

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№5(147), май 2020



Тема номера

ТЭК В ПОИСКЕ АНТИВИРУСНЫХ РЕШЕНИЙ

Содержание

3 Слово редакторов

От первого лица

4 А.В. Новак. Российский ТЭК: программа «Антивирус»

Нефть

14 В.В. Курилов. Соглашение ОПЕК+G20: насколько США сократят добычу нефти?

26 А. Криворотов, Т. Хетланд. Сделка ОПЕК+ и Норвегия

Регионы

42 А.М. Мастепанов, А.М. Сумин. Особенности концепции национальной энергетической безопасности Норвегии

Теплоснабжение

52 Ю.В. Маневич. Альтернативная котельная – новая форма для инвестиций в теплоснабжение

Энергетика

62 Л.В. Нефедова, А.А. Соловьев. Финансовые методы управления рисками при использовании ВИЭ

Регулирование

76 О.В. Жданеев, В.С. Чубоксаров. Техническая политика нефтегазовой отрасли России: задачи и приоритеты

Климат

92 Б. Порфирьев, А. Широв, В. Семикашев, А. Колпаков. Экономические риски в контексте разработки политики с низким уровнем эмиссий парниковых газов в России



Contents

3 Editor's column

In the first person

4 A. Novak. Russian fuel and energy complex: antivirus program

Oil

14 V. Kurilov. OPEC+G20: agreement or how the US will cut the oil production?

26 A. Krivorotov, T. Hetland. OPEC+ deal and Norway

Regions

42 A. Mastepanov, A. Sumin. Features of Norway's National Energy Security Concept

Heating

52 Y. Manevich. Alternative boiler station – a new form for investments in heat supply

Electric power

62 L. Nefedova, A. Solovyev. Financial risk management for using renewable energy

Regulation

76 O. Zhdaneev, V. Chuboksarov. Technical policy of the oil and gas industry in Russia: tasks and priorities

Climate

92 B. Porfiryev, A. Shirov, V. Semikashev, A. Kolpakov. Economic risks in the context of designing the policy with low greenhouse gas emissions in Russia

УЧРЕДИТЕЛИ

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

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1

ИЗДАТЕЛЬ

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В.В. Бушуев – акад. РАЕН и РИЗ, д. т. н., председатель совета, ген.директор ИЭС А.М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., руководитель Центра энергетической политики ИПНГ РАН Д.А. Соловьев – к. ф.-м. н., ответственный секретарь совета А.Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН Н.И. Воропай – член-корр. РАН, д. т. н., научный руководитель ИСЭМ СО РАН А.И. Кулапин – д. х. н., директор Департамента Минэнерго России

В.А. Крюков – акад. РАН, д. э. н., директор ИЭОПП СО РАН Е.А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., декан факультета РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина А.И. Громов – к. г. н., директор по энергетическому направлению ФИЭФ С.П. Филиппов – акад. РАН, д. э. н., директор ИНЭИ РАН А.Б. Яновский – д. э. н., заместитель министра энергетики России П.Ю. Сорокин – заместитель министра энергетики России О.В. Жданеев – к. ф.-м. н., руководитель дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

Главный редактор Анна Горшкова

Научный редактор Виталий Бушуев

Обозреватель Марина Коцюбинская

Корректор Роман Павловский

Фотограф Иван Федоренко

Дизайн и верстка Роман Павловский

Адрес редакции: 129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, 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

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 12 раз в год Цена свободная

Отпечатано в «ПБ «Модуль», 115162, Москва, Мытная улица, дом 48, цоколь пом. 2, ком. 1,3

Подписано в печать: 22.04.2020
Время подписания в печать по графику: 13:00 фактическое: 13:00



145,9 тыс. км ЛЭП
958 подстанций

79 регионов России
22 тыс. сотрудников



Виталий БУШУЕВ
Научный редактор журнала
«Энергетическая политика»,
акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н.

Анна ГОРШКОВА
Главный редактор
журнала «Энергетическая
политика»

От самоизоляции к самореализации

Глобальный экономический спад, вызванный мировой эпидемией коронавируса и введением тотального карантина, затронул все отрасли ТЭК. Снижение спроса на основные энергоресурсы ударило не только по нефтяной отрасли, но и по электроэнергетической, угольной и газовой. Но мир постепенно приспосабливается к жизни в условиях жесткого карантина. Производители ищут новые способы продажи своей продукции, люди – новые возможности самореализации в условиях самоизоляции.

Нефтедобывающие страны ОПЕК и G20, договорившись в апреле о глобальном сокращении производства нефти, в мае приступили к выполнению сделки. Каждая из стран выбирает свои варианты участия в балансировке рынка: через прямые дого-

воренности с компаниями, как это делает Россия, через регулирование профилей добычи, как это делает Норвегия или вслед за рынком, как делает США. Несмотря на мрачные прогнозы скептиков, с начала действия сделки ОПЕК+G20 цена на нефть стала расти.

Нефтяные и энергетические компании, переживая серьезный спад, тем не менее сохраняют свои социальные обязательства. Регуляторы, со своей стороны, пытаются создать условия, облегчающие работу бизнеса в текущих сложных условиях.

При этом продолжается работа над уже запущенными в предыдущие годы реформами, такими как создание системы «альтернативной котельной», отрабатываются новые возможности учета и страхования рисков для ВИЭ.



Александр НОВАК

Министр энергетики Российской Федерации

Российский ТЭК: программа «Антивирус»

Масштабное распространение коронавирусной инфекции с начала 2020 года оказало серьезное влияние не только на здоровье населения планеты, но и на экономическую ситуацию в большинстве стран. В настоящее время мы уже наблюдаем значительные финансовые последствия для различных секторов экономики в связи с принятием вынужденных мер по защите граждан всего мира от дальнейшего распространения эпидемии. Эффект от этих беспрецедентных шагов, по всей видимости, будет наблюдаться в течение нескольких следующих кварталов. В связи с ограничением передвижения и остановкой работы большинства крупнейших предприятий мира, топливно-энергетический сектор одним из первых ощутил неблагоприятные экономические последствия. В том числе, ситуация коснулась и отечественной энергетики. Сократилась как деловая, так и социальная активность граждан, существенно снизилась мобильность. Все это привело к закономерному падению спроса на основные источники энергии, что оказало влияние на производство первичных энергоресурсов и, соответственно, ТЭК в целом. В этой связи в текущей ситуации жизненно важно своевременно проанализировать, насколько серьёзными будут последствия пандемии для каждой из отраслей российской энергетики и незамедлительно предпринять соответствующие меры для минимизации рисков.

“

Организация деятельности Минэнерго России и компаний ТЭК в условиях распространения коронавируса

Для дальнейшего бесперебойного и качественного обеспечения энергоресурсами как внутреннего рынка, так и внешних потребителей, были созданы необходимые условия для организации эффективной работы Минэнерго России и предприятий ТЭК в условиях действия мер по нераспространению коронавируса. Здесь было крайне важно соблюсти баланс: с одной стороны, без ущерба для производства перевести максимально возможное количество сотрудников на удаленный режим работы, с другой стороны, —

не нарушить непрерывный цикл деятельности стратегически важных сегментов.

Минэнерго России с началом ухудшения эпидемиологической ситуации в кратчайшие сроки приняло необходимые регулирующие документы и создало специальный оперативный штаб. С конца марта были отменены все массовые мероприятия и командировки, отложены плановые проверки, большинство совещаний перешло в формат видеоконференций и конференц-коллов. Мы временно прекратили личный прием граждан, при этом обращения по-прежнему принимаются в электронной приемной на сайте Минэнерго, а также через специальный бесконтактный бокс. Всем заявителям наши специалисты отвечают в установленные сроки. К настоящему времени

более 70 % штатного состава Минэнерго переведено на дистанционную работу, для этого мы обеспечили порядка 160 виртуальных рабочих мест, то есть наши коллеги получили возможность доступа к «рабочему столу» своего офисного компьютера прямо из дома.

Для безопасного пребывания сотрудников в здании Минэнерго России, в случае служебной необходимости организована работа по ежедневному двукратному измерению температуры тела, также температура измеряется всем посетителям при входе, в общедоступных местах установлены дезинфицирующие средства для рук, офисной и мобильной техники. Аналогичным образом была организована работа в большинстве организаций ТЭК.

Сейчас жизненно важно своевременно проанализировать, насколько серьёзными будут последствия пандемии для каждой из отраслей энергетики

Для удобства и безопасности россиян многие компании оперативно наладили работу онлайн-сервисов для клиентов. На ряде АЗС, например, «Газпром нефти», появилась возможность оплачивать топливо с помощью мобильного приложения, не выходя из автомобиля. Большая работа ведется энергосбытовыми компаниями, которые в режиме онлайн принимают показания счетчиков электроэнергии и оплату, отвечают на вопросы потребителей (личные кабинеты онлайн могут создать и физические, и юридические лица). Электронные сервисы работают у крупнейших энергосбытовых

организации. Ряд из них взяли на себя расходы по заправке транспорта медицинских учреждений и центров социального обслуживания. Компании «Газпром нефть» и «Татнефть» начали производить антисептические растворы, одновременно «Газпром нефть» предоставила возможность автомобилям скорой помощи бесплатно проходить техобслуживание в нескольких десятках регионов, а «Татнефть» обеспечила безвозмездную поставку лекал и расходных материалов для пошива защитных масок, приступила к выпуску специальных боксов для транспортировки зараженных новой



Таймс-сквер в Нью-Йорке 29 марта, после введения режима самоизоляции

Источник: demerzel21 / Depositphotos.com

холдингов – «Интер РАО», «Русгидро», «ТНС энерго», «Т Плюс».

Второе направление работы в онлайн-сервисах – это подача заявок на подключение к электросетям для физических и юридических лиц. Компания «Россети» создала единый портал технологического присоединения к электросетям, воспользоваться услугами которого можно во всех 68 регионах присутствия предприятий группы, при этом вынужденный переход на дистанционный режим работы не влияет на сроки оказания услуги.

В сложившейся ситуации большинство компаний ТЭК – и это приятно констатировать – проявили себя как социально ответ-

ственными организациями. Ряд из них взяли на себя расходы по заправке транспорта медицинских учреждений и центров социального обслуживания. Компании «Газпром нефть» и «Татнефть» начали производить антисептические растворы, одновременно «Газпром нефть» предоставила возможность автомобилям скорой помощи бесплатно проходить техобслуживание в нескольких десятках регионов, а «Татнефть» обеспечила безвозмездную поставку лекал и расходных материалов для пошива защитных масок, приступила к выпуску специальных боксов для транспортировки зараженных новой

добровольной помощи предприятиями ТЭК нашим согражданам и медицинским работникам в борьбе с эпидемией. При этом компании в большинстве случаев отказались от увольнения и сокращения зарплаты сотрудников на фоне перевода части персонала на удаленную работу или неполный рабочий день.

На сегодня снижение мирового спроса на нефть составляет около 20–30 млн баррелей в сутки. При отсутствии своевременных мер регулирования мировые хранилища могли бы заполниться в мае-июне

Минэнерго России сформировало оперативный штаб по мониторингу состояния организаций топливно-энергетического комплекса, цель которого – выработка предложений по обеспечению устойчивости российской экономики и мониторингу финансово-экономического состояния организаций ТЭК в условиях распространения COVID-19. Анализ охватывает 97 системообразующих предприятий ТЭК. Мы мониторим ситуацию и при необходимости формируем соответствующие рекомендации о мерах поддержки отраслевых компаний.

Нефтяная отрасль

Нефтяная отрасль оказалась одной из наиболее чувствительных к последствиям замедления темпов мировой экономической активности. Меры, предпринятые правительствами стран по ограничению распространения коронавируса, привели к закономерному сокращению спроса на «черное золото».

В настоящее время порядка 60 % потребления нефтепродуктов в мире приходится на сферу транспорта, далее следуют промышленность, жилой и коммерческий сектора, в том числе сельское хозяйство. Ожидаемо, что в нынешних условиях почти во всех этих сегментах, помимо, может быть, сельского хозяйства, мы наблюдаем сокращение потребления нефтепродуктов.

В результате, на сегодняшний день снижение мирового спроса на нефть составляет порядка 20–30 млн баррелей в сутки. В такой

ситуации при отсутствии своевременных мер регулирования мировые нефтяные хранилища могли бы заполниться уже в мае-июне.

В силу складывающейся рыночной конъюнктуры возникла потребность координации усилий ведущих производителей нефти. Необходимы были новые шаги и новые участники. В апреле мы вышли на договоренности по балансировке рынка уже не только со странами ОПЕК+, но и рядом других крупнейших производителей нефти – США, Канады, Норвегии и прочих стран.

Важно, что президент России принимал личное участие в переговорах с лидерами США и Саудовской Аравии. Это существенно ускорило принятие компромиссного решения, и в результате коллективный механизм балансировки рынка удалось успешно запустить.

Соглашение было заключено между 23 странами ОПЕК+ на два года – до 1 мая 2022 года. По условиям соглашения, в течение первых двух месяцев, с мая по июнь, сокращение добычи составит 9,7 млн баррелей в сутки. С начала июля добычу планируется частично восстановить, и ограничить сокращение 7,7 млн баррелями в сутки. В 2021 году



Финансовый трейдер на терминале Bloomberg UK
Источник: Brasilnut / Depositphotos.com



Пустующее Шоссе 66, США

Источник: Foto-VDW / Depositphotos.com

квота для стран-участниц составит 5,8 млн баррелей в сутки. Плюс к этому еще 10 стран-производителей нефти также заявили об участии в обеспечении сокращения мировой добычи за счет рыночных механизмов, в том числе США, Канада, Норвегия и Бразилия. По расчетам, это устранил с рынка еще 5–10 млн баррелей в сутки.

То есть сделка действительно уникальная: и по количеству участников, и по срокам действия. Важно, что она учитывает интересы как производителей, так и потребителей энергоресурсов. Кроме того, мы видели консолидированную позицию российских компаний в вопросе заключения соглашения: его поддержали все основные участники рынка, ведь в текущей ситуации финансовые показатели нефтегазовых компаний по большей части определяются перспективами роста цены, а не объемами производства. Кроме того, многие из компаний имеют диверсифицированную инфраструктуру, позволяющую гибко регулировать добычу.

Рассчитываем, что в мае со вступлением сделки ОПЕК++ в силу, рынок будет постепенно балансироваться. Конечно, во многом результат действия соглашения будет зависеть от темпов восстановления мировой экономики, что соответственно повлечет повышение спроса на энергоресурсы. В этой

связи мы с оптимизмом смотрим на Китай, который уже постепенно начал наращивать экономическую активность. Надеемся, что в течение нескольких месяцев мы увидим положительные изменения и в экономике других стран.

Тем не менее, в ближайшее время значительного роста стоимости барреля ожидать не стоит из-за текущего затоваривания рын-

В ближайшее время значительного роста стоимости барреля ожидать не стоит из-за затоваривания рынка. Балансировка может начаться во второй половине года вместе с восстановлением спроса

ка. Балансировка может начаться во второй половине года вместе с восстановлением спроса на нефть по мере снятия ограничений и сокращения запасов за счет новой сделки ОПЕК++.

Топливный рынок

Меры по нераспространению коронавируса также повлияли на внутренний рынок нефтепродуктов. В России спрос в розничном сегменте на бензин и дизельное топливо в апреле 2020 года в регионах с активными мерами самоизоляции был ниже на 40–50 % и примерно 30 % соответственно, чем в 2019 году. Падение потребления авиакеросина еще более значительное – 50–60 %.

В результате выпуск бензина в апреле снизился на 16 %, производство дизельного топлива, напротив, увеличилось на 6–7 %. Этот рост стал возможен за счет экспорта и резерва в хранилищах. В целом суточный объем переработки нефти в апреле 2020 года оказался даже на 2,7 % выше, чем в аналогичный период прошлого года.

В то же время, чтобы в будущем не допустить несоразмерного сокращения предложения на рынке нефтепродуктов, Минэнерго России в режиме реального времени мониторит ситуацию с наличием необходимых запасов топлива во всех регионах страны. При любом развитии ситуации мы гарантируем, что дефицита не будет.

В ежедневном режиме проводится анализ

В России спрос на бензин и дизельное топливо в апреле 2020 года был ниже на 40–50 % и 30 % соответственно. Падение потребления авиакеросина еще более значительное – 50–60 %

цен на бензин и дизель, в том числе, на АЗС. Они стабильны. Стоимость АИ-92 с начала года не изменилась, при этом цены на оптовых базах снизились на 3 %. Если говорить о годовом индексе – то год к году рост цен на бензин составил 1,7 %, дизельное топливо летнее – 3 %, что ниже уровня инфляции. Цены на авиакеросин снизились на 41,5 % с начала года.

Рассчитываем, что в течение года мы не столкнемся с резкими колебаниями цен на топливо. Для этого созданы необходимые налоговые и регуляторные инструменты. Кроме того, в пользу потребителя работает возникшая конкуренция между АЗС.

Нефтяной танкер во время шторма

Источник: karelstudio / Depositphotos.com



Особое внимание мы уделяем обеспечению нефтепродуктами сельскохозяйственных производителей. На период с марта по ноябрь 2020 года рекомендуемые объемы поставок составляют 239 тысяч тонн автобензина и 2 млн 135 тысяч тонн дизельного топлива. Эти объемы позволят полностью обеспечить проведение весенних полевых работ и осенний сбор урожая.

Газовая отрасль

Что касается газовой промышленности, с начала года как на внешнем, так и на внутреннем рынке также наблюдается тенденция к снижению спроса. Помимо распространения коронавирусной инфекции на эту ситуацию во многом повлияла достаточно мягкая зима в странах Европы и России. Соответственно, потребность в газе как в топливе для выработки тепла несколько снизилась. Если говорить о нашей стране, то на фоне введенного режима самоизоляции мы видим снижение спроса на газ у промышленных предприятий, и рост потребления со стороны населения.

Что касается перспектив газового рынка, эксперты ожидают начало подъема спроса на «голубое топливо» в 3–4 квартале текущего года. При этом добычные возможности «Газпрома» составляют 545 миллиардов кубометров газа. Постепенно восстанавливается проектный поток газа в Китай, после планового ремонта возобновлена прокачка газа по газопроводу «Сила Сибири», продолжают поставки европейским потребителям. Напомню, доля «Газпрома» на рынке Европы в 2019 году превысила 35 %, и есть все возможности сохранить этот показатель.

При этом в мире усиливается тенденция к глобализации газового рынка. Многие страны, в том числе Катар, Австралия, Малайзия и другие, успешно развивают СПГ-торговлю. Мы внимательно следим за изменением рыночной конъюнктуры, но здесь важно, что Россия имеет гармонично развитую инфраструктуру не только для поставок трубопроводного газа, но и поступательного наращивания мощности для производства СПГ.

По итогам прошлого года производство СПГ возросло более, чем на 50 % по сравнению с 2018 годом и достигло 40,5 млрд кубометров. За первые два месяца 2020 года мы видим прирост производства СПГ уже более 17 % по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Во всем мире наблюдается сокращение спроса на энергоносители,



Нефтяная отрасль работает в штатном режиме в условиях карантина
Источник: *chel.icity.life*

в ряде стран, в том числе США, СПГ-проекты приостанавливаются. Российские же экспортеры сжиженного газа осуществляют поставки в соответствии с ранее заключенным контрактам в штатном режиме, в том числе в Азию.

Эксперты ожидают начало подъема спроса на газ в 3–4 квартале 2020 года. Восстанавливается проектный поток газа в Китай, после планового ремонта возобновлена прокачка по «Силе Сибири»

Таким образом, есть все предпосылки, что наша ресурсная база, которая является одной из богатейших в мире, и значительные экспортные мощности – позволяют России дальше оставаться ведущим игроком на газовом рынке. Важно и географическое положение Российской Федерации: мы находимся практически равноудаленно от основных рынков сбыта газа, что, несомненно, ставит в выигрышное положение наши возможности по диверсификации в зависимости от конъюнктуры рынка.

Угольная промышленность

Последние два года добыча угля в стране стабилизировалась на уровне порядка 441 млн тонн в год. С замедлением экономической активности и снижением энергопотребления предприятий спрос на уголь, который является одним из основных видов топлива для выработки электроэнергии, особенно в Азиатско-Тихоокеанском регионе, также снижается. Дополнительным препятствием стало то, что угольные морские терминалы на Дальнем Востоке столкнулись с трудностями при обеспечении экспортных поставок российского угля в страны АТР. В частности, судам, пришедшим за углем, необходимо перед загрузкой в течение двух недель находиться в зоне карантина, что влияет на скорость оборота угольной продукции.

Таким образом, учитывая текущие условия, по результатам года следует ожидать некоторого снижения как добычи, так и экспорта угля. Но угольная отрасль продолжает оставаться одной из ведущих в балансе ТЭК как России, так и мира. В среднесрочной перспективе потенциал добычи угля может достигнуть как минимум 459 млн тонн к 2025 году и 476 млн тонн – к 2030 году. Для обеспечения этих показателей необходима оптимизация транспортной логистики, введение механизмов долгосрочного тарифообразования на перевозки угля, ликвидации «узких мест» и увеличения пропускной способности железных дорог, ускоренного развития угольных портовых терминалов на перспективных направлениях экспорта. Важным для развития отрасли также является стимулирование создания и внедрения новой техники и технологий разведки, добычи, обогащения, переработки и использования угля. В этой сфере мы должны идти в ногу со стратегическими трендами мирового научно-технологического развития. Для оптимизации производства также предусмотрена поэтапная ликвидация убыточных шахт.

В части социальной повестки продолжается программа по переселению шахтеров – по итогам 2019 года переселено 889 семей из сносимого ветхого жилья. Пенсионеры и другие льготные категории обеспечиваются бесплатным пайковым углем. В 2020 году заключено 30 государственных контрактов для более чем 27 тысяч граждан, проживающих в 18 регионах России. Последствия пандемии не должны сказаться на этой работе.

Электроэнергетика

В течение последних нескольких недель особое внимание компаний электроэнергетики сосредоточено на оперативном технологическом присоединении социально-значимых объектов, основной задачей которых является борьба с коронавирусом: это новые специализированные больницы, дополнительные корпуса уже действующих стационаров, которые были перепрофилированы и другие объекты медицинской и социальной направленности. В десяти субъектах Российской Федерации такая работа уже успешно закончена, в ряде других регионов – находится в стадии завершения.

В 2020 году следует ожидать некоторого снижения как добычи, так и экспорта угля. Но в среднесрочной перспективе она может достигнуть 459 млн тонн к 2025 году и 476 млн тонн – к 2030 году

Если говорить о тенденциях, наметившихся в отрасли в последние недели, мы видим, что меры по нераспространению коронавирусной инфекции привели к снижению потребления и выработки электроэнергии в России, хотя в целом за последние 7 лет рост этих показателей достиг 6 %. За первые 25 дней режима самоизоляции среднее снижение потребления в ЕЭС России составило 3 %. При этом наибольшее сокращение зафиксировано в ОЭС Средней Волги. Во многом это связано с наличием в этом регионе большого количества автомобильного производства, которое пришлось приостановить. Наиболее существенно потребление энергии снизилось как раз в таких областях, как машиностроение (–23,5 %), железнодорожные перевозки (порядка –7,2 %), металлургия (–4 %). В то же время некоторое повышение спроса мы наблюдаем со стороны населения.

Приоритетной задачей Минэнерго остается обеспечение надежной работы энергообъектов, в том числе в период пандемии. В этой связи в режиме повышенной готовности находятся все энергокомпании: в любой момент готовы приступить к работе более 65 тысяч

сотрудников аварии но-восстановительных бригад и более 23 тысяч единиц специальной техники, в наличии имеется свыше 50 тысяч резервных источников энергоснабжения, на 15 % увеличено количество дежурных горячих линий энергокомпаний, для миними-

Наиболее существенно потребление снизилось в машиностроении (–23,5 %), железнодорожных перевозках (порядка –7,2 %), металлургии (–4 %). При этом повышается спрос со стороны населения

зации риска перебоев в энергоснабжении бытовых потребителей скорректирован план ремонтных работ. В результате комплексных действий, к настоящему времени среднее время отключения электроэнергии не превышает 35 минут, обеспечен непрерывный удаленный мониторинг текущего состояния критически важного оборудования. Под особый контроль взята подача электроэнергии медицинским учреждениям, центрам приема звонков населения, объектам, обеспечивающим предоставление государственных ус-

луг, сотовой связи и доступа к сети интернет, а также вычислительного оборудования.

В конце апреля мы традиционно подводим итоги прохождения осенне-зимнего периода. Отмечу, что сезон 2019–2020 годов для электроэнергетической отрасли в целом прошел успешно: была обеспечена надежная работа электростанций и сетевого комплекса, сохранялся необходимый резерв сетевых и генерирующих мощностей. Благодаря совместной работе компаний и министерства, внедрению современных методов и интеллектуальных технологий за прошедший сезон количество технологических нарушений снизилось на 28 %, происшествий с обесточением населения – на 41 %, массовых нарушений электроснабжения – на 21 %. Это хорошие показатели. В настоящее время мы также не прогнозируем рисков снижения надежности энергосистемы и уже начинаем готовиться к осенне-зимнему периоду 2020–2021 годов. Компаниями реализуются мероприятия в соответствии с утвержденными инвестиционными и производственными программами. В этом году ремонтная программа генерирующих компаний увеличена почти на 10 %, по сетевым компаниям рост планируется на уровне 3 %.

