малайзии, Саудовской Аравии [4, 5]. В рамках системы ИДР находят эффективное применение и кластеры, и технологические платформы.



Производство оборудования и материалов для нефтепереработки и нефтехимии: проблемы импортозамещения

Необходимость ускоренного развития нефтяного машиностроения была осознана при введении секторальных санкционных ограничений на ввоз технологий и оборудования для разведки и добычи сырья на шельфе и в Арктике. По данным Минпромторга, в 2015 г. зависимость от импорта в поставках критически важного нефтегазового оборудования была на уровне 80%, а по отдельным позициям российских аналогов не существовало вовсе [10]. По итогам проведенного анализа был разработан План мероприятий по импортозамещению в не-

¹³ Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 29 января 2016 г. № 197.

¹⁴ Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 31 марта 2015 г. № 645.

Заключение

Диверсификация экономики – очень сложная, комплексная проблема, для решения которой необходима реализация системы мегапроектов. Выше было показано, что по крайней мере некоторые из таких мегапроектов могут формироваться на основе совершенствования цепочек добавленной стоимости. Одним из них и, возможно, ведущим на начальном этапе мог бы стать проект «Углубление переработки углеводородов». Он наиболее тесно связан с задачей диверсификации, и выигрыш от его осуществления обещает быть весьма значительным. Высокая степень огосударствления соответствующего сектора и наличие финансовых ресурсов в принципе облегчают выполнение этой задачи. Несмотря на понимание ее важности, государственные структуры до сих пор не могут найти необходимых институциональных форм. Программы, называемые комплексными, на самом деле не обеспечивают эффективного согласования своих составных частей, плохо просчитаны и нередко не согласованы с бюджетом. Попытки активизировать процессы диверсификации путем создания территориальных кластеров и технологических платформ не привели к фундаментальным сдвигам. Следует предположить, что эти институты могут полностью проявить себя лишь в рамках общегосударственной системы институтов догоняющего развития, важнейшими элементами которой, как показывает опыт успешных стран, является генеральное агентство развития и индикативное планирование. Попытки формирования такой системы предпринимаются в России, но до сих пор не привели к успеху. Возможно, добиться прогресса помогла бы инициатива Министерства энергетики РФ. Выступив основным организатором мегапроекта по углублению переработки углеводородов, оно могло бы привлечь министерства и ведомства, научно-исследовательские и проектно-конструкторские организации, общественность для того, чтобы продвинуться в решении проблемы диверсификации и создать образец, на который могли бы ориентироваться другие мегапроекты.

Литература

1. Полтерович В.М. Институты догоняющего развития. К проекту новой модели экономического развития России // *Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз*. 2016. Вып. 5 (47). С. 34–56.
2. Полтерович В.М. Федеральное агентство развития: оно необходимо для разработки и реализации успешных стратегий // *Проблемы теории и практики управления*. 2018. № 3. С. 35–41.
3. Ксенофонов М.Ю., Широков А.А., Ползиков Д.А., Янговский А.А. Оценка мультипликативных эффектов в российской экономике на основе таблиц «затраты-выпуск». // *Проблемы прогнозирования*. 2018. № 2 (167). С. 3–13.
4. Tordo S., Tracy B., Arfaa N. National oil companies and value creation // 2011. World Bank working paper. № 218. World Bank: Washington DC.
5. Полтерович В.М., Попов В.В. Эволюционная теория экономической политики. Ч. 1. Опыт быстрого развития // *Вопросы экономики*. 2006. № 7. С. 4–23.
6. Никитенко С.М., Гоосен Е.В., Пахомова Е.О., Колеватова А.В. Цепочки добавленной стоимости как инструмент развития экономики региона сырьевой специализации // *Фундаменталь-*

- ные исследования. 2017. № 10–2. С. 375–380. URL: <http://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=41843>
7. Corma A., Corresa E., Mathieu Y., Sauvanaud L., Al-Bogami S., Al-Ghrami M. S., Bourane A. Crude oil to chemicals: Light olefins from crude oil // *Catalysis Science & Technology*. 2017. № 7. P. 12–46.
8. Факина Ю.И. Анализ российского рынка полимеров и дальнейшего пути его развития // *Бизнес-образование в экономике знаний*. 2017. № 1. С. 99–101.
9. Волкова А.В. Рынки крупнотоннажных полимеров 2017 / НИУ ВШЭ. 2017. С. 1–70.
10. Молодцов К. Российское вместо импорта // *Нефтегаз дайджест. Импортзамещение в нефтегазовой промышленности*. 2018. № 4. С. 1–8.
11. Дмитриевский А.Н., Комков Н.И., Кротова М.В., Романцов В.С. Стратегические альтернативы импортзамещения оборудования ТЭК для нефтегазового комплекса // *Отрасли и межотраслевые комплексы*. 2016. С. 18–35.
12. Положение о Нефтехимическом территориальном кластере Республики Башкортостан. Утв. решением Президиума Совета по координации деятельности Нефтехимического территориального кластера Республики Башкортостан. 2016. URL: <http://nhtkrb.ru/upload/iblock/3b8/3b85c46819c3367c400b53cf46791co.pdf>
13. Орлова Г.А., Марков А.К., Хвальневич А.В. Создание и развитие инновационных кластеров в мировой экономике // *Российский внешнеэкономический вестник*. 2015. № 10. С. 3–11.
14. Martin R. Rebalancing the spatial economy: the challenge for regional theory // *Territory, Politics, Governance*. 2015. № 3 (4). P. 235–272. С. 21–22 в онлайн версии статьи. URL: https://www.researchgate.net/publication/281127202_Rebalancing_the_Spatial_Economy_The_Challenge_for_Regional_Theory
15. Дубровская Ю.В., Козоногова Е.В., Пакулина Д.А. Оценка влияния кластеров на показатели регионального развития на основе корреляционно-регрессионного анализа // *Государственное управление*. 2017. Вып. № 63. С. 233–248.
16. Passiante G., Secundo G. From geographical innovation clusters towards virtual innovation clusters: The innovation virtual system // 42th ERS Congress From Industry to Advanced Services – Perspectives of European Metropolitan Regions. University of Dortmund (Germany). 2002.
17. Saniuk S., Saniuk A., Lenort R., Samolejova A. Formation and planning of virtual production networks (VPN) in metallurgical clusters // *Metalurgia*. 2014. № 4. P. 725–727.
18. Technology platforms. From Definition to Implementation of a Common Research Agenda. Luxembourg, European Commission. 2004. 82 p.
19. Strengthening the role of European Technology Platforms in addressing Europe's Grand Sociatal Challenges. Report of the ETP Expert Group. Luxembourg, European Commission. 2009. 90 p.
20. Перечень технологических платформ. Утв. решениями Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям. 2012. URL: http://economy.gov.ru/wps/wcm/connect/de672fo04ac039db8aeb8baf3367c32c/perechen_tr.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=de672fo04ac039db8aeb8baf3367c32c
21. Технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов». Отчет о выполнении проекта реализации технологической платформы за 2017 г., план действий технологической платформы на 2018 г. // М.: Национальный институт нефти и газа. 2018. 59 с.
22. Технологическая платформа «Глубокая переработка углеводородных ресурсов». URL: <http://www.techplatforma.ru/>

Е.М. СМЕРНОВА, С.М. СЕНДЕРОВ
E.M. SMIRNOVA, S.M. SENDEROV

УДК 621.311.1 (571.1/.5)

АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕГИОНОВ НА ПРИМЕРЕ СИБИРСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА

TRENDS ANALYSIS IN STATE ENERGY SECURITY OF REGIONS EXEMPLIFIED BY THE SIBERIAN FEDERAL DISTRICT



**Елена Михайловна
СМЕРНОВА** –
ведущий инженер
Института систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева
(ИСЭМ) СО РАН,
e-mail:
smirnova.e.m@isem.irk.ru

Elena M. SMIRNOVA –
Lead Engineer at the
Melentiev Energy Systems
Institute, Siberian Branch
of the Russian
Academy of Sciences,
e-mail:
smirnova.e.m@isem.irk.ru

**Сергей Михайлович
СЕНДЕРОВ** –
заместитель директора
по науке ИСЭМ СО РАН,
заведующий отделом
энергетической безопасности,
д.т.н., e-mail: ssm@isem.irk.ru

Sergey M. SENDEROV –
Deputy Director for Science at
the Melentiev Energy Systems
Institute, Siberian Branch
of the Russian Academy of
Sciences, Head of the Energy
Security Department,
Doctor of Engineering,
e-mail: ssm@isem.irk.ru

Аннотация. В статье представлена оценка уровня энергетической безопасности субъектов РФ, расположенных на территории Сибирского федерального округа. Подход к оценке основывается на использовании аппарата мониторинга и индикативного анализа энергетической безопасности, разработанного в ИСЭМ СО РАН. В результате были выявлены основные проблемы с обеспечением энергетической безопасности по регионам с целью дальнейшего формирования путей улучшения ситуации в них.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, индикативный анализ, Сибирский федеральный округ, топливоснабжение, энергетика, энергетический комплекс.

Abstract. The article presents evaluation of energy security level in the Russian Federation entities located in the Siberian Federal district. The approach to the evaluation is based on the use of a device for monitoring and indicative analysis of energy security designed at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. As a result, the main problems with ensuring energy security in the regions were identified in order to further develop ways to improve the situation in them.

Keywords: energy security, indicative analysis, Siberian Federal district, fuel supply, energy, energy complex.



Введение

Одним из важнейших направлений деятельности по достижению и поддержанию требуемого уровня энергетической безопасности (ЭБ) России является мониторинг и индикативный анализ ЭБ. Это необходимая составляющая для формирования контрольных, аналитических и в определенной мере координационных функций государственного регулирования в сфере обеспечения ЭБ. Задачи мониторинга ЭБ РФ и ее регионов заключаются в идентификации наблюдаемых и ожидаемых процессов, явлений и параметров, определяющих уровень и угрозы энергетической безопасности. При этом в основе процесса идентификации лежит система индикаторов, адекватно описывающих ситуацию в том или ином аспекте обеспечения ЭБ. Таким образом, смысл и суть мониторинга и индикативного анализа состоят в отображении информации о степени реализации угроз ЭБ с помощью системы индикаторов при сравнении численных значений этих индикаторов с их пороговыми значениями. В соответствии с этим в ИСЭМ СО РАН разработана информационная база для обоснования и принятия решений по обеспечению ЭБ РФ и ее регионов. Кроме оценок, касающихся одного года, важен анализ динамического ряда значений индикаторов и их качественных оценок, с тем чтобы понять направление складывающихся тенденций с обеспечением ЭБ.

Оценка уровня энергетической безопасности регионов

В данной статье представлен процесс оценки уровня энергетической безопасности субъектов РФ, расположенных на территории Сибирского федерального округа. Эта оценка проведена на основе использования аппарата мониторинга

и индикативного анализа энергетической безопасности, разработанного в ИСЭМ СО РАН. Отражены основные проблемы с обеспечением энергетической безопасности по отдельным регионам, что является основой для формирования направлений улучшения существующей ситуации в Сибирском федеральном округе в целом.

Энергетическая безопасность – состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, а также от угроз нарушения бесперебойности энергоснабжения. По сути, энергетическая безопасность любого уровня – это сбалансированность спроса и предложения энергии или бездефицитность энергобаланса. Причины нарушения баланса

Причины нарушения энергобаланса могут заключаться как в состоянии объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК), так и в неблагоприятном изменении природных, политических и экономических условий

могут заключаться как в состоянии объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК), так и в неблагоприятном изменении природных, политических и экономических условий. Комплексную оценку потенциальных угроз ЭБ, назревающих внутри

ТЭК и возникающих извне вследствие изменения внешних для энергетики условий, получить достаточно сложно. Вместе с тем оценку уровня ЭБ региона, определяемую состоянием объектов ТЭК как этого региона, так и связанных с ним федеральных СЭ, можно найти с помощью численно оцениваемых индикативных показателей, используя данные [1] о соответствующих параметрах объектов и регистрируемых процессов.

Индикативную оценку уровня энергетической безопасности конкретного региона страны предложено осуществлять по трем, в значительной степени взаимосвязанным, блокам индикаторов: производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона; надежности системы топливо- и энергоснабжения региона; состояния ОПФ систем энергетики на территории региона. По первым двум блокам конкретные индикаторы могут быть распределены весьма условно, так как прямо или косвенно связаны друг с другом.

Предлагаемый к отслеживанию состав важнейших индикативных показателей энергетической безопасности на региональном уровне, структурированный по блокам, приведен в табл. 1.

С использованием специально разработанной в ИСЭМ СО РАН методики, позволяющей учитывать особенности энергоснабжения отдельных регионов [1–3], были экспертно определены пороговые значения индикативных показателей для всех субъектов РФ.

Результаты проведенного индикативного анализа

При выполнении исследования значения индикаторов по регионам были количественно соотнесены с их пороговыми

значениями, принятыми в [3]. Это позволило оценить качественное состояние каждого индикатора в соответствующем субъекте анализа. В качестве примера ниже представлены результаты такой работы по регионам Сибирского федерального округа (табл. 2–5).

Наряду с качественной оценкой уровня энергетической безопасности регионов за 2016 г., с целью показать некоторые тенденции, справочно приведена информация о качественной оценке соответствующих индикаторов в 2012 году. В результате анализа данных соответствующих таблиц по субъектам Сибирского федерального округа можно кратко охарактеризовать присущие энергетике территорий тенденции с позиций требований энергетической безопасности.

По первому блоку индикаторов ситуация приемлема с позиций ЭБ практически по всем субъектам Сибирского федерального округа. Исключение составляет Республика Алтай, где значения индикаторов находятся в кризисном состоянии (табл. 2). Здесь можно отметить низкий уровень обеспеченности максимальной электрической нагрузки потребителей. Но ситуация начала медленно улучшаться и за период 2014–2016 гг. были введены три солнечных электростанции общей мощностью 15 МВт (Кош-Агачская СЭС-1, 2; Усть-Канская СЭС), а в дальнейшем планируются новые вводы мощностей.

В Республике Тыва по сравнению с 2012 г. к 2016 г. значения индикатора 1.2 перешли в область приемлемых значений. В 2014 г. была увеличена пропускная способность межсистемных связей за счет модернизации подстанций (ПС Кызылская, ПС Чадан) до 280 МВт мощности, из которых до 100 МВт может передаваться в Западную Монголию. Однако в целом проблема энергодефицита республики не решена.

Край, область	Индикатор	Размерность	Пороговые значения индикатора ¹		Значение и состояние индикатора			
			Н	К	2012		2016	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Алтайский край	1.1	ед.	0,5	0,3	0,74	Н	0,72	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	3,03	Н	3,1	Н
	1.3	%	60	40	1,55	К	1,75	К
Кемеровская область	1.1	ед.	0,5	0,3	0,85	Н	1,01	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,27	Н	2,55	Н
	1.3	%	40	20	5,88	Н	1052	Н
Новосибирская область	1.1	ед.	0,5	0,3	1,03	Н	1,03	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,18	Н	2,18	Н
	1.3	%	40	20	33,7	Н	40,4	Н
Омская область	1.1	ед.	0,5	0,3	0,84	Н	0,86	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,44	Н	2,46	Н
	1.3	%	40	20	48,3	Н	36,9	ПК
Томская область	1.1	ед.	0,5	0,3	0,81	Н	0,77	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,76	Н	2,77	Н
	1.3	%	60	40	121	Н	294	Н
Красноярский край	1.1	ед.	0,7	0,5	1,65	Н	2	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,39	Н	2,74	Н
	1.3	%	60	40	140	Н	142	Н
Иркутская область	1.1	ед.	0,7	0,5	1,58	Н	1,6	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,11	Н	2,13	Н
	1.3	%	60	40	122	Н	122	Н
Республика Хакасия	1.1	ед.	0,7	0,5	2,85	Н	2,42	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	4,67	Н	4,28	Н
	1.3	%	60	40	557	Н	740	Н
Забайкальский край	1.1	ед.	1,0	0,8	1,22	Н	1,19	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	1,6	Н	1,57	Н
	1.3	%	60	40	266	Н	233	Н
Республика Бурятия	1.1	ед.	0,5	0,3	1,31	Н	1,28	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	3,35	Н	3,19	Н
	1.3	%	60	40	49,6	ПК	76,1	Н
Республика Тыва	1.1	ед.	0,5	0,3	0,38	ПК	0,22	К
	1.2	ед.	1,5	1,2	1,18	К	1,78	Н
	1.3	%	60	40	199	Н	240	Н
Республика Алтай	1.1	ед.	0,5	0,3	0	К	0,13	К
	1.2	ед.	1,5	1,2	0	К	0,13	К
	1.3	%	60	40	7,69	К	12,2	К

Таблица 2. Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов Сибирского федерального округа по блоку производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения за 2012, 2016 гг.

Кроме того, по первому блоку индикаторов, в частности по индикатору 1.3 («Возможности удовлетворения потребителей в КПП из собственных источников региона») можно отметить Алтайский край, Республику Алтай с кризисными значениями. Омскую область, где к 2016 г. ситуация ухудшилась за счет снижения производства мазута за последние пять лет на 20%. В Республике Бурятии, наоборот, значения индикаторов перешли в область приемлемых в результате разработки ряда малых угольных месторождений для местных нужд и увеличения уровня добычи угля на 30% за последние пять лет.

Удовлетворительная ситуация по первому блоку индикаторов в Республике Хакасии. С достаточным запасом обеспечивается максимальная электрическая нагрузка. Добыча значительных объемов угля обеспечивает положительные значения индикатора обеспеченности собственным КПП.

По второму блоку индикаторов ситуация в большей части регионов усугубляется чрезмерно высокой долей доминирования одного из привозных ресурсов (индикатор 2.1, табл. 3). В Республике Бурятии и Алтайском крае – доля угля в период 2012–2016 гг. превысила 90%. Предкризисная ситуация с долей доминирующего ресурса наблюдается в Новосибирской,

¹ Границы областей состояний: Н – приемлемое (нормальное) состояние ЭБ по данному индикатору; К – кризисное состояние ЭБ.



Таблица 1
Состав важнейших индикаторов энергетической безопасности регионального уровня

1. Блок производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона	
1.1.	Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
1.2.	Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
1.3.	Возможности удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников региона.
2. Блок надежности топливо- и энергоснабжения региона	
2.1.	Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПП на территории региона.
2.2.	Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона.
2.3.	Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания (наброс потребления 10%) на территории региона.
3. Блок состояния ОПФ систем энергетики на территории региона	
3.1.	Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона.
3.2.	Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за предшествующий 5-летний период к установленной мощности региона.

Таблица 3. Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов Сибирского федерального округа по блоку надежности топливо- и энергоснабжения

Край, область	Индикатор ²	Размерность	Пороговые значения			Значение и состояние индикатора, год			
			Н	ПК	К				
						2012		2016	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Алтайский край	2.1	%	40		70	92,4	К	88,5	К
	2.2	%	50		70	22,8	Н	24,2	Н
Кемеровская область	2.1	%	90	>90		83,5	Н	96,0	Н
	2.2	%	50		70	25,8	Н	23,7	Н
Новосибирская область	2.1	%	40		70	72,6	К	68,9	ПК
	2.2	%	50		70	39,4	Н	39,4	Н
Омская область	2.1	%	40		70	50,6	ПК	54,3	ПК
	2.2	%	50		70	43,4	Н	42,8	Н
Томская область	2.1	%	90	>90		68,7	Н	62,9	Н
	2.2	%	50		70	24,3	Н	27,7	Н
Красноярский край	2.1	%	90	>90		73,5	Н	75,4	Н
	2.2	%	40		50	39,2	Н	32,8	Н
Иркутская область	2.1	%	90	>90		76,5	Н	70,6	Н
	2.2	%	40		50	34,12	Н	33,9	Н
Республика Хакасия	2.1	%	90	>90		96,5	ПК	96,5	ПК
	2.2	%	40		50	90,9	К	89,5	К
Забайкальский край	2.1	%	90	>90		96,4	ПК	98,1	ПК
	2.2	%	30		40	29,3	Н	28,3	Н
Республика Бурятия	2.1	%	40		70	95,1	К	94,2	К
	2.2	%	50		70	83,3	К	79,1	К
Республика Тыва	2.1	%	90	>90		97,2	ПК	100	ПК
	2.2	%	50		70	36,3	Н	59,5	ПК
Республика Алтай	2.1	%	40		70	53,8	ПК	43,8	ПК
	2.2	%	50		70	100	К	64,1	ПК

Омской областях, Республике Хакасии, Тыве, а также в Забайкальском крае и Республике Алтай. В Иркутской, Кемеровской областях и Красноярском крае ситуацию по данному индикатору можно считать приемлемой в силу доминирования в этих регионах собственных ТЭР. В то же время, в части обсуждения пороговых значений индикаторов, качественная оценка «предкризис» в самообеспеченных регионах (относящихся к группе 1) говорит о желательности большей видовой диверсификации топливо- и энергоснабжения с целью повышения готовности систем к потенциальным изменениям в структуре ТЭБ страны и ее регионов по различным причинам, в том числе по ценам на первичные ТЭР. По индикатору 2.2 (доля крупнейшей электростанции в установленной электрической мощности территории) наиболее острая ситуация наблюдается в Бурятии (Гусиноозерская ГРЭС – 79% всей установленной мощности) и Хакасии (Саяно-Шушенская ГЭС – 89% всей установленной мощности), так как в случае аварии такая высокая доля одного источника весьма опасна возможными проблемами в электроснабжении потребителей. Улучшилась ситуация по данному индикатору за последнее время в Республике Алтай, перейдя из кризисного состояния в предкризисное за счет ввода новых мощностей и перераспределения нагрузки.

В состоянии предкризиса, когда с позиций обеспечения ЭБ желательно развивать тенденцию роста генерирующих

мощностей для покрытия возрастающего спроса на электро-энергию, находится Республика Тыва (Мобильная ГТЭС – 59% установленной мощности края).

Еще одним важным аспектом, влияющим на обеспечение энергетической безопасности регионов, является состояние основных производственных фондов энергетического хозяйства. Усредненные данные по износу ОПФ энергетических отраслей на территориях, соотнесенные с балансовой стоимостью этих отраслей по данным территориям, позволяют примерно оценить средний износ в энергетическом хозяйстве территорий.

Анализ данных табл. 4 показывает, что в последние годы обострилась (и главное – продолжает ухудшаться достаточно быстрыми темпами) ситуация с изношенностью энергетического оборудования в Новосибирской области, Республике Алтай и Алтайском крае.

Продолжает ухудшаться ситуация в среднем по энергетическим отраслям и в большинстве других территорий округа, оставаясь пока в середине диапазона предкризисных значений в таких регионах, как: Иркутская область, Республика Тыва, Республика Бурятия, Кемеровская область. Положительные тенденции к 2016 г. с обновлением и модернизацией ОПФ энергетики наблюдается в Хакасии за счет активного восстановления и модернизации Саяно-Шушенской ГЭС, а также модернизации на Абаканской ТЭЦ с вводом двух энергоблоков общей мощно-

² Индикатор 2.3 оценивается по результатам исследований на модели ТЭК как величина обеспеченности потребителей котельно-печным топливом при возможном похолодании, увеличивающим потребление на 10%. Для всех субъектов СФО увеличенное потребление полностью удовлетворяется, что соответствует зоне приемлемых (нормальных) состояний.

стью 256 МВт. В Кемеровской области «Кузбассэнерго» провел капитальный ремонт 11-ти турбоагрегатов, а также были введены в работу энергоблоки на Новокузнецкой ГТЭС. В Омской области и Республике Бурятии приемлемые показатели по индикатору также связаны с активной политикой по проведению капитальных ремонтов и реконструкции электрогенерирующих мощностей. В значительной степени величина значений данного индикатора обусловлена вводами новых мощностей, капитальным ремонтом и техническим перевооружением существующих электрогенерирующих источников. В кризисном положении по индикатору 3.2 находятся: Новосибирская, Томская, Иркутская области и Республика Алтай, где за предшествующий анализу 5-летний период был недостаточный ввод новых мощностей и практически не проводилось серьезных работ по модернизации установленного оборудования, что, в свою очередь, привело к снижению уровня энергетической безопасности регионов в аспекте, описываемом данным индикатором.

Небольшие по мощностям вводы и некоторые работы по модернизации оборудования проводились в Республике Алтай и Алтайском крае (ввод 130 МВт на Барнаульской ТЭЦ-2 в 2016 г.), однако в недостаточных (с точки зрения энергетической безопасности) объемах, чтобы переломить отрицательные тенденции со старением ОПФ. Что касается индикатора обновления электрогенерирующего оборудования в Иркутской области и Забайкальском крае, то вводов новых мощностей было немного. В Иркутской области в 2012 г. запущен турбоагрегат

мощностью 50 МВт на Ново-Иркутской ТЭЦ. В Забайкальском крае – ввод гидроагрегата на Харанорской ГЭС в том же году, мощностью 225 МВт. Кроме того, проводились капитальные ремонты оборудования и реконструкции. Эти действия вывели ситуацию по данному индикатору в приемлемое состояние с позиций ЭБ в Забайкальском крае, однако явились недостаточными для вывода Иркутской области из кризиса.

Выше были представлены и проанализированы значения основных индикаторов, составляющие базу для интегральной оценки уровня энергетической безопасности на территории субъектов Сибирского федерального округа. Для получения такой оценки использован подход, основанный на свертке значений индикаторов, с учетом их удельных весов. Качественные характеристики состояния всех рассматриваемых индикаторов из табл. 2–3 были собраны по соответствующим территориям и обработаны согласно специальной методике. В результате была получена качественная итоговая оценка состояния энергетической безопасности территорий субъектов Сибирского федерального округа, представленная в табл. 5.

Исходя из анализа данных табл. 5, лучшее состояние по энергетической безопасности наблюдается в Томской области и Красноярском крае. Близким к приемлемому можно считать уровень энергетической безопасности в Кемеровской, Омской, Иркутской областях и Забайкальском крае. Необходимо обратить серьезное внимание на индикаторы, значения которых на этих территориях располагаются в зонах кризисных и предкри-

Таблица 4. Характеристика индикаторов субъектов Сибирского федерального округа по блоку состояния ОПФ систем энергетики

Край, область	Индикатор	Размерность	Пороговые значения		Значение и состояние индикатора, год			
			Н	К	2012		2016	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Алтайский край	3.1	%	40	60	58,5	ПК	60	К
	3.2	%	2	1	1,6	ПК	1,7	ПК
Кемеровская область	3.1	%	40	60	47,5	ПК	43,7	ПК
	3.2	%	2	1	3,7	Н	1,9	Н
Новосибирская область	3.1	%	40	60	55	ПК	61	К
	3.2	%	2	1	1	К	0,7	К
Омская область	3.1	%	40	60	38,3	Н	36,7	Н
	3.2	%	2	1	9	Н	7,3	Н
Томская область	3.1	%	40	60	33,6	Н	39,7	Н
	3.2	%	2	1	12,2	Н	0,9	К
Красноярский край	3.1	%	40	60	44	ПК	38	Н
	3.2	%	2	1	2,9	Н	4,9	Н
Иркутская область	3.1	%	40	60	54,2	ПК	53,7	ПК
	3.2	%	2	1	1,8	ПК	0,6	К
Республика Хакасия	3.1	%	40	60	39,5	Н	38,7	Н
	3.2	%	2	1	7,7	Н	4,4	Н
Забайкальский край	3.1	%	40	60	48,3	ПК	47,7	ПК
	3.2	%	2	1	2,9	Н	3,9	Н
Республика Бурятия	3.1	%	40	60	45,9	ПК	43,4	ПК
	3.2	%	2	1	2	ПК	5	Н
Республика Тыва	3.1	%	40	60	50,1	ПК	58,4	ПК
	3.2	%	2	1	29,2	Н	7,3	Н
Республика Алтай	3.1	%	40	60	62	К	70	К
	3.2	%	2	1	0	К	33,7	Н

Таблица 5
Качественная оценка состояния энергетической безопасности на территории субъектов Сибирского федерального округа

Год	Порядковые номера оцениваемых индикаторов ЭБ								Сумма удельных весов по состояниям			Качественное состояние ЭБ
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	Границы состояний			
	Удельные веса индикаторов								К ³	ПК	Н ⁴	
	0,104	0,138	0,133	0,120	0,079	0,170	0,127	0,129				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Алтайский край												
2012	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	ПК	0,253	0,256	0,491	ПК
2016	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	ПК	0,253	0,256	0,491	ПК
Кемеровская область												
2012	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	о	0,127	0,873	Н
2016	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	о	0,127	0,873	Н
Новосибирская область												
2012	Н	Н	ПК	К	Н	Н	ПК	К	0,249	0,260	0,491	ПК
2016	Н	Н	Н	К	Н	Н	К	К	0,376	о	0,624	ПК
Омская область												
2012	Н	Н	Н	ПК	Н	Н	Н	Н	о	0,120	0,880	Н
2016	Н	Н	ПК	ПК	Н	Н	Н	Н	о	0,253	0,747	Н
Томская область												
2012	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	о	о	1	Н
2016	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	К	0,129	о	0,871	Н
Красноярский край												
2012	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	о	0,127	0,873	Н
2016	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	о	о	1	Н
Иркутская область												
2012	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	ПК	о	0,256	0,744	Н
2016	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	К	0,129	0,127	0,744	Н
Республика Хакасия												
2012	Н	Н	Н	ПК	К	Н	Н	Н	0,079	0,120	0,801	Н
2016	Н	Н	Н	ПК	К	Н	Н	Н	0,079	0,120	0,801	Н
Забайкальский край												
2012	Н	Н	Н	ПК	Н	Н	ПК	Н	о	0,247	0,753	Н
2016	Н	Н	Н	ПК	Н	Н	ПК	Н	о	0,247	0,753	Н
Республика Бурятия												
2012	Н	Н	ПК	К	К	Н	ПК	ПК	0,199	0,389	0,412	ПК
2016	Н	Н	Н	К	К	Н	ПК	Н	0,199	0,129	0,674	ПК
Республика Тыва												
2012	ПК	К	Н	ПК	Н	Н	ПК	Н	0,138	0,351	0,511	ПК
2016	Н	К	Н	ПК	ПК	Н	ПК	Н	0,242	0,326	0,432	ПК
Республика Алтай												
2012	К	К	К	ПК	К	К	К	К	0,880	0,120	о	К
2016	К	К	К	ПК	ПК	К	К	Н	0,672	0,199	0,129	К

³ Состояние ЭБ в регионе признается кризисным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии К превышает 0,4.
⁴ Состояние ЭБ в регионе признается нормальным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии Н превышает 0,7.

зисных значений. Это сигнализирует о серьезных проблемах в области топливно- и энергообеспечения территорий в части, описываемой значениями соответствующих индикаторов. Кроме того, достичь лучшего положения мешает, прежде всего, негативное значение индикаторов, характеризующих состояние ОПФ и обновления энергетики этих территорий.

Наиболее острую ситуацию с обеспечением энергетической безопасности нужно отметить в республике Алтай. Здесь налицо кризисное состояние большинства из отслеживаемых индикаторов, это касается и степени обеспеченности максимальной электрической нагрузки, и доли крупнейшего электрогенерирующего источника в установленной мощности на территории, и износа ОПФ энергетики.

Заключение

Анализ динамики качественных оценок энергетической безопасности в регионах и количественных показателей сумм удельных весов индикаторов, пребывающих в различных состояниях с 2012 по 2016 гг., позволяет сделать вывод, что ситуация с обеспечением энергетической безопасности в этот период имела в среднем положительные тенденции для всех субъектов Сибирского федерального округа, за исключением Республики Алтай.