Отдельно остановлюсь на ситуации с платежной дисциплиной. С переходом на режим самоизоляции мы фиксируем ряд сложностей в этой сфере. За период первых трех недель апреля снижение платежей по электроэнергии составило примерно 7 % по отношению



Отгрузка угля на экспорт

Источник: quist.pro



Жители Москвы остаются дома в период самоизоляции. Москва, Останкинский район

Источник: arteminator81 / Depositphotos.com

к уровню прошлого года. Если ранее уровень платежной дисциплины превышал 99 %, то сейчас этот показатель опустился до 93 %. Что касается теплоснабжения, здесь ситуация сложнее: уровень неплатежей в апреле уже достиг порядка 80 %.

Как вы знаете, правительством России принято решение временно не взимать штрафные санкции с населения за просрочку оплаты электроэнергии. Но это обстоятельство, тем не менее, не освобождает от основных платежей: потребленная электроэнергия должна быть оплачена. Напомню, что для удобства и безопасности граждан сейчас практически все платежи можно совершить онлайн. От платежной дисциплины, в первую очередь, зависит надежность и качество электроснабжения, потому что энергокомпания инвестирует эти средства в ремонтные и профилактические работы, подготовку к отопительному сезону.

В связи со снижением основных показателей по потреблению и сбору платежей в настоящее время мы прорабатываем и внедряем меры поддержки социально-экономического состояния компаний отрасли. Правительством подготовлена необходимая нормативная база, позволяющая обеспечить отраслевым предприятиям компенсацию процентной ставки по кредитам под гарантии ВЭБ на покрытие кассового разрыва. Также приняты решения по дополнительным мерам поддержки в части освобождения от штрафов за недопоставку мощности генерирующими компаниями, по которым фиксируется невозможность своевременной поставки оборудования, увеличение сроков рассмотрения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, мораторий на корректировку необходимой валовой выручки в объеме

перенесенных мероприятий для следующего периода регулирования.

Что касается хода реализации стратегических планов компаний в 2020 году, на 1 апреля текущего года уже введено 628 МВт нового генерирующего оборудования, а суммарный ожидаемый ввод до конца года составит 3 675 МВт. Если говорить о сетевой инфраструктуре, за 1 квартал текущего года введено 1 304 МВА новой трансформаторной мощности и 2 246 км линий электропередач. До конца года эти показатели составят 12 115 МВА и 24 389 км соответственно. Всего на контроле реализации находится 50 приоритетных проектов, то есть на текущий момент ввод всех крупных энергетических объектов, запланированных в этом году, ожидается по графику.

С высокой долей вероятности, решающую роль в преодолении сложившихся кризисных явлений будет играть накопленная финансовая устойчивость того или иного сегмента экономики. Отмечу, что за последние два десятилетия российский ТЭК сделал мощнейший рывок в развитии, превратившись из исключительно сырьевого сектора в эффективный высокотехнологичный комплекс с развитой инфраструктурой, профессиональными кадрами и существенным заделом прочности. Кроме того, Россия была, есть и остается конкурентоспособным и надежным поставщиком энергоресурсов для зарубежных партнеров, что особенно важно в условиях общемировой волатильности. Уверен, все это позволит отраслям российской энергетики пройти период «турбулентности» без значительных потерь, а может быть даже, и откроет новые перспективы в части увеличения выпуска продукции высоких переделов, цифровой трансформации, приобретения новых партнеров на международном рынке.

Соглашение ОПЕК+G20: насколько США сократят добычу нефти? OPEC+G20: agreement or how the US will cut the oil production?

Виктор Викторович КУРИЛОВ
Заведующий сектором «Моделирование»
экономического департамента фонда ИЭФ
e-mail: v_kurilov@ief.ru

Victor KURILOV
Head of the Modeling sector,
Economic Department, IEF Foundation
e-mail: v_kurilov@ief.ru

Добыча нефти на старых месторождениях в Техасе, США

Источник: cboswell / Depositphotos.com



УДК 622.276:339.5

Аннотация. В статье проведен анализ основных способов сокращения добычи нефти в США и даны прогнозы по объему сокращения производства в 2020 году на основе собственной модели сланцевой отрасли США.

Ключевые слова: рынок нефти, сланцевая нефть, моделирование, прогнозирование, соглашение ОПЕК+G20.

Abstract. The article analyzes the main ways to reduce oil production in the United States and gives forecasts for the volume of reduction in oil production in 2020 based on our own model of the US shale industry.

Keywords: oil market, shale oil, modeling, forecasting, OPEC+G20 agreement.

//

**Сокращение добычи
нефти в США за апрель-
июнь составит лишь
1,1 млн баррелей в сутки.
Общее производство ЖУВ
снизится на 1,8 млн**

Договоренности ОПЕК+G20

По итогам встреч министров стран ОПЕК+ и «большой двадцатки» в первой декаде апреля, крупные производители нефти договорились убрать большой объем добычи, чтобы стабилизировать рынок в условиях спада спроса и избежать переполнения хранилищ. По условиям соглашения, сокращение в мае-июне в сумме составит 13,4 млн баррелей в сутки: производители ОПЕК+ сократят добычу на 9,7 млн баррелей, представители G20 (прежде всего, США, Канада, Бразилия и Норвегия) — на 3,7 млн баррелей в сутки. С июля по декабрь 2020 года ограничения для ОПЕК+ будут смягчены на 2 млн баррелей в сутки, и объем сокращений снизится до 11,4 млн баррелей в сутки. В декабре 2020 года будет принято решение о дальнейшей судьбе соглашения.



Добыча нефти в Пермском бассейне, США

Источник: Alexey Krechetov / Zen.yandex.ru

В то время как страны ОПЕК+ уже имеют опыт централизованного сокращения добычи, открытым остается вопрос, как страны с развитой рыночной экономикой и наличием большого количества фирм-производителей будут выполнять соглашение. В первую очередь, представляет интерес, как это будет реализовано в США, ставших в результате сланцевой революции одной из трех крупнейших стран-производителей в мире.

От того, насколько быстро производители ОПЕК+G20 выполнят свои обязательства, зависит, будет ли наблюдаться переполнение хранилищ нефти в мае-июне 2020 года. В этот период ожидается наибольшее сокращение спроса на нефть и нефтепродукты в мире из-за введения мер карантина для борьбы с COVID-19. По оценкам Института экономики и финансов, во II квартале снижение спроса на нефть составит 24,6 млн

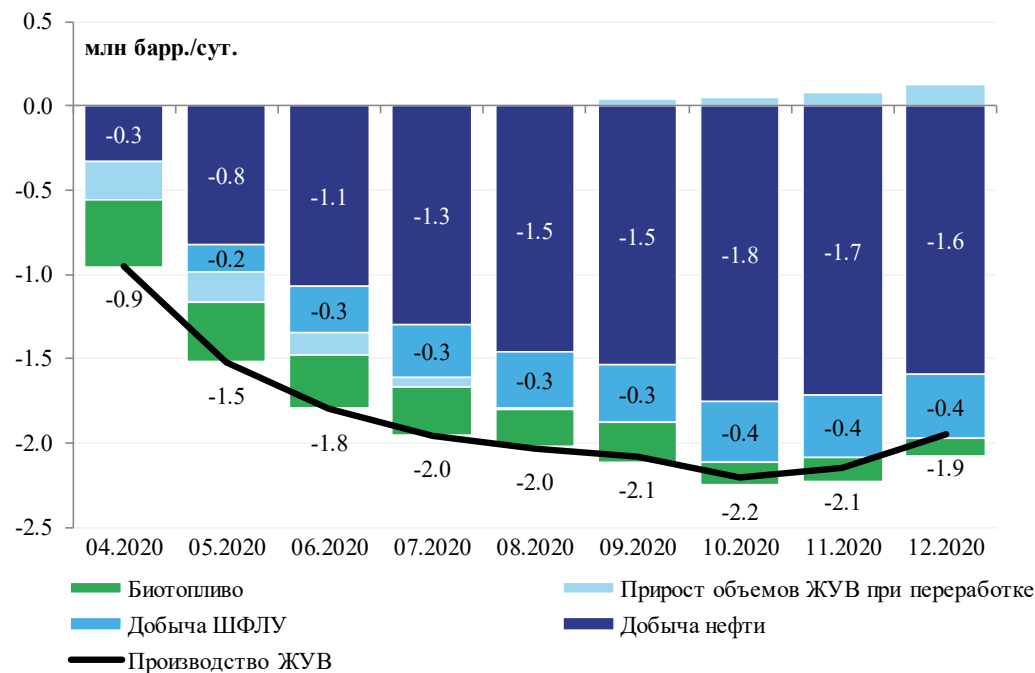


Рис. 1. Прогноз Минэнерго США (EIA) по сокращению добычи и производства жидких углеводородов (ЖУВ) в США в 2020 г. относительно марта 2020 г.

Источник: ИЭФ по данным Минэнерго США (EIA)

баррелей в сутки. В апреле под жестким карантинном, предполагающим ограничения на выход из дома, в среднем будет находиться 3 млрд человек. С учетом мягких мер карантина – закрытия школ, кафе, ресторанов и мест развлечения, магазинов, отмены публичных мероприятий – под ограничениями окажется 4 млрд человек. Мы прогнозируем, что жесткие меры, в ос-

В рамках обсуждения соглашения президент США Дональд Трамп заявил, что добыча в США снизится на 2–3 млн баррелей в сутки в ближайшие месяцы «по рыночным причинам» или «органически». В том числе, власти США пообещали взять на себя снижение на 300 тыс. баррелей в сутки, которого требовали члены ОПЕК+ от Мексики. В итоге, сокращение добычи в Мексике по соглашению составит лишь 100 тыс. баррелей в сутки, а не 400 тыс. баррелей в сутки.

В рамках обсуждения соглашения президент США Дональд Трамп заявил, что добыча в США снизится на 2–3 млн баррелей в сутки в ближайшие месяцы «по рыночным причинам» или «органически»

новном, будут сняты до конца мая, но мягкий карантин продлится дольше. К концу июня под этими ограничениями еще будет находиться 2 млрд человек по всему миру¹.

¹ Публичный отчет ИЭФ «Соглашение ОПЕК+G20: миссия едва ли выполнима», стр. 5.

Официальный прогноз и ожидания

При переговорах ОПЕК+ и G20 администрация США опиралась на прогнозы по внутренней добыче из краткосрочного Энергетического обзора Минэнерго США (STEO EIA), опубликованного 7 апреля. Прогнозы предполагают цену WTI на уровне 20 долларов за баррель во II квартале 2020 года и постепенный ее рост до 29 долларов за баррель в IV квартале 2020 года.

По прогнозам Минэнерго США, сокращение добычи нефти в стране за апрель-июнь составит лишь 1,1 млн баррелей в сутки. Но более широкий агрегированный показатель – добыча и производство жидких углеводородов (ЖУВ) – при этом сокра-

тится за апрель-июнь на 1,8 млн баррелей в сутки. В эту оценку помимо сокращения добычи нефти входят также снижение производства газовых жидкостей (ШФЛУ), падение темпов прироста объемов ЖУВ при нефтепереработке (объемы переработки также сократятся в ближайшие месяцы) и производства биотоплива.

По официальным прогнозам, темпы снижения добычи нефти усилятся во второй половине года с 1,1 млн баррелей в сутки в июне до 1,7 млн баррелей в сутки в IV квартале 2020 года. Вместе с добычей ШФЛУ, спад добычи в IV квартале 2020 года составит 2,1 млн баррелей в сутки.

Апрельский прогноз Минэнерго США является отправной точкой для исследования. Сокращение добычи в США в апре-

В то же время, снижение добычи в США во второй половине 2020 года может оказаться более сильным, чем прогнозируется. Прогнозные экономико-математические модели основаны на оценках количественных связей, наблюдавшихся при благоприятных условиях для производителей, и могут не полностью учитывать негативный эффект текущих условий на динамику добычи. Для производителей разворачивается стрессовый сценарий: (1) низкий уровень цен на нефть (20 долл./барр.) сочетается с расширением дифференциалов цен в крупнейших бассейнах США до 10 долларов за баррель; (2) из-за риска переполнения хранилищ часть производителей окажутся перед необходимостью останавливать добычу на скважинах.

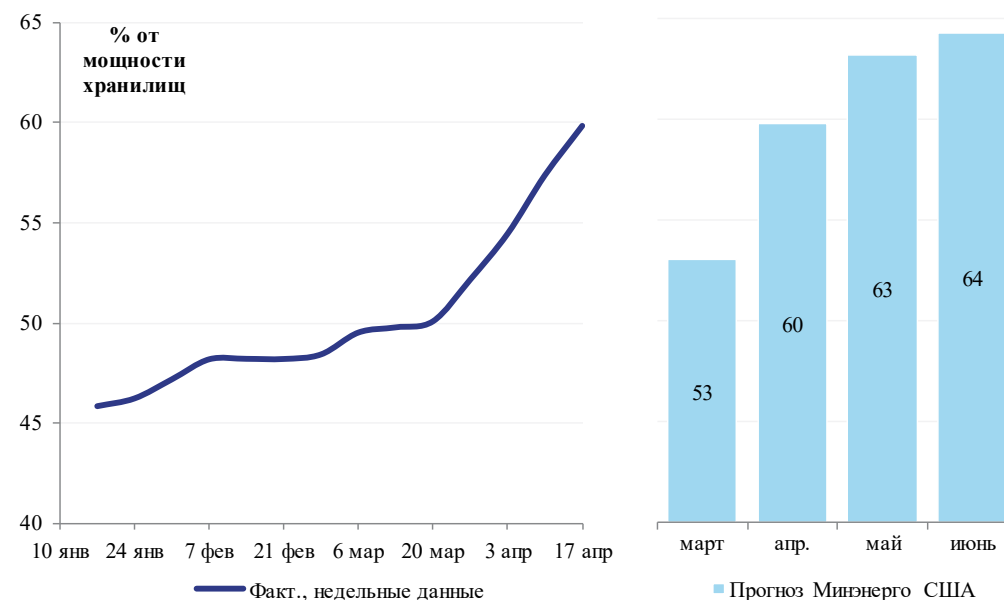


Рис. 2. Заполненность хранилищ нефти в США (без учета стратегических резервов): фактические недельные данные и апрельский прогноз Минэнерго США

Источник:

ИЭФ по данным Минэнерго США (EIA)

ле-июне 2020 года², скорее, окажется ниже официальных прогнозов, что усиливает вероятность переполнения мировых хранилищ нефти в мае-июне³. Прогноз Минэнерго США по заполнению хранилищ уже оказался несостоятельным: заполненность хранилищ выросла с 52 % до 60 % за 2 недели, а не за месяц.

² К такому результату приходят эксперты BTU Analytics в работе «Will Storage Constraints Lead to Oil Shut-Ins?» и Rystad, специализирующиеся на сланцевой отрасли США. Этот тезис также подтверждается на основе расчетов по модели ИЭФ (см. раздел «Основные каналы снижения добычи в США»).

³ См. публичный отчет ИЭФ «Соглашение ОПЕК+G20: миссия едва ли выполнима». К таким же выводам приходят в своих последних обзорах МЭА, Rystad и другие агентства и консультанты.

С развитием пандемии COVID-19 мы на собственном опыте работы с моделью сланцевой отрасли США (разработанной в ИЭФ) столкнулись с необходимостью ее корректировки в стрессовых условиях.

Во-первых, нарушилась количественная связь между динамикой количества активных буровых установок на сланцевых бассейнах США и ценами на нефть. Ранее количество буровых менялось в соответствии с динамикой нефтяных цен с временным лагом в 3–4 месяца. Контракты на бурение и заканчивание скважин в сланцевой отрасли были гарантированно заключены



Нефтепровод на Аляске, США

Источник: cboswell / Depositphotos.com

на 3–4 месяца вперед, что позволяло с высокой точностью прогнозировать добычу сланцевой нефти на горизонте 6 месяцев. В текущей ситуации, спад количества буровых начался почти мгновенно со снижением цен. В 20-х числах марта цена WTI упала до 20 долларов за баррель. При этом количество активных буровых установок на 5 ключевых сланцевых нефтяных бассейнах снизилось на 34 % за 4 недели: с 614 единиц 20 марта до 405 единиц 17 апреля.

Во-вторых, по нашим прошлым оценкам, сланцевую добычу в 2020 году должен был поддержать ввод скважин из запаса – пробуренных, но незаконченных скважин (так называемых DUC-скважин).

По этим скважинам производители уже понесли издержки на бурение, поэтому сейчас их можно запустить в эксплуатацию с меньшими издержками и поддержать добычу даже при снижении бюджетов на капитальные вложения. Запас сейчас составляет 6,8 тыс. ед. – это достигает 50 % от годового количества новых скважин, запущенных в производство в 2019 г. Порядка половины запаса приходится на Пермский бассейн, расположенный в Техасе (3,4 тыс. DUC-скважин).

Однако при текущих ценах реализации производители, в основном, не смогут окупить даже запуск DUC-скважин. По данным Bloomberg, только операционные издержки (Lifting costs) в США в среднем составляют 12 долларов за баррель. По данным Rystad,

стоимость заканчивания оценивается примерно в 15 долларов за баррель. К этим двум компонентам необходимо прибавить еще затраты на транспортировку: 2–5 долларов за баррель в зависимости от бассейна. Даже при оптимизации издержек по всей цепочке подрядчиков производителям достаточно трудно окупить заканчивание скважин при текущем уровне цен.

В-третьих, мы ожидали, что практика хеджирования добычи также будет поддерживать сланцевых производителей США. По данным инвестиционных банков, крупные производители захеджировали на 2020 год 50 % добычи по цене WTI 56 долларов за баррель.

На практике оказалось, что приобретенные финансовые инструменты не так хорошо защищают сланцевые компании

Сланцевые производители стали использовать более дешевые схемы хеджирования и брать на себя риски низких цен на нефть (ниже 45 долл./барр.) – как маловероятного события в условиях ОПЕК+

По данным сланцевых производителей, на 2020 год было захеджировано 53 % добычи нефти, но только 4 % производства – при помощи опционов-пут, дающих право продать нефть по фиксированной цене

от низких цен на нефть, как это предполагают усредненные оценки по отрасли. В период действия сделки ОПЕК+ сланцевые производители стали использовать более дешевые по стоимости схемы хеджирования. Они стали брать на себя риски совсем низких цен на нефть (ниже 45 долл./барр.) – как маловероятного события в условиях сделки ОПЕК+. Это позволяло значительно снизить стоимость инструментов хеджирования, но в итоге не защищает сланцевых производителей США от падения нефтяных цен в текущей ситуации.

По данным 38 сланцевых производителей, на 2020 год в среднем было захеджировано 53 % добычи нефти, при этом только 4 % производства – при помощи опционов-пут. При владении опционом-пут производитель обладает правом продать

нефть по заранее зафиксированной цене в рамках периода действия опциона, и это гарантированно защищает его от текущего снижения цен на нефть. Другие инструменты – коллары и свопы – используются в более сложных схемах, и, по данным инсайдеров рынка, не защищают сланцевых производителей от риска резкого снижения нефтяных цен.

Основные каналы и оценка снижения добычи в США

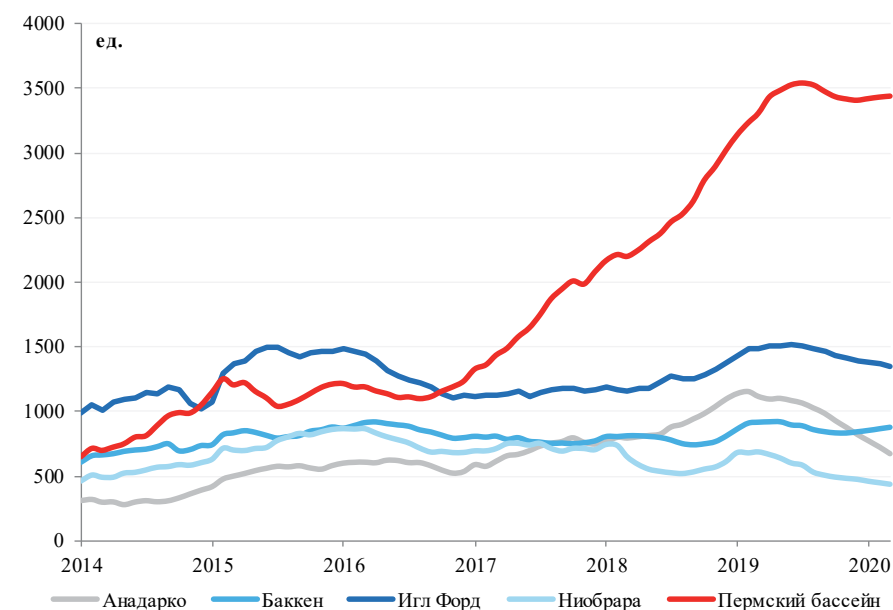
Если попытаться оценить, как будет реализовано сокращение добычи в США в 2020 году, то в первом приближении можно выделить 4 основных канала:

- снижение добычи на территории под контролем федеральных властей;
- снижение добычи в результате введения ограничений со стороны региональных регуляторов;
- снижение добычи трудноизвлекаемой нефти⁴ (сланцевой нефти) из-за сокращения объемов бурения и ввода новых скважин;
- вынужденная остановка скважин из-за заполненности хранилищ/низких цен на нефть.

⁴ Термин Tight Oil переводится как «трудноизвлекаемая нефть», но в России также часто используется как «сланцевая нефть». Под сланцевой нефтью в статье по умолчанию подразумевается именно Tight Oil.

Рис. 3. Запас пробуренных, но незаконченных скважин (DUC-скважин) в 5 ключевых нефтяных сланцевых бассейнах США, янв. 2014 г. – март 2020 г.