Литература

1. Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Чельцов М.Б. и др. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // Известия РАН. Энергетика, 2000, № 6. С. 31–39.

2. Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. и др. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1998, 302 с.

3. Сендеров С.М., Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Славин Г.Б., Воробьев С.В., Смирнова Е.М. Методика мониторинга состояния энергетической безопасности России на региональном уровне. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014, 146 с.

4. Сендеров С.М. Оценка уровня энергетической безопасности регионов России и основные принципы создания системы мониторинга энергетической безопасности // Безопасность объектов топливно-энергетического комплекса, 2012, № 1(1). С. 125–130.



5. Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива и тепло-энергии, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов за 2012–2016 гг. Росстат.

6. Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов за 2012–2016 гг. Росстат.

7. Техничко-экономические показатели электростанций, районных котельных за 2012–2016 гг. Росстат.



А.Г. КОРНЕЕВ
A.G. KORNEEV

УДК 338.92:621.31 (571)



Анатолий Григорьевич КОРНЕЕВ – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, e-mail: korn@isem.irk.ru

Anatoly G. KORNEEV – Senior Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, e-mail: korn@isem.irk.ru

МАКРОПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ РОССИИ И ЕЕ ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ В ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ¹

LONG-TERM MACROECONOMIC FORECAST OF THE ELECTRICITY CONSUMPTION IN RUSSIA AND ITS EASTERN REGIONS

Аннотация

В статье дается макропрогноз электропотребления России и ее восточных регионов в долгосрочной перспективе. В основе прогноза лежит кризисный сценарий экономического развития страны, слабый приток внутренних и внешних инвестиционных ресурсов в производственную сферу и замедленные темпы снижения электроемкости экономики

Ключевые слова:

Россия и ее восточные регионы, валовой региональный продукт (ВРП), электроемкость ВРП, факторы, влияющие на электроемкость, тенденции изменения электроемкости, макропрогнозирование, электропотребление

Abstract

The article deals with macroeconomic forecast of the electricity consumption in Russia and its Eastern regions in the long-term. The forecast is based on the crisis scenario of economic development of the country, the weak flow of domestic and external investment resources in the manufacturing sector and slow rate of electric capacity decrease in the economy

Keywords:

Russia and its Eastern regions, gross regional product (GRP), GRP electric capacity, factors affecting electric capacity, trends in electrical capacity, macroeconomic forecast, electricity consumption

Введение

Восточные регионы России, к которым относятся субъекты РФ Сибирского федерального округа (СФО), с выделенными в нем регионами Восточной Сибири, и субъекты РФ Дальневосточного федерального округа (ДФО), имеют богатый природно-ресурсный потенциал для экономического развития. Это прежде всего горно-добывающая и перерабатывающая промышленность, требующая опережающего развития производственной и социальной инфраструктуры. Развитие такой инфраструктурной отрасли, как электроэнергетика занимает особое место с точки зрения энергоснабжения электроемких производств. В этой связи актуальной задачей для восточных регионов является прогнозирование их потребности в электроэнергии. Уровень электропотребления будет зависеть от темпов роста их экономики и электроемкости производства.

¹ Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ, проект № 18-510-94006.



Главное отличие умеренно-оптимистического сценария от инерционного состоит в том, что он ориентирован на реальные структурно-производственные сдвиги в сторону увеличения производства собственной продукции для внутреннего рынка, обеспечивающей импортозамещение

Электроемкость производимой продукции (удельные затраты электроэнергии) является важнейшим параметром для всех перспективных прогнозов электропотребления – краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных. В зависимости от периода прогнозирования и количественного состава производств электроемкость может иметь различную степень агрегированности. В моделях прогнозирования экономики и электропотребления с большим количеством видов деятельности, что характерно для кратко- и среднесрочных периодов, перспективная электроемкость оценивается соответственно по видам деятельности. Это позволяет более предметно рассматривать влияние различных факторов на уровень перспективной электроемкости того или иного вида деятельности. Но при долгосрочном прогнозировании, особенно на 30 и более лет, в связи с высокой неопределенностью воздействующего влияния на электроемкость различных факторов допускается максимальное агрегирование видов деятельности хозяйственного комплекса [1] вплоть до одного производства с выпуском общего ВРП. При этом и электроемкость (e) рассчитывается как отношение общего электропотребления (E) хозяйственным комплексом к общему объему произведенного валового регионального продукта (P) в году t :

$$e(t) = E(t) / P(t)$$

Макропрогноз по сравнению с детализированным многоотраслевым прогнозом производства валового регионального продукта имеет как преимущества, так и недостатки. Но многие недостатки макропрогноза, связанные с высокой агрегированностью экономики и ее электроемкости, в значительной мере преодолеваются формированием сценариев будущего развития экономики, основанных на ретроспективных и экспертно-аналитических перспективных тенденциях и закономерностях.

Сценарии развития экономики страны в долгосрочной перспективе

Исходя из современного состояния и тенденций развития экономики страны за последние 15 лет можно говорить о двух основных сценариях ее развития в долгосрочной перспективе: инерционном (I) и умеренно-оптимистическом (II). В инерционном сценарии развитие экономики России будет происходить в следующих условиях:

- при ее ориентации на внешний рынок с сырьевой направленностью;
- наличии различных видов санкций, связанных с геополитической и экономической конкуренцией с ведущими развитыми странами;
- циклически повторяющихся мировых финансово-экономических кризисах, примерно через каждые 8–10 лет, вызываемых, как правило, взаимодействием различных денежно-кредитных факторов [2, 3];
- ограниченности собственных и внешних инвестиций и неустойчивости их темпов роста из-за повторяющихся мировых кризисов;
- сохранении медленного, инерционного перехода к эффективным технологиям и инновационным внедрениям, требующим крупных инвестиционных вложений.

Главное отличие умеренно-оптимистического сценария от инерционного состоит в том, что он ориентирован на реальные структурно-производственные сдвиги в сторону увеличения производства собственной продукции для внутреннего рынка, обеспечивающей импортозамещение. Другим важным условием для этого сценария является развитие устойчивого и доступного внутреннего кредитного инвестиционного рынка, обеспечивающего интенсивное инновационное развитие реального сектора экономики. Однако, исходя из прошлого

опыта, особенно в период 2007–2015 годов, когда при высоких мировых ценах на энергоресурсы благоприятные инвестиционные условия для внутреннего инновационного развития и структурной перестройки реального сектора экономики были упущены, и наблюдающегося в последние годы заметного экономического застоя в России, наиболее вероятным сценарием будущего ее развития, по крайней мере в период до 2035 г., является инерционный сценарий. Он представляет наибольший интерес с точки зрения не оптимистических (желаемых), а минимально возможных социально-экономических ожиданий, и при прогнозировании развития экономики здесь основное внимание уделяется этому сценарию.

Исходные положения для макроэкономического прогноза электропотребления страны и восточных регионов по инерционному сценарию

В качестве основного условия для макроэкономического прогноза производства валового регионального продукта страны по инерционному сценарию рассматривается неустойчивый характер динамики темпов роста инвестиций, связанный с цикличностью кризисов. Это, соответственно, приводит к неустойчивым темпам роста производства ВРП и относительно низкому уровню их среднегодовых значений.

Базовым для прогноза является 2015-й год. Общая схема макропрогнозирования экономики и электропотребления приведена на рис. 1.

Расчет перспективных показателей производства ВРП страны увязан с инвестиционными вложениями через коэффициенты инвестиционной отдачи, величина которых в динамике имеет небольшой разброс: с 2010 по 2016 г. они находились в границах 5,7–6,2 руб. [4]. Это позволяет использовать их среднюю величину для прогноза ВРП (рис. 2).

Динамика производства ВРП России до 2050 г. представлена на рис. 3, которая, как и инвестиции, подвержена влиянию кризисов. Несмотря на высокие темпы роста ВРП в фазах подъ-

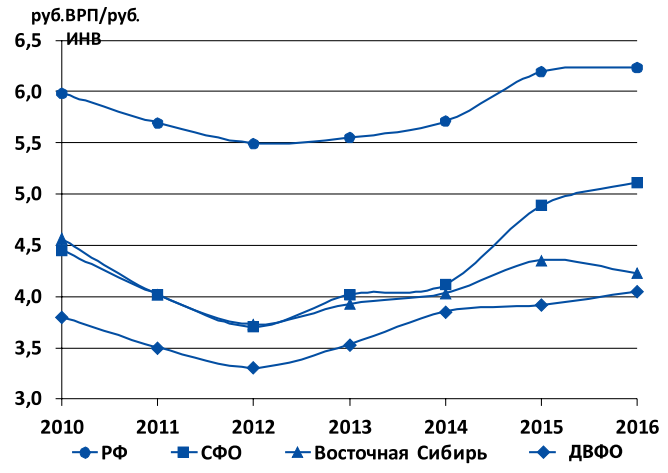


Рис. 2 Динамика инвестиционной отдачи по ВРП

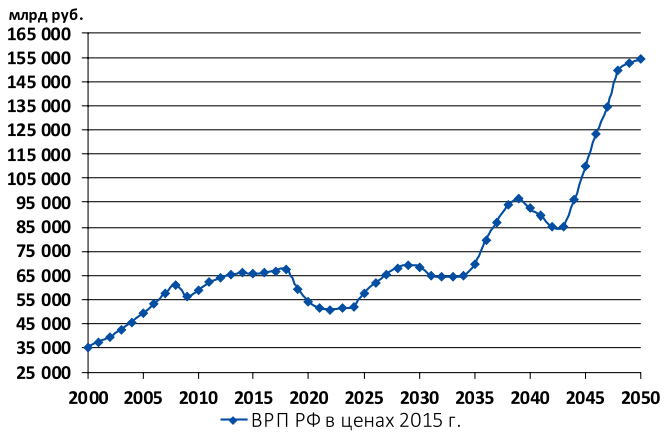


Рис. 3 Прогноз производства ВРП страны

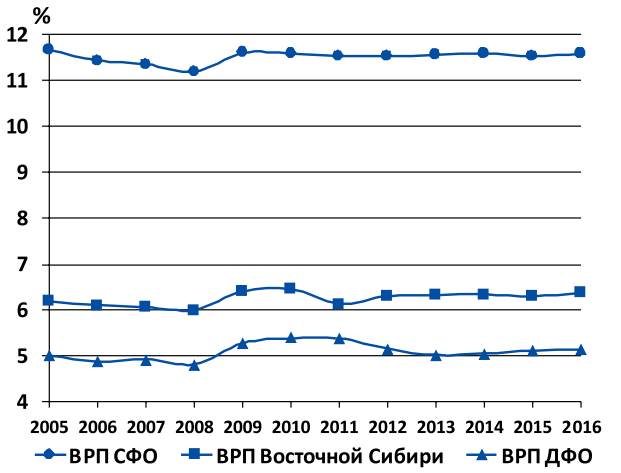


Рис. 4 Доля восточных регионов в ВРП страны

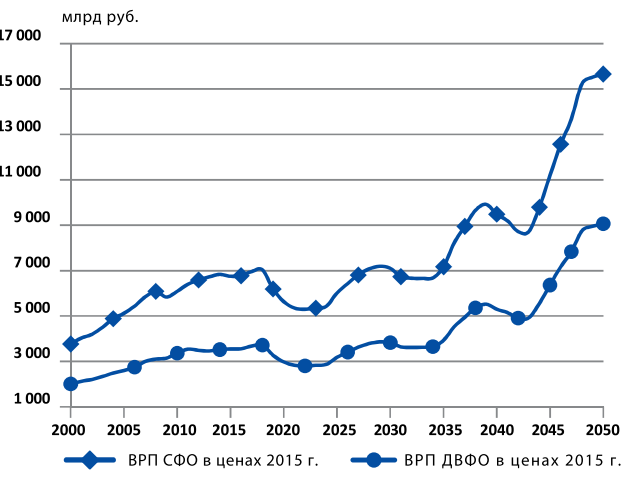


Рис. 5 ВРП восточных регионов

ема в период кризисов (104–108%), их среднегодовое значение с 2015 до 2050 года составляет примерно 102,5%.

Наблюдающаяся устойчивая структура ВРП России по федеральным округам восточных регионов допускает возможность оценки перспективных уровней региональных ВРП путем долевого разагрегирования произведенного в стране совокупного ВРП (рис. 4, 5).

Динамика электроемкости ВРП и факторы, влияющие на ее величину

Уровень и динамика показателей электроемкости производства различной продукции и, соответственно, производимого ВРП зависит от многих факторов, действующих в разных направлениях относительно ее величины. К основным из них относятся:

- совершенствование технологий производства (например, по некоторым оценкам, увеличение затрат, направляемых отдельными предприятиями на приобретение новой техники и прогрессивных технологий на 1%, способствует снижению электроемкости производства на 0,24% [5]);
- организационно-технические мероприятия по энергосбережению не только в производственной, но и в сфере услуг;
- изменение структуры производства в части увеличения доли продукции обрабатывающих видов деятельности, и особенно производство машин, оборудования, приборов, космической и военной техники и др., отличающихся высокой добавленной стоимостью и низкой энергоемкостью производства, или наоборот – увеличения доли электроемкой продукции (металлургия, добыча и обогащение полезных ископаемых, химические производства и др.);
- динамика и соотношение цен на энергоресурсы (оказывает опосредованное влияние, связанное с переходом на альтернативные энергоресурсы или с необходимостью проведения энергосберегающих мероприятий);
- уровень загрузки производственных мощностей и степень износа основных фондов;
- инвестиционные ресурсы на обновление производства, технологические инновации и энергосбережение и др.

Электроемкость ВРП страны и регионов является комплексным макропоказателем, отражающим совокупное влияние многих социально-производственных факторов. Если для отдельного предприятия можно достаточно точно определить влияние каждого фактора на электроемкость производимой им продукции, то для агрегированной электроемкости ВРП это является проблематичным, и в первую очередь из-за неполноты всей необходимой информации. Однако на основе имеющейся информации и анализа состояния наиболее существенных факторов, влияющих на электроемкость, оценивается примерная их роль в формировании электроемкости ВРП и тенденций ее изменений как в ретроспективе, так и в перспективе.