Источник: ИЭФ по данным из отчета о производительности буровых Минэнерго США (DPR EIA)



По динамике событий в последние месяцы становится ясно, что первые два канала снижения вряд ли станут эффективными. Прямой инструмент для влияния федеральных органов власти США на добычу нефти состоит в ограничении добычи в федеральных водах Мексиканского залива и на Аляске. Однако остановка добычи в этих регионах сопряжена с экологическими рисками. Не случайно, по текущим прогнозам Минэнерго США, добыча на Аляске в 2020 году останется без изменений на уровне 0,48 млн баррелей в сутки, а добыча в Мексиканском заливе

регулятора – Железнодорожной комиссии Техаса – рассматривается снижение добычи на 20 % (1,1 млн баррелей в сутки). Однако члены комиссии не дошли до принятия решения в апреле и перенесли голосование по решению на май (следующее заседание 5 мая). На этапе обсуждения комиссия в Техасе столкнулась с противоречием в интересах компаний: малые и средние производители выступают за введение ограничений, крупные компании (в том числе, ExxonMobil) – против. Также члены комиссии публично заявляют о полити-

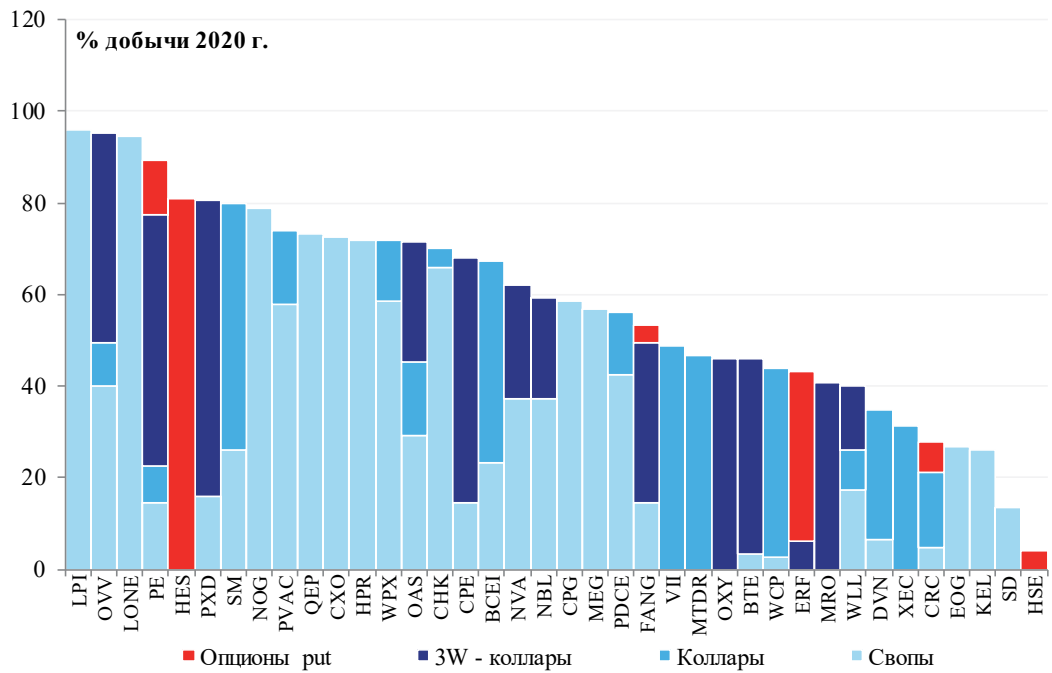


Рис. 4. Доля захеджированной добычи 38 сланцевых компаний США на 2020 г. в разбивке по финансовым инструментам

Источник: ИЭФ по оценкам RSEG на основе данных компаний

и вовсе увеличится с 1,88 млн баррелей в сутки в 2019 году до 1,93 млн баррелей в сутки в 2020 году. Благодаря вводу новых платформ, добыча в Мексиканском заливе стабильно росла в последние годы. Также формальные инструменты для влияния на нефтедобычу сохранили в своем законодательстве традиционные нефтяные штаты: Техас, Оклахома, Луизиана. Большой эффект потенциально может принести решение об ограничении производства в Техасе: добыча в штате составляет 5,4 млн баррелей в сутки и 42 % от добычи нефти в США. На заседаниях

чекских рисках. В истории США уже были прецеденты, когда Конституционный суд признавал незаконными ограничения на добычу нефти, введенные отдельными штатами. Дополнительным фактором политического риска являются выборы президента США осенью 2020 года. В штате Оклахома нефтяной регулятор 22 апреля пришел к такому решению: ограничения на добычу не были введены, но производители получили «свободу и гибкость» за счет права аннулировать контракты с подрядчиками для снижения своей активности. В Техасе в базовом сценарии

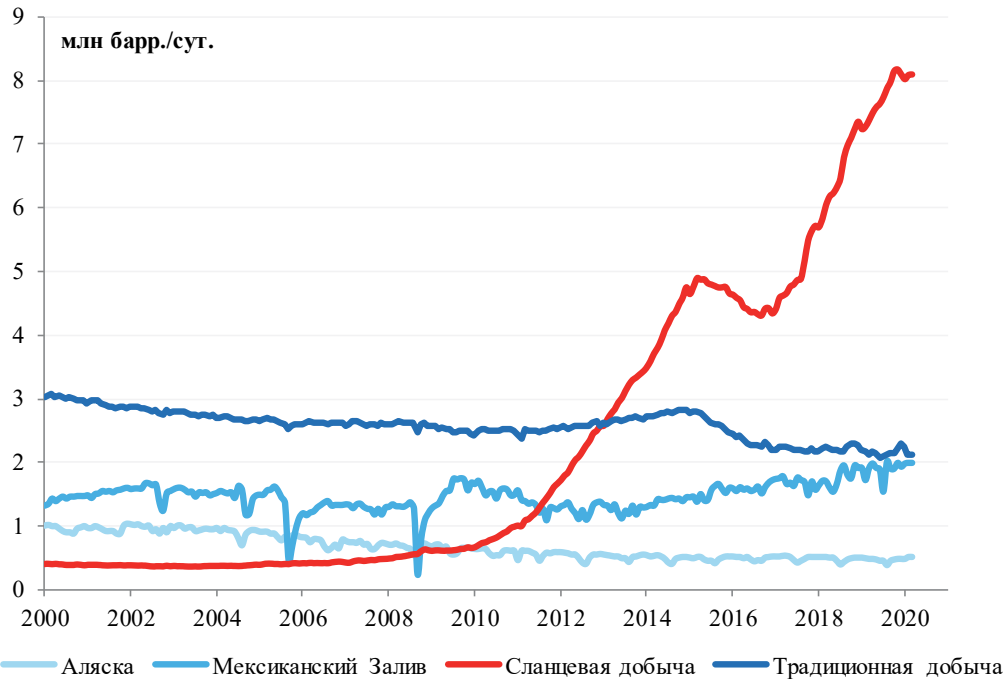


Рис. 5. Добыча нефти в США

Источник: ИЭФ по оценкам Минэнерго США (EIA)

также стоит ожидать подобного исхода. Снижение добычи будет происходить по другим двум каналам – из-за сокращения ввода новых скважин в сланцевой отрасли США и из-за вынужденной остановки добычи на обводненных, малодебитных скважинах, а также в результате разорения малых производителей. По оценкам на основе модели ИЭФ, трудно ожидать существенного снижения сланцевой добычи во втором квартале 2020 года. Прогнозы Минэнерго США по сокращению производства на 1,1 млн

баррелей в сутки за апрель-июнь выполняемы только при условии полного отказа от ввода новых скважин, что маловероятно. По базовому прогнозу ИЭФ, сланцевая добыча сократится лишь на 0,4 млн баррелей в сутки в апреле-июне и на 1,3 млн баррелей в сутки в апреле-декабре. В ближайшие месяцы мы прогнозируем сокращение ввода новых скважин не более чем на 30 %. Стоит ожидать сохранения инерционности в отрасли, так как проблема нехватки хранилищ проявится в США ближе к июню. В то же время администрация Соединенных Штатов

Добыча нефти на Аляске сохранится на уровне 2019 года

Источник: e.m.mitroshin.gmail.com / Depositphotos.com



обещает поддержать занятость в нефтегазовой отрасли за счет льготных кредитов и государственной поддержки. По нашим оценкам, объявленные в середине апреля сокращения добычи со стороны крупных американских компаний на 730 тыс. баррелей в сутки в США будут реализованы, скорее, во второй половине года.

Четверть добычи из скважин с дебитом до 100 тыс. барр./сутки будет остановлена во второй половине 2020 г. Также будут сокращения на старых и обводненных традиционных месторождениях

При этом, прогнозы по модели не включают в себя вынужденную остановку скважин. Банкротство средних и крупных компаний не приведет к остановке их добычи: на эти активы есть спрос международных нефтяных корпораций и других крупных

игроков отрасли. В то же время, в чрезвычайных условиях окажется множество малых производителей, у которых меньше возможностей для сбыта, доступа к хранилищам и привлечения финансов.

По данным Shale Profile, сланцевая добыча в США из скважин с дебитами в пределах 50 баррелей в сутки сейчас составляет 970 тыс. баррелей в сутки, в пределах 100 баррелей в сутки – 1,85 млн баррелей в сутки. По нашим оценкам, 0,5 млн баррелей в сутки или порядка четверти добычи этих скважин будут остановлены во второй половине 2020 г.

Также остановка добычи будет происходить на старых и обводненных месторождениях традиционной нефти. В целом традиционная добыча в США сейчас составляет 2,1 млн баррелей в сутки. При этом по долгосрочным прогнозам Минэнерго США (Годовой энергетический обзор – АЕО 2020) в 2020 году ожидалось снижение этой добычи на 250 тыс. баррелей в сутки. Мы полагаем, что этот объем сокращений будет реализован уже во II квартале 2020 года. Сокращение добычи во второй половине года составит еще 250 тыс. баррелей в сутки, и в сумме за апрель-декабрь – 500 тыс. баррелей в сутки.

Американский НПЗ

Источник: jamesgroup / Depositphotos.com

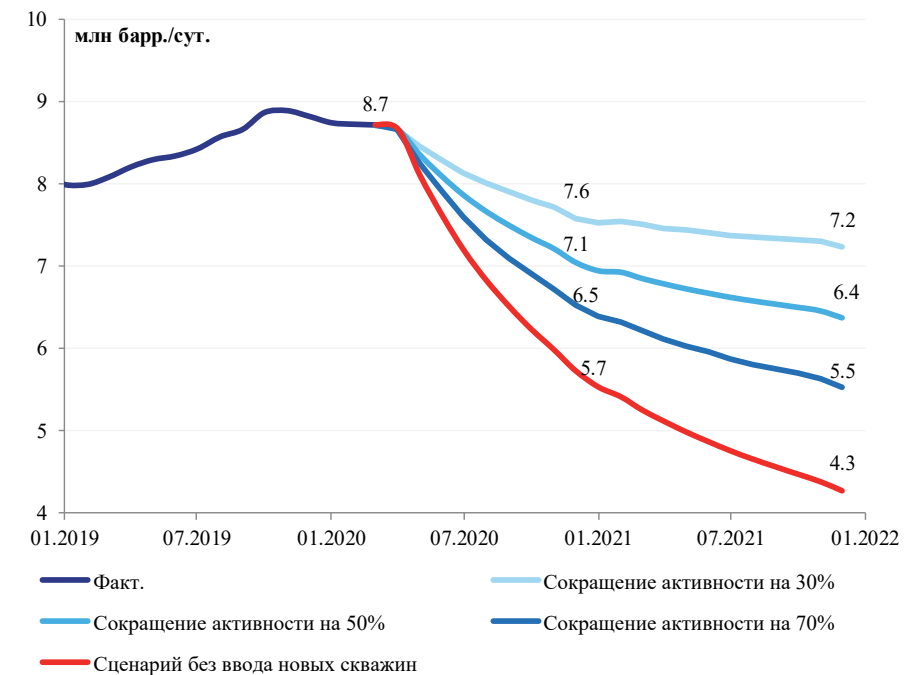


Рис. 6. Снижение сланцевой добычи в США: факт и прогнозы по модели ИЭФ

Источник: прогнозы модели ИЭФ по сланцевой отрасли США

Суммируя оценки, по нашим прогнозам, сокращение добычи в США во II квартале будет меньше, чем по официальным прогнозам. С: сокращение добычи нефти и ШФЛУ составит 0,9 млн баррелей в сутки, включая биотопливо и другие жидкие углеводороды – 1,3 млн баррелей в сутки. Однако во второй половине года сокращение добычи окажется сильнее, так как производители будут вынуждены останавливать добычу на малодебитных и обводненных скважинах в сумме на 1 млн баррелей в сутки. По нашим оценкам, сокращение добычи нефти и ШФЛУ в США к концу года составит 2,7 млн барр./сут.

Во второй половине года будет останавливаться добыча на малодебитных и обводненных скважинах на 1 млн барр./сутки, сокращение производства нефти и ШФЛУ к концу года составит 2,7 млн барр./сутки



Нефтяная платформа в Мексиканском заливе
Источник: ВР

Рис. 7. Сокращение сланцевой добычи в США в 2020 г. в зависимости от сценария по снижению активности ввода новых скважин: прогнозы ИЭФ

Источник: прогнозы модели ИЭФ по сланцевой отрасли США

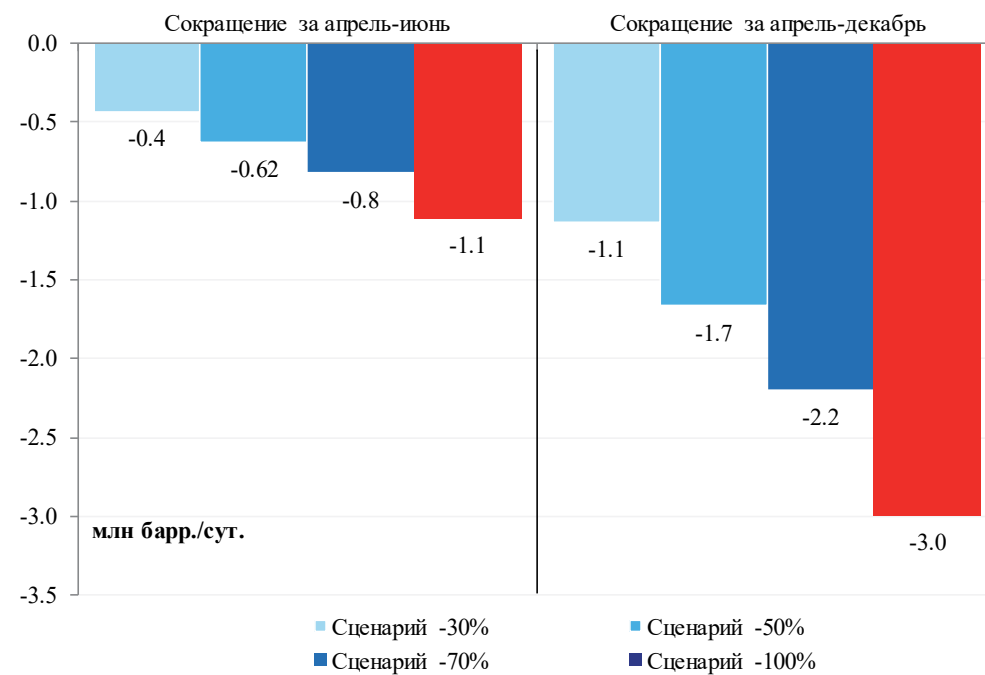
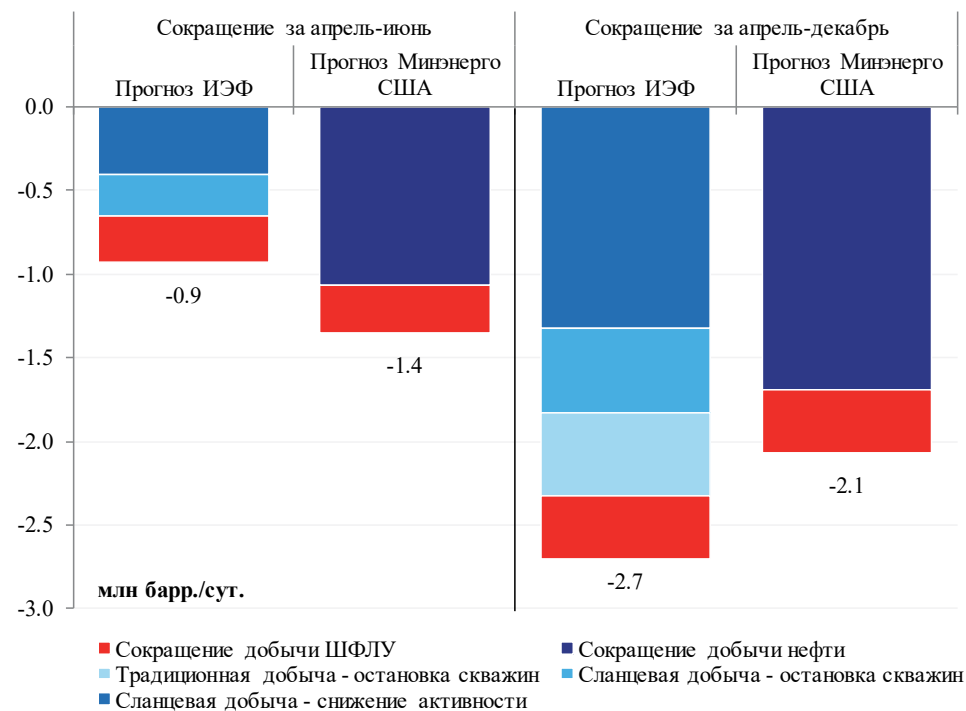


Рис. 8. Сокращение сланцевой добычи в США в 2020 г. в зависимости от сценария по снижению активности ввода новых скважин: прогнозы ИЭФ

Источник: ИЭФ по данным Минэнерго США (EIA) и прогнозам по модели ИЭФ по сланцевой отрасли США



Нефтяная платформа в Мексиканском заливе

Источник: ВР

Заключение

В целом, заявленные властями США сокращения добычи в размере 2–3 млн баррелей в сутки соответствуют действительности. При этом инерционность нефтяной отрасли не позволит США быстро сократить добычу в апреле-июне 2020 года, что внесет вклад в заполнение и перегрузку мировых хранилищ нефти во II квартале. Однако из-за затоваренности и низких цен на нефть, спад добычи в США во второй половине года превысит прогнозируемые 2 млн баррелей в сутки и к концу года составит 2,7 млн баррелей в сутки.

В текущих условиях затруднено не только прогнозирование спроса, но и прогнозирование предложения. Модели прогнозирования добычи откалиброваны на данных при относительно благоприятной конъюнктуре и могут не учитывать ряд негативных факторов, возникающих в стрессовых сценариях. Как было показано, в текущей ситуации для сланцевых производителей США может оказаться слабым эффект от поддерживающих факторов – хеджирования и запаса DUC-скважин, в то же время дополнительным каналом сокращения добычи станет остановка скважин со стороны малых производителей.

Использованные источники

1. Drilling Productivity Report (DPR) // EIA апрель, 2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/> (дата обращения 13.04.2020)
2. Short-Term Energy Outlook (STEO) // EIA апрель, 2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.eia.gov/outlooks/steo/archives/apr20.pdf> (дата обращения 07.04.2020)
3. Will Storage Constraints Lead to Oil Shut-Ins? // BTU Analytics, 2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://btuanalytics.com/uncategorized/will-storage-constraints-lead-to-oil-shut-ins/> (дата обращения 12.04.2020)
4. Соглашение ОПЕК+G20: миссия едва ли выполнима // Институт Энергетики и Финансов (ИЭФ), 2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.fief.ru/img/files/Our%20research/Soglasenie_OPEK_G20___missi_edva_li_vypolnima_FIAF_17.04.2020_.pdf (дата обращения 17.04.2020)



Стортинг Норвегии, Осло

Источник: lillitve / Depositphotos.com

УДК 622.276:339.5

Сделка ОПЕК+ и Норвегия

OPEC+ deal and Norway

Андрей Константинович КРИВОРОТОВ
Доцент Одинцовского филиала МГИМО
(Университета) МИД РФ, к. э. н.
e-mail: krivorotov@starlink.ru

Andrey Konstantinovich KRIVOROTOV
Ph.D. (Econ.), Assistant Professor, Odintsovo branch
of Moscow State Institute of International Relations
(University) under the Russian Ministry of Foreign Affairs
e-mail: krivorotov@starlink.ru

Том ХЕТЛАНД (Норвегия)
Историк, политический обозреватель,
главный редактор газеты Stavanger Aftenblad
(2002–2011 гг.)

Tom HETLAND (Norway)
Historian, political observer, Editor-in-Chief of Stavanger
Aftenblad daily (2002–2011)

Нефтяное месторождение Johan Sverdrup, Норвегия

Источник: Almaz Shenkoru / enquinot



Аннотация. Норвегия, как член НАТО и крупный производитель нефти, подвергалась разнонаправленному давлению ОПЕК и своих западных союзников. Страна избежала принятия на себя формальных обязательств по объемам добычи, но четырежды в своей истории (в том числе в 2020 г.) вводила ее односторонние ограничения в поддержку аналогичных мер ОПЕК, исходя из конкретной внутри- и внешнеполитической обстановки. В статье рассмотрены обстоятельства принятия и практическое исполнение каждого из этих решений. Особо анализируется осторожное отношение Норвегии к сделке ОПЕК+, вызванное сложным положением в экономике и ее глубокой зависимостью от нефтяных доходов. *Ключевые слова:* Норвегия, ОПЕК, МЭА, сокращения добычи, принятие политических решений.

Abstract. As a NATO member and a major oil producer, Norway has been exposed to pressure in opposite directions from the OPEC and from its western allies. The nation managed to avoid undertaking any formal obligations, but it introduced unilateral production cuts four times (including 2020) to support similar OPEC steps, based upon both its domestic and foreign policy considerations. This article addresses the circumstances and practical implementation of each of these decisions. A special attention is drawn to Norway's cautious approach to the OPEC+ deal, which reflected the difficult situation in the economy, heavily dependent upon oil revenues. *Keywords:* Norway, OPEC, IEA, production cuts, policy-making.

//

**С первых же лет
«нефтяной эры»
норвежцы столкнулись
с дилеммой – поиск
баланса между статусами
производителя нефти
и союзником Запада**

В контексте драматических событий, происходящих сейчас на мировом нефтяном рынке, привлекает внимание позиция крупных производителей, не участвующих в новой сделке ОПЕК+. Среди них особое место занимает Норвегия – страна с парламентской демократией и социально-ориентированной рыночной экономикой, выступающая значимым поставщиком и нефти, и газа на мировой рынок. После долгих раздумий, руководство государства

поддержало усилия других производителей и пошло на невиданное в его истории сокращение нефтедобычи.

Опыт Норвегии представляет собой любопытный «кейс», наглядно иллюстрирующий связь внутри- и внешнеполитических факторов, отраслевых и макроэкономических интересов. При этом высокая информационная открытость страны позволяет проанализировать, как и почему принимались решения по ограничению добычи и как они исполнялись на практике.

**Прозападный «нефтяной
нейтралитет»**

С первых же лет «нефтяной эры» норвежцы столкнулись с крупной политической дилеммой – нахождения баланса между статусом страны-производителя нефти и союзническим долгом перед Западом. В первом качестве Норвегия, как и государства-члены ОПЕК, объективно заинтересована в стабильно высоких ценах на нефть. В то же время, ее традиционные союзники, США и страны Западной Европы, в большинстве своем являются нетто-импортерами нефти и хотели бы закупать ее по умеренным ценам.

Норвежское правительство уже с 1974 года установило контакты с ОПЕК на уровне обмена визитами высокого

уровня и через свое посольство в Вене. Тем не менее, МИД страны четко давал понять, что речь идет лишь об обмене рыночной информацией. Верная идеалам атлантизма, гордившаяся званием «самого примерного ученика в классе НАТО», Норвегия никогда всерьез не рассматривала вариант членства в ОПЕК. Эта картельная организация была идейно чуждой для США и ЕЭС (ныне – Евросоюза), отстаивавших свободное рыночное ценообразование, а после арабо-израильской войны 1973 года стала для них и политическим оппонентом, введя против Запада нефтяное эмбарго.



Нефтяное месторождение Johan Sverdrup, Норвегия

Источник: Laila Sømme / enquinet

Напротив, представители официального Осло стояли у самых истоков создания в 1974 году западного противовеса ОПЕК – Международного энергетического агентства (МЭА), где ведущую роль играют США. Однако, вопрос о членстве в МЭА также вызвал внутри страны серьезные разногласия. Всего двумя годами ранее норвежцы на референдуме, глубоко расколовшем общество, проголосовали против вступления в ЕЭС. Весомым аргументом противников евроинтеграции было стремление сохранить национальный суверенитет и контроль над природными ресурсами страны, и дискуссии об отношениях с МЭА,

особенно на левом фланге, во многом стали отзвуком этой борьбы. В итоге, Норвегия подписала с агентством соглашение на особых условиях, где оговорила свое неучастие в его механизмах кризисного планирования. В случае кризиса на энергетическом рынке страна, таким образом, не будет формально связана решениями органов МЭА, хотя заявила о намерении серьезно принимать их во внимание¹.

Таким образом, норвежцам удалось установить выгодные для себя контакты с обеими противостоящими организациями, не принимая лишних обязательств. Амери-

канский дипломат Джон Ослэнд, долго работавший в посольстве США в Осло, не без иронии отмечал в те годы, что отношения Норвегии с ОПЕК можно охарактеризовать как двусмысленные, а с МЭА – как весьма нетипичные².

В последующее десятилетие Норвегия регулярно подвергалась давлению со стороны как США (особенно после скачка нефтяных цен в 1979–1980-х годах), так и ОПЕК, представители которой называли ее «безбилетным пассажиром». Пока арабские страны и Венесуэла в начале 1980-х гг. сокращали добычу, пытаясь стабилизировать цены, Норвегия, напротив, запускала

Американский дипломат Джон Ослэнд, работавший в посольстве США в Осло, отмечал, что отношения Норвегии с ОПЕК можно охарактеризовать как двусмысленные, а с МЭА – как весьма нетипичные

все новые месторождения и предлагала покупателям скидки на североморскую нефть. При этом норвежцы признавали наличие совпадающих интересов с ОПЕК, но оправдывали свои действия высокими издержками производства, которые не позволяли стране свободно манипулировать объемами добычи. Они также отмечали, что продают нефть по рыночным ценам, а Норвегия – слишком маленький производитель, чтобы серьезно повлиять на мировой рынок. Правоцентристский кабинет Коре Виллока отказывался обсуждать сокращения добычи даже после резкого падения мировых цен в январе 1986 года.

1986 год: первое сокращение

Ситуация изменилась в мае 1986 года, когда кабинет Виллока, не получив в Стортинге (парламенте) поддержки своему предложению о секвестре бюджета, неожиданно подал в отставку. К власти пришли социал-демократы из Норвежской рабочей партии (НРП) во главе с волевой, широко мыслящей Гру Харлем Брундтланд – политиком с крепкой репутацией не только в стране, но и за рубежом (в то время она возглавляла Комиссию ООН по окружающей среде и развитию, которая, в частности, предложила термин «устойчивое развитие»).

Брундтланд с вескими основаниями оценила положение в стране как «наиболее серьезный экономический кризис за многие годы»³. Либеральная политика правительства Виллока привела норвежскую экономику к спекулятивному «перегреву», и резкое сокращение экспорта ударило по ней очень сильно – страна впервые с 1979 года завершила год с отрицательным сальдо торгового баланса, нефтегазовые доходы государства упали втрое. Для выправления

ситуации новая премьер-министр пошла на ряд жестких нестандартных мер: сразу девальвировала норвежскую крону на 12 %, повысила налоги, пресекла биржевые спекуляции, резко (почти на четверть за один год) увеличила расходы на НИОКР. Пользуясь своим влиянием в НРП, она регулярно добивалась от профсоюзов согласия на нулевой или крайний рост реальных заработков, благодаря чему разрыв в издержках на зарплату между Норвегией и ее конкурентами за 1986–1989 годы сократился с 26 % до 9 %.

В этом ряду стоял и новый подход к взаимодействию с ОПЕК. Уже в своей речи, произнесенной в день вступления в должность, Брундтланд заявила, что если ОПЕК примет меры по стабилизации цен на нефть, ее кабинет будет готов их поддержать. Правда, испытывая давление как внутри



В 1986 Норвегия стала направлять госдолю нефти на собственные НПЗ, сократив экспорт в поддержку ОПЕК
Источник: Helge Hansen / Equinor



Нефтяная платформа, Норвегия

Источник: Jan_Arne_Wold Bo_B_Randulff / enqinot

страны от оппозиции, так и от партнеров по НАТО, норвежское правительство дало понять, что готово обсуждать лишь сокращение запланированного роста добычи, но никак не его текущего уровня. Более того, оно активно стимулировало нефтяные компании, снизив им ставки налога на прибыль с 85 % до 60 %.

В кризис 1986 года Норвегия направила госдолю нефти не на экспорт, а на создание стратегического запаса и переработку внутри страны. Тем самым с мирового рынка ушло 70–80 тыс. барр./сутки

После довольно эмоциональных и трудных переговоров с ОПЕК норвежцы нашли изящный выход, устроивший обе стороны. Дело в том, что с 1985 года норвежское государство непосредственно, как финансовый инвестор, участвует в нефтедобыче. За два дня до вступления в силу очередного

решения ОПЕК о снижении квот, 10 сентября 1986 года, правительство Норвегии сообщило, что будет направлять государственную долю нефти не на экспорт, как ранее, а на создание стратегического запаса и на переработку внутри страны. Тем самым с мирового рынка ушло 70–80 тысяч барр./сут., что было эквивалентно сокращению добычи в стране на 7,5 %.

Лидеры ОПЕК поблагодарили Осло за конструктивное сотрудничество, а столь важная для норвежцев реакция западных стран оказалась неоднозначной. США официально выразили «крайнюю озабоченность», однако такой видный деятель администрации, как вице-президент Джордж Буш, близкий к техасским нефтяникам, сам выражал недовольство низкими ценами на нефть⁴. МЭА по принципиальным соображениям критиковала норвежское сокращение добычи, но глава Комиссии Европейских сообществ Жак Делор отнесся к нему с пониманием. В целом, по итогам своих контактов, прежде всего, с американцами, норвежские политики и чиновники убедились, что серьезного негатива от западных союзников можно не опасаться⁵.

Сокращение добычи действовало весь период правления Брундтланд и, в некотором смягченном режиме, еще более полугода спустя, когда у власти уже находил-

ся правопоцентристский кабинет во главе с лидером Консервативной партии Хейре Яном П. Сюсе. Ограничения были сняты лишь с середины 1990 годов, когда нефтяные цены снова пошли на подъем в результате войны с Ираком в Персидском заливе⁶. Эта война, в которой большинство арабских стран во главе с Саудовской Аравией поддерживали американскую коалицию, привела и к улучшению политических отношений США со странами ОПЕК, сняв для норвежцев остроту выбора.

В целом же, добыча нефти в Норвегии за 1986–1990 годы почти удвоилась, поднявшись с 48,8 до 94,5 млн т (рис. 1).

1998 год: новый кризис на рынке

С января 1998 года цены на нефть вновь резко упали, на сей раз из-за накопления крупных запасов. Сокращение добычи представлялось необходимым шагом для восстановления равновесия спроса и предложения. Норвегия столкнулась с угрозой прекращения инвестиций на шельфе, поскольку при ценах порядка 10 долларов за баррель освоение новых месторождений оказывалось нерентабельным. Это стало главным аргументом в контактах норвежцев со странами-импортерами, поскольку для тех снижение инвестиционной актив-

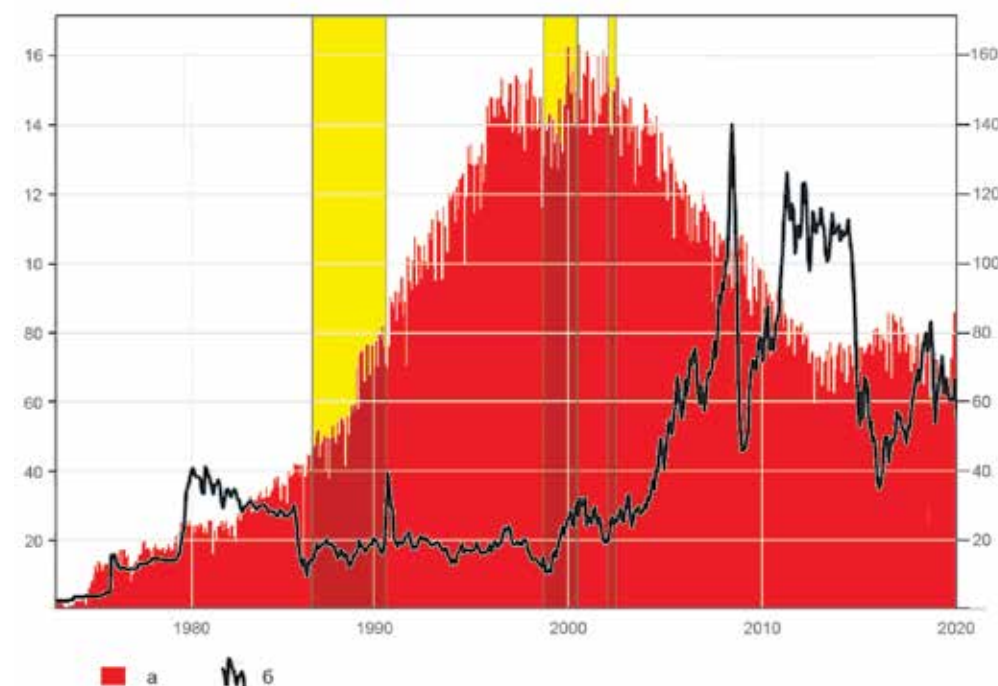
Норвежское правительство вместе с планом освоения каждого месторождения утверждает профиль добычи, который может откорректировать, «если того требуют значимые общественные интересы»

ности в Норвегии могло на перспективу подорвать безопасность поставок нефти.

С конца 1997 года у власти в Норвегии находилось центристское правительство меньшинства Кьелля Магне Бундевика, составленное из трех небольших партий. Его нефтяная политика в целом продолжала ту, что сформировали ранее правительства НРП и Хейре. Однако центристы выступали за более умеренные темпы роста нефтегазодобычи⁸ и, когда нефтяные цены резко пошли вниз, предложили сократить производство. А крупные фракции, НРП и Хейре, хотя в целом были сторонниками ускоренного развития отрасли, но в конкретных обстоятельствах 1998 года поддержали сокращение.

Рис. 1. Помесячная добыча нефти в Норвегии, млн т (а, левая шкала) и цена нефти сорта Брент Бленд, долл./барр. (б, правая шкала). Цветом выделены периоды действия ограничений на добычу.

Источник: [7]



Юридическая основа для этого в стране имеется. Согласно принятому в 1996 году (и действующему поныне) закону «О нефтегазовой деятельности», вместе с планом освоения и добычи для каждого месторождения норвежские власти утверждают и соответствующий профиль добычи. Однако, по закону, правительство может откорректировать уже утвержденный график, «если того требуют значимые общественные интересы». При этом, если такая корректировка приводит к сокращению объемов добычи, министерство нефти и энергетики «должно по возможности стремиться соразмерно распределить данное сокращение по действующим месторождениям»⁹. Компании постоянно направляют текущие отчеты о добыче в Норвежский нефтяной директорат, и тот следит, чтобы они не превышали установленных потолков.

После 2002 года Норвегия почти 20 лет не вводила ограничений добычи. Когда цены упали в 2014 году, вопрос об этом даже не поднимался, поскольку страны ОПЕК не могли договориться между собой

С 1 мая 1998 г. добыча нефти в Норвегии была сокращена на 100 тыс. барр./сутки, с 1 апреля 1999 года – на 200 тыс. Ограничения действовали до 1 июля 2000 года, затронув 6 % производственных мощностей страны против 15–18 % в странах ОПЕК. Тем не менее, как отмечало правительство в докладе Стортингу в 1999 году, действия Норвегии имели двоякую значимость: «Чем больше стран участвовали в ограничениях, тем быстрее сокращались запасы нефти и устранялся избыток предложения на рынке. Кроме того, имеются основания полагать, что норвежский пример повлиял и на других производителей»¹⁰, среди которых ведущую роль играла Россия.

Реакция других стран Запады на действия Норвегии оказалась сходной с 1986 годом. США и МЭА в принципе выступали за свободу рынка, но и на сей раз сказало влияние американского нефтяного лобби, которое тоже было за-

интересовано в подъеме цен. Вторично не вступив в Евросоюз в 1994 году, Норвегия заключила с ним договор о Европейском экономическом пространстве (ЕЭП), распространившим на нее действие норм права Евросоюза о свободной конкуренции. Однако, судя по всему, серьезных осложнений со стороны Брюсселя сокращение добычи нефти также не вызвало.

2002 год: Норвегия на «глобальном субботнике»

Падение цен на нефть в 2002 году было слабее, чем в предыдущих двух случаях, однако после терактов в Нью-Йорке 11 сентября 2001 года на рынке ощущалась повышенная нервозность. К этому времени Норвегия по экспорту сырой нефти вышла уже на третье место в мире. Премьер-министром страны оставался К.М. Бундевик, хотя в правящую коалицию к этому времени вошла и гораздо более крупная партия Хейре.

Для ОПЕК вновь стало важно заполнить Норвегию на свою сторону по причинам и психологического, и политического характера, в том числе чтобы усилить давление на страны, не входящие в организацию, особенно на Мексику и Россию. Министр нефти Саудовской Аравии, прилетев в Осло на частном самолете в октябре 2001 года, достаточно легко уговорил своего недавно назначенного норвежского коллегу Эйнара Стеенснэса пойти на снижение

Гру Харлем Брундтланд

Источник: carelessscience.com



НПЗ Equinor, Норвегия

Источник: Øyvind Hagen / Equinor

добычи с нового года. В недавнем интервью Стеенснэс называл это «глобальным субботником по стабилизации рынка»¹¹ – в Норвегии также существует и высоко ценится эта добрая традиция совместной безвозмездной работы на общее благо.

Сокращение оказалось, как и ранее, достаточно скромным, 150 тыс. барр./сут. (около 5 % добычи), но и в данном случае, по мнению Стеенснэса, для рынка была психологически важна сама готовность страны внести свой вклад в процесс. При этом, цитируя очередной доклад правительства Стортингу, «Норвегия подчеркивала, что принятые ею меры носят односторонний характер, а не являются результатом формализованного договорного сотрудни-

чества с ОПЕК или другими производителями... Норвежские ограничения добычи предполагаются как временная мера, вызванная чрезвычайной ситуацией, а не постоянный политический рычаг воздействия на рынок»¹². Действительно, они были сняты спустя всего полгода, 30 июня 2002 года, при этом 2001–2002 годы стали для Норвегии рекордными по объемам добычи нефти.

Международная реакция опять оказалась сдержанной. США и МЭА снова выступили принципиально против государственного вмешательства в отрасль, но в целом были куда более настроены на конструктивное сотрудничество со странами-производителями нефти и считали цену в 20 долларов за баррель вполне обоснованной. Свою роль сыграли и тесные связи администрации Джорджа Буша-младшего с нефтяниками. Евросоюз, наоборот, на сей раз высказывал принципиальные возражения со ссылкой на Договор о ЕЭП, однако до крайности вопрос не заострял.

2020 год: снова трудное решение

После 2002 года Норвегия почти два десятка лет не вводила ограничений добычи. Когда нефтяные цены снова упали в 2014 году, вопрос какое-то время даже

В марте 2020 года обстановка для Норвегии серьезно осложнилась. Падение цен на нефть могло сделать нерентабельной не только разработку новых месторождений, но и добычу на уже освоенных

не поднимался, поскольку сами страны ОПЕК не могли договориться между собой, а, напротив, старались каждая, пользуясь кризисом, увеличить собственную долю рынка. Политически ОПЕК также была ослаблена борьбой Саудовской Аравии и Ирана за лидерство на Ближнем Востоке, кризисом вокруг Венесуэлы и др.

Норвегия отклонила полученное в октябре 2015 года приглашение ОПЕК на консультации по нефтяному рынку и не участвовала в сделке ОПЕК+. На сей раз, однако, ее отсутствие было не столь значимо – при текущей добыче 1,7 млн барр./сут. (данные за февраль 2020 года), страна, хотя и остается крупнейшим производителем нефти в Западной Европе, но в мировом рейтинге занимает лишь пятнадцатое место.

В марте 2020 г. обстановка для Норвегии серьезно осложнилась. Новое падение цен на нефть могло сделать нерентабельной не только разработку новых месторождений, но отчасти и добычу на уже освоенных. Его резко усугубила разразившаяся эпидемия коронавируса, грозящая уже долгосрочным спадом мирового спроса на нефть. Причем эти потрясения страна встретила в условиях правительственного кризиса: 24 января 2020 года коалицию покинула праволиберальная Партия прогресса, входившая в нее с 2013 года. Правомцентристский кабинет Эрны Сульберг поте-

рял большинство в Стортинге и вынужден по важным вопросам искать поддержки у оппозиции.

Довольно долгое время норвежское правительство занимало на нефтяном рынке выжидательную позицию и еще долго говорило о неготовности снижать производство. Более того, тремя днями ранее государственная нефтегазовая компания Equinor отработала, что в мае досрочно

Вечером 29 апреля правительство Норвегии сообщило о невиданном ранее снижении добычи: в июне 2020 года – на 250 тысяч барр./сут., и во втором полугодии – на 134 тысячи барр./сутки

выведет на полную мощность гигантское месторождение Йохан Свердруп (запущенное в январе 2020 года), причем эта «полка» окажется выше плановой, 470 тыс. барр./сут. при себестоимости всего 2 доллара за баррель¹³. В России эта новость была однозначно оценена аналитиками как свидетельство готовности норвежцев внести

НПЗ Equinor, Норвегия

Источник: Helge Hansen / Equinor



Нефтяное месторождение Johan Sverdrup, Норвегия
Источник: Laila Sømme / equinor

свой вклад в разразившуюся войну цен на нефтяном рынке¹⁴.

Однако, уже 5 апреля недавно назначенная министр нефти и энергетики Тина Брю (партия Хёйре) намекнула на возможное изменение позиции, хотя и обставила его рядом условий. Отвечая по электронной почте на вопрос агентства Bloomberg, она сообщила: «Если широкая группа производителей договорится о существенном сокращении добычи, то Норвегия рассмотрит возможность одностороннего сокращения, если оно благоприятно скажется на управлении нашими ресурсами и нашей экономике»¹⁵. Масштабы и продолжительность сокращений она не уточняла; оценки отраслевых финансовых аналитиков варьировали от 100 до 300 тыс. барр./сут.

В ходе видеоконференции министров нефти стран «большой двадцатки» 10 апреля, Т. Брю повторила свое обещание, при условии практической реализации сделки ОПЕК+¹⁶. Спустя еще два дня она заявила норвежскому телеграфному агентству NTB, что итоги переговоров в рамках ОПЕК+ и G20 создают хорошую основу для ско-

рого принятия правительством Норвегии решения по ответным мерам¹⁷. После чего, однако, наступила информационная пауза, усугубляемая тем, что из-за эпидемии коронавируса контакты политиков со СМИ объективно ограничены.

Выходящая в «нефтяной столице» Норвегии осведомленная газета Stavanger Aftenblad (главным редактором которой в свое время работал один из авторов этих строк) 21 апреля сообщила, что Т. Брю выступала за сокращение добычи и пыталась заручиться поддержкой некоторых оппозиционных фракций в Стортинге¹⁸. За сокращение высказывались и влиятельные отраслевые эксперты, грозившие Норвегии в противном случае серьезными репутационными рисками. Однако, итоговое решение должно, по закону, приниматься всем составом правительства под руководством короля, и оно затянулось почти на месяц.

Лишь вечером 29 апреля кабинет распространил пресс-релиз, в котором сообщил о невиданном ранее снижении добычи: в июне 2020 г. – на 250 тыс. барр./сут. и во втором полугодии – на 134 тыс. Кроме того, откладывается пуск в эксплуатацию ряда месторождений, так что в декабре добыча нефти в стране будет на 300 тыс. барр./сут. ниже запланированной.

Правда, за базу для расчетов был принят уровень добычи в 1,859 млн барр./сут., что выше уровня фактической среднемесячной и, тем более, июньской добычи 2019 года – 1,79 и 1,23 млн соответственно. Так что на практике сокращение будет более мягким (до 1,609 млн барр./сут. в июне и 1,725 млн в июле-декабре), но все равно беспрецедентно высоким для Норвегии – на 14 %. Действовать эта мера будет до конца 2020 года. Добычу газа она не затрагивает.

Для самой Норвегии последствия от сокращения добычи нефти несколько смягчались тем, что она все более становится газовой державой. Выручка от продажи газа вплотную приблизилась к нефтяной



Порт в Ставангере, Норвегия

Источник: seatrade-maritime.com

Т. Брю обосновывала данные шаги необходимостью внести вклад в стабилизацию нефтяного рынка, оказавшегося «в чрезвычайной ситуации». При этом она подчеркнула: «Решение правительства о сокращении добычи в Норвегии принято самостоятельно и во имя защиты норвежских интересов»¹⁹.

Сокращение добычи – «за» и «против»

Долгие колебания, которые испытывало правительство Э. Сульберг, вполне объяснимы, поскольку на сей раз «уравнение», которое ему приходилось решать, отличается особой спецификой и сложностью.

С одной стороны, внешнеполитические риски участия Норвегии в очередном «нефтяном субботнике» были низки, как никогда. Америка, ее главный союзник, за минувшее десятилетие сама стала крупнейшим производителем и экспортером углеводородов, администрация США впервые официально стремится поднять и стабилизировать цену на нефть. Отрасль очень важна для президента Дональда Трампа, поскольку в значительной мере размещена в штатах, принесших ему много голосов на выборах 2016 года. Но добыча сланцевой нефти – дорогостоящая, поэтому Трампу

для переизбрания необходимо прекратить падение цен, и ОПЕК, полвека назад бывшая одним из злейших врагов США, сегодня выглядит едва ли не спасителем.

Что же касается МЭА и ЕС, то они в последние годы были больше заняты вопросами климатической политики и освоением возобновляемых источников энергии, которые при низких ценах на нефть становятся неконкурентоспособными. Кроме того, обе организации, сознавая потребность стабилизировать глобальные энергетические рынки, также вряд ли будут протестовать против соответствующих мероприятий стран-производителей, будь они членами ОПЕК или нет.

В марте 2020 года в Норвегии было 300 тыс. безработных, вместе с частично занятыми эта цифра превышала 400 тыс., или 14,7 % рабочей силы – показатель, невиданный с довоенных времен

Для самой Норвегии последствия от сокращения добычи нефти несколько смягчались и тем, что она все более становится газовой державой, войдя в первую тройку мировых экспортеров. Выручка от продажи природного газа, прежде всего в Западную Европу, вплотную приблизилась к нефтяной, а в 2015 и 2018 годах превышала ее (рис. 2).

Наконец, у страны теперь имеется мощный ресурс макроэкономической стабилизации – Государственный пенсионный фонд – Заграничный (ГПФ-З, до 2006 г. именовавшийся Государственным нефтяным фондом), где на конец апреля этого года было накоплено 10,5 трлн норвежских крон, или около 1 трлн долл. США. По действующему бюджетному правилу, до 3 % от суммы средств фонда могут ежегодно перечисляться в госбюджет.

С другой стороны, экономическое положение Норвегии сейчас сложнее, чем при трёх предыдущих кризисах.

Несмотря на многолетние разговоры о необходимости «снижать нефтяную зависимость» (весьма сходные с российскими призывами «слезать с нефтяной иглы»), государство в беспрецедентных масштабах тратит нефтедоллары на поддержание жизненного уровня населения и иные приоритетные политические задачи. За период премьерства Э. Сульберг нефтегазовые

трансферты в госбюджет выросли с 152 млрд норв. крон в 2013 г. до 243,6 млрд в 2019 г., составляя примерно 17 % его доходной части²¹. Кроме того, сейчас из ГПФ-З изымается (правда, в порядке исключения) еще свыше 300 млрд крон на программу срочной помощи в связи с эпидемией²².

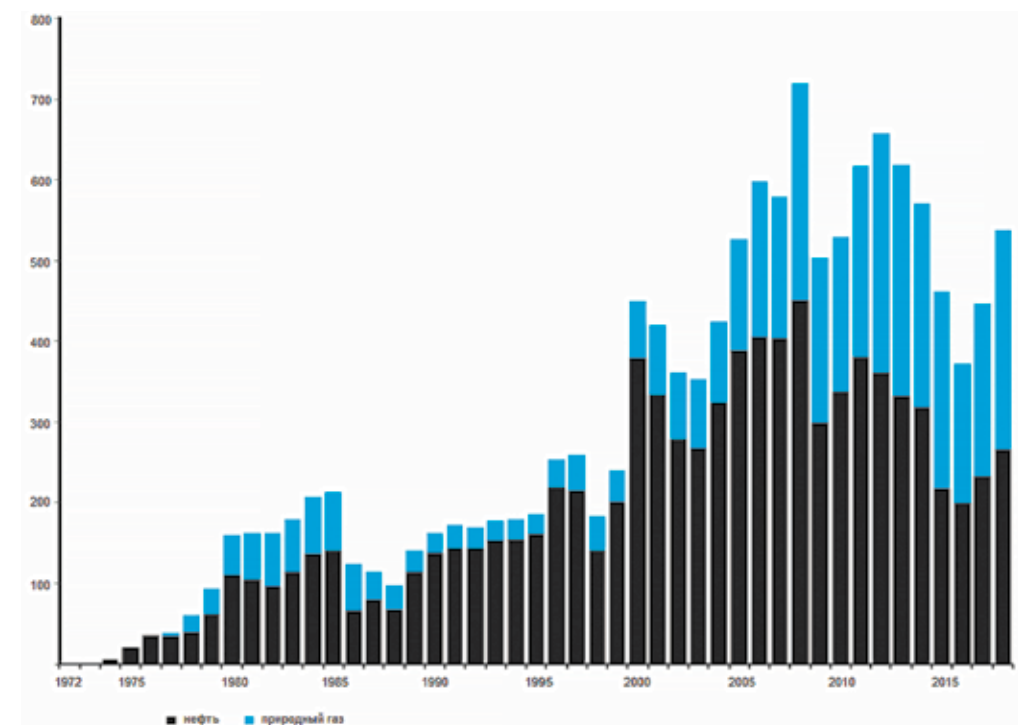
Знаменательно, что в Норвегии сокращения добычи вместе с ОПЕК вводили четыре кабинета весьма разного состава и идеологических ориентаций, не опирающиеся на парламентское большинство

Даже после крупных сокращений персонала и перепрофилирования ряда производств, вызванных падением цен на нефть в 2014 году, в нефтегазовой и сервисных отраслях работает около 225 тыс. человек (8 % всей рабочей силы), а с учетом косвенных эффектов эта цифра, конечно, еще выше.

В результате, от обвала нефтяных цен сильно страдает не только норвежская не-

Рис. 2. Выручка Норвегии от экспорта нефти и газа, млрд норв. крон в текущих ценах

Источник: [20]



фтяная промышленность, но и вся страна. По состоянию на март 2020 года в Норвегии было 300 тыс. полностью безработных. Вместе с частично занятыми эта цифра превышала 400 тыс., или 14,7 % рабочей силы – показатель, невиданный с довоенных времен. Курс норвежской крон к доллару упал с начала года почти на 20 %. Поэтому, несмотря на мощное давление экологического (особенно «климатического») лобби, прекращать «нефтяную эру» правительство не намерено, и в этом, по недавним опросам, его поддерживают 7 из 10 норвежцев.

Норвежский нефтяной директорат 8 апреля сообщил, что уровень добычи пока сохраняется на прежнем уровне, но поисковая активность снизилась. По обновленным прогнозам, в текущем году может быть пробурено лишь 40 скважин вместо запланированных 50. «При этом, – с озабоченностью отмечается в пресс-релизе, – компании объявили и уже реализуют ряд мер, которые могут повлечь за собой долгосрочные последствия для добычи и для использования ресурсного потенциала страны в целом»²³.

В таких условиях административно урезать добычу означает не просто идти на немедленное снижение государственных доходов (в надежде на их дальнейшую стабилизацию), но и объективно ухудшать инвестиционный климат на шельфе. Причем для самих нефтяников сокращение может оказаться болезненнее, чем прежде, из-за серьезного расширения их состава. В 1987 г. операторами нефтяных и газовых месторождений на шельфе страны являлись лишь 14 недропользователей, в 2002 г. – 18. Среди них были мировые нефтяные гиганты, а также три крупные норвежские компании, впоследствии объ-

На шельфе Норвегии появились небольшие наукоемкие компании. При пропорциональном сокращении добычи, крупные игроки «подожмутся», для малых компаний последствия могут оказаться роковыми



Нефтяное месторождение Johan Sverdrup, Норвегия
Источник: Laila Sømme / enquinot

единившиеся в Equinor. К настоящему времени число операторов выросло до 26, а общее число держателей лицензий – до 40. На шельфе Норвегии появились совсем небольшие наукоемкие компании («нефтяные комары»), зачастую недавно созданные, вроде Mime Petroleum, M Vest Energy или CapeOmega. Если пропорционально реализовывать сокращение добычи, возникнет проблема, остро обозначившаяся и в России: крупные игроки отрасли просто «подожмутся», но для малых и средних независимых компаний последствия могут оказаться роковыми.