Наиболее важным периодом для анализа динамики электроемкости ВРП России и восточных регионов являются последние 15 лет, отражающие относительно сформировавшееся рыночное развитие экономики, когда у хозяйствующих субъектов появился инвестиционный ресурс для развития и в значительной мере определились рынки сбыта продукции. В эти годы важным фактором развития стали высокие мировые цены на энергоресурсы

Рис. 1. Общая схема макропрогнозирования экономики и электропотребления страны и восточных регионов



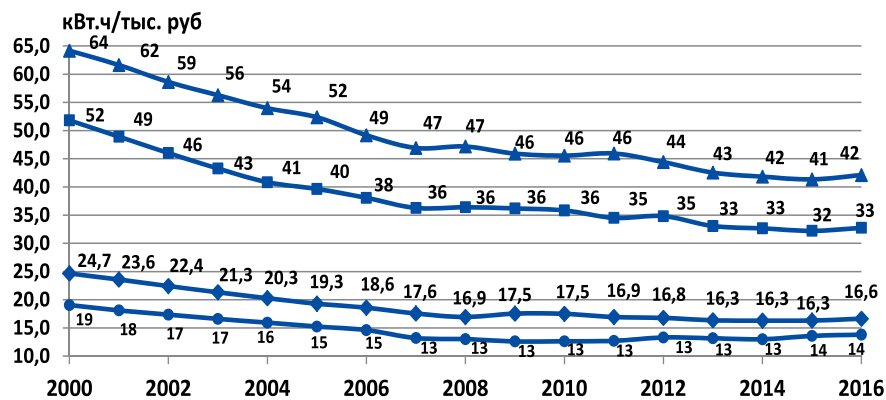


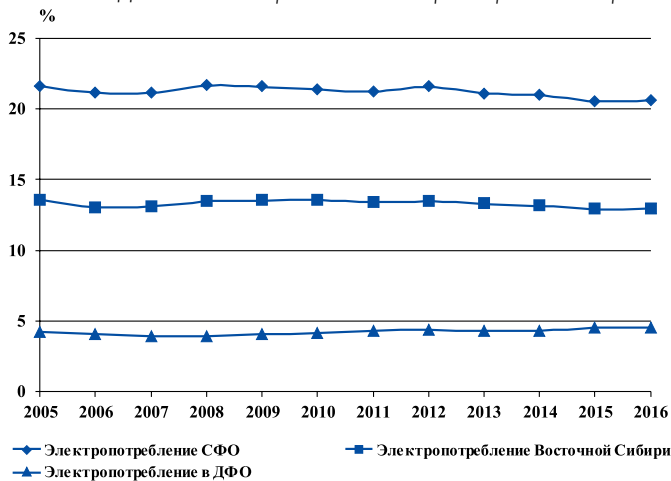
Рис. 6
Динамика электроемкости ВРП страны
и ее восточных регионов

— Электроемкость производства ВРП РФ
— Электроемкость производства ВРП СФО
— Электроемкость производства ВРП Вост. Сибири
— Электроемкость производства ВРП ДФО

и приток инвестиций как из частного, так и из бюджетного секторов. Оживление производственно-экономической деятельности в стране привело и к повышению ее эффективности. Важным индикатором этого является динамика электроемкости ВРП по стране в целом. За 8 лет с 2000 по 2008-й год она снизилась на 32%, в среднем за каждый год снижение составляло 4,7%. С 2009 по 2016-й год, то есть с мирового финансового кризиса, темпы снижения резко замедлились и составили всего 6,9%, а в среднем за год – 1,2%. Похожая динамика изменения электроемкости ВРП за первый 8-летний период была характерна для и Дальнего Востока, и Восточной Сибири. Во втором периоде в Дальневосточном федеральном округе вместо динамики снижения наблюдается повышение электроемкости: за период – на 9,5%, в среднем же за год – на 1,3% (рис. 6).

Электроемкость ВРП страны в 2008 г. составляла 16,9 кВт·ч/тыс. руб. и снизилась по сравнению с 2000 г. на 7,8%. В кризисный 2009 г. она повысилась до 17,5 кВт·ч/тыс. руб., а к 2013 г. составила 16,3 кВт·ч/тыс. руб. и оставалась все последние годы на том же уровне. Это объясняется кризисным состоянием экономики и влиянием структурно-производственных факторов: снижением коэффициента использования производственных мощностей, снижением инвестиций в технические мероприятия по энергосбережению, развитием нефтяной промышленности нефтепроводного транспорта в восточных регионах и др. В складывающихся внутренних и внешних условиях в перспективе до 2025–2030 гг. кардинальных изменений в сторону благоприятных условий прак-

Рис. 7
Доля восточных регионов в электропотреблении страны



— Электропотребление СФО
— Электропотребление Восточной Сибири
— Электропотребление ДФО

тически не просматривается. И только за 2030–2035 гг. можно ожидать умеренного оживления инвестиционной деятельности в стране, которое будет положительно сказываться на динамике электроемкости ВРП. По оптимистическим оценкам электроемкость ВРП к 2050 г. снизится примерно до 10 кВт·ч/тыс. руб., а по более осторожным прогнозам – до 12,5 кВт·ч/тыс. руб.

Прогноз электропотребления страны и восточных регионов

С помощью данных оценок динамики электроемкости получен долгосрочный прогноз электропотребления страны до 2050 года. В 2050 г. его величина может составить 1575 млрд кВт·ч, что примерно в 1,5 раза превысит объем электропотребления в 2015 году. Электропотребление по восточным регионам оценивалось по долям в электропотреблении страны, которые являются практически неизменными (рис. 7).

Электропотребление в СФО к 2050 г. составит 315 млрд кВт·ч, что в 1,4 раза превышает объем 2015 г., в Восточной Сибири – 215 млрд кВт·ч (в 1,6 раза), в ДФО – 90 млрд кВт·ч (в 1,9 раза) (рис. 8).

Для сравнения показателей прогноза электропотребления страны и ее восточных регионов с циклическими кризисами на рис. 9 приведены данные официального прогноза из проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года в редакции 2017 г. [6].

Как показало сравнение, официальный прогноз дает весьма оптимистические уровни электропотребления, что слабо увязывается с текущими и предстоящими неблагоприятными условиями развития экономики страны. В инерционном сценарии, по представленному в данной статье макропрогнозу, уровень официального электропотребления страны на 2035 г. достигается не ранее чем через 10 лет.

Заключение

Прогнозируемый уровень электропотребления в России и ее восточных регионах по инерционному сценарию может использоваться в качестве ориентира при разработке государственных и негосударственных стратегий и программ развития топливно-энергетического комплекса страны, ее регионов и отдельных отраслей в долгосрочной перспективе.

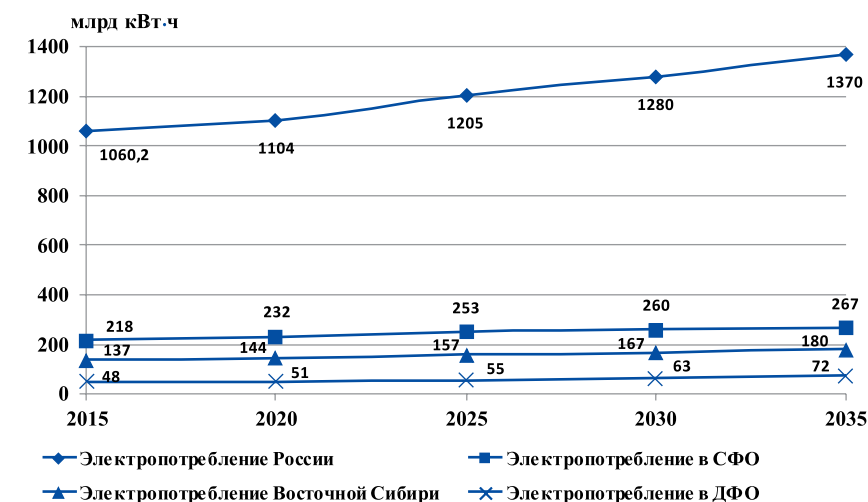
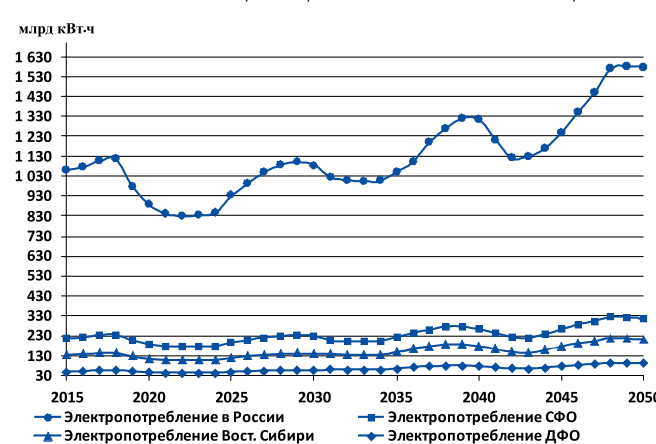


Рис. 9
Прогноз электропотребления страны
и ее восточных регионов по проекту
Энергетической стратегии России на
период до 2035 года (ред. 2017 г.)

Рис. 8
Электропотребление РФ и ее восточных регионов



Литература

1. Кононов Ю. Д. Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК. Новосибирск: Наука, 2015. С. 34–36.
2. Когда ждать нового мирового кризиса. URL: <https://storm100.livejournal.com/3541359.html> (дата обращения: 27.06.2018).
3. Виды циклов. Экономические кризисы и их классификация. С. 5. URL: <https://storm100.livejournal.com/3541359.html> (дата обращения: 15.07.2018).
4. Корнеев А. Г. Мониторинг существующего состояния долгосрочных прогнозов электропотребления восточных регионов России и методические вопросы их совершенствования // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. тр. / отв. ред. Н. И. Воропай, М. А. Короткевич, А. А. Михалевич. Минск: Изд-во БНТУ, 2015. Вып. 66. С. 125–133.
5. Анисимова Т. Ю. Влияние различных факторов на достижение стратегических целей по снижению энергоёмкости отечественной экономики. С. 4. URL: https://kpfu.ru/docs/F929450089/2_Anis2.pdf (дата обращения: 25.09.2018).
6. Проект Энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года (ред. 01.02.2017). URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1920> (дата обращения: 24.10.2018).

В.Н. ПАРМОН, В.А. КРЮКОВ, Н.И. СУСЛОВ, В.Н. ЧУРАШЕВ
V.N. PARMON, V.A. KRYUKOV, N.I. SUSLOV, V.N. CHURASHEV

УДК 620.9 (571.1/.5)

ЭНЕРГОРЕСУРСЫ СИБИРИ – НАУКА И ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ИННОВАЦИИ

SIBERIAN ENERGY SOURCE – SCIENCE AND INSTITUTIONAL INNOVATION



Валентин Николаевич ПАРМОН –
председатель
Сибирского
отделения РАН,
вице-президент РАН,
академик РАН, д.х.н.,
e-mail: parmon@sbras.nsc.ru

Valentin N. PARMON –
Chairman
of the Siberian branch
of the RAS,
Vice-President
of the RAS,
Academician
of the RAS,
Doctor of Chemistry,
e-mail: parmon@sbras.nsc.ru

Валерий Анатольевич КРЮКОВ –
директор Института
экономики и организации
промышленного
производства
(ИЭОПП) СО РАН,
чл.-корр. РАН, д.э.н.,
e-mail: kryukov@ieie.nsc.ru

Valery A. KRYUKOV –
Director of the
Institute of Economics
and Organization of
Industrial Production (IEOIP)
SB RAS, Corresponding
Member of the RAS,
Doctor of Economics,
e-mail: kryukov@ieie.nsc.ru

Никита Иванович СУСЛОВ –
заместитель
директора
по научной работе
ИЭОПП СО РАН,
д.э.н.,
профессор,
e-mail: nsus@ieie.nsc.ru

Nikita I. SUSLOV –
Deputy
Director
on scientific work
at IEOIP SB RAS,
Doctor
of Economics,
Full Professor,
e-mail: nsus@ieie.nsc.ru

Виктор Николаевич ЧУРАШЕВ –
ведущий
научный сотрудник
Института экономики
и организации
промышленного
производства
(ИЭОПП) СО РАН, к.э.н.,
e-mail: tch@ieie.nsc.ru

Victor N. CHURASHEV –
Leading Researcher
of the Institute of Economics
and Organization of
Industrial Production (IEOIP)
SB RAS,
PhD in Economics,
e-mail: tch@ieie.nsc.ru

Аннотация. В статье рассматриваются основные тенденции добычи (производства) энергоресурсов и энергии в Сибири как в границах Сибирского федерального округа, так и в рамках обширной территории между Уралом и Дальним Востоком. По мнению авторов, Сибирь в обозримой перспективе (на период до 50 лет) имеет устойчивые перспективы сохранить свои позиции ведущего макрорегиона производителя и поставщика энергии как электрической, так и первичных энергоресурсов, таких как нефть, газ, уголь. Вместе с тем обеспечение устойчивого функционирования и развития производства энергоресурсов и электрической энергии во все большей степени связано с развитием науки, разработкой новых технологий на всех стадиях от поиска и разведки до производства и распределения. Среди основных причин – качественное изменение как технологий производства (добычи) (среди них – «умные» сети, гидроразрыв пласта, сжижение газа, природоохранные требования и связанные с ними изменения), так и характеристик источников получения (производства) энергоресурсов и энергии. По мнению авторов, данные изменения по-новому ставят вопросы связи с наукой – не только создание технологий, но и включение исследовательской деятельности в основной производственный цикл (невозможно при происходящих изменениях разработать универсальные решения, удовлетворяющие все расширяющемуся спектру условий и требований). В свою очередь, данные изменения по-новому ставят и вопросы взаимодействия экономических агентов как при производстве (добыче) энергии и энергоресурсов, так и ее распределении. Изменение подобных взаимодействий предполагает более тщательную и точечную настройку институциональной среды (норм, правил и организаций с ними связанных). Отмеченные в статье направления положены в основу разрабатываемого плана стратегического развития Сибирского отделения РАН в контексте сопровождения направления социально-экономического развития Сибири.

Ключевые слова: Сибирь, Сибирское отделение РАН, добыча (производство) энергоресурсов, выработка электроэнергии, угольная генерация, трудноизвлекаемые запасы, научное сопровождение, институциональные инновации.

Abstract. The article deals with the main trends in the output (production) of energy sources and energy in Siberia both within the boundaries of the Siberian Federal District and within the vast territory between the Urals and the Far East. According to the authors, Siberia in the foreseeable future (for a period of up to 50 years) has stable prospects to maintain its position as a leading macroregion producer and supplier of energy, both electric and primary energy sources such as oil, gas, coal. At the same time, ensuring the sustainable operation of energy resources and electricity development and production is increasingly associated with the development of science, development of new technologies at all stages from searching and exploration to production and distribution. Among the main reasons one can name qualitative change in production technologies (output) (among them – «smart» network, hydrofracturing, liquefaction of gas, environmental requirements and related changes), and the characteristics of energy sources and energy production. According to the authors, these changes in a new way raise issues of connection with science – not only the creation of technologies, but also the inclusion of research activities in the main production cycle (it is impossible to develop universal solutions that meet the expanding range of conditions and requirements). In turn, these changes in a new way raise the issues of interaction of economic agents in the production (output) of energy and energy sources and its distribution. Changing such interactions involves a more thorough and precise adjustment of the institutional environment (rules, regulations and organizations associated with them). The trends mentioned in the article form the basis for the developed plan of Siberian branch of RAS strategic development in the context of support of Siberian socio-economic development.

Keywords: Siberia, Siberian branch of RAS, output (production) of energy sources, power generation, coal generation, hard-to-recover reserves, scientific support, institutional innovations.

Социально-экономическое развитие Сибири (как в рамках Сибирского федерального округа, так и в ее традиционных исторических территориальных рамках – Западная Сибирь, Восточная Сибирь и экономически тесно с ней связанная Республика Саха (Якутия)) в значительной степени зависит не только от того природно-ресурсного потенциала, которым располагает данная обширная территории, сколько от того, как и насколько своевременно будут найдены и реализованы ответы на вызовы современной экономики и решены наиболее острые проблемы. К их числу, несомненно, относятся [1]:

- ускорение технологического развития, которое стало ведущим трендом мировой экономики;
- сжатие инновационного цикла – существенно сократилось время между получением новых знаний и созданием технологий, продуктов и услуг, их выходом на рынок;
- сохраняющаяся значительная роль производства сырья и энергии в структуре ВВП России, что негативно влияет на устойчивость динамики экономического развития;
- усиление конкуренции на глобальном рынке инвестиций, труда и идей, что способствует оттоку из России

основных ресурсов инновационного сектора (идеи, кадры, финансы);

- усиление (в определенном смысле – усугубление) сырьевой направленности функционирования и развития экономики Сибири;
- неблагоприятная демографическая ситуация на Востоке России (как в Сибири, так и на Дальнем Востоке).