Возможно, именно поэтому норвежское правительство и затягивало принятие ре-

шения по добыче. Оно могло рассчитывать, что за это время рынок или сам стабилизируется, или, в крайнем случае, обвалится дальше, делая сделку ОПЕК+ неэффективной, а ее поддержку – неактуальной. В то же время, заявленная Норвегией готовность внести свой вклад в общие усилия могла произвести психологический эффект на рынок, при этом в выгодном свете представляя страну перед участниками сделки и США.

Заключение

Пример Норвегии наглядно показывает, как небольшая страна, несмотря на давление мощных международных сил, способна проводить самостоятельную, национально-ориентированную ресурсную политику. К числу ключевых элементов норвежской нефтяной модели следует, безусловно, отнести эффективную отраслевую дипломатию. Она позволила стране не только на выгодных для себя условиях привлекать крупнейшие транснациональные корпорации, но и играть важную самостоятельную роль на мировом нефтяном рынке.

Норвегии в целом удавалось противостоять давлению и ОПЕК, и влиятельных партнеров из НАТО и ЕС, вводя ограничения

Нефтяное месторождение Johan Sverdrup, Норвегия

Источник: Kjetil Eide / enquinot



У Норвегии имеется мощный ресурс макроэкономической стабилизации – Государственный пенсионный фонд – Заграничный, где на конец апреля было накоплено 10,5 трлн крон, или около 1 трлн долл.

добычи сугубо по собственному усмотрению или, напротив, уклоняясь от таковых. Можно согласиться с оценкой российского эксперта Р. Хантемирова, что «производители нефти, не входящие в ОПЕК+, в частности страны-члены G20, занимают в настоящий момент абсолютно выигрышную позицию. Они ограничились словесными интервенциями о возможном сокращении добычи... и при этом ничего обязывающего не подписали»²⁴.

Знаменательно, что в Норвегии сокращения добычи по согласованию с ОПЕК вводили четыре кабинета весьма разного состава и идеологических ориентаций (и даже не опирающиеся на парламентское

большинство). Этот факт лишний раз демонстрирует наличие в стране широкого межпартийного консенсуса по основным вопросам нефтяной политики, который, как мы уже отмечали²⁵, служит для развития отрасли важным стабилизатором. Но он же и наглядно показывает, насколько важно было для сменяющих друг друга правительств обеспечивать поступление нефтяных доходов в казну.

Специфика текущего момента в Норвегии (даже безотносительно к принятому решению) такова, что властям страны при-

дется решать две противоречивые задачи: реального снижения зависимости экономики от нефтяных доходов и оживления самого нефтегазового сектора. В этом году действующие в Норвегии нефтяные компании через свою отраслевую организацию уже запросили у государства пакет мер помощи, в том числе, впервые за долгие годы, ходатайствовали о налоговых послаблениях. Административное сокращение добычи придаст нефтяникам весомый аргумент в переговорах с правительством, и оно, безусловно, это понимает.

Использованные источники

1. Tamnes R. Oljealder 1965–1995. In: Norsk utenrikspolitikk historie. Bind 6. – Oslo: Universitetsforlaget, 1997. – S. 197.
2. Ausland J.C. Vår olje – vår makt? Norge, oljen og verden. – [Oslo]: J.W. Cappelens Forlag a. s., 1978. S. 33.
3. Financial Times, 23.06.1986.
4. Bordoff J. 5 Reasons Why a Global Agreement to Prop Up Oil Prices Won't Work // Foreign Policy. 2020. April 8. <https://foreignpolicy.com/2020/04/08/5-reasons-why-global-agreement-on-oil-prices-wont-work/ШШ>
5. Torgersrud C. Norsk OPEC-politikk. En komparativ casestudie av norsk OPEC- politikk fra 1986 til 2002. Oslo: Universitetet i Oslo, 2005. S. 46–50.
6. Claes D.H. From foes to friends: The relationship beteen OPEC and Norway. In: Handbook of OPEC and the Global Energy Order: Past, Present and Future Challenges / D.H. Claes, G. Garavini (eds.). – Milton Park, N.Y.: Routledge, 2020. 360 p.
7. Månedlig produksjon. URL: <https://www.norskpetsroleum.no/fakta/historisk-produksjon/#manedlig>; Brent crude oil. URL: <https://tradingeconomics.com/commodity/brent-crude-oil>
8. Хетланд Т. Не единой нефтью...// Нефть и Капитал. 1998. № 6–7. С. 60–64.
9. Lov 29. november 1996 nr 72 om petroleumsvirksomhet [petroleumsloven]. URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72>.
10. St.meld. nr. 37 (1998–99). Tillegg til St meld nr 46 (1997–98) om Olje- og gassvirksomheten; oljemarkedspolitik, rammebetingelser, Investeringsutvalgets rapport og kostnadsoverskridelsene i Åsgardkjeden. URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/Stmeld-nr-37-1998-99-/id192384>.
11. Malkenes Hovland K., Aga Nilsen A. Professor om mulig norsk oljekutt: – Vi går ikke inn i et kartell. URL: <https://e24.no/olje-og-energi/i/8m8XKE/professor-om-mulig-norsk-oljekutt-vi-gaar-ikke-inn-i-et-kartell>.
12. St. meld. nr. 38 (2001–2002). Olje- og gassvirksomheten. – Oslo: Olje- og energidepartementet, 2002. – 112 s.
13. Expecting faster ramp-up to higher plateau production on Johan Sverdrup. URL: <https://www.equinor.com/en/news/2020-03-30-johan-sverdrup-plateau-production.html>.
14. Норвегия наносит мощный удар по мировому рынку нефти. URL: <https://regnum.ru/news/economy/2899898.html>.
15. Holter M. Norway says it may follow OPEC+ lead on production cuts. URL: <https://www.worldoil.com/news/2020/4/3/norway-says-it-may-follow-opecplus-lead-on-production-cuts>.
16. Bru deltok på G20-møte. URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/bru-deltok-pa-g20-mote/id2697295e>
17. Oljeministeren lover snarlig svar om produksjonskutt. URL: <https://sysla.no/offshore/a/Wb5XVr/oljeministeren-lover-snarlig-svar-om-produksjonskutt>
18. Søndeland G. Kilder: Olje- og energiminister Tina Bru ønsker å kutte i oljeproduksjonen. URL: <https://www.aftenbladet.no/okonomi/i/vQ7qe4/kilder-olje-og-energiminister-tina-bru-nsker-a-kutte-i-oljeproduksj>
19. Kutter i oljeproduksjonen fra norsk sokkel. URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/kutter-i-oljeproduksjonen-fra-norsk-sokkel/id2700542/>
20. Utenrikshandel med varer. URL: <https://www.ssb.no/utenriksokonomi/statistikker/muh>
21. Malkenes Hovland K. Regjeringen om oljepengebruken: -Vi er inne i en ny fase. URL: <https://e24.no/norsk-okonomi/i/3J7BV0/regjeringen-om-oljepengebruken-vi-er-inne-i-en-ny-fase>
22. Solberg M.H. Erna Solberg glad for å ha oljefondet i krisen: Vi er i en veldig gunstig posisjon URL: <https://www.aftenbladet.no/okonomi/i/70A9k4/erna-solberg-glad-for-a-ha-oljefondet-i-krisen-vi-er-i-en-veldig-guns>
23. Redusert letevirksomhet, produksjonen opprettholdes foreløpig. URL: <https://www.npd.no/fakta/nyheter/generelle-nyheter/2020/reduert-letevirksomhet-produksjonen-oppretholdes-forelopig>
24. Хантемиров Р. Сделка ОПЕК+: то, о чем стараются не говорить. URL: <https://oilcapital.ru/comment/rinat-hantemirov/15-04-2020/sdelka-opek-to-o-chem-starayutsya-ne-govorit>
25. Криворотов А.К. Норвежская модель управления нефтегазовым комплексом // Энергетическая политика, 2020. № 2. С. 45–57.



Нефтяная платформа, Норвегия
Источник: Jan_Arne_Wold_Woldcam / equinor



Деревня Рэшвилл, Лофские острова, Норвегия

Источник: Julija_grozyan / Depositphotos.com

УДК 620.92

Особенности концепции национальной энергетической безопасности Норвегии

Features of Norway's National Energy Security Concept

Алексей Михайлович МАСТЕПАНОВ
Заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии, д. э. н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, академик РАЕН
e-mail: amastepanov@mail.ru

Alexey M. MASTEPANOV
Analytical Center for Energy Policy and Security, (Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences),
e-mail: amastepanov@mail.ru

Андрей Михайлович СУМИН
Ведущий научный сотрудник Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, к. ю. н.
e-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Andrey M. SUMIN
Leading researcher of Analytical Center for Energy Policy and Security, Cand.Sc.
e-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Аннотация. В статье дана характеристика концепции национальной энергетической безопасности Королевства Норвегия. Раскрыта специфика норвежского подхода к формированию данной концепции, описаны отдельные принципы и проанализирована практика ее применения. В статье описаны вызовы, с которыми сталкивается норвежская энергетика из-за изменений на мировых энергетических рынках в условиях глобализации. Рассмотрен подход королевства к энергетическому сотрудничеству как со странами-соседями, так и на общеевропейском уровне. Описаны риски и конфликты интересов, потенциально осложняющие такое сотрудничество. Сделаны выводы о степени последовательности в практической реализации норвежской концепции энергетической безопасности и о возможной применимости такого опыта для России.

Ключевые слова: энергетическая политика, энергетическая безопасность, принципы энергетической безопасности, электроэнергетика, возобновляемая энергетика, цифровизация.

Abstract. The article describes the concept of national energy security of the Kingdom of Norway. The specifics of the Norwegian approach to the formation of this concept is disclosed, individual principles are described and the practice of its application is analyzed. The article describes the challenges that the Norwegian energy industry faces due to changes in the global energy markets in the context of globalization. The Kingdom's approach to energy cooperation both with neighboring countries and at the European level is considered. The risks and conflicts of interest that potentially complicate such cooperation are described. Conclusions are drawn on the degree of consistency in the practical implementation of the Norwegian concept of energy security and on the possible applicability of such an experience to Russia.

Keywords: energy policy, energy security, principles of energy security, electricity, renewable energy, digitalization.

//

Во внутреннем энергопотреблении Норвегии нефть и газ играют небольшую роль, так как 95 % газа и 75 % нефти страны направляются на экспорт

Введение

В современных условиях энергетическая безопасность, понимаемая, прежде всего как надёжное и бесперебойное снабжение потребителей топливом и энергией в необходимых объёмах и требуемого качества по экономически приемлемым

ценам, является важнейшей составной частью всей энергетической политики и национальной безопасности ведущих государств¹.

В то же время сама проблема энергетической безопасности в разных странах и регионах мира понимается и трактуется по-разному. И отличия эти вызваны не только тем, что по отношению к энергетическим ресурсам одни страны выступают как их экспортёры, а другие как импортёры. На характер понимания проблемы влияет множество факторов, в том числе и то, что в современных условиях понятие «энергетическая безопасность» существенно расширилось [6].

В большинстве развитых стран под энергетической безопасностью понимают, прежде всего, бесперебойные и устойчивые поставки энергоресурсов для нужд их экономик. С точки зрения общих концептуальных подходов, взгляды на энергетическую безопасность в этих государствах схожи. Основными угроза-

¹ Об эволюции взглядов на проблему энергетической безопасности и решении её в новых условиях написано немало, в том числе и авторами этой статьи. Интересующемуся читателю можем порекомендовать, напр., [1–5].

	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2018
Нефть, млн т										
добыча	9,2	25	39,2	82,1	138,4	159,9	138,2	98,4	87,5	83,1
потребление	8,1	9,4	9	8,7	8,9	8,9	9,8	10,4	9,9	10,1
Потребление в % к добыче	88	37,6	23	10,6	6,4	5,6	7,1	10,6	11,3	12,2
Природный газ, млрд кубометров										
добыча	-	24,9	26	25,3	27,6	49,4	85,2	100,6	116,2	120,6
потребление	-	0,8	1,2	2,2	3,1	4,2	4,4	4,1	4,5	4,5
Потребление в % к добыче		3,2	4,6	8,7	11,2	8,5	5,2	4,1	3,9	3,7

Таблица 1. Динамика производства и потребления нефти и природного газа в Норвегии

Источник: по данным BP [10]

ми своей энергетической безопасности они традиционно считали значительную зависимость от импорта энергоресурсов, а также высокие цены на нефть и их колебания. В последнее время появилось также понимание того, что глобальной угрозой энергетической безопасности является чрезмерное потребление энергоёмких материальных благ, ведущее к необоснованному росту спроса на энергоресурсы. Соответственно, основными направлениями стратегии энергобезопасности этих стран являются развитие внутреннего энергетического рынка и рост энергоэффективности, увеличение национального производства энергоресурсов,

особенно возобновляемых видов энергии, и диверсификация поставок импортных энергоносителей. В частности, в течение последнего десятилетия в американских и европейских документах всё более чётко формулируется амбициозная задача кардинального сокращения зависимости от углеводородов и построения в долгосрочной перспективе безуглеродной экономики.

В то же время в Норвегии, которая является и высокоразвитой страной, и крупным экспортёром нефти и газа, взгляды на проблему обеспечения энергетической безопасности иные. Попробуем разобраться в причинах этого.

Гидроэнергетика – основа энергетической отрасли в Норвегии

Источник: Scanpix Paul Kleiven

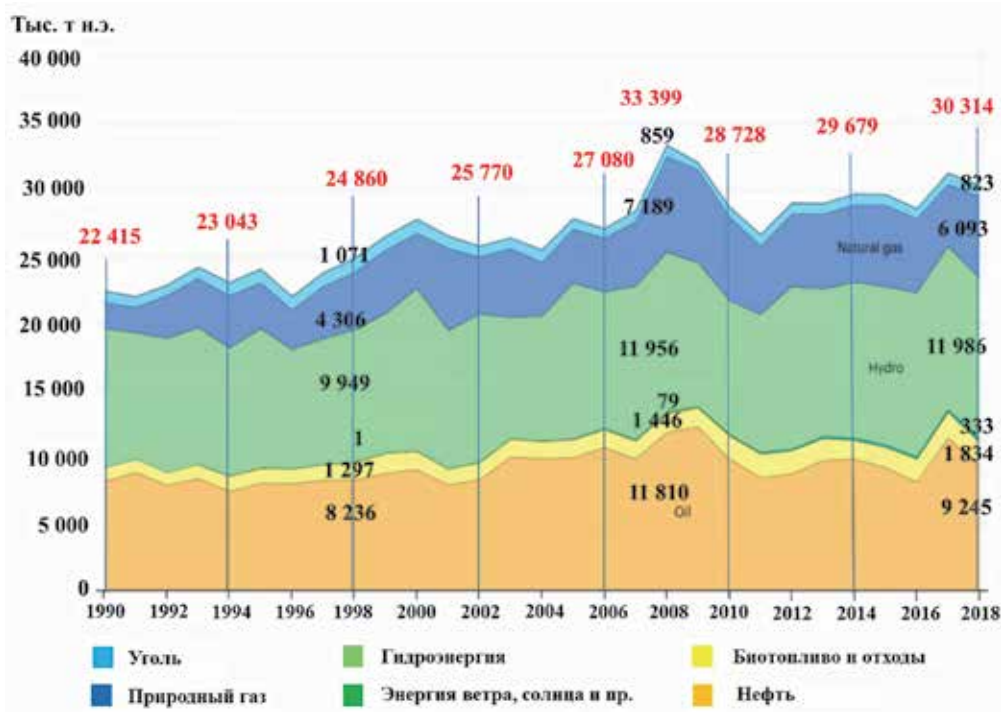


Рис. 1. Объём и структура поставок первичной энергии на внутренний рынок Норвегии, 1990–2018 годы

Источник: по данным МЭА [11]

Особенности современной энергетики Норвегии

Норвегия является одним из крупнейших в мире экспортёров нефти и природного газа, занимая по состоянию на конец 2017–2018 гг., девятое место по объёму нетто-экспорта нефти и нефтепродуктов² и третье место по экспорту газа в мире [7]. Добыча и переработка углеводородов и их поставки на внешние рынки обеспечивают стабильно высокий уровень жизни населения. Нефтегазовая отрасль вывела Норвегию в число наиболее богатых государств мира³. В частности, в 2018 году страна заняла первое место в мире по индексу человеческого развития [9].

Однако во внутреннем энергопотреблении страны нефть и газ играют существенно меньшую роль (табл. 1, рис. 1 и 2), поскольку более 95 % природного газа и бо-

лее 75 % нефти, добывающихся в Норвегии, направляются на экспорт [9].

Производя в 2017 году 215 млн т н. э. энергоресурсов (рост на 81 % с 1990 годом), внутреннее потребление королевства составило всего 30 млн т н. э. (т. е. выросло с 1990 г. всего на 43 %) [11]. При

Норвегия является одним из крупнейших в мире экспортёров нефти и газа, занимая девятое место по объёму нетто-экспорта нефти и нефтепродуктов, и третье место по экспорту газа в мире

этом во внутреннем потреблении первичных энергоресурсов на нефть и газ в последние годы приходится немногим более половины, причём их доля постепенно снижается (2008 г. – 57 %; 2010 г. – 56 %; 2014 г. – 52,5 % и в 2018 г. – 50,6 %). Практически все остальные энергоресурсы – это возобновляемые источники, прежде

² В последние годы в стране производится свыше 16 млн т нефтепродуктов, 75 % из которых идёт на экспорт [7,8].
³ Так, по показателю производства ВВП на душу населения (91,06 долл. в ценах 2010 г.), Норвегия в 2017 г. находилась на втором, после Люксембурга (10583 долл.) месте в мире [7]. В текущем десятилетии нефтегазовая промышленность, по различным оценкам, обеспечивает порядка 20–23 % приходной части ВВП Норвегии, а доля доходов от экспорта нефти, нефтепродуктов и газа в общих доходах от экспорта превышает 50 % (2016 г. – 52 %, 2018 г. – 51 %).



ПЭС «Хаммерфест»

Источник: jenslehn.com

всего – гидроэнергия (на уголь приходится всего 2,6–2,9 %) [11].

Ещё ниже удельный вес углеводородных источников энергии в конечном энергопотреблении страны (в 2018 г. – всего 43,5 %, из которых 35,8 % – нефтепродукты), тогда как 47,5 % суммарного конечного энергопотребления приходится на электроэнергию, произведенную в основном на основе гидроэнергоресурсов и других ВИЭ [11].

Подобная специфика энергообеспечения страны накладывает свои отпечатки на всю энергетическую политику Норвегии, в том числе и на её энергетическую безопасность.

Ключевые элементы энергетической политики Норвегии

Международное энергетическое агентство отмечает, что ключевыми элементами политики энергетической безопасности в Норвегии являются [12]:

- рациональное управление углеводородными ресурсами континентального шельфа, которые помогают обеспечить безопасность экспортных поставок;

- повышение безопасности поставок энергии внутренним потребителям и содействие промышленному развитию страны. При этом, речь идет в первую очередь о безопасности поставок электроэнергии и бесперебойном функционировании этого рынка;
- эффективное использование обширных ресурсов возобновляемой энергии, прежде всего гидро- и ветровой энергии;
- повышение энергоэффективности и развитие «зеленой» энергетики в целях сокращения выбросов парниковых газов.

Основные положения энергетической безопасности Норвегии изложены в так называемой «Белой книге». Полное название этого имеющего программный характер официального документа – «Белая книга по энергетической политике – энергия во имя изменений – энергетическая политика на период до 2030 г.» [13]. «Белая книга» – это документ-компромисс, в котором нашли отражение различные представления всего норвежского политического спектра о месте страны на энергетической карте мира на ближайшую перспективу.

Основы энергетической безопасности Норвегии изложены в так называемой «Белой книге». Это документ-компромисс, отражающий различные представления о месте страны на энергетической карте мира

Но специфика этого документа в том, что он имеет квазинормативную правовую природу. Поясним: дело в том, что «Белая книга» была разработана норвежским правительством в формате официального документа, внесена в парламент для обсуждения и прошла формальное согласование



Рис. 2. Структура поставок первичной энергии на внутренний рынок Норвегии, 2018 г.

Источник: по данным МЭА [11]

в апреле 2016 г. Таким образом, «Белая книга» получила парламентское одобрение и была официально обнародована согласно процедурам законотворческой деятельности. Но при этом документ не является законом, что и даёт основание назвать её именно квазинормативным актом.

По своей сути, «Белая книга» – это ни что иное, как концепция энергетической политики страны, в том числе – энергетической безопасности. Она пришла на смену программному документу с аналогичным названием от 1999 г. Причинами, побудившими правительство Норвегии издать новую редакцию «Белой книги», стали изменения на мировых энергетических рынках, новации в энергетической политике стран-соседей и вступление в силу Парижского

соглашения по климату. Главный лейтмотив «Белой книги» заключается в единстве закреплённых в ней принципов энергетической безопасности страны – обеспечения надёжности энергоснабжения, защиты климата и гарантии экономического роста. Лишь реализация каждого из перечисленных принципов с учётом их взаимосвязи в состоянии обеспечить энергетическую безопасность Норвегии, говорится в «Белой книге» [13].

Основными элементами книги являются практическая реализация положений концепции энергетической безопасности, защита окружающей среды и максимальная прибыльность работы энергетического сектора при минимальных затратах [14]. В ходе реализации перечисленные принципы переплетаются между собой, так что оказываются неотделимы друг от друга. Практическое воплощение в норвежской энергетической политике закреплённых в «Белой книге» принципов выглядит следующим образом.

Принципы и механизмы концепции энергобезопасности Норвегии

Реализация концепции энергетической безопасности понимается в первую очередь как укрепление надёжности и бесперебойности энергоснабжения на всей территории страны. Устойчивое функционирование энергетической инфраструктуры рассматривается в Норвегии как ключевой элемент национальной энергетической безопасности [13]. При этом устойчивость энергоснабжения связывается со способностью электрогенерации обеспечивать любые потребности в энергии со стороны экономики и населения в краткосрочной

Доля углеводородных источников в энергопотреблении страны достаточно низкая – всего 43,5%, из которых 35,8 % – нефтепродукты, тогда как 47,5 % конечного энергопотребления приходится на ВИЭ

(в течение суток), среднесрочной (в течение года) и долгосрочной (свыше одного года) перспективе. Гарантией успешного реагирования на соответствующие вызовы считается поддержание в рабочем состоянии, расширение и обновление энергетической инфраструктуры. Это, в свою очередь, обеспечивается регулярным наличием достаточного уровня капиталовложений. Кроме того, обеспечение энергетической безопасности подразумевает оперативное ре-

Число электромобилей в Норвегии растёт на 40 % в год. На середину 2019 года оно составило 232,5 тыс. (8,5 % автопарка). Кроме того, в стране насчитывается 100 тыс. гибридных автомобилей

агирование на перепады в балансе спроса и предложения на энергетических рынках страны. Основным индикатором эффективности такого реагирования норвежцы считают динамику краткосрочных колебаний цен на энергию и энергоносители. При этом, производители и поставщики энергии и энергоносителей, как составная часть мирового рынка, должны действовать согласно принципам рыночной экономики. Предполагается, что норвежский энергетический рынок функционирует на принципах рыночного формирования соотношения спроса и предложения, разумного использования энергетических ресурсов, непрерывного внедрения инноваций и обеспечения надёжности поставок энергии и энергоресурсов. Реализации критерия обеспечения надёжности поставок в Норвегии уделяется повышенное внимание, ибо он считается залогом жизнеобеспечения современного общества [14].

Как и любое другое государство, Норвегия сталкивается с проблемой возрастающей потребности в энергии. Так, по данным Международного энергетического агентства за период с 1990 по 2018 год потребление электроэнергии в Норвегии выросло на 38,38 % [11]. Основу внутреннего энергопотребления, как уже было показано выше, составляют ВИЭ. Так, в 2017 году,

в королевстве было выработано 149,3 ТВт·ч электроэнергии, из которых 146,1 ТВт·ч приходилось на ВИЭ. В свою очередь, в этих 146,1 ТВт·ч доля гидроэнергетики достигла 143 ТВт·ч, ветроэнергетики – 2,1 ТВт·ч, геотермальной энергетики – 0,2 ТВт·ч. Удельный вес ископаемых энергоносителей составил лишь 3,2 ТВт·ч (2 % совокупного объёма генерации) [15].

Несмотря на это, норвежские власти взяли курс на дальнейшее вытеснение ископаемых энергоносителей из энергобаланса страны с перспективой полного перехода национальной энергетики на ВИЭ. С этой целью входящая в Европейское экономическое пространство Норвегия даже инкорпорировала в своё законодательство Директиву Европейского союза о возобновляемой энергии 2009/28/ЕС. Во исполнение этой директивы власти королевства разработали в 2012 году национальный план действий по развитию альтернативной энергетики (NREAP), призванный из года в год повышать генерацию и потребление «зелёной» энергии внутри страны [16].



Ветровая энергетика в Норвегии
Источник: Anetlanda / Depositphotos.com



Пилотный дом с нулевым потреблением энергии (ZEB Pilot House) в Норвегии от Snohetta

Источник: magazindomov.ru

К примеру, к концу 2020 года плановый показатель потребления «зелёной» энергии должен составить 67,5 % от совокупного внутреннего энергопотребления [17].

Частью этой политики является и стимулирование перехода населения с автомобилей на электромобили. Число последних в Норвегии растёт на 40 % в год и по состоянию на конец июня 2019 года составило 232,5 тыс. (8,5 % автопарка). Кроме того, в стране насчитывается свыше 100 тыс. гибридных автомобилей [18].

Приведённые цифры и факты подтверждают сделанные выше выводы о том, что ископаемые энергоносители не являются фактором энергетической безопасности Норвегии.

Содержащиеся в «Белой книге» принцип гарантии экономического роста и принцип защиты климата реализуются в энергетической политике в виде критерия обеспечения прибыльности работы энергетического сектора при минимально возможных затратах. Здесь имеется ввиду стимулирование экономически обоснованной, приносящей прибыль генерации, обеспечивающей защиту климата и природы [12]. Генерация должна функционировать на основе рыночных механизмов, обеспечивая максимальную прибыльность работы энергетического сектора страны при снижении разного рода затрат до минимально возможного уровня. Подчёркивается, что принцип экономической целесообразности должен лежать и в основе развития «зелёной» энергетики [14].

Становым хребтом норвежской энергетики традиционно (свыше ста лет) является гидроэнергетика. Норвежцы постоянно подчёркивают, что гидроэнергетика – климатически нейтральная отрасль, поскольку не выбрасывает углекислоту в атмосферу. В Норвегии считают, что важность гидроэнергетики даже возрастает в последние годы в связи со стремлением скандинавских стран постепенно отказаться от ис-

Становым хребтом норвежской энергетики уже больше ста лет является гидроэнергетика. Норвежцы постоянно подчёркивают, что гидроэнергетика – это климатически нейтральная отрасль

пользования ископаемых энергоносителей. Замещение выпадающих таким образом генерирующих мощностей в Швеции и Финляндии может произойти за счёт дальнейшего развития норвежской гидроэнергетики. Норвегия традиционно ратует за углубление сотрудничества в энергетике со странами Северной Европы. Норвежское правительство прилагает усилия по углу-



Энергоэффективный дом в Норвегии
Источник: abrisbu.ru

на транспорте и в коммунальном хозяйстве. Реагируя на декларируемый Евросоюзом (который является основным рынком сбыта норвежских нефти и газа) курс снижения доли ископаемых энергоносителей в энергобалансе, Норвегия в настоящее время пытается определить собственные перспективы на будущее, когда в силу падения спроса на углеводороды должны снизиться и доходы от нефтегазового экспорта [12]. В силу этого, норвежская энергетическая стратегия предусматривает дальнейшее развитие производства энергии из ВИЭ. Наличие богатых гидроресурсов и развитая сеть ГЭС считаются одним из конкурентных преимуществ норвежской энергетики.

Имеющийся в королевстве потенциал задействования неосвоенных пока гидроресурсов даёт возможность завоевания новых рынков сбыта, расширения действующих и строительства новых энергоёмких предприятий и целых отраслей [13], созда-

ёт стимулы для инвестиций в энергетику и в развитие соответствующих технологий [14]. С недавних пор норвежцы стали уделять повышенное внимание цифровизации и развитию в энергетическом секторе «умных» систем управления [13].

Стимулируя внедрение в энергетическом секторе инновационных подходов, норвежские власти не перестают заботиться о совершенствовании функционирования гидроэнергетического сектора. В настоящее время в стране идёт работа над законопроектом, направленным на повышение функциональности этого критически важного сектора. В законе предполагается закрепить для компаний-владельцев ГЭС гарантию доступа к передающим мощностям для сбыта всей вырабатываемой ими энергии. Кроме того, планируется законодательно закрепить приоритет сотрудничества в создании и внедрении инноваций между органами государственного управления, научно-исследовательскими организациями и производственным сектором [13].

В последние годы Норвегия стала задумываться о расширении своего международного влияния – опять же посредством энергетики. Здесь имеется ввиду вхождение норвежских электроэнергетических компаний на рынки других европейских стран, уже за пределами Северной Европы. Поскольку Норвегия не входит в Евросоюз, на неё распространяются отдельные ограничительные нормы европейского энергетического законодательства. Единственный выход из ситуации видится норвежцам в дальнейшей инкорпорации соответствующих европейских норм в собственное законодательство. Стоит отметить, что норвежский электроэнергетический сектор также защищён от проникновения зарубежных компаний. К примеру, передающие сети принадлежат государственной компании-

Вхождение на электроэнергетические рынки стран ЕС за пределами Северной Европы возможно лишь на основе взаимности, Норвегия ищет возможность адаптировать своё к стандартам Евросоюза

монополисту – TSO Statnett. Поскольку вхождение на электроэнергетические рынки стран ЕС за пределами Северной Европы возможно лишь на основе взаимности, норвежские власти изыскивают возможность адаптировать своё законодательное регулирование электроэнергетики к стандартам ЕС. В частности, обсуждается инициатива разрешить зарубежным компаниям владеть сетевыми интерконнекторами. Ещё одна обсуждаемая ныне идея – упрощение процесса лицензирования зарубежных компаний, желающих работать на норвежском рынке – опять же с целью обеспечить доступ норвежским электроэнергетическим фирмам на рынки ЕС на основе взаимности [13].

Заключение

Проведённый анализ энергетической стратегии Королевства Норвегия позволяет сделать два вывода.

Во-первых, обеспечение надёжности функционирования национальной энергетической системы на долгосрочную перспективу является основной идеей концепции энергетической безопасности этого скандинавского государства. Над реализацией данной идеи норвежские власти последовательно работают как внутри страны, так и за рубежом – главным образом на энергетических рынках соседних государств.

Во-вторых, новая редакция «Белой книги», закрепляющей концепцию энергетической безопасности Норвегии, свидетельствует о том, насколько серьёзно в королевстве воспринимают происходящие в настоящее время изменения на мировых энергетических рынках. Последовательность и в то же время гибкость со стороны Норвегии в реализации концепции энергетической безопасности на национальном и международном уровнях представляют интерес и для других крупных экспортёров энергоносителей, в том числе и для России.

Использованные источники

1. Энергетические приоритеты и безопасность России (нефтегазовый комплекс) /Под общей редакцией А.М. Мастепанова. – М., ООО «Газпром экспо», 2013. 336 с.
2. Мастепанов А.М. Обеспечение энергетической безопасности: поиск решений в условиях новых вызовов // *Neftegaz.RU*, № 10, 2015. С. 18–29.
3. Мастепанов А.М. Обеспечение энергетической безопасности на пространстве Евразии // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономический журнал*, № 11, 2015. С. 5–13.
4. Мастепанов А.М., Сумин А.М. Энергетическое сотрудничество и проблемы обеспечения энергетической безопасности в Северо-восточной Азии: взгляд из России // *Экологический вестник России*, 2016. № 2, С. 16–21; № 3, С. 22–29.
5. Мастепанов А.М. Проблемы обеспечения энергетической безопасности в новых геополитических условиях // *Энергетическая политика*, Выпуск 1, 2017. С. 20–37.
6. Мастепанов А.М. Энергетическая безопасность в Большой Евразии: разные игроки – разные подходы к решению проблемы // В сб.: *Большая Евразия: Развитие, безопасность, сотрудничество*. Ежегодник. Вып. 1. Ч. 1 / РАН. ИНИОН. Отд. науч. сотрудничества; Отв. ред. В.И. Герасимов. – М., 2018. С. 112–118.
7. *Key world energy statistics 2019*. International Energy Agency. September 2019. 81 p. – URL: www.iea.org/statistics/.
8. Статистический Ежегодник мировой энергетики 2019 компании Enerdata. – URL: <https://yearbook.enerdata.ru/oil-products/world-refined-production-statistics.html>
9. Норвегия: ресурсная модель экономического роста развитой страны. Бюллетень о текущих тенденциях мировой экономики. – АЦ при Правительстве РФ, декабрь 2019. – URL: <https://ac.gov.ru/files/publication/a/26496.pdf>
10. *BP Statistical Review of World Energy 2019*. 68th edition. 64 p. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
11. Norway. – URL: <https://www.iea.org/countries/norway>
12. *Energy policies of IEA Countries: Norway 2017 review*. – URL: <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-norway-2017-review>
13. *White paper on Norway’s energy policy: power for change*. – URL: <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/white-paper-on-norways-energy-policy-power-for-change/id2484248/>
14. *Main elements of Norwegian energy policy*. – URL: <https://energifaktanorge.no/en/om-energisektoren/verdt-a-vite-om-norsk-energipolitikk/>
15. *The flip side of Norway’s “green” economy*. – URL: <https://www.iamrenew.com/environment/flip-side-of-norways-green-economy/>
16. *National Renewable Energy Action Plan under Directive 2009/28/EC: Norway*. – URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dir_2009_0028_action_plan_norway_nreap.pdf
17. *Norway: bioenergy policies and status of implementation, 2018 update*. – URL: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2018/10/CountryReport2018_Norway_final.pdf
18. Криворотов А. Нефтегазовая отрасль Норвегии – траектория взлета, часть 2. – URL: <https://oilcapital.ru/article/general/26-08-2019/neftegazovaya-otrasl-norvegii-traektoriya-vzleta-chast-2>

Альтернативная котельная – новая форма для инвестиций в теплоснабжение

Alternative boiler station – a new form for investments in heat supply

УДК 658.264

Юрий Владиславович МАНЕВИЧ
Заместитель министра энергетики России

Yuri MANEVICH
Deputy Minister of Energy

Главный корпус Ульяновской ТЭЦ-1

Источник: DimasikSycovich / Wikimapia.org



Аннотация. После многолетних реформ, в российской энергетике остался один проблемный сектор, минимально затронутый изменениями, – сфера теплоснабжения. Ее кардинальная перенастройка обсуждалась и прорабатывалась с 2010 года. В итоге, в 2017 году были приняты поправки в законодательство, которые позволили начать внедрение новой модели рынка тепловой энергии. К началу 2020 года такой переход был одобрен для четырех муниципалитетов, с этого года ожидается их значительный прирост. В январе-апреле 2020 года были одобрены три заявки, еще пять находятся на рассмотрении в Правительстве России. В целом ожидается, что более 20 городов подадут заявки на переход к новой модели рынка тепловой энергии в этом году.

Ключевые слова: альтернативная котельная, тепловая генерация, муниципалитеты, новая модель.

Abstract. After many years of reforms in the Russian energy industry, there remained one problem sector, minimally affected by the changes – the heat supply sector. Its cardinal reconfiguration has been discussed and worked out since 2010. As a result, in 2017, amendments to the legislation were adopted, which allowed to begin the introduction of a new model of the thermal energy market. By the beginning of 2020, such a transition was approved for four municipalities, and a significant increase is expected from this year. In January-April 2020, three applications were approved, another five are pending in the Russian government. In general, it is expected that more than 20 cities will apply for the transition to a new model of the thermal energy market this year.

Keywords: alternative boiler house, heat generation, municipalities, new model.

//

Потери тепла при транспортировке в ряде городов России достигают 20–30 % от полезного отпуска. Среднероссийский уровень потерь – 12,5 %

За последние 20 лет развитие централизованного теплоснабжения в нашей стране прекратилось и пришло в полный упадок как технологический, так и экономический. Около 31 % источников тепловой энергии и 68 % тепловых сетей эксплуатируются с превышением нормативного срока службы. Отпуск тепла в системах централизованного теплоснабжения с начала 1990-х упал почти вдвое, сформировав существенный избыток тепловой мощности: как правило ТЭЦ загружены не более 30 % от установленной мощности, котельные – в среднем на 15 %.

Доля наиболее эффективной и недорогой выработки тепла, в режиме комбинированного производства с электроэнергией, снизилась с 34 % в конце 1980-х годов до 28 % в 2011 году. К 2019 году удалось вернуть уровень комбинированного производства электрической энергии до 30,6 %, однако темпов перевода нагрузок на комбинированные источники теплоснабжения явно недостаточно. Потери тепла при транспортировке по отдельным городам России достигают 20–30 % от полезного отпуска тепловой энергии (среднероссийский уровень потерь тепловой энергии 12,5 %), при этом в странах со схожими климатогеографическими характеристиками и структурой теплоснабжения – 6–8 %. Со стороны бизнеса в России нет единого ответственного ни за текущее положение, ни за дальнейшие инвестиции. Вся ответственность и за эффективность отрасли, и за надежность ее работы лежит на региональных и местных властях.

Хотя оборот средств в теплоснабжении более 1,5 трлн рублей, отрасль долгое время оставалась непривлекательной для инвесторов. По имеющимся оценкам, накопленное недоинвестирование в ней составляет около 2,5 трлн рублей. Постепенно наметилась негативная тенденция отказа потребителей от централизованного теплоснабжения и их перехода на собственные котельные, причем это касается не только промышленных

предприятий, но и жилой застройки. В этих условиях государство несет риски снижения надежности систем теплоснабжения и роста аварийности.

Впервые идея новой модели рынка тепла была озвучена в 2010 году, а к осени 2012 года она стала широко и публично обсуждаться на различных федеральных и региональных площадках с участием экспертного сообщества, компаний отрасли и органов власти. В ходе обсуждений, концепция новой модели значительно эволюционировала с учетом минимизации всех возможных рисков.

нообразования и системы отношений между участниками процесса теплоснабжения, потребителями и органами регулирования.

При внедрении в населенном пункте новой модели рынка тепла предусматривается переход от государственного регулирования тарифов к установлению только предельного уровня цены на тепловую энергию для конечного потребителя. Важно, что такой предельный уровень определяется не от текущих затрат поставщика тепловой энергии в реальной системе централизованного теплоснабжения, сло-



ТЭЦ в Алтайском крае

Источник: rubtsovsk.org

В итоге, в 2017 году принят федеральный закон № 279 «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения», который определил основные принципы целевой модели рынка тепловой энергии.

Ключевые положения реформы теплоснабжения

Новая модель рынка тепла, прежде всего, упорядочивает работу отрасли, повышает ее инвестиционную привлекательность и уровень ответственности компаний. Два ключевых изменения касаются системы це-

жившейся к текущему моменту, а методом бенчмаркинга (сравнения) со стоимостью наиболее эффективного альтернативного теплоснабжения для потребителя, замещающего централизованное теплоснабжение (цена «альтернативной котельной»). То есть, стоимость централизованного теплоснабжения для потребителя не должна быть дороже перехода на собственные источники генерации тепла.

Методология и порядок расчета предельного уровня цены на тепловую энергию утверждены постановлением Правительства России от 15.12.2017 № 1562 и едины для всей страны. Используемые в расчете технико-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей описывают ключевые параметры альтернативного

способа теплоснабжения на основе наилучших доступных технологий для потребителя – современного жилого квартала. Эти параметры устанавливаются с учетом дифференциации в зависимости от региональных особенностей (по видам топлива, по температурным зонам и сейсмическим районам, по территориям, относящимся и не относящимся к территориям распространения вечномерзлых грунтов, по расстоянию на транспортировку оборудования для строительства котельной, по поселениям, городским округам, по экономическим районам России), а также учитывают капитальные затраты на строительство новых современных котельных и тепловых сетей.

Такой подход к определению предельного уровня цены принципиально отличается от текущей сложившейся за долгие годы системы тарифообразования в сфере теплоснабжения, основанной на методе «затраты плюс» (чем выше затраты, тем выше тариф). Поэтому некоторые субъекты теплоэнергетики продолжают по инерции ошибочно сравнивать параметры цены «альтернативной котельной» с параметрами реальной технологической системы теплоснабжения с текущей конфигурацией источников и тепловых сетей, и сложившейся структурой потребления. Важно понимать, что смысл предельного уровня, равного цене «альтернативной котельной», не в том, чтобы трансформировать реальную технологическую систему в систему «альтернативной котельной», а в том, чтобы дать возможность сторонам договора (поставщику и потребителю) определять цены по соглашению сторон не выше стоимости альтернативного теплоснабжения для потребителя. То есть цена «альтернативной котельной» – это справедливая цена для потребителя, основанная на конкуренции

За последние 20 лет развитие центрального теплоснабжения пришло в упадок. Около 31 % источников тепла и 68 % тепловых сетей эксплуатируются с превышением нормативного срока службы

между централизованным и альтернативным способами теплоснабжения. Поскольку цена «альтернативной котельной» более универсальна, чем тарифы, она может от них отличаться как в большую, так и в меньшую сторону.

Если стоимость «альтернативной котельной» окажется ниже тарифов в населенном пункте, то тарифы будут заморожены, пока не сравняются с этим предельным уровнем. Если предельный уровень окажется выше действующих тарифов, будет составлен график их постепенного доведения до цены «альтернативной



Барнаульская ТЭЦ-3

Источник: myaltai.com

котельной» на 5–10 лет. Причем власти и теплоснабжающие организации могут применять дополнительный понижающий коэффициент к предельному уровню цены. Иными словами, региональным органам государственной власти предоставлены инструменты управления ценовыми и социальными факторами, позволяющие донастраивать новую модель функционирования системы теплоснабжения, чтобы не допустить необоснованного роста цен и тарифов на тепловую энергию, обеспечив при этом привлечение инвестиций в модернизацию и строительство объектов теплоснабжения, направленных на улучшение надежности и безопасности теплоснабжения наиболее эффективным способом.

Второй ключевой элемент реформы – система взаимоотношений. При переходе на новую модель в населенном пункте опре-

Анализ Минэнерго показал, что для 35,8 % населения тарифы на тепло могут быть заморожены, для 33,7 % их рост может составить 2–4 %, еще для 15,5 % рост тарифов оценивался в 4–6 %

деляется единая теплоснабжающая организация (ЕТО), которая отвечает за работу всех элементов системы теплоснабжения в зоне своей деятельности: производство, транспортировку и сбыт тепловой энергии. Если ЕТО не владеет на праве собственности или ином законном основании (например, при аренде или концессии) всеми объектами теплоснабжения на закрепленной за ней территории, она заключает договоры (договоры на услуги на передачу, договоры поставки и договоры о взаимодействии) с собственниками таких объектов. В одном населенном пункте может быть как одна, так и несколько ЕТО.

Институт ЕТО существовал в России и до начала реформы теплоснабжения, но реформа предполагает его существенные изменения. Единая теплоснабжающая организация уже не просто является единым закупщиком и поставщиком тепловой энергии в зоне своей деятельности, она становится основным центром ответственности за надежность и качество теплоснабжения: 1) перед каждым потребителем, за оптимизацию и развитие системы теплоснабжения; 2) перед государством и обществом. В этой связи ЕТО наделяется расширенными полномочиями по управлению системой теплоснабжения, при этом одновременно усиливается контроль, в том числе антимонопольный, за ее деятельностью и ее ответственность, как перед потребителями, так и перед властью. ЕТО получает возможность влиять на оптимизацию и развитие системы теплоснабжения. Цены на производимую тепловую энергию и цены на услуги по передаче между ЕТО и другими компаниями в зоне ее деятельности определяются по соглашению сторон – это обеспечивает непосредственную экономическую заинтересованность всех участников теплоснабжения к повышению

эффективности. ЕТО заключает договоры и с потребителями. Причем за отключения теплоснабжения и нарушение его качества (например, при низкой температуре теплоносителя) предусмотрены штрафы для ЕТО в виде существенного снижения платы за тепло для потребителя.

Внедрение новой модели теплоснабжения является добровольным для населенных пунктов. Оно происходит на основе совместного заявления органов местного самоуправления и ЕТО, в зоне деятельности которой или которых находится 50 % и более мощности генерации тепла. Эта заявка проходит одобрение регионального парламента и губернатора, затем направляется в Минэнерго, проходит согласование Минстроя и Федеральной антимонопольной службы, после чего может быть утверждена правительством.

Если правительство принимает решение о переходе в ценовую зону теплоснабжения, заключается соглашение между местными органами власти и ЕТО о реализации схемы поставок тепла для населенного пункта. В этом соглашении прописываются обязательства и ответственность ЕТО по реализации инвестиционных проектов, права и обязанности сторон. Также формируется долгосрочный график изменения цены тепловой энергии.

Тарифные последствия

При обсуждении реформы теплоснабжения наибольшие опасения вызывал возможный рост цен и тарифов на тепловую



Барнаульская ТЭЦ

Источник: duma-barnaul.ru



Саранская ТЭЦ-2

Источник: Александр Труднов / photoshare.ru

энергию. Анализ ценовых последствий, проведенный Минэнерго в 2017 году на примере 512 муниципальных образований показал, что для 35,8 % населения тарифы на тепло могут быть заморожены, для 33,7 % их рост может составить 2–4 %, еще для 15,5 % рост тарифов оценивался в 4–6 %, а в оставшихся 15 % муниципальных образований рост тарифов оценивается в более чем 6 % в год от базового уровня тарифа.

На основе опыта первых муниципальных образований уже можно сказать, несмотря на все высказанные опасения: переход в ценовую зону теплоснабжения проходит без так называемой «шоковой терапии». Негативных ценовых последствий, которые рассматривались как главный фактор риска, не отмечено. Ценовых потрясений нет даже в условиях значительной разницы текущего тарифа и цены «альтернативной котельной».

Этого удастся избежать благодаря тому, что законодательством обеспечены этапность перехода и регламентированы механизмы взаимодействия бизнеса и власти. Выполняется принцип добровольности вступления в ценовую зону теплоснабжения. Практически все риски, связанные с повышением цены «альтернативной котельной», могут быть сняты нормативным образом – для этого предусматриваются различные механизмы сглаживания ценовых последствий.

Например (по городам, по которым уже закончился переход в ценовую зону теплоснабжения):

- в г. Рубцовск (Алтайский край) ЕТО приняло на себя обязательства по соглашению о реализации схемы теплоснабжения с органом местного самоуправления о том, что цены для потребителей не вырастут выше инфляции. При изначальной разнице между тарифом и ценой «альтернативной котельной» около 34 %;
- в р. п. Линево (Новосибирская область) рост цен предполагается не выше инфляции, увеличенной на 3,5 %. Изначальная разница между тарифом и ценой «альтернативной котельной» около 25 %;
- в г. Барнаул (Алтайский край) изначальная разница между утвержденным тарифом и расчетной ценой «альтернативной котельной» составляет около 50 %. При этом предлагается ежегодный рост цен не выше инфляции, увеличенной на 2 %;
- в г. Ульяновск (Ульяновская область) переход в ценовую зону теплоснабжения позволит «заморозить» на 2020 год цены на тепловую энергию для потребителей, на которых приходится около 50 % объема отпуска тепловой энергии в городе. При этом в среднем цена на тепло не вырастет более, чем на инфляцию.

Переход указанных муниципальных образований привел к кратному увеличению инвестиций в развитие систем теплоснабжения относительно текущего уровня, в том числе:

- в г. Рубцовске ЕТО уже проинвестировало более 2 млрд руб.;
- в р. п. Линево ЕТО инвестирует 0,8 млрд руб.;
- в г. Барнауле ЕТО инвестирует около 8 млрд руб.;
- в г. Ульяновске ЕТО инвестирует около 8 млрд руб.

Чтобы облегчить региональным и местным органам власти, а также единым теплоснабжающим организациям оценку ценовых последствий внедрения новой модели рынка тепла, на сайте Минэнерго России работает «Калькулятор расчета стоимости тепла по методу «альтернативной котель-



Сакмарская ТЭЦ, Оренбург
Источник: tesiaes.ru

ной». На текущий момент на калькуляторе сделано более 111,3 тысяч расчетов. Также Минэнерго России разместило на сайте шаблоны расчета цены «альтернативной котельной», которые могут использовать органы регулирования тарифов.

Первые выводы

В 2018–2019 годах Правительство России одобрило переход в ценовую зону теплоснабжения четырех муниципальных образований – города Рубцовск, рабочего поселка Линево, Барнаула и Ульяновска. В течение первых месяцев 2020 года были приняты решения еще по трем городам – Оренбургу, Красноярску и Канску (Красноярский край). Причем Красноярск стал первым «миллионником», который будет

внедрять новую модель рынка тепла. Минэнерго уже внесло в правительство заявки на переход к новой ценовой модели рынка тепла городов Прокопьевск, Владимир и Самара, население последнего также превышает один миллион человек. Кроме того, на рассмотрении в федеральных органах власти находятся заявки Тольятти, Новокуйбышевска и Усолье-Сибирское.

Опыт первых ценовых зон теплоснабжения подтверждает наличие запроса регионов на модернизацию систем теплоснабжения, на повышение надежности и качества, на создание долгосрочных стабильных правил в отрасли. В ценовых зонах теплоснабжения ожидается кратный рост инвестиций относительно текущего уровня. Суммарный объем инвестобязательств ЕТО в муниципалитетах, для которых одобрен переход к целевой модели рынка тепла, составляет около 46 миллиардов рублей. Инвестиции будут осуществляться на основании схем теплоснабжения городов в течение 5–10 лет.