Развитие производства (добычи и выработки) энергоресурсов и электроэнергии должно учитывать и принимать во внимание отмеченные выше обстоятельства. Топливо-энергетический комплекс России является одним из самых мощных в мире и занимает второе место в мире по добыче нефти и газа, третье – по общему производству ТЭР (около 10% от их мирового выпуска), масштабам использования ядерной энергии и объемам нефтепереработки, а также ведущие места по другим параметрам развития энергетики. При этом, однако, российская экономика пока отстает от передовых стран по глубине переработки ресурсов и эффективности использования их энергии (табл. 1). Так, экспортируя порядка 45% всего своего производства энергоресурсов, Россия производит энергии на душу населения больше, чем большинство стран мира, в пять раз опережая среднемировую показатель и в три раза – сред-

Таблица 1
Показатели производства и потребления энергии в России и мировой экономике, % от уровня США

Страна	ВВП ППС на душу, 2010 г.	Производство энергии	Производство энергии на единицу ВВП	Потребление энергии на душу населения	Энергоемкость ВВП
Канада	81,8	209,2	255,7	110,6	135,2
Финляндия	73,3	51,6	70,3	86,9	118,5
Норвегия	114,7	637,8	556,1	83,7	73,0
Россия	41,7	147,6	353,5	72,4	173,5
Швеция	85,5	55,3	64,6	68,3	79,8
ОЭСР	72,4	52,0	71,7	60,5	83,6
Мир	27,8	30,0	108,0	27,4	98,5

Источники: Energy data: International Energy Agency, Population: OECD/World Bank GDP(PPP) (in 2010 USD): OECD/World Bank/CEPII (Paris).

ний уровень по странам OECD. При этом энергоемкость ВВП в российской экономике также заметно выше, чем в среднем по миру и по OECD – на 3/4 и вдвое соответственно. Она также выше, чем в Канаде и Норвегии, Финляндии и США, имеющих наиболее энергоемкую экономику среди стран OECD. Важными причинами этому являются суровый климат, континентальное расположение и большие расстояния для транспортировки товаров. Однако данные естественные обстоятельства серьезно осложняются низкой эффективностью использования энергии как в силу технологического отставания, так и в силу применения устаревших практик и в целом неадекватных институтов, призванных поддерживать энергосбережение [2].

ТЭК Сибири представляет собой важнейшую часть энергетического сектора страны и локализуется на территории Сибирского федерального округа, а также Тюменской области, которая административно входит в Уральский федеральный округ. Здесь производится более 88% всего природного газа, 86% угля и около 2/3 нефти страны (табл. 2). ГЭС Сибири дают более половины всей гидроэнергии, вырабатываемой в России. На протяжении нескольких десятилетий энергетические ресурсы региона наполняли федеральный бюджет страны и позволяли получать большую часть валютной выручки от внешней торговли. В настоящее время экспортируется до 40% добываемых в Сибири газа и угля и практически вся нефть, с учетом вывозимых из страны нефтепродуктов.

Перспективное развитие энергетики России и Сибири во многом увязывается с возможностями осуществления структурных сдвигов в экономике страны. В условиях сложившихся геополитических вызовов и ожидаемых трендов мирового спроса на энергоресурсы приоритетным для России становится не столько количественный рост производства ТЭР, сколько улучшение качества и надежности всей системы энергоснабжения, увеличение глубины переработки энергоресурсов, включая и рециклизацию отходов.

По одной из проектировок (так и не принятому проекту Энергетической стратегии России на период до 2035 г.), внутреннее потребление энергоресурсов в стране может возрасти на 12–27%, при этом твердого топлива – в лучшем случае на 7%, газа – на 17%, но не более чем на четверть, первичная же переработка нефти может снизиться на 20–25%, что увязывается с повышением глубины ее переработки [3]. Современные тенденции развития бизнес-процессов (включая цифровизацию), усиление роли инноваций, ускоренное развитие экономики человеческого капитала обуславливает и более серьезный рост потребления электроэнергии – на 24–36%. Поэтому, например, дополнительные возможности увеличения производства электроэнергии в Сибири связаны и с экспортом в страны Северо-Восточной Азии. То же можно сказать и про угольную промышленность: рост угледобычи возможен в восточных регионах России и увязывается с освоением восточного кори-

Таблица 2
Производство ТЭР по федеральным округам России в 2017 г.

Федеральные округа	Уголь, млн т	Нефть, млн т	Газ, млрд м³	Э/э, млрд кВт·ч	ГЭС, млрд кВт·ч
Россия в целом	410,1	546,5	690,5	1090,1	187,3
Центральный ФО	0,2	32,0	4,9	227,6	3,9
Северо-Западный ФО	8,9	12,7	19,3	119,5	14,6
Южный ФО	5,8	1,2	0,6	72,6	14,9
Северо-Кавказский ФО	0,0	0,0	0,0	26,8	6,8
Приволжский ФО	0,2	117,6	22,9	183,2	32,4
Уральский ФО	1,1	302,4	589,3	195,6	0,0
Сибирский ФО	351,4	52,5	19,7	212,6	97,4
Дальневосточный ФО	42,4	28,1	33,9	52,2	17,1

Источник: данные Росстата – ЕМИСС.

Таблица 3
Структура мощности по видам генерации в 2000–2017 гг., ГВт

	2000	2005	2010	2017
РФ	213,0	219,2	215,0	237,2
ГЭС	44,2	46,5	44,9	50,5
АЭС	21,2	23,2	24,1	28,7
ТЭС	148,5	149,6	146,0	157,5
Сибирский ФО	50,1	51,0	49,9	51,9
ГЭС	23,2	22,2	22,3	25,2
АЭС	0,0	0,2	0,2	0,0
ТЭС	26,9	28,6	27,4	26,7

Источник: данные Росстата, база данных ЕМИСС, отчеты РАО ЕЭС, ОДУ.

дора развития с выходом на Азиатско-Тихоокеанские рынки. Развитие и применение технологий комплексного и глубокого использования твердого топлива имеет все основания стать одним из приоритетов технологического развития (например, расширение сферы применения технологии типа «Термококс» – в частности, получения сорбентов из бурого угля) [4]. В нефтегазовом секторе становится все более актуальным осуществление взаимосвязанных и технологических, и институциональных изменений.

Электроэнергетика

Динамика показателей, характеризующих развитие электроэнергетики России и Сибири, представлена в табл. 3 и 4. Потребности СФО в электроэнергии обеспечиваются электрическими станциями ОЭС «Сибири», а также небольшими коммунальными и ведомственными электростанциями (в основном на дизельном топливе), работающими в изолированных энергоузлах. Суммарная установленная мощность электростанций ОЭС «Сибири» составляет 51,9 ГВт (21,9% от общего объема по России). СФО, будучи избыточен по мощности, является дефицитным по электроэнергии. Общий объем выработки в округе в 2017 г. составил 212,6 млрд кВт·ч (19,8% от общего объема по России). Начиная с 2000 г. в СФО осуществлялись поставки электроэнергии из Казахстана и Уральского ФО. Специфическими чертами электроэнергетики СФО являются

преобладающая доля ГЭС в структуре генерирующих мощностей (50% против 21% в среднем по стране) и доминирующая доля угля в структуре потребления топлива на тепловых электростанциях (84% против 22–24% общероссийской доли угля).

Имевшая место реформа отрасли, ставившая во главу угла решение проблемы покрытия перспективного дефицита электроэнергии при одновременном обновлении мощностей, привела к сохранению и преумножению ряда проблем, среди которых можно выделить:

- низкую инновационную активность, ведущую к нарастающему технологическому отставанию от мирового уровня;
- высокий износ и низкую эффективность работы оборудования (удельные показатели расхода топлива на 20% больше, чем в развитых странах);
- высокую зависимость от импорта оборудования, а также нарастающую зависимость от импорта сервисных и инжиниринговых услуг;
- недостаточное развитие электросетевого хозяйства (следствие этого – «запертые» мощности и в 1,5–2 раза более высокие потери в электрических сетях), отставание малой энергетики и распределенной генерации, дисбаланс в структуре использования топлива на ТЭС. Общероссийские проблемы в случае электроэнергетики Сибири, как правило, носят значительно более обостренный характер:

Таблица 4
Структура выработки электроэнергии по видам генерации в 2000–2017 гг., млрд кВт·ч

	2000	2005	2010	2017
РФ	877,8	953,1	1038,0	1090,1
ГЭС	165,0	173,4	168,4	187,0
АЭС	131,0	149,6	170,5	203,0
ТЭС	580,0	628,5	687,1	622,1
прочие	1,8	1,6	16,7	60,3
Сибирский ФО	195,2	199,9	210,2	212,6
ГЭС	92,8	96,7	91,4	93,9
АЭС	0,0	0,2	1,3	0,0
ТЭС	102,4	103,0	117,5	118,7

Источник: данные Росстата, база данных ЕМИСС, отчеты РАО ЕЭС, ОДУ.



- значительная доля установленной мощности не может использоваться при покрытии графиков нагрузки, так как для нее характерна значительная неравномерность размещения генерирующих мощностей при недостаточном развитии электрических сетей.
- использование на ТЭС устаревших технологий сжигания угля обуславливает низкий уровень КПД (38%), тогда как за рубежом на паротурбинных пылеугольных энергоблоках КПД составляет 43–46%, и повышенную экологическую нагрузку.

В последние годы условия, определяющие развитие электроэнергетики, менялись весьма существенно. Высокие темпы роста экономики в начале первого десятилетия XXI в. и соответствующее увеличение объемов электропотребления потребовали разработки Генеральной схемы с инвестиционными проектами по форсированному развитию электроэнергетики

России и Сибири [5]. Однако намеченного значительного роста объемов электропотребления не произошло. Вследствие экономического кризиса 2009 г. инвесторы, приватизировавшие электрические станции, практически сорвали намеченные инвестиционные программы развития. По сравнению с 2000 г. прирост мощности к 2017 г. составил 24 ГВт, в результате профицит мощности составил 15 ГВт.

Современное состояние электроэнергетики России показывает, что в условиях стагнации уровней спроса на электроэнергию предпочтительнее было проводить масштабную модернизацию действующих ТЭС, а новую генерацию необходимо было строить по программе ДПМ-1 только взамен вывода из энергобаланса старого энергооборудования. В итоге в отрасли на текущий момент наблюдается избыток мощностей при росте доли устаревшего морально и физически оборудования.

Таблица 5
Показатели работы угольной отрасли в 2000–2017 гг., млн т

Показатели	2000	2005	2010	2015	2017
Добыча в РФ	269,3	299,8	323,4	374,0	408,9
Подземным способом	90,9	104,7	102,1	103,6	105,4
Открытым способом	167,5	195,1	221,3	270,4	303,5
Энергетические	196,9	229,9	257,9	286,3	320,3
Коксующиеся	61,0	69,9	65,1	87,7	88,6
Переработка угля	84,8	91,8	126,0	178,3	196,5
Экспорт	37,5	82,5	116,4	151,4	186,3
Добыча в Сибирском ФО	232,7	250,6	270,9	330,1	348,8

Источник: данные Росстата, база данных ЕМИСС, Росинформуголь.

Угольная промышленность

Главные вызовы для развития угольной промышленности Сибири, которая занимает доминирующие позиции в угледобыче в общероссийском показателе (в 2017 г. ее доля составила 85,3%), хорошо известны – это неблагоприятное экономико-географическое положение основных угледобывающих районов и недостаточное развитие транспортной инфраструктуры; стагнация внутреннего рынка угля (с 1988 г. его потребление на электростанциях и в жилищно-коммунальном хозяйстве сократилось в 1,5 раза, а в металлургии – почти на 40%); обострение конкуренции на мировых рынках угля (снижение цен, усиление действующих и появление новых экспортеров); отставание от мирового уровня в углепереработке и углехимии, не позволяющее выпускать продукцию с повышенной добавленной стоимостью.

Вместе с тем угольная промышленность является одной из немногих отраслей экономики России, которая смогла успешно преодолеть трудный период реструктуризации в 1990-х годах. За счет ликвидации неэффективных предприятий и роста инвестиций в обновление горной техники она преобразовалась из планово-убыточной в эффективный сектор и на этой основе к настоящему времени достигла заметных результатов по развитию производства. Общий объем добычи угля в 2017 г. составил 408,9 млн т, увеличившись по сравнению с 2000 г. на 139,9 млн т (табл. 5).

Подземным способом в 2017 г. добыто 105,4 млн т (26%), открытым – 303,5 млн т (74%). Динамика добычи энергетических углей более интенсивная, демонстрирует постоянный прирост, тогда как объем коксующихся растет более низкими темпами. Несмотря на то, что переработка угля за последние десятилетия существенно выросла (до 48%), доля переработанного энергетического угля остается невысокой (до 30%) при 100% переработке коксующегося угля.

Практически весь прирост добычи угля в стране в XXI в. был обусловлен экспортом, объем которого в 2017 г. достиг 213 млн т против 37,8 в 2000 году. Благоприятная мировая конъюнктура позволила существенно увеличить объемы добычи угля. По оценке Минэнерго, в 2018 г. добыча угля в стране составит 433 млн т, а в Кузбассе вырастет до 273 млн т, то есть на 13,3% к уровню предыдущего года.

Важнейшим препятствием для развития угольной отрасли остаются отсталая транспортная инфраструктура и высокая

доля транспортной составляющей (более 50% на энергетический и более 30% на коксующий уголь). Совокупная пропускная способность железнодорожных переходов и портов Сибири и Дальнего Востока недостаточна, чтобы справиться с растущим грузооборотом.

При этом развитие внутреннего рынка угля застопорилось. Общее потребление энергетического угля российскими потребителями, включая импорт, в 2017 г. составило 184,3 млн т (по сравнению с 2000 г. – 100,5%). К сожалению, стимула к увеличению объемов и повышению качества угольной продукции со стороны внутренних потребителей угля нет. Для развития внутреннего рынка энергетического угля существуют серьезные проблемы, обусловленные стабилизацией спроса на него в промышленности и падением спроса в коммунально-бытовом хозяйстве. Рост использования угля для целей производства тепловой энергии, особенно при децентрализованной системе теплоснабжения, ограничен, с одной стороны, реализацией программы газификации страны, а с другой – использованием устаревших технологий слоевого сжигания угля.

Перспективы развития электроэнергетики и угольной промышленности СФО

В большинстве мировых и отечественных энергетических прогнозов на среднесрочный период ни в одной крупной группе технологий потребления или производства энергии не предполагается существенных технологических революций. Вместе с тем реальны значительные технологические прорывы на базе тех технологий, которые уже начинают применяться в настоящее время [6, 7].

Мировой опыт свидетельствует о необходимости создания интеграционной структуры энергетики, ее большей диверсификации, со сдвигом в малую и среднюю энергетику, что требует государственной поддержки. Глобальные тренды, естественно, актуальны и для нашей страны. В России придется менять государственную логику развития генерации, которая сейчас ориентирована на крупные объекты. Так, в Генсхемах рассматриваются проекты развития ТЭС мощностью только 500 МВт и выше, а АЭС, ГЭС, ГАЭС, электростанций на базе ВИЭ – 100 МВт и выше. Но положение меняется в связи с изменением условий развития экономики России. По современным оценкам Минэнерго РФ, рост ВВП в период 2000–2035 гг. будет,

Таблица 6. Сравнение темпов роста электропотребления в версиях Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики

Энергосистема	Документ, прогнозный период	Генсхема-2025		Корректировка Генсхемы-2030		Генсхема – 2035	
	Год разработки	2006		2010		2015–2017	
	Сценарий	Базовый вариант	Максимальный вариант	Рыночный вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Минимальный вариант
ОЭС Сибири + Норильский энергоузел		3,6	5,4	1,7	2,6	1,2	1,0
Энергозона Востока		4,3	6,4	2,6	3,6	2,1	1,7
Россия		3,7	5,2	1,9	2,8	1,4	1,1

вероятно, находиться в диапазоне 2–3% вместо ожидаемого ранее 4–6%. Естественно, это сказывается на размерах потребления энергии – в каждом последующем прогнозируемом документе объемы электропотребления в стране сокращались (табл. 6). При этом Сибирский ФО – один из лидеров по темпам роста электропотребления – перешел в разряд аутсайдеров.

В Генсхеме-2035, исходя из намечаемых темпов роста электропотребления, предполагается в конце прогнозируемого периода выйти на уровни производства электроэнергии в России в целом в диапазоне 1266–1335 млрд кВт·ч, а в Сибири – 256–266 млрд кВт·ч. Вследствие снижения темпов роста электропотребления нет необходимости строительства крупных энергообъектов и из списка электростанций, планируемых к сооружению в СФО, по мере даты разработки версий Генсхемы, постепенно исключаются Эвенкийская и Нижнеангарская ГЭС, Абагурская, Новая Кузнецкая, Кузбасская, Канская и Барабинская ТЭС, Березовская ГРЭС-2 и др.

На территории СФО в последней версии Генсхемы предполагается в основном только модернизация и расширение действующих электростанций, среди новых названы угольные Славинская ТЭС (660 МВт) в Кузбассе и Мунайская ТЭС (660 МВт) в Алтайском крае, а также Ленская ТЭС (230 МВт) на газе. Ввод объектов предполагается в конце прогнозного периода.

В отличие от электроэнергетики, масштабы развития которой постоянно пересматриваются в сторону снижения, по угольной промышленности прогнозы значительно перевыполняются. В последней версии Долгосрочной программы рассматриваются два основных варианта объемных показателей развития отрасли на 2035 г. – 410 и 460 млн т [8]. При этом

основное развитие угледобычи планируется за счет восточных регионов России.

В противоположность электроэнергетике в угольной отрасли отсутствует федеральный орган управления: Департамент угольной отрасли в Минэнерго, как и Росуголь, в основном заняты обработкой статистической информации. Минэнерго считает, что Долгосрочная программа опирается в первую очередь на наметки угольных компаний, и потому более близка к реальности. Но некоторые угольщики считают, что их возможности занижаются. Так, в Долгосрочной программе утверждается, что «Угледобыча в Кемеровской области стабилизируется на уровне 200 млн т», тогда как по данным Кемеровского областного департамента угольной промышленности добычу угля в Кемеровской области запланировано увеличить до 425 млн т в 2035 г., то есть, как и по России в целом. В Долгосрочной программе ничего не упоминается об амбициозных планах ОАО «Сибантрацит» [9], который предполагает увеличить добычу в Новосибирской области высококачественных антрацитных углей до 15–20 млн т, что, между прочим, почти в два раза превышает намечаемые объемы добычи в гораздо более известном российском Донбассе.

Однако эксперты сомневаются в том, насколько угольные компании учитывают экономические, экологические и социальные риски реализации стратегии простого наращивания добычи и насколько оправдана экспортная ориентация для развития угольной промышленности России. С точки зрения текущих потребностей экспорт крайне необходим, так как обеспечивает существенную часть выручки отрасли. Но с позиции долгосрочных интересов экспорт является своеобразной «миной замедленного действия» – возможности ведения ценовой войны у российских поставщиков угля серьезно ограничены.



К сожалению, ориентация на экспорт ставит развитие отечественной угольной промышленности в сильную зависимость от поведения наших потенциальных покупателей. Но один лишь Китай может развернуть ситуацию на рынке за год на сотни миллионов тонн, а кроме него есть еще такие конкуренты, как Австралия, Индонезия, Колумбия, США, и даже Монголия. Неопределенность на мировом рынке угля очень высокая. На этом фоне любые долгосрочные планы выглядят рискованными.

Для надежного перспективного развития угольной отрасли требуется создать условия для масштабного местного использования добываемых энергетических углей. Не рассматривая все пути преодоления внешних и внутренних вызовов, считаем, что для условий Сибири достойным ответом на них может стать взаимодополняющее развитие угольной промышленности и электроэнергетики.

Развитие электроэнергетики на базе угольного топлива возможно вести по следующим основным направлениям:

- реконструкция старых станций с целью повышения экономической, технологической и экологической эффективности;
- строительство новых угольных ТЭС на основе уже существующих технологий;
- строительство угольных ТЭС с использованием новых энергоэффективных и экологически чистых технологий сжигания угля;
- развитие малой энергетики, особенно ко- и тригенерации с максимальной заменой котельных на мини-ТЭЦ (на угле).

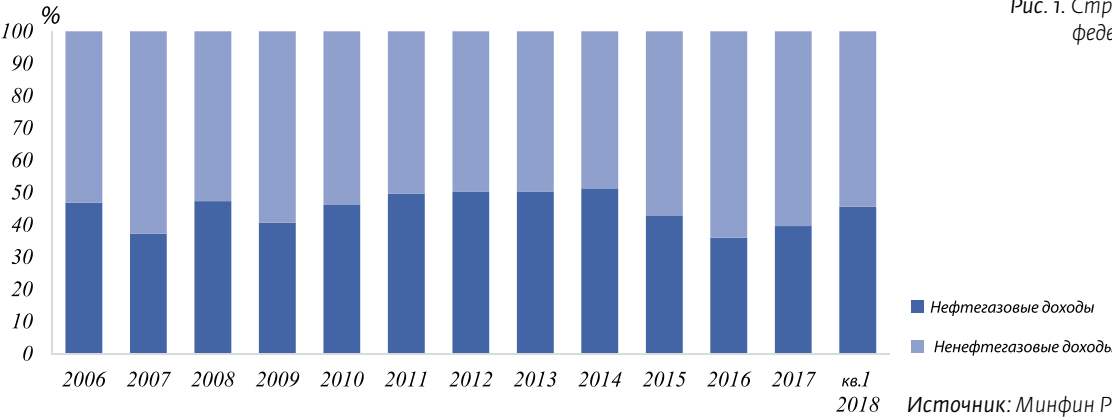
Выше было показано, что в перспективе до 2030 г. на территории Сибири не просматривается строительство новых угольных ТЭС для удовлетворения внутренних потребностей. Широкомасштабное развитие угольной генерации на Востоке России целесообразно лишь при интеграции энергетического пространства Северо-Восточной Азии, которая подразумевает создание единой энергетической системы, объединяющей Россию, Китай, Монголию, Корею, Японию и другие страны региона.

Возможным важным направлением расширения внутреннего рынка угля является радикальное изменение ситуации

...с позиции долгосрочных интересов экспорт является своеобразной «миной замедленного действия» – возможности ведения ценовой войны у российских поставщиков угля серьезно ограничены

в малой энергетике. На территории Сибирского федерального округа ее представляют около 30 тыс. мелких котельных. Генеральная реконструкция районных котельных с переводом их в режим когенерации (совместной выработки электрической и тепловой энергии) сможет удовлетворить потребности рассредоточенных потребителей в дополнительных объемах электрической и тепловой энергии.

В объединенных энергосистемах малые установки мощностью от десятков киловатт до 50 МВт будут выполнять роль как индивидуальных средств энергоснабжения, так и источников покрытия переменной части графика нагрузки, увеличивая тем самым коэффициент использования установленной мощности энергоустановок.



Однако, по мнению специалистов, технологии непосредственного сжигания угля постепенно будут вытесняться с энергетического рынка. Наиболее эффективное направление развития угольной энергетики – энерготехнологические предприятия, работающие на основе различных экологически чистых технологий по полигенерационному циклу с комбинированным безотходным производством энергии и получением широкой гаммы продуктов с высокими товарными свойствами (иных видов твердого, газообразного и жидкого топлива, сажи и углеграфитовых материалов, сплавов и металлов, редких и рассеянных элементов, строительных материалов, гуминовых удобрений, сорбентов, а также многих других химических продуктов и сырья). В Сибири, по нашим оценкам, будет возможно ввести до 45–50 ГВт мощностей в угольной энергетике, что сформирует дополнительную потребность в угле на уровне 60–65 млн т.

Таким образом, взаимодополняющее развитие угольной промышленности и электроэнергетики для условий Сибири может стать достойным ответом на внешние и внутренние вызовы. Изменение структуры генерации, а именно – увеличение выработки электроэнергии и тепла на угольных электростанциях, позволило бы расширить внутренний рынок для угля, а повышение эффективности использования угля – надежного и дешевого вида энергоресурса, но низкокалорийного и экологически грязного – возможно лишь при внедрении энергоэффективных и экологически чистых технологий.

Поэтому развитие угольной энергетики в Сибири должно определяться решением задач комплексной оптимизации топливно-энергетического баланса страны на стратегическую перспективу в увязке с решением социально-экономических задач угледобывающих регионов и взаимных интересов угольных предприятий и энергетиков на уровне региональной и муниципальной энергетики [10].

Нефтегазовый сектор

Россия является одним из ключевых игроков на международных энергетических рынках, обладая 6,4% нефтяных и 17,3% газовых мировых доказанных резервов. Производство энергоресурсов стратегически важно как с позиции внутренней экономики страны, так и в рамках международных экономических отношений.

Развитие нефтегазового сектора России не может рассматриваться и анализироваться вне более широкого контекста внешнеэкономических и внешнеполитических связей



и отношений в рамках конкретного периода времени. Среди причин – масштабы проектов (необходимость привлечения колоссальных финансовых и материальных ресурсов), а также их высокий технологический уровень. Последнее обстоятельство связано с необходимостью достижения высокой экономической эффективности проектов из-за значительной удаленности от потенциальных рынков сбыта. Эти особенности вызывали, с одной стороны, необходимость активного включения в международные кооперационные связи, а с другой – активное развитие российских исследований и отечественного нефтегазового машиностроения. Соотношение внешней и внутренней составляющих нефтегазовых проектов отличалось в различные периоды – от ведущей роли отечественного вклада до активной роли внешних связей и отношений.

Тем не менее именно в силу гибкого и прагматичного подхода к сочетанию внутреннего и внешнего участия в реализации нефтегазовых проектов Россия занимает позицию одного из крупнейших производителей нефти и газа и важнейшего их экспортера. В 2017 г. федеральный бюджет страны был на 39,6% сформирован за счет доходов, полученных от производства и продаж продукции нефтегазового сектора (рис. 1)

В силу отмеченных выше причин сначала нефтяная промышленность России (а прежде – СССР), а затем и газовая были ориентированы не только на удовлетворение внутренних потребностей в нефти и нефтепродуктах, но также и на экспорт указанной продукции (изначально для получения твердой валюты, жизненно необходимой для развития национальной экономики). Этот переход был связан с реализацией крупных и сверхкрупных проектов, прежде всего в Сибири. Ряд проектов был реализован при активном участии иностранных компаний – поставщиков отдельных видов оборудования. При этом поставки осуществлялись как в рамках стандартных процедур кредитования, так и в форме компенсационных сделок – оплаты в счет будущих поставок углеводородов и продуктов их последующей переработки.

Так, например, в течение четырех лет, начиная с 1972 г. (года открытия гигантских месторождений газа на севере Западной

Таблица 7
Добыча природного газа различными газодобывающими компаниями в 2017 г., млрд м³

Компании	Добыча газа
Вертикально-интегрированные	85
Филиалы ПАО «Газпром»	15
Структурные подразделения ПАО «НОВАТЭК»	7
Операторы СРП	3
Независимые компании	144

Источник: Минэнерго РФ.

Сибири), обсуждался проект строительства газопровода до Мурманска. По замыслу он должен был обеспечивать сырье для поставки в последующем сжиженного природного газа на восточное побережье Соединенных Штатов [11]. Данный проект (под названием «Северная Звезда») предполагал разработку Уренгойского газоконденсатного месторождения с последующим экспортом природного газа в США в течение 25-летнего периода в объеме 20 млрд м³ ежегодно. Планировалось сооружение газопровода до Мурманска (протяженностью почти 3000 км) для поставки 30 млрд м³ природного газа на завод по сжижению газа, а затем его транспортировка судами-газовозами грузоподъемностью 125 тыс. т. Из Мурманска сибирский газ должен был перевозиться до восточного побережья США. Со своей стороны американские компании обязывались предоставлять необходимое оборудование на условиях кредита.

Однако в контексте значительных политических и экономических рисков того периода контракты между СССР и Западной Европой выглядели значительно более привлекательными по сравнению с проектом «Северная Звезда». В отличие от американских компаний, европейские были готовы поставлять оборудование в кредит для сооружения не только экспортных трубопроводов, но и для внутрироссийских поставок. Этому обстоятельству благоприятствовало то, что советский газ к тому времени уже экспортировался в Австрию (1968 г.), Германию (1973 г.), Италию (1974 г.) и Францию (1976 г.). Важнейшим обстоятельством, которое активно обсуждалось в странах Западной Европы и служило препятствием к импорту газа из СССР, была не столько сама возможность такого импорта, сколько неготовность страны-экспортера производить трубы большого диаметра для обеспечения данного амбициозного проекта из-за отсутствия достаточных производственных мощностей.

Данный исторический экскурс представляет интерес с точки зрения проекции на современную ситуацию тех ограничений и сложностей, которые связаны с санкциями и противодействием реализации проектов в газовой промышленности со стороны США. Советский Союз в тот период времени располагал многими технологиями, однако масштабы проекта требовали привлечения иностранных партнеров. В СССР были разработаны и реализованы уникальные отечественные технологии, такие как сварка труб большого диаметра, транспортировка газа с применением повышенного давления, а в последующем – и в охлажденном состоянии, что резко повышало эффективность поставок газа на дальние расстояния. В то же время возможности машиностроения и трубной промышленности были явно недостаточны для реализации подобных проектов в весьма сжатые сроки. По мере реализации проектов формировался отечественный опыт и разрабатывались отечественные технологии. К сожалению, подобный подход, начиная со второй половины 1980-х годов, по большому счету так и не был востребован. Все основные критические виды оборудования и технологий стали во все большей степени покупаться за рубежом. В настоящее время данная проблема по-прежнему стоит более чем остро. Как отметил на общем собрании РАН в ноябре 2018 г. член правления ПАО «Газпром» О.А. Аксютин, компания стремится создать российские технологии переработки газа, потому как «на всех наших заводах установлены зарубежные технологии» [12].

Сегодня исходным пунктом основных экспортных маршрутов газа в Западную Европу по-прежнему является территория Ямало-Ненецкого автономного округа (сначала Надым-Пур-Тазовский район, а теперь во все большей степени п-ов Ямал).

Абсолютный рекорд для всей глобальной газовой индустрии был достигнут в 2018 г., когда суммарная накопленная добыча на Уренгойском газоконденсатном месторождении превысила уровень в 7 трлн м³. Впервые газ из данного гигантского месторождения поступил в магистральный газопровод в 1978 году. Сейчас данное месторождение находится на стадии падающей добычи, характеризующейся падением давления в сеноманских залежах и постоянной необходимостью ввода компрессорных станций для обеспечения работы магистральных газопроводов.

Общей отличительной особенностью современного этапа освоения газовых ресурсов Сибири является необходимость одновременного движения по трем направлениям:

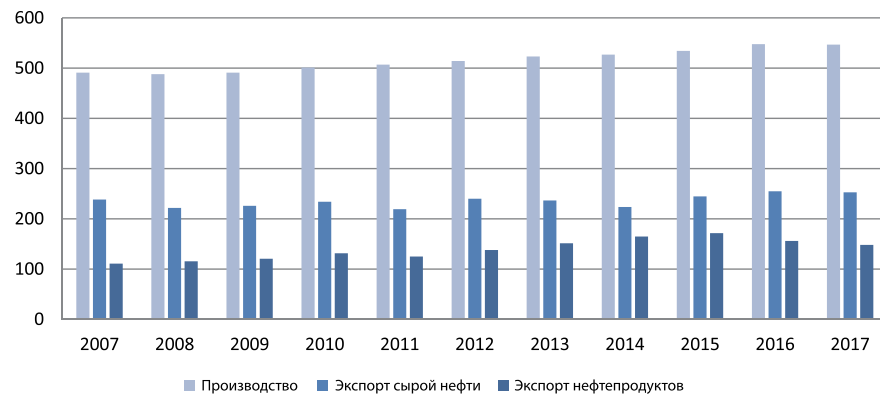
- а) модернизация и повышение эффективности добычи на ранее введенных месторождениях;
- б) осуществление ввода новых месторождений как по линии ПАО «Газпром», так и по линии независимых производителей (таких как ПАО «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», а также неинтегрированные нефтегазодобывающие компании – например, ПАО «НОВАТЭК» и ООО «Норильскгазпром»);
- в) активная работа по вводу новых месторождений и поставке природного газа на внешний рынок в сжиженном состоянии (реализован проект «Ямал СПГ-1», в стадии начальной реализации проект «Ямал СПГ-2», обсуждаются 3-й и 4-й).