Инвестиции в основном планируются в модернизацию или строительство тепловых сетей как основной источник низкой эффективности и низкой надежности теплоснабжения. Причем, если состояние магистральных тепловых сетей можно признать более-менее удовлетворительным, то распределительные тепловые сети по большей части выработали свой ресурс и нуждаются в масштабной замене. Инвестиции на модернизацию и строительство новых тепловых сетей в ценовых зонах теплоснабжения составляют более 50 % от общих инвестиций в модернизацию теплоснабжения.

В настоящее время еще преждевременно говорить о массовом улучшении основных показателей в сфере теплоснабжения первых ценовых зон теплоснаб-

Опыт первых ценовых зон теплоснабжения подтверждает запрос регионов на модернизацию систем теплоснабжения, повышение ее надежности и создание долгосрочных стабильных правил в отрасли

жения, поскольку обновление основных производственных фондов, модернизация теплосетевой инфраструктуры, реализация мероприятий по существенному повышению надежности теплоснабжения, по сути, являются долгосрочными процессами, полный эффект от реализации которых будет получен в течение инвестиционного периода.

Суммарный объем инвестобязательств ЕТО в муниципалитетах составляет около 46 млрд рублей. Инвестиции будут осуществляться на основании схем теплоснабжения городов в течение 5–10 лет

Согласно имеющейся в Минэнерго России информации, заявки на внедрение новой модели рынка тепловой энергии обсуждают не менее 36 населенных пунктов. Ожидаемый совокупный объем инвестиций по ним составит не менее 167,3 млрд рублей.

Самарская ТЭЦ



Источник: iwphoto.ru

В 2020 году, кроме Оренбурга, Красноярска, Канска, Прокопьевска, Владимира, Самары, Тольятти, Новокуйбышевска и Усолье-Сибирское ожидаются обращения о переходе в ценовую зону теплоснабжения еще от 18 городов: Балаково, Иваново, Инты, Йошкар-Олы, Кирово-Чепецка, Медногорска, Нижнего Новгорода, Новочебоксарска, Перми, Саранска, Сосногорска, Ухты, Чайковского, Чебоксар, а также Черногогорска, Абакана, Белово и Бийска.

Несмотря на положительную динамику перехода муниципальных образований к ценовым зонам теплоснабжения, скорость этого процесса, по мнению Минэнерго, недостаточная, если учитывать наметившуюся тенденцию к ухудшению надежности теплоснабжения в стране.

Согласно данным Ситуационно-аналитического центра Минэнерго России, продолжает расти количество технологических нарушений, аварий в регионах страны. В 2017 году было зафиксировано 99 технологических нарушений в 33 регионах, в том числе 74 случая – с прекращением теплоснабжения потребителям. Прекращение теплоснабжения затронуло около 726,5 тысяч человек, в результате аварий один человек погиб. В 2018 году отмечено уже 162 случая технологических нарушений в 43 регионах, из них 105 – с прекращением

теплоснабжения (около 922,1 тысяч человек, в результате аварий 4 человека погибло). В 2019 году зафиксировано 163 случая технологических нарушений в 43 регионах, из них 131 – с прекращением теплоснабжения (около 1,1 млн человек, в результате аварий 5 человек погибло). Наблюдается существенный рост количества технологических нарушений в Дальневосточном федеральном округе (+33 % роста в 2019 году по сравнению с 2017-м), Сибирском – рост в 4,6 раза, Уральском – рост в 4,3 раза, Приволжском – рост в 1,9 раза.

Для ощутимого изменения этой ситуации требуются значительные инвестиции, инструментом по привлечению которых на сегодняшний момент и является новая модель рынка тепла.

«альтернативной котельной» (в первую очередь таких параметров как этажность застройки жилых кварталов, мощность «альтернативной котельной», плотность социальной инфраструктуры в жилых кварталах, региональные особенности формирования отдельных статей затрат и т. п.). Также есть запрос на преодоление рисков, связанных с действием института индекса платы граждан за коммунальные услуги, а также на ревизию мер социальной поддержки по оплате ЖКУ (повышение адресности таких мер и их достаточности с упрощением процедур реализации).

На сегодняшний момент у Минэнерго есть понимание низкой просвещенности как органов власти, так и населения о новой модели рынка тепла.



Красноярская ТЭЦ-3

Источник: energybase.ru

В соответствии с Федеральным законом № 279, давшим старт реформе рынка тепла, после 1 июля 2020 года будет проводиться анализ функционирования первых ценовых зон теплоснабжения. При необходимости будут приниматься меры по совершенствованию условий их работы, чтобы ускорить применение новой модели рынка тепла на территории регионов.

Некоторые предварительные выводы можно сделать уже сейчас, на основании информации, предоставленной региональными властями. Прежде всего, существует запрос регионов на пересмотр технико-экономических параметров расчета цены

Со стороны единых теплоснабжающих организаций, заинтересованных в переходе на новую модель рынка тепловой энергии, есть запрос на упрощение порядка отнесения поселения к ценовой зоне теплоснабжения.

Полученные предложения будут прорабатываться Минэнерго в рамках дальнейшей работы по проведению реформы теплоснабжения. В частности, с привлечением Минэкономразвития и ФАС, планируется провести углубленный анализ сложившейся практики. Кроме того, продолжается проведение обучающих семинаров для регионов с обсуждением новой модели



Орская ТЭЦ-1

Источник: sdelanounas.ru

рынка тепла, в том числе с учетом опыта регионов, реализовавших переход в ценовые зоны теплоснабжения. Минэнерго на постоянной основе оказывает содействие и информационную поддержку органам местной и региональной власти в принятии совместного решения о переходе на новую модель страны.

Одновременно с внедрением нового подхода Минэнерго разрабатывает нормативную базу, направленную на улучшение экологической обстановки в городах. В частности, готовятся изменения требований к разработке схем теплоснабжения, расширяющих перечень обязательных направлений работ для муниципалитетов.

Так, при разработке и актуализации схемы теплоснабжения необходимо будет проанализировать текущий и перспективный объем выбросов и концентрацию загрязняющих веществ в приземных слоях атмосферы (от 0,5 до 30 метров от уровня земли). Будет добавлена оценка снижения объема и массы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, необходимые мероприятия для минимизации воздействий на окружающую среду. Производить оценку выполнения этих требований будут местные органы власти при рассмотрении и утверждении проектов схем теплоснабжения.

Таким образом, схема теплоснабжения будет комплексным документом перспек-

По данным Минэнерго, заявки на внедрение новой модели рынка тепла обсуждают примерно в 36 населенных пунктах. Ожидаемый объем инвестиций по ним составит не менее 167,3 млрд рублей

тивного планирования и развития системы поставок тепла для населенного пункта.

Мы входим в новую эру отношений в теплоснабжении, когда основными критериями принятия управленческих и инвестиционных решений развития системы теплоснабжения – наравне с надежностью, эффективностью и экономичностью обеспечения граждан теплом – становятся критерии экологичности производимой и поставляемой тепловой энергии. Забота о здоровье граждан Российской Федерации является приоритетом в принятии безусловно всех решений при формировании и реализации государственной политики в любой сфере взаимоотношений, теплоснабжение здесь не является исключением.

Финансовые методы управления рисками при использовании ВИЭ

Financial risk management for using renewable energy

УДК 658.5: 621.311.2

Людмила Вениаминовна НЕФЕДОВА
Ст. науч. сотрудник, к. г. н.,
МГУ им. М.В. Ломоносова
e-mail: nefludmila@mail.ru

Александр Алексеевич СОЛОВЬЕВ
Проф., д. ф.-м. н., МГУ им. М.В. Ломоносова
e-mail: rsemsu@mai.ru

Ludmila NEFEDOVA
S. researcher, Can. Geog. Sc, Lomonosov MSU
e-mail: nefludmila@mail.ru

Alexander SOLOVYEV
Prof., Dr. Sci. Phys-Math, Lomonosov MSU
e-mail: rsemsu@mai.ru

Ветровая генерация на Канарских островах

Источник: endesa.com



Аннотация. Статья посвящена проблемам риск-менеджмента в возобновляемой энергетике в мире и в России. Составлен реестр рисков в этой области энергетики с выделением внутренних и внешних рисков. Подробно рассмотрены финансовые методы управления рисками. Анализ зарубежных исследований по применению математических методов управления рисками показал высокую перспективность использования метода анализа сетей (ANP) в возобновляемой энергетике. Приведены примеры новых форм риск-менеджмента, таких как использование погодных деривативов, климатическое моделирование, интегрированные многорисковые контракты и др.

Ключевые слова: энергетика, риск-менеджмент, реестр рисков, ресурсные риски, инвестиционные риски, возобновляемые энергоресурсы, ветроэнергетика, гелиоэнергетика.

Abstract. The article is devoted to the problems of risk management in renewable energy in the world and in Russia. A register of risks has been compiled, highlighting internal and external risks. The financial methods of risk management are examined in detail. An analysis of foreign studies on the application of mathematical methods of risk management showed a high potential for using the network analysis method (ANP) in renewable energy. Examples of new forms of risk management, such as the use of weather derivatives, climate modeling, integrated multi-risk contracts, etc.

Keywords: energy, risk management, risk register, resource risks, investment risks, renewable energy resources, wind energy, solar energy.



**В 2000–2019 годах
суммарная мощность
электростанций на ВИЭ
увеличилась более
чем в 22 раза с 56 ГВт
в 2000 году до 1246 ГВт
в 2019 году**

Современное состояние возобновляемой энергетики показывает то значительное место, которое данная отрасль заняла на мировых энергетических рынках. Установленные суммарные мощности энергообъектов на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) и вырабатываемые ими объемы электроэнергии уже позволяют говорить о создании нового энергетического перехода, занимая все более важное место в энергокомплексах многих стран мира.

В период 2000–2019 годов суммарная мощность электростанций на ВИЭ (солнечная, ветровая и энергия биомассы, без учета традиционной гидроэнергетики) увеличилась более чем в 22 раза с 56 ГВт в 2000 году до 1246 ГВт в 2019 году. За 2018 год было введено в строй более 180 ГВт мощностей на ВИЭ, в том числе – 100 ГВт солнечных фотоэлектрических установок. В мире теперь ежегодно вводится больше мощностей возобновляемой энергетики (около 67 % в 2018 г.), чем всех новых проектов на ископаемых видах топлива. К 2019 году суммарная мощность электростанций на ВИЭ в мире составила 1246 ГВт, в т. ч. ветроэнергетика – 591 ГВт, гелиоэнергетика – 505 ГВт. Ветроэлектростанции (ВЭС) работали более чем в 90 странах, в 24 странах выработка ветроэнергетики обеспечивала до 5 % суммарного энергопотребления, а в 13 странах – более 10 %. Девять стран теперь имеют более 20 % солнечной фотоэлектрической и ветровой генерации в своем энергобалансе. В 17 странах мощность возобновляемой энергетики (без учета крупных ГЭС) превышает 10 ГВт, а в 45 странах превышает 1 ГВт. Во всей Африке и в развивающейся Азии почти 150 миллионов человек получили доступ к электричеству, используя автономные солнечные фотоэлектрические системы [1].



Ветровые установки в пустыне Атакама вне города Калама, Чили

Источник: tifonimages / Depositphotos.com

Уже 17 стран имели к 2017 году мощность установок на солнечной энергии, достаточную для удовлетворения более 2 % спроса на электроэнергию, а для ряда стран характерны значительно более высокие показатели. За 2017 год в мире было введено в эксплуатацию 98,9 ГВт солнечных электростанций. Это на 29,3 % больше, чем в 2016 году. Объем инвестиций в гелиоэнергетику возрос в общем по миру лишь на 18 % по сравнению с предыдущим годом и составил в 2017 году 160,8 млрд долларов (рис. 1). Это связано со снижением капитальных затрат на солнечную энергетику. В 2017 году вводимые в строй фотоэлектрические системы были примерно на 25 % дешевле на мегаватт мощности, чем два

К 2050 году спрос на энергию вырастет на 62 %, это привлечёт в ВИЭ новые инвестиции в 13,3 трлн долл. На долю ветроэнергетики придётся 5,3 трлн долл., на долю солнечной – 4,2 трлн долл.

года назад. Общемировые инвестиции в возобновляемую энергетику в 2017 году составили 333,5 млрд долларов, что лишь на 3 % выше 2016 года. При этом 40 % всех инвестиций в использовании ВИЭ были произведены в Китае [2].

Согласно данным последнего доклада подразделения американской корпорации Bloomberg – BloombergNewEnergyFinance (BNEF), к 2050 году доля ветровой и солнечной энергии в мировом энергоснабжении вырастет с нынешних 7 % до 48 %. В документе BNEF под названием «Новый энергетический прогноз – 2019 г.» сообщается, что такие ожидания основаны на значительном снижении стоимости электроэнергии, произведённой за счёт использования этих двух источников, а также на работах по созданию новых типов накопителей энергии. В BNEF прогнозируют, что к 2050 году спрос на энергию вырастет на 62 %, что привлечёт в сектор возобновляемой энергетики новые инвестиции в объёме 13,3 трлн. долларов. На долю ветроэнергетики из этой суммы придётся 5,3 трлн долларов, на долю солнечной – 4,2 трлн долларов [3].

В России, благодаря государственным мерам поддержки системы договоров на предоставление мощности, произведенной с помощью ВИЭ, за последние два года произошел значительный прорыв ис-

пользования возобновляемых источников. В ветроэнергетике уже введены в строй три крупные ВЭС: Ульяновские ВЭС 1 и 2 (35МВт и 50 МВт) и Адыгейская ВЭС (150 МВт), ведется строительство ВЭС в Ставропольском крае, Мурманской, Ростовской областях. Создано отечественное производство компонентов ветроагрегатов и башен, что обеспечивает требуемый уровень локализации. В ряде регионов установлены

К 2020 году суммарная установленная мощность солнечных электростанций в России составила 1265,67 МВт. Только в 2019 году было введено в строй 568,5 МВт, то есть 45 % от их объема

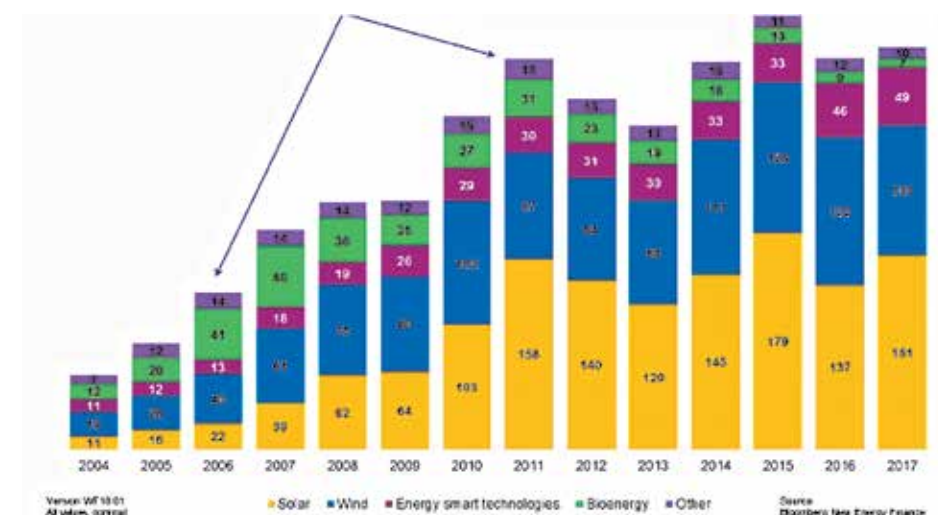
и эффективно работают солнечные фотоэлектрические станции, сертифицированные на рынке дополнительной мощности, как объекты ВИЭ. К 2020 году суммарная установленная мощность солнечных электростанций (СЭС) в России составила 1265,67 МВт. За 2019 год было введено в строй 568,5 МВт, т. е. 45 % от их объема. Группой компаний «Хевел» разработано и создано производство в Новочебоксарске (260 МВт в год) инновационных гетероструктурных солнечных модулей с повышенной

эффективностью и КПД более 22 %. Планы достижения в России запланированной к 2024 году мощности электростанций на ВИЭ в 4 ГВт определяются дальнейшим наращиванием инвестиций и уровнем локализации производства. Интенсивность инвестиционных потоков определяется уровнем надежности капиталовложений в возобновляемую энергетику, связанную с состоянием разработки методов управления рисками в данной отрасли.

Цели и задачи исследования

Активизация процесса освоения ВИЭ в России требует изучения рисков, возникающих при создании и эксплуатации энергообъектов, а также анализа основных методов управления ими, применимыми в возобновляемой энергетике. Последние годы, благодаря наличию обширного фактического материала по объектам на ВИЭ, зарубежными исследователями активно разрабатывается тематика методов риск-менеджмента в возобновляемой энергетике. Для России большое значение имеет решение проблемы непостоянства необходимых ресурсов для обеспечения рентабельности проекта, вызванного неравномерностью распределения энергопотенциала ВИЭ во времени и пространстве [4]. Проведенный анализ проблем освоения ВИЭ в нашей стране свидетельствует о необходимости методических разработок управления возможными рисками для безопасного и экономически эффективного использования данных энергоисточников.

Рис. 1. Динамика общемировых инвестиций в возобновляемую энергетику в 2004–2017 гг. по данным BNEF (млрд долл.) [2].



Реестр внешних и внутренних рисков

Для разработки методологии управления необходимо предварительно оценить возможные риски на всех стадиях развития проекта сооружения электростанций на ВИЭ. Их можно разделить на внешние риски (не зависящие от исполнителя проекта) и внутренние (связанные с деятельностью исполнителя проекта) [5, 6]. Составленный нами реестр основных рисков представлен в таблице 1. При этом необходимо отметить, что ресурсные и экологические риски имеют как внутреннюю, так и внешнюю составляющие. Риск дефицита необходимых ресурсов для обеспечения рентабельности проекта обусловлен неравномерностью распределения энергопотенциала ВИЭ

относятся и возможные последствия для окружающей среды из-за аварийных ситуаций на энергообъектах ВИЭ.

Риск-менеджмент в возобновляемой энергетике

Инвесторы принимают решения о поддержке проектов на ВИЭ на основе анализа будущих доходов и оценки основных рисков, которые могут потенциально повлиять на проект. Объемы и условия финансирования находятся в тесной связи с тем, насколько высок уровень риска проекта и какие существуют инструменты для их снижения. Таким образом, возможности получения необходимых инвестиций и кредитов на проекты возобновляемой энергетики зависят от эффективности управления



National Renewable Energy Lab, США

Источник: Flickr.com

во времени и пространстве. Однако проведение дополнительных измерений, точный подбор параметров энергоустановок, позволяющих получить наиболее высокий $K_{инт}$, значительно снижают данный вид рисков. Природные и экологические риски связаны с возможностью катастрофических явлений (ураганов, ливней, снегопадов, смерчей, землетрясений). К данному виду рисков

рисками в этой отрасли. Для объектов возобновляемой энергетики необходим учет рисков на всех этапах разработки проекта: при подготовке технико-экономического обоснования, при проектировании, при организации инвестирования и проведении тендеров, непосредственно при строительстве, а также на этапе функционирования. В настоящее время различают качествен-

ную и количественную оценку рисков. Качественный анализ предполагает выявление:

- источников риска;
- этапов и работ, при выполнении которых возникает риск (установление потенциальных зон риска, изменение риска в динамике, выявление всех положительных и отрицательных моментов, связанных с реализацией решения, содержащего риск).

Количественная оценка позволяет:

- выявить математическую вероятность возникновения обнаруженных рисков;
- определить значения потерь (или прибыли) от действий в рисковомой ситуации, которые будут являться объектом дальнейшего анализа для принятия решения об управлении рисками;
- определить степень влияния различных факторов на рисковую ситуацию;
- подготовить оптимальный план управления проектом на ВИЭ в рисковомой ситуации.

Анализ опыта зарубежных проектов на ВИЭ показал, что при решении задач

При сооружении энергообъекта ВИЭ, распределение риска между участниками проекта является действенным способом его снижения. Риск распределяется между владельцем, инвестором и исполнителем

риск-менеджмента можно выделить нефинансовые и финансовые механизмы управления рисками. Нефинансовые методы направлены преимущественно на действия исполнителя проекта для предотвращения или уменьшения потерь внутренних рисков при технологическом процессе работы объекта. Они включают в свой состав технические меры уменьшения вероятности наступления негативных событий или минимизации потери. Кроме того, они предполагают разработку комплекса мер по оптимальному построению технологических процессов

Таблица 1. Реестр основных видов рисков при освоении ВИЭ

Внешние риски – не зависящие от девелопера проекта	
Виды рисков	Наименование рисков
Политические риски	Политическая нестабильность, изменение таможенной политики, риск географической нестабильности и государственного неподчинения обязательствам.
Регулировочные риски	Риски изменения тарифного и экологического регулирования; регулирования в области безопасности; специфические налоговые риски; риски антимонопольного регулирования. Риски, связанные с ограничениями в подсоединении, управлении сетью.
Рыночные риски	Риск недополучения прибыли, риск изменения стоимости капитала, риск влияния крупных транзакций на параметры рынка, финансово-экономические, изменение конъюнктуры рынка, цен на топливо.
Валютные риски	Риски, связанные с изменением или нестабильной валютой неблагоприятно влияют на стоимость инвестиций и возникают, когда есть валютное несоответствие активов (доходов) и обязательств (долговое финансирование).
Ресурсные риски	Риск, связанный с высокой пространственно-временной изменчивостью потенциала различных видов ВИЭ, неопределенностью, связанной с его доступностью, с будущей ценой возобновляемых источников энергии.
Природные и экологические риски	Риски, связанные с возможностью катастрофических явлений (ураганов, ливней, снегопадов, смерчей, землетрясений).
Внутренние риски – определяются деятельностью девелопера проекта	
Стратегические (управленческие) риски	Разработка и воплощение неверных бизнес-решений, неспособность управленческого аппарата принимать правильные решения с учётом изменений внешних факторов.
Операционные риски	Возникновение отклонений в информационных системах и системах внутреннего контроля; связанные с недостаточностью систем контроля; риски, связанные с ошибками людей.
Технологические и технические риски	Непреднамеренные сбои в работе, неверный выбор технологического оборудования, нарушения технологических процессов, нерегулярные профилактика и ремонт оборудования, потери в результате сбоев и поломок.

и отдельных операций, например охранные и предупредительные мероприятия. Нефинансовые методы также включают правовые мероприятия по разработке и утверждению соответствующих нормативных документов, которые регламентируют определённые ситуации, возлагают ответственность за нарушение или ненадлежащее исполнение возложенных обязанностей. В это направление включено и обучение персонала, так как в основе риска часто лежит человеческий или субъективный фактор.



Солнечные панели в Мексике
Источник: enelrussia.ru

Анализ финансовых методов управления рисками

В финансовых методах управления рисками в возобновляемой энергетике можно выделить три основные стратегии: принятие, распределение и перенос риска. Принятие обычно означает, что предприниматель берет под свою ответственность весь риск или часть рисков. В этом случае, предприниматель принимает решение о покрытии возможных потерь в результате свершения рискованного события за счет собственных средств, например, самострахование (создание им собственных страховых фондов, которые предназначены для покрытия убытков), компенсация (покрытие риска за счет текущего денежного потока), резервирование (создание фонда средств на покрытие непредвиденных расходов) [7].

При сооружении энергообъекта на ВИЭ, распределение риска между участниками проекта является действенным способом его снижения. Он заключается в распределении риска между владельцем, инвестором и исполнителем проекта. Отношения между владельцем и исполнителем проекта в большинстве случаев основаны на системе договоров. Поэтому при заключении договора подряда заранее оговариваются все штрафные санкции, которые будут применены к подрядчику за невыполнение им обязательств. Тем самым, риск будет распределен между участниками договора и некоторым образом компенсирован. Анализ опыта зарубежных проектов на ВИЭ показывает, что наиболее применимыми являются такие методы снижения рисков, как долгосрочные соглашения о закупке электроэнергии, контракты на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также передача части рисков третьим лицам.

Вопрос о том, какой риск следует принимать на себя, является одним из самых сложных и важных в практике риск-менеджмента. Современное понимание риск-менеджмента базируется на так называемой «концепции приемлемого риска», согласно которой основной целью процесса управления является придание максимальной устойчивости всем видам деятельности компании путем удержания совокупного риска (ожидаемого уровня потерь) в заданных стратегией развития пределах [7].

Для точных прогнозов доходности с учетом рисков, владельцы ветроэлектростанций должны сочетать в портфеле оценки выработки для ВЭС с прогнозами цен на электроэнергию на рынке фьючерсов

Перенос риска предполагает страхование сооружений ВИЭ, их работы и выдачи гарантированной мощности. Страхование позволяет разработчику проекта компенсировать потери, которые могут возникнуть в случае негативных последствий существующих рисков. К рискам, принимаемым



National Renewable Energy Lab, США

Источник: Flickr.com

страховыми компаниями, относятся обычно риски, разработанные для традиционных отраслей промышленности. Сюда относятся: технологические (выход из строя оборудования), организационные (задержки в поставках), природно-климатические (стихийные бедствия), человеческие, а также частично юридические и финансовые риски.

Для получения точных прогнозов доходности с учетом рисков, владельцы ветроэлектростанций должны сочетать в своем портфеле оценки выработки для ВЭС с прогнозами цен на электроэнергию на рынке фьючерсов. С помощью программных продуктов MATLAB®, аналитики Horizon Wind Energy (ныне EDP Renewables) – компании, владеющей 18 ВЭС в разных районах США – в 2015 году разработали автоматизированную систему по прогнозированию рисков, которая учитывает в своей работе многолетние данные, текущие цены и прогнозы экспертов. Климатическая изменчивость частично предсказуема и является фунда-

ментальным фактором для финансового риска в проектах в области возобновляемых источников энергии. Последние годы разрабатывается методология оценки риска, учитывающая прогнозируемость климата. В работе [9] описана методика по снижению риска путем моделирования предсказуемых компонентов солнечной радиации и атмосферных колебаний. Была разработана новая модель прибыли, учитывающая эту предсказуемую климатическую информацию. Модель была адаптирована для оценки рисков инвестиций и нашла применение в более чем 10 географических районах Чили, где климат сильно зависит от трех океанских атмосферных колебаний (южное колебание Эль-Ниньо, южный кольцевой режим, и диполя в Индийском океане). Использование модели в этих регионах позволяет снизить ежемесячный финансовый риск на 60–81 % по сравнению с традиционной методологией. Моделирование океанско-атмосферных колебаний

Для оценок рисков и математического анализа решений наиболее широко применяются методы моделирования стохастических процессов Монте-Карло и метод анализа сетей, разработанный Томасом Саати

позволяет добиться наибольшего снижения рисков для южных районов страны, с экстремальными климатическими условиями. Данная методология потенциально применима к гидроэнергетическим, ветровым и другим возобновляемым ресурсам и позволяет исключить прогнозные компоненты климата из расчета риска проекта.

В количественных методах риски в основном измеряются с помощью дисперсии или распределения плотности вероятности технических и экономических параметров. Полуколичественные методы, такие как

анализ сценариев и многокритериальный анализ решений, могут учитывать и нестатистические параметры, такие как социально-экономические факторы [10,11]. Для оценок рисков и математического анализа решений наиболее широко применяются методы моделирования стохастических процессов Монте-Карло [12] и метод анализа сетей (Analytical Network Process), разработанный Томасом Саати [13]. Метод используется для оценки ключевых факторов риска и анализа последствий выбранных альтернативных решений. Также МАС позволяет внедрять различные факторы и критерии – материальные и нематериальные – которые характеризуют оценку рисков. Данный метод позволяет определить, какая из стратегий является приоритетной в общем процессе оценки рисков, а также, какая стратегия управления наиболее приемлема для группы и отдельных рисков. С использованием ANP проведена классификация рисков и выявлены приоритетные методы их регулирования в процессе всего жизненного цикла ВЭС [14]. Использование метода анализа сетей позволяет также проводить оценку рисков для выбора стратегии риск-менеджмента:

принятие, перенос или уменьшение риска [15]. Эмпирические данные в специально построенной стохастической имитационной модели были получены на основании оценки инвестиций в ВИЭ малых островных государств [16]. Смешанное целочисленное линейное программирование использовано для представления и оптимизации рентабельности многоэлементной, многопериодной и пространственно-явной цепи поставок на основе биомассы для производства биоэтанола и биоэлектричества, где одновременно учитываются несколько технологий преобразования. Структура моделирования включает в себя культивацию биомассы, транспортировку, конверсию, распределение и конечное использование в транспортных средствах альтернативного топлива [17].

Далеко не все виды рисков, присущие для объектов возобновляемой энергетики, подлежат страхованию. Страховые компании, как правило, покрывают только те риски, по которым может быть оценена вероятность наступления страхового

Далеко не все виды рисков, присущие для объектов ВИЭ, подлежат страхованию. Ряд рисков, например, изменение законодательства и экономического климата, обычно выходят за рамки страхования

случая, оценен размер возможного ущерба и вычислена соответствующая страховая премия. Ряд факторов риска, характерных для работы проектов на ВИЭ, и в первую очередь, изменение законодательства и экономического и политического климата в стране, обычно выходят за рамки страхования. Это касается отдельных проектов с использованием новых технологий возобновляемой энергетики, реализация которых не отвечает базовым требованиям страховых компаний. В связи с этим, многие проекты в области возобновляемой энергетики имеют высокий уровень риска, что снижает перспективы инвестирования и получения кредитов со стороны банков.

Новые формы управления рисками в возобновляемой энергетике

Анализ действующих проектов на ВИЭ показывает, что ряд крупных исполнителей активно используют и альтернативные инструменты передачи риска, адаптированные для возобновляемой энергетики. Рассмотрим альтернативные механизмы передачи риска, которые могут повысить инвестиционную привлекательность проектов возобновляемой энергетики.

Погодные деривативы. В течение многих десятилетий, единственной возможностью снизить погодные риски было их страхование. Лишь в конце 90-х годов прошлого века появилось такое понятие, как «срочный контракт на погоду», который в настоящее время интенсивно используется иностран-



Солнечная электростанция в Мугур-Аксы, Россия

Источник: ГК «Хевел»



Бугульчанская СЭС, Россия
Источник: ПАО «Фортум»



Майминская СЭС, Россия

Источник: ГК «Хевел»

ными компаниями для снижения риска, связанного с изменениями погодных условий. Ресурсные погодные риски влияют на надежность работы большинства систем возобновляемой энергетики и, следовательно, на получение запланированной прибыли. Погодные деривативы – это финансовые фьючерсные контракты, выплаты по которым напрямую зависят от погодных условий: количества солнечных дней, колебания скорости ветра и количества осадков, отклонения от заданного значения температуры.

В настоящее время ряд международных и финансовых институтов (Deutsche Börse, Entergy-KochTrading, Merrill Lynch Global Commodities и др.) уже используют индексы выработки ветряной электроэнергии, основанные на сопоставлении кривых мощности типичных ветрогенераторов и среднесезонных показателей скорости ветра в конкретных регионах. Фирма, владеющая ВЭС может приобрести годовой фьючерс или опцион, фиксирующий определенное значение индекса. В случае, когда скорость ветра становится ниже данного значения, компания получает компенсацию от продавца опциона, тем самым снижая риск финансовых потерь. Таким образом, девелоперы проектов на ВИЭ могут застраховать (застраховать) свои риски в случае наступления для них неблагоприятного события, однако отказываются от сверхприбыли в случае наступления благоприятного события. Растущее производство электроэнергии из возобновляемых источников энергии в последние годы, в сочетании с неопределенностью погодных условий в Германии и Австрии, привели к росту рисков компаний-производителей

гоприятного события, однако отказываются от сверхприбыли в случае наступления благоприятного события. Растущее производство электроэнергии из возобновляемых источников энергии в последние годы, в сочетании с неопределенностью погодных условий в Германии и Австрии, привели к росту рисков компаний-производителей

Компания может приобрести годовой фьючерс или опцион, фиксирующий определенное значение индекса выработки ветроэнергии. Когда скорость ветра становится ниже, компания получает компенсацию

энергии при увеличении числа ВЭС. Биржа EEX в 2016 году предложила эффективный инновационный инструмент хеджирования для управления рисками в виде фьючерсов (погодных деривативов). В качестве базового актива фьючерса на ветряную энергию EEX используется индекс ветра,

рассчитываемый EuroWind. Модель меняется каждые 15 минут, исходя из данных метеорологической службы, расположенной в Германии. Регулирование торговли ведется в соответствии с правилами MiFID, как и других деривативов в зоне ЕС [18]. Оценивая годовое производство электроэнергии по проекту с помощью индекса ветра соответствующего региона, возможен прогноз долгосрочного ожидаемого выхода энергии. Очевидно, что с увеличением доли возобновляемых источников энергии в глобальном масштабе появятся фьючерсы и на выработку гелиоэнергетических станций.

чительно ниже страховых тарифов. Кроме этого, данные соглашения могут включать в себя риски, которые, как правило, не покрываются страховыми компаниями (политические и деловые риски, колебания валютного курса и цен на товары). Понятие «рисковый капитал» включает в себя различные схемы финансирования непредвиденных убытков, которые применяются в качестве альтернативы традиционному страхованию. Рисковый капитал может принимать форму опционов, конвертируемого долга, гибридных ценных бумаг и привилегированных акций. Залог акций позволяет разработчику проекта использовать



Солнечная электростанция «Нива». Астраханская область, Россия

Источник: ГК «Хевел»

К новым формам управления финансовыми рисками в возобновляемой энергетике можно отнести также интегрированные многорисковые контракты, рискованный капитал, залог акций, валютный своп и секьюритизация кредитов [5]. Многорисковые контракты позволяют компаниям комбинировать различные риски, присущие конкретному проекту. Вероятность того, что несколько событий произойдут одновременно гораздо ниже вероятности того, что они произойдут по отдельности. Поэтому стоимость многорисковых контрактов зна-

часть принадлежащих ему акций в качестве средств обеспечения кредита. Кредитор может получить право собственности на акции только в случае неисполнения разработчиком проекта его обязательств по займу. Валютный своп – торгово-финансовая операция между двумя партнерами по обмену разнообразными финансовыми активами, с целью снижения или изменения характера рисков. В возобновляемой энергетике применяются обычно договоры валютного свопа в международных проектах, когда изменение валютного курса играет важ-



Майминская СЭС, Россия

Источник: ГК «Хевел»

Основным препятствием для более широкого использования альтернативных методов управления финансовыми рисками возобновляемой энергетики в России является недостаток отраслевой информации

ную роль. Секьюритизация кредитов – привлечение финансирования путём выпуска ценных бумаг, обеспеченных активами, генерирующими стабильные денежные потоки. Это позволяет провести преобразование нерыночных активов в рыночные ценные бумаги. Так, в 2013 году компания SolarCity выпустила пакет ценных бумаг на сумму в 54 млн долларов, обеспеченных активами, включающими в себя солнечные станции, лизинг и долгосрочные контракты на поставку электроэнергии.

Основным препятствием для более широкого использования альтернативных методов управления финансовыми рисками в возобновляемой энергетике и разработки новых продуктов управления в России является недостаток отраслевой информации. Финансовый сектор требует более глубокого понимания отрасли возобновляемой энергетики, существующих в ней

технологий и операционных процессов. Для того, чтобы рассчитать премии за риск, страховые компании должны обладать полным объемом информации, позволяющим оценить вероятность наступления страхового случая, а также размер возможного ущерба от него. Решением проблемы может стать более тесное сотрудничество между разработчиками проектов возобновляемой энергетики и представителями финансового сектора. Поскольку возобновляемая энергетика является достаточно молодым сектором, многие отраслевые данные еще не получили широкого распространения среди специалистов других областей. Поэтому разработчики проектов должны инициировать передачу информации о своих технологиях и операционной деятельности представителям различных финансовых институтов. Данное сотрудничество должно помочь страховым компаниям, банкам и другим частным кредиторам лучше понять и изучить все риски, связанные с проектами возобновляемой энергетики.

Важным фактором снижения рисков и повышения кредитного рейтинга компании при создании объектов на ВИЭ и являются гарантии международных институтов и государственного сектора. Данные гарантии играют ключевую роль в снижении политического риска, так как на сегодняшний день традиционные страховые продукты не покрывают риски, связанные с изменением политической обстановки и законодательства в той или иной стране. Это имеет особенно большое значение при

финансировании проектов возобновляемой энергетики в развивающихся странах с высоким уровнем политического риска.

Резюмируя, можно отметить: высокий уровень риска проектов возобновляемой энергетики снижает их кредитоспособность и, следовательно, затрудняет получение заемного капитала. Фундаментальным требованием для привлечения финансирования является снижение рисков, которые имеют наибольшую вероятность негативного воздействия на проект. Сооружение энергообъектов на ВИЭ получает в настоящее время в России большую государственную поддержку, снижающую риски в работе электростанций, однако программа поддержки составлена лишь до 2024 года. В рамках разрабатываемой второй программы поддержки возобновляемых источников энергии на период 2025–2035 годов, возобновляемая энергетика должна стать полноправным участником рынка при условии повышения уровня локализации и воз-

Важным фактором снижения рисков и повышения кредитного рейтинга компании при строительстве объектов на ВИЭ являются гарантии международных институтов и государственного сектора

можности выхода на экспортный рынок. Поэтому особенно важна уже на современном этапе разработка и адаптация в российских реалиях существующей в зарубежной практике методологии управления рисками, при использовании всех видов возобновляемых источников энергии как для сетевого, так и для автономного энергоснабжения.

Использованные источники

1. *Renewables 2019. Global status report* // REN 21 / UNEP, Paris: REN 21 Secretariat, 2019, 336 p.

2. *Global trends in renewable energy investment 2017* / Frankfurt School-UNEP Centre / BNEF. Frankfurt am Main 2017, 18 p.

3. *New Energy Outlook 2019* / Bloomberg New Energy Finance, June 2019, 76 p.

4. Нефедова Л.В., Соловьев А.А. Анализ рисков освоения возобновляемых источников энергии в России // Проблемы анализа риска. 2015, Т. 12, № 6. С. 56–63.

5. *Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance*, IRENA, 2016, Abu Dhabi, 148 p.

6. Павлова О.С. Риск-менеджмент на российских энергетических предприятиях // Вестник научно-технического развития, 2011, № 6 (46). С. 34–43.

7. Ермасова Н.Б. Риск-менеджмент // – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2005. 240 с.

8. Fera M., Macchiaroli R., Fruggiero F. and A., Lambiase A. Risks Prioritization in Decision Making for Wind Energy Investments using Analytic Network Process (ANP) //International Journal of Applied Engineering Research ISSN 0973–4562 Volume 12, Number 10 (2017), 2567–2574 pp.

9. Cristian Bustos, David Watts, Marysol Ayala Financial risk reduction in photovoltaic projects through ocean-atmospheric oscillations modeling// Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 74, 2017, 548–568 pp.

10. Anastasia Ioannou, Andrew Angus, Feargal Brennan, Risk-based methods for sustainable energy system planning: a review // Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 74, July 2017, 602–615 pp.

11. Guido C., Guerrero-Liquet Juan Miguel Sánchez-Lozano Decision-Making for Risk Management in Sustainable Renewable Energy Facilities: A Case Study in the Dominican Republic// Sustainability 2016, v.8, 455 p.

12. Arnold U., Yildiz O. (2015). Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures – A Monte Carlo Simulation approach. Renewable Energy, 77, 227–239 pp.

13. Саати Томас Л. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: Аналитические сети. Пер. с англ. / Науч. ред. А.В. Андрейчиков, О.Н. Андрейчикова. – М.: Издательство ЛКИ, 2008. 360 с.

14. Fera M., Macchiaroli R., Fruggiero F. and Lambiase A. Risks Prioritization in Decision Making for Wind Energy Investments using Analytic Network Process (ANP) //International Journal of Applied Engineering Research, Volume 12, Number 10, 2017, 2567–2574 p.

15. Калинчик В.П., Кокорина М.Т. Оценка рисков генерации энергии из возобновляемых источников // Техніка в сільсько-господарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація, вып. 26, 2013, С. 225–230.

16. Dorman M., Jotzo F. Renewable Technologies and Risk Mitigation in Small. Island Developing States: Fiji's Electricity Sector, Renewable and Sustainable Energy. Reviews, 2015, Vol. 48, August 2015, 35–48

17. d'Amore, Federico &Bezzo, Fabrizio, 2017. «Managing technology performance risk in the strategic design of biomass-based supply chains for energy in the transport sector,» Energy, Elsevier, vol. 138(C), 563–574 p.

18. EEXWindPowerFutures // Режим доступа: <http://www.eex.com/en/products/energiewende-products/wind-power-futures/overview> (Дата обращения 10.03.2020).

Техническая политика нефтегазовой отрасли России: задачи и приоритеты

Technical policy of the oil and gas industry in Russia: tasks and priorities

УДК 338.242

Олег Валерьевич ЖДАНЕЕВ
Руководитель дирекции технологий ТЭК
ФГБУ «РЭА», к. ф.-м. н.
e-mail: Zhdaneev@rosenergo.gov.ru

Oleg ZHDANEEV
Head of directorate energy technologies REA
e-mail: Zhdaneev@rosenergo.gov.ru

Василий Сергеевич ЧУБОКСАРОВ
Директор проекта ФГБУ «РЭА»
e-mail: chuboksarov@rosenergo.gov.ru

Vasiliy CHUBOKSAROV
Project director energy technologies REA
e-mail: chuboksarov@rosenergo.gov.ru

Установка платформы «Беркут» на бетонное основание

Источник: НК «Роснефть»



Аннотация. В данной статье рассматривается вопрос актуальности создания Технической политики нефтегазового комплекса России (далее – Отраслевая техническая политика), в которой должны быть сформированы цели и приоритеты технологического развития, а так же определен список техники и технологий, внедрение которых позволит достичь целей, поставленных в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года. В статье рассматривается эволюция минерально-сырьевой базы страны, а также даны примеры технологии, разработка, производство и внедрение которых позволит эффективно разведывать, добывать и перерабатывать углеводородное сырье в будущем. Отдельно рассмотрены пути постижения, такие как развитие кадрового потенциала, международного научно-технического сотрудничества и целесообразности привлечения предприятий оборонно-промышленного комплекса к созданию отечественных техники и технологии.
Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, техническая политика, проблемы, риски, перспективные технологии, импортозамещение, смежные отрасли, технологическое развитие.

Abstract. This article discusses the relevance of creating the Technical Policy of the Russian oil and gas complex (hereinafter referred to as the Industry Technical Policy), in which the goals and priorities of technological development should be formed, as well as a list of equipment and technologies, the implementation of which will achieve the goals set in the Russian Energy Strategy Federation for the period until 2035. The article discusses the evolution of the country's mineral and raw material base, as well as gives examples of technology whose development, production and implementation will effectively explore, produce and process hydrocarbon raw materials in new conditions. Separately, ways of comprehension, such as the development of human resources, international scientific and technical cooperation and the feasibility of attracting enterprises of the military-industrial complex to create domestic equipment and technologies, are examined separately.
Keywords: oil and gas industry, technical policy, problems, risks, promising technology, import substitution, related industries, technological development.

“Своевременно замеченные в СССР мировые тенденции научно-технологического развития в США, Европе и Японии в 1950–1980 годы не были учтены

Введение

Комплексные программы научно-технического прогресса СССР на 20 лет (по пятилеткам) разрабатывалась с начала 1960-х годов [1]. Всего было сформировано четыре программы, последняя из которых

не была реализована из-за развала Советского Союза. Первые варианты программы были подготовлены по инициативе Госплана СССР, последующие же разрабатывались в соответствии с постановлением ЦК КПСС и Совмина СССР. Разработка таких программ была вызвана замедлением темпов роста гражданских отраслей промышленности в 8–9-й пятилетках [2]. Они были нацелены на увеличение доли интенсивных факторов развития: инновационных решений, новых технологий, прогрессивных форм организации труда и других. В этих документах рассматривались все отрасли народного хозяйства, в том числе топливно-энергетический комплекс. Программы были своего рода “форсайтом” того времени, но опыт в создании такого рода трудов и широкомасштабного анализа на государственном уровне был на некоторое время не востребован. Своевременно замеченные в СССР мировые тенденции научно-технологического развития, укоренившиеся в США, Европе и Японии в 1950–1980 годы, не были учте-



Добыча нефти на шельфе Сахалина

Источник: invest.minvr.ru

ны и реализованы в России в начале 90-х. Речь прежде всего идет об автоматизации промышленных производств, о насыщении экономики синтетическими материалами и продуктами, обладающими новыми свойствами, а также об экономии энергетических ресурсов [2].

В среднем разработка оборудования и технологий в нефтегазовой отрасли от идеи до серийного выпуска занимает более 10 лет [3]. При этом постоянно увеличивается стоимость новых разработок и повышаются требования к компетенциям компаний, производящим наукоемкое, высокотехнологичное оборудование.

В среднем разработка оборудования и технологий в нефтегазовой отрасли от идеи до серийного выпуска занимает более 10 лет. При этом постоянно увеличивается стоимость новых разработок

Необходимость ориентиров на долгосрочную перспективу для разработчиков и производителей нефтегазового оборудования, а также недропользователей, имеет первостепенное значение с учетом особенностей текущего периода: риск глобальной рецессии, энергетический переход [4], внедрение элементов Индустрии 4.0 [5] и ухудшение качества минерально-сырьевой базы. В данной статье рассматриваются наиболее важные составляющие, которые должны быть закреплены в программе технического развития нефтегазовой отрасли.

Минерально-сырьевая база

Эволюция минерально-сырьевой базы является одним из основных факторов, определяющих приоритетные отраслевые технологии. Недостаточность разведанных запасов может иметь значительное влияние на программы разработки месторождений, и в долгосрочной перспективе перерасти в нехватку предложения.

В период с 2008 по 2018 гг. затраты на геологоразведку изменялись в диапазоне от 79 до 200 млрд рублей [6]. Операторы существенно сокращали затраты на геологоразведку два раза, в 2008 и 2014 годах,

что было связано с резким падением цен на нефть и мировыми финансовыми кризисами. Это приводило к сокращению общего числа открытий новых месторождений (с 75 до 55) [7]. Снизилось так же и общее количество геологоразведочных проектов с 205 до 52 [7]. Компании в основном были сосредоточены на переоценке запасов разрабатываемых участков и вовлечении в добычу ранее открытых месторождений. Государство, в свою очередь, на протяжении последних 10 лет стабильно финансирует начальный этап геологоразведки, что положительно отразилось на общем числе открытий. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов составляет около 46 %. Это означает, что более половины предполагаемых запасов еще предстоит найти [7].

В 2019 году в России добыто около 560 млн тонн нефти и больше 730 млрд

В Западной Сибири на действующих месторождениях безубыточная цена добычи находится в районе 10 долларов за баррель, а на арктическом шельфе – на уровне 80 долларов за баррель

снижения добычи. Уровень их выработанности достигает в отдельных случаях 55 % [8]. Добыча нефти на новых участках с традиционными коллекторами с трудом перекроет данное падение. Это вынуждает операторов постепенно вовлекать в добычу трудноизвлекаемую нефть и осваивать арктический



Освоение Харасавэйского месторождения

Источник: Газпром

кубометров газа [8]. Рекордные объёмы продиктованы необходимостью обеспечивать потребителей по международным контрактам и загружать отечественные нефтеперерабатывающие заводы. Однако удержать добычу на «полке» 550–560 млн тонн возможно только при определенном уровне развитии техники и технологий. Существенная часть нефтегазовых месторождений в России вступила в стадию

шельф. Такие проекты отличаются высокой капиталоемкостью. Так, например, в Западной Сибири на действующих месторождениях безубыточная цена добычи находится в районе 10 долларов США [9] за баррель, а на арктическом шельфе – на уровне 80 долларов США за баррель [9].

Пессимистичный вариант развития событий необходимо учитывать в том числе из-за отрицательной динамики развития



Установка гидроразрыва пласта

Источник: *mobiledatatech.com*

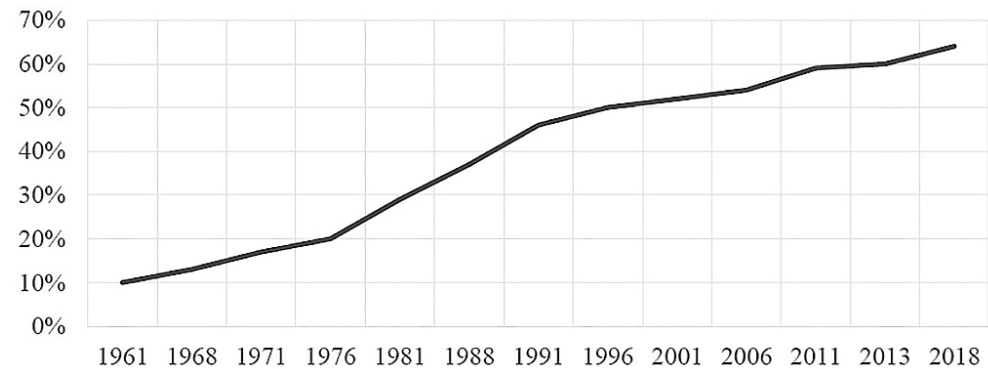
минерально-сырьевой базы. Роснедра и Минэнерго в 2019 году провели инвентаризацию месторождений с запасами нефти более 5 млн т. Она показала, что суммарные рентабельно извлекаемые запасы этих участков составили 11 млрд тонн или 64 % от технологически извлекаемых объемов, в том числе по разрабатываемым месторождениям – 9,4 млрд т (69 %) [10]. Из этого следует, что при текущих темпах добычи, рентабельных запасов может хватить менее чем на 20 лет. В связи с этим необходимо уделять особое внимание не только объемам проводимых геологоразведочных работ, но и их качеству, а также рентабельности месторождений, которые ставятся на баланс.

Стоит отметить, что в государственном балансе на первое января 2019 года учте-

ны более 400 малых месторождений нефти (с запасами менее 5 млн тонн). Из них менее 40 % на текущий момент находятся в разработке. В основном это месторождения, расположенные в непосредственной близости от крупных активов нефтегазовых компаний. Каждый год компании открывают от 5 до 10 таких месторождений. Рентабельность их освоения редко превышает 10 % в первую очередь из-за отсутствия эффективных методов разработки. Первоначально стоит развивать технику, технологии и научные