К числу новых, все более актуальных проблем следует отнести необходимость более квалифицированной и углубленной подготовки газа перед последующей поставкой на рынок. В частности, пока ждет своего решения проблема использования все возрастающих ресурсов так называемого низконапорного газа (тех колоссальных ресурсов природного газа, остаточное пластическое давление которого в залежи не позволяет

эффективно транспортировать его на дальние расстояния). Одно из решений видится в развитии газохимической переработки в местах добычи с целью получения продуктов, которые возможно и целесообразно поставлять на удаленные рынки. Газовая промышленность Сибири во все большей степени переходит от традиционной подготовки газа (его осушки) ко все более квалифицированным формам подготовки (сжижение – лишь начальный этап на этом пути).

В этой связи возрастает роль и значимость тех работ, которые выполняет Институт катализа им. Г. К. Борескова СО РАН. В частности, институтом предложен к обсуждению и реализации проект Центра коллективного пользования «Опытное производство катализаторов». Использование каталитических процессов определяет общий технологический уровень страны. Вместе с тем недостаточно высокое качество отечественных катализаторов приводит к импортозависимости технологий в области подготовки и переработки углеводородов. Необходимо создание инфраструктуры для ускоренного масштабного перехода от разработки катализаторов нового поколения до их промышленного производства (что немаловажно – импортозамещения) и использования при получении более квалифицированных продуктов при переработке углеводородов [13].

Состояние газовой промышленности и России, и Сибири в значительной мере определяется решениями, принимаемыми в рамках ПАО «Газпром», добывающего более 60% всего газа. При этом, однако, постепенно растет роль независимых производителей как крупных вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний (ПАО «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпромнефть», ОАО «Сургутнефтегаз»), так и неинтегрированных и полностью независимых (табл. 7). Не вызывает сомнений, что число независимых компаний будет расти, усиливая конкуренцию и обуславливая улучшение технологий



Источник: Росстат, ФТС.

и повышение эффективности добычи и поставок природного газа как на внешний, так и на внутренний рынки. В 2017 г. ПАО «Газпром» экспортировал 194,4 млрд м³ газа (90%) в страны Европы.

Начиная с 2009 г., когда с завода «Сахалин-2» была отгружена первая партия продукции, Россия является активным игроком на глобальном рынке сжиженного природного газа (СПГ). Данный проект был реализован консорциумом «Сахалин Энерджи», сформированным Gazprom Sakhalin Holdings B.V. (50% плюс одна акция), Shell Sakhalin Holdings B.V. (27,5% минус одна акция), Mitsui Sakhalin Holdings B.V. (12,5% акций) и Diamond Gas Sakhalin Holdings B.V. (10% акций).

В настоящее время активно реализуется ряд проектов по сжижению природного газа на п-ове Ямал. Проект «Ямал СПГ», являющийся самым крупным инвестиционным проектом в России, реализован компанией ПАО «НОВАТЭК» с привлечением ряда зарубежных инвесторов, таких как Total, CNPC, Chinese Silk Road Fund. В конце 2018 г. завод по производству СПГ вышел на проектную мощность, в то время как поставки по долгосрочным контактам начались уже с апреля. В настоящее время данные проекты реализуются по традиционной схеме – за счет поставок импортного оборудования, доля которого превышает 90%. Однако при этом ПАО «НОВАТЭК» регулярно подчеркивает, что следующие проекты будут осуществляться и с применением отечественного оборудования. Так, в 2019 г. ПАО «НОВАТЭК» объявило, что его дочернее предприятие ООО «Арктик СПГ-2» и компания Siemens подписали очередной договор поставки компрессорного оборудования для трех линий по сжижению природного газа. Объем поставки Siemens в рамках подписанного договора включает 3 компрессорных агрегата сырьевого газа и 6 компрессорных агрегатов отпарного газа. Документ предусматривает локализацию оборудования, которое будет поставлено для третьей линии завода. «Наш следующий проект «Арктик СПГ-2» будет использовать новые технологические решения, для воплощения которых будут максимально задействованы российские производители. Подписанный договор открывает новые перспективы по локализации производства компрессорного оборудования для СПГ-отрасли, что соответствует нашей стратегической цели по созданию и развитию центра СПГ-технологий в России» [14].

Авторов статьи не может не беспокоить слабо используемый научный и производственно-технический потенциал индустриальных центров Сибири (таких как Омск, Новосибирск, Красноярск). В Омске, например, имеется одно из крупнейших на постсоветском пространстве предприятий по производству криогенного оборудования ОАО «Криогенмаш». Речной

транспорт создает реальные возможности поставок на Север по сибирским рекам крупнотоннажного оборудования для реализации отмеченных выше проектов. Движение в данном направлении пока еще весьма робкое. Так, в рамках проекта «Ямал-СПГ» «начали строить четвертую технологическую линию. Запустить ее собираются до конца этого года. Одна из особенностей этой линии – она будет полностью на российском оборудовании. Уже заключено 60 договоров с отечественными компаниями. Глава «НОВАТЭКа» Л. В. Михельсон не сомневается – российские производители не уступают зарубежным. В настоящее время «Криогенмаш» реализует подписанные контракты с ПАО «НОВАТЭК» на проектирование, изготовление и поставку технологического оборудования для четвертой линии «Ямал-СПГ» [15].

Как отмечается, в ближайшие 20 лет Россия останется крупнейшим в мире экспортером энергоресурсов. До 2040 г. она будет экспортировать 9 млн баррелей нефти и 36 млрд м³ газа в день. Согласно анализу ВР, к этому времени Россия займет третье место по добыче нефти вслед за США и Саудовской Аравией и второе по добыче газа – вслед за США.

В 2017 г. Россия экспортировала 46,2% всей добытой сырой нефти, однако объем уменьшился на 0,9% вследствие соглашения между ОПЕК и производителями нефти, не входящими в ОПЕК [17]. В течение 2007–2017 гг. средняя доля экспорта нефти оставалась на уровне 45% (рис. 2) и зависела от изменения ее цены на внешних рынках.

В целом среди главных [18] характеристик нефтегазового сектора и России и Сибири можно отметить следующие.

- *Последовательный переход с более зрелых (с точки зрения степени освоенности начальных запасов) нефтегазовых провинций на новые.* Такая схема развития нефтегазового сектора по-прежнему доминирует. Первой была Волго-Уральская нефтяная провинция, следующими стали Западная Сибирь и Дальний Восток вместе с арктической зоной и дальневосточными морями. Главной движущей идеей в этом случае является поиск и ввод в эксплуатацию все новых месторождений (как правило более крупных и имеющих более благоприятные характеристики). Однако среди негативных эффектов такой стратегии – увеличение дальности транспортировки от новых месторождений до промышленных центров как внутри страны, так и за рубежом. Существенное воздействие на стратегию поиска и быстрого развития больших и гигантских месторождений оказывали ожидаемые выгоды от реализации эффекта «экономии на масштабе». Данный эффект позволяет не только удеше-



вить извлечение нефти, но и компенсировать растущие транспортные издержки, возникающие в связи с ростом дальности расстояния поставки на рынок.

- *Значительная роль экспортных поставок.* Нефтегазовый сектор России создавался в условиях плановой экономики. Это способствовало созданию весьма специфической – единой и тесно интегрированной – инфраструктуры, включающей поставки, переработку и транспортировку нефти, нефтепродуктов и природного газа. Она увязывала нефтегазовые провинции и центры переработки, очень часто обеспечивая последние нефтью определенного качества из определенных месторождений. Именно по этой причине (наличия интегрированных производственных комплексов) в настоящее время российский рынок нефти контролируется крупными вертикально-интегрированными компаниями (такими как ПАО «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть»), которые суммарно добывают примерно 80% всей нефти, оставляя небольшую долю рынка независимым компаниям.

Логика развития нефтяной и газовой промышленности и в России, и в Сибири очень близка – нефтяная промышленность развивается с определенным опережением (с точки зрения тех проблем и новых вызовов, которые встают перед ней) по сравнению с газовой. Если в газовой промышленности Сибири все еще весьма значителен вклад в копилку добычи крупных и сверхкрупных месторождений (с запасами, относимыми к стратегическим, то есть свыше 50 млрд м³ в расчете на одно месторождение), то в нефтяной промышленности вклад, равно как и размер, месторождений, относимых к стратегическим (с запасами свыше 20 млн т), более чем скромнен. Средние размеры новых открываемых месторождений неуклонно снижаются и уже достигли более чем скромных размеров (менее 1 млн т в расчете на одно открываемое месторождение).

Так, в июле 2017 г. состоялся аукцион на право разработки крупного нефтяного месторождения – Эргинского. Его выиграла «Роснефть», предложившая за лицензию 20,7 млрд рублей. «Эргинское месторождение в Ханты-Мансийском автономном округе было открыто в 1995 г., его запасы по C1 + C2 – 103 млн т. За предыдущие семь лет Роснедра продали все имевшиеся у них крупные месторождения, Эргинское было последним» [19].

Коллеги из Ханты-Мансийского центра рационального недропользования отмечают, что «Сокращение количества новых месторождений в большей мере связано с уменьшением объема геологоразведочных работ. Основное воспроизводство минерально-сырьевой базы достигается за счет геологоразведочных работ на действующих месторождениях. Прирост извлекаемых запасов за счет выявления новых месторождений очень незначителен. Если в 2000–2009 гг. прирост составлял 331,2 млн т, то в 2010–2016 гг. – 131,7 млн т. Соответственно и количество открытий отличается – в 2000–2009 гг. было 106, 2010–2016 гг. в три раза меньше – 35. При этом открываемые месторождения становятся все меньше по величине извлекаемых запасов – это месторождения в основном мелкие и средние, но есть и крупное. Сумма геологических/извлекаемых запасов, разведанных в эти годы месторождений, составляет 639/132 млн т нефти» [20].

В то же время ресурсный потенциал, с точки зрения возможностей достижения высоких уровней добычи и газа, и нефти, является более чем значительным. Налицо все симптомы и признаки нарастания зрелости ресурсной базы и России,

и Сибири. Портфель направлений развития нефтяной промышленности, как и газовой (см. выше), включает в себя такие направления, как:

- повышение степени извлечения нефти на разрабатываемых месторождениях (показатель нефтеотдачи оставляет желать много лучшего – ниже 30% по сравнению с более чем 45% в дореформенный период);
- поиск, разведку и освоение новых месторождений, прежде всего на новых территориях (к сожалению, состояние геологоразведки в последние годы внушает значительные опасения – прирост запасов в значительной мере осуществлялся в рамках переоценки ресурсной базы разрабатываемых месторождений или в непосредственной близости от них);
- освоение и формирование новых подходов к освоению и разработке более сложных объектов и все усложняющихся типов нефти.

Все данные направления связаны с двумя важнейшими обстоятельствами – разработкой новых технологий и подходов к освоению углеводородов, а также формированием новых институциональных рамок реализации проектов, при этом неправомерно ограничиваться только налоговыми льготами и преференциями, которые, как правило, имеют весьма краткосрочный период воздействия на регулируемый процесс добычи углеводородов. Мы считаем, что во многом из-за отсутствия опережающей научной проработки отмеченных выше проблем в сочетании с весьма робкими институциональными инновациями добыча нефти в Сибири практически не растет. В ХМАО, например, добыча нефти устойчиво снижается, в Красноярском крае и Восточной Сибири растет, однако темпы роста не позволяют компенсировать снижение добычи в Западной Сибири. Как было отмечено применительно к ХМАО, «Если падение добычи продолжится в том же темпе, то в 2020 г. производство упадет до 220 млн т, а к 2030-му – до 196 млн т» [21] (от уровня добычи 2017 г. в 234 млн т).



Серьезный вызов добыче жидких углеводородов представляет возрастание степени сложности (как геологической, так и технологической организационной) освоения и последующей разработки новых объектов добычи (баженовских, доманиковых, хадумских и др.) и новых типов нефти (битумов, высоковязких и др.). Все это вызывает значительный рост инвестиций и операционных издержек [22]. Для таких проектов государством предусматриваются налоговые льготы и финансовые стимулы. Так, например, в случае разработки крупнейшего Приобского месторождения ПАО «Роснефть» может снижать налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) за счет различных коэффициентов по каждой скважине до 80%. Для нефти же, добытой из баженовских отложений на Приобском, ставка НДПИ обнулена [23].

Очевидно, что при переходе к новым объектам также требуются инвестиции в инфраструктуру и необходим ввод новых мощностей переработки. На наш взгляд, не менее значимы два важнейших обстоятельства:

- 1) необходимость создания и расширения сферы применения принципиально новых технологий;
- 2) формирование принципиально новых форм взаимодействия всех участников процесса освоения трудно-извлекаемых запасов (ТРИЗов).

При этом есть два принципиально разных подхода к созданию новых технологий:

1) «дикий кошки» (по аналогии с термином, определяющим в США поисково-разведочные скважины), который основан на применении метода проб и ошибок на значительном числе новых объектов;

2) «целенаправленного эксперимента» (по аналогии со стратегией продвижения от одних объектов к другим, так как это было осуществлено в Сибири). Россия не располагает значительными избыточными финансовыми ресурсами для инвестирования в рискованные проекты освоения и разработки новых видов ТРИЗов непосредственно в полевых условиях (как это было сделано в США в случае сланцевой нефти или сланцевого газа). Поэтому коллективом ученых СО РАН под руководством академика А.Э. Конторовича предложен и обоснован подход на основе проведения экспериментов на специально созданных установках в рамках национального исследовательского центра. Проверить возможные технологии, придумать новые и скомпоновать их в разных вариантах в Сибирском отделении РАН предполагается на базе новой структуры в рамках проекта «Академгородок 2.0» – ТРИЗ-центра [24]. Данный центр создается усилиями нескольких институтов СО РАН: Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Института гидродинамики им. М.А. Лаврентьева, Института теплофизики им. С.С. Кутателадзе, Института химии нефти и Института физики прочности и материаловедения.

Такой подход, с одной стороны, позволяет значительно сократить потребность в финансировании, с другой – упростить процесс распространения и применения новых отечественных технологий (ослабить корпоративные барьеры). Также нельзя не отметить, что в России растет понимание того, что решение таких крупных проблем, как технологии разработки ТРИЗ, требует интеграции усилий всех заинтересованных сторон – и различных компаний, и государства. В этой связи нельзя не отметить инициативу ПАО «Газпром нефть». Данная компания создала в Ханты-Мансийском автономном округе ООО «Технологический центр Баженов». Его основной задачей является формирование комплекса коммерчески эффективных россий-

ских технологий для освоения баженновской свиты. Основу портфеля активов нового юридического лица составляет фонд лицензионных участков, находящихся на балансе компании ООО «Газпромнефть-Хантос» и имеющих хорошие перспективы работы с запасами баженновского горизонта. Проект насчитывает более 20 партнеров-участников. В его рамках формируется пул нефтяных компаний, научно-исследовательских и сервисных организаций, производителей промышленного оборудования, заинтересованных в решении задачи [25]. Создание и отладка форм и процедур взаимодействия участников столь сложных проектов – не менее важный и значимый результат, чем собственно разработка научных основ и принципиально новых технологических решений разработки ТРИЗ.

Сегодня в России в сфере добычи нефти и газового конденсата участвуют 295 организаций, из которых 107 являются структурными единицами 11-ти вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК). Большинство из них – производители нефти и лишь две – газа и газового конденсата (данные на 1 января 2017 г.). Имеется также 185 независимых компании и три оператора, действующих на условиях соглашений о разделе продукции.

Уже в настоящее время опыт ряда компаний Сибири является уникальным. К числу подобных примеров, несомненно, можно отнести ООО «Иркутская нефтяная компания». Она основана в 2000 г., добывает нефть и газовый конденсат в Иркутской области и Республике Саха (Якутия). Занимает 61-е место в рейтинге 200 крупнейших частных компаний России Forbes (2017 г.). Финансовые показатели (РСБУ, 2016 г.): выручка – 128,9 млрд руб., чистая прибыль – 49 млрд рублей. Добыча нефти и газового конденсата (2016 г.) – 7,8 млн т. За последние 10 лет (по 2018 г.) было открыто четыре месторождения. Важнейшая особенность компании – интеграция современных подходов к разработке сложных месторождений с особенностями работы в Восточной Сибири. Как подчеркнул основной владелец компании Н. Буйнов: «Наша компания давно работает в Восточной Сибири. Здесь мы специалисты. Мы можем предложить свои знания и опыт. Восточная Сибирь огромна и мало изучена. Несмотря на то, что мы занимаемся геологией очень серьезно почти 20 лет и добились весьма заметных результатов, все равно многого еще не понимаем» [26].

На рубеже 1980-х и 1990-х годов в соответствии с ранее принятой и апробированной логикой развития нефтяной и газовой промышленности (см. выше) считалось, что вслед за Западной Сибирью наступит очередь Восточной Сибири, потом – Арктики, и далее наступит эра новых альтернативных энергоресурсов и энергоисточников. Современная ситуация внесла значительные коррективы в экстраполяцию ранее апробированной логики развития освоения и использования ископаемых углеводородов. Новые возможности освоения ТРИЗов, а также разработки ранее невовлеченных типов залежей и объектов в освоенных (традиционных) районах добычи значительно трансформируют линейный характер подобного процесса, а именно – значительные возможности создаются в тех районах, где уже создана основная инфраструктура и накоплены уникальные локальные знания. Данные обстоятельства формируют новые вызовы для науки и высокотехнологичных сфер и направлений деятельности. Именно это и составляет в настоящее время основную направленность усилий исследователей Сибирского отделения РАН.

В целом среди важнейших проблем развития нефтегазового сектора в предстоящий средне- и долгосрочный период можно назвать следующие.

1. Трудности, обусловленные реализацией традиционной поступательной логики развития, – сложности и колоссальное разнообразие местных особенностей при формировании новой технологической инфраструктуры в России. Географические и климатические условия нужно здесь назвать в первую очередь. Месторождения нефти и газа широко разбросаны территориально и расположены далеко от потребителей. Угольные бассейны располагаются вдали от морских портов, ЛЭП имеют большую протяженность.
2. Сохраняющуюся сильную зависимость от уже реализованных технологических решений, которые были оправданы при ранее имевших место соотношении цен на факторы производства и принятых процедурах координации). Среди примеров – негативные эффекты все еще широко используемых технологий, таких как интенсивная закачка жидкости в пласты, колоссальная энергоемкость традиционного трубопроводного транспорта природного газа и пр.
3. Неотложную необходимость создания и развития новых собственных технологий добычи, переработки и транспорта энергоресурсов. Нарастание степени разнообразия источников и типов энергоресурсов не позволяет, как это было ранее, стандартизировать процесс освоения и разработки новых видов залежей и новых типов энергоресурсов и ориентироваться на импортные аналоги и ранее апробированные решения. Среди главных преимуществ новых технологий в первую очередь следует отметить необходимость их нацеленности на снижение издержек, а также на их экологичность на всех стадиях производства, транспортировки и последующей переработки.

Мы считаем, что чрезвычайно возрастает роль науки и научного сопровождения всех процессов на всех стадиях освоения и использования энергоресурсов в России, и Сибири. Важнейшая особенность современной ситуации состоит в тесном взаимопереплетении общих подходов, локальных практик и навыков реализации тех или иных решений. К числу организаций, призванных содействовать движению в данном направлении, несомненно, относится и Сибирское отделение РАН. Те контуры будущего сибирской науки, которые активно сейчас прорабатываются, исходят из понимания отмеченных выше особенностей и всем известного принципа практичности хорошей теории.

Литература

1. Предложения к Плану комплексного развития СО РАН с учетом приоритетов и долгосрочных планов развития Сибирского федерального округа. – Новосибирск, 2018. – 6 с.
2. Suslov N. I. Energy saving incentives and institutional environment: a cross country analysis. Pt. 1–2 // Вестник НГУ. Серия: Социально-экономические науки. – 2014. – Т. 14, Вып. 2. – С. 61–70; Вып. 3. – С. 46–55.
3. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Проект. – М., 2015. – 97 с.
4. URL: <http://termokoks.ru/>
5. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года (от 13 ноября 2009 г. №1715-П) URL: http://energoeducation.ru/wp-content/uploads/2015/11/LAW94054_o_20151002_142857_54007.pdf



6. Delphi Energy Future 2040 // PWC, 2016. – 72 p.
7. Технологические приоритеты в энергетике // Энергетический бюллетень. – № 47 (апрель 2017). – М.: Аналитический центр при Правительстве РФ. – 28 с.
8. Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 года. – М., 2014.
9. URL: <http://www.sibanthratic.ru/facilities/novosibirskaya-oblast/>
10. Markova V. M., Churashov V. N. Small-scale Distributed Power Generation Development in the Siberian Regions: Evaluation of Efficiency. Modern Management Forum, 2018, 2(2); doi: 10.18686/mm.f.v2i1.1095.
11. Foreign relations of the United States, 1969–1976, Vol. Xv, Soviet Union, June 1972–August 1974. 69. Editorial Note // National Archives, Nixon Presidential Materials, NSC Files, Box 721, Country Files – Europe – USSR, Vol. XXVII // Additional documentation on U. S. involvement in the Yakutsk and North Star Projects is in Foreign Relations, 1969–1976, vol. XXXVI, Energy Crisis, 1969–1974.
12. URL: <https://scientificrussia.ru/articles/obshchee-sobranie-chlenov-ran-den-pervyj-pryamaya-translyatsiya>
13. Академгородок 2.0: возможные перспективы // Наука в Сибири. – № 19 (24 мая 2018 г.). – URL: http://www.sbras.info/system/files/19_o.pdf
14. URL: <https://rogtectmagazine.com/apkmuk-cn2-2-u-siemens-podpisali-dogovor-no/?lang=ru>
15. URL: <http://www.cryogenmash.ru/news/oborudovanie-pao-kriogenmash-dlya-yamal-spg/>
16. BP Statistical Review of World Energy. – June 2018. – 67 th edition. – 53 p.
17. Oil market condition in 2017. Rosstat. – URL: http://www.gks.ru/bgd/free/Bo9_o3/IssWWW.exe/Stg/doi3/39.htm.
18. Kryukov V. A. Russia's Oil Dilemmas. Production: To Go North-East or to Go Deep? Exports: Is a Compromise Between Westward and Eastward Directions Possible? In: Bardazzi R., Parienza M. G., Tonini A. (Eds.). European Energy and Climate Security. – Springer International Publishing, 2016. – P. 83.
19. Старинская Г. Государство продало последнее крупное месторождение нефти. Его купит «Роснефть» по цене почти в три раза дороже стартовой // Ведомости. 13 июля 2017 года. – URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/07/13/722234-gosudarstvo-mestorozhdenie-nefti>
20. Ярова Г. Т., Мамыкина Л. И. Анализ месторождений нефти ХМАО и Югры, открытых в период 2010–2016 гг. Количество и запасы // Вестник недропользователя ХМАО. – 2018. – № 29. URL: <http://www.oilnews.ru/29-29/analiz-mestorozhdenij-nefti-xmao-i-yugry-otkrytyh-v-period-2010-2016gg-kolichestvo-i-zapasy>
21. Тихонов С. Золотой регион. Несмотря на ухудшение минерально-сырьевой базы ХМАО-Югра намерена остаться крупнейшим центром нефтедобычи в России // Нефтегазовая вертикаль. – 2017. – № 17. – С. 54–63.
22. Kryukov V., Moe A. Does Russian unconventional oil have a future? // Energy Policy. – 119(2018). – P. 41–50.
23. URL: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/02/01/793086-rosneft-prosit-odnogo-mestorozhdenii?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop
24. ТРИЗ-центр. Добыть то, что трудно добывать // Наука в Сибири. – № 31 (16 августа 2018 г.). – URL: http://www.sbras.info/system/files/31_%D1%81%D0%B0%D0%B9%D1%82.pdf
25. URL: <https://rogtectmagazine.com/gazprom-neft-sozdala-v-xmao-центр-ба/?lang=ru>
26. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/characters/2017/10/31/740079-vostochnaya-sibir>

БАТАРЕЯ

СТРАТЕГИЧЕСКОГО ЗНАЧЕНИЯ

Развитие возобновляемых источников энергии – важная составляющая государственной энергетической политики в первую очередь в удаленных, изолированных и малочисленных районах, куда тянуть сети или прокладывать трубопроводы экономически неэффективно. Поэтому это направление в последнее время приобретает все большую актуальность для столь богатой традиционными энергоресурсами России.

За последние 10 лет российская отрасль ВИЭ шагнула далеко вперед – если в 2009 году в стране не было ни одного крупного производства даже солнечных панелей, то сейчас сразу в нескольких регионах страны строятся заводы по сборке и производству частей ветроэлектрических установок (ВЭУ) и вполне успешно работает завод солнечных батарей компании «Хевел» в Чувашии.

Тем не менее, масштабного внедрения технологий ВИЭ в России пока не произошло, что во многом объясняется отсутствием одной из главных составляющих – крупных энергонакопителей.

Поиск мест для хранения

Производство аккумуляторов – это огромная мировая индустрия, рождение американской марки электрокаров Tesla произошло во многом благодаря разработке мощного аккумулятора. Пока в этой отрасли доминируют азиатские компании. Среди них Panasonic из Японии, Samsung и LG Chem из Кореи,

а также две китайские компании BYD и CATL. В одном только Китае работают более 140 производителей аккумуляторов для электромобилей. В 2017 году спрос на аккумуляторные батареи оценивался в 100 ГВт·ч, что вдвое больше, чем в 2014 году. По расчетам экспертов рынка, потребность в аккумуляторах только для электромобилей малой грузоподъемности может приблизиться к 700 ГВт·ч к 2025 году, увеличившись до 2800 ГВт·ч к 2030 году.

В России накопители энергии были бы более востребованы и в другой сфере – промышленной и бытовой. Снабжение энергией отдаленных населенных пунктов, отрезанных от единой энергетической системы, всегда было актуальной проблемой: в отсутствие присоединения к постоянному источнику энергии такие города и поселки вынуждены закупать дизель и уголь для собственных тепло-электростанций по завышенной стоимости.

Отсутствие хорошего рабочего образца накопителя стало одной из немаловажных причин того, что развитие «зеленых» технологий в России – пока удел второстепенной генерации, подстраховывающей традиционную.



Российская батарейка

Новосибирские инженеры из компании «Системы накопления энергии» и ученые НГТУ-НЭТИ разработали первый отечественный накопитель большой мощности¹. Его демонстрационные испытания намечены на март 2019 года. Потенциальный производитель утверждает, что у него уже есть заказ на два накопителя. Поставщиком аккумуляторов для накопителя станет «Лиотех», когда-то убыточное совместное производство «Роснано» с китайским производителем аккумуляторных батарей Thunder Sky. В случае успешного проведения испытаний накопитель будет отгружен заказчиком – для одной из солнечных станций компании «Хевел», а также на одно из

нефтегазовых месторождений, где он будет работать в системе электроснабжения нефтяных буровых вышек. Хотя стоимость накопителей производитель не сообщает, предполагается, что в производстве накопителей будет использовано около 95% российских комплектующих, а окупаемость нового российского ноу-хау составит от 3 до 4 лет.

В то же время появление рабочего накопителя может повлиять не только на затраты отдаленных поселков на энергобезопасность, но и на появление первых заводов по сборке электрокаров. В России электромобили серийно пока не выпускаются – российский «АвтоВАЗ» разработал электрические автомобили на платформах Vesta и Kalina/Granta, но в серию они пока не вышли. Во многом это объясняется относительно низким запасом хода, а также, по мнению некоторых аналитиков, отсутствием разветвленной сети электрозаправок. Так, в многомиллионной Москве их число не превышает 60 штук.

Если все сложится успешно, то 2019 год может стать поворотным для российской ВИЭ-индустрии. Именно разработка сильного накопителя поможет формировать отрасль и в перспективе вывести ее на мировые показатели роста.

По прогнозу аналитиков Bloomberg, ждать «ренессанса электрокаров» в России осталось недолго – к 2020 году стоимость «зеленых» авто сравняется с бензиновыми и дизельными аналогами. Бурное развитие и тот самый мультипликативный эффект на экономику получит и отрасль распределенной генерации – за счет накопителей отдаленные поселки смогут получить стабильный источник энергии и таким образом серьезно снизить свои затраты на энергообеспечение. Чиновники, впрочем, уже нашли применение накопителям в обычных жилых домах средней полосы России – лифтовые системы: накопитель может использоваться как источник питания для них, так и как подстраховочный генератор в случае отключения дома от электричества.

Нефтяники против

Впрочем, все попытки популяризации электромобилей могут угаснуть под давлением сильного нефтяного лобби. Крупнейшие российские нефтяные компании неоднократно публично выступали с критикой этого вида транспорта. Так, глава «Роснефти» И. Сечин с трибуны Петербургского между-



народного экономического форума заявил, что электромобили являются сомнительным удовольствием: они дорогие, долго заряжаются, быстро разряжаются, особенно зимой, сырье для их зарядок может производиться ограниченным количеством стран, при этом вред экологии от производства батарей может быть достаточно высоким. «Форсированное развитие электромобилей, когда маргинальным источником электроэнергии во многих развивающихся странах является угольная генерация, может привести к тому, что фактический экологический ущерб перехода на электромобили может оказаться значительно больше, чем статус кво. Не полностью решены вопросы безопасного производства и утилизации компонентов электродвигателей, качества, долговечности, емкости и надежности работы аккумуляторов», – говорил он².

Похожее мнение высказывали и представители «Газпром нефти». «Электромобили приводят к значительно большим выбросам CO₂, чем машины с бензиновыми или дизельными двигателями. Электромобили приводят к увеличению нетто потребления электроэнергии. Получается, что они дольше сохраняют в работе самый грязный киловатт – угольный», – заявил директор департамента стратегического планирования «Газпром нефти» (МОЕХ: SIBN) С. Вакуленко.

По его словам, только если в электроэнергетике страны используются на треть газовые, на треть угольные и на треть – гидроэлектростанции, выбросы CO₂ от электромобилей сравниваются с выбросами от топливных двигателей машин. Однако такая дифференциация характерна для самых развитых и экологически направленных экономик.

Кроме того, переориентация производства на электромобили потребует радикального увеличения выпуска батарей. Новых заводов по производству батарей до 2025 года пока не планируется. При этом природная добыча лития сильно ограничена, а его месторождения сконцентрированы на территории нескольких стран. «Выясняется, что всего лития Земли не хватит на весь автопарк планеты», – добавил эксперт³.

Впрочем, как известно, прогресс не стоит на месте, и уже через несколько лет проблема создания энергоемких мобильных аккумуляторов будет решена. Тогда перед Россией будет стоять задача успеть включиться в мировое серийное производство этого продукта, несмотря ни на какое лобби.

Арсений ПОГОСЯН,

обозреватель журнала «Энергетическая политика»

¹ Новосибирский государственный технический университет. Официальное сообщение на сайте. 19.03.2019.

² ИНТЕРФАКС. Сечин предлагает сфокусироваться не на ограничении использования ДВС, а на снижении доли угольной генерации, 19.10.2017.

³ ИНТЕРФАКС. Электромобили приводят к большим выбросам CO₂, чем машины на топливе, 13.01.2017.





2409-5518
ISSN 2409-5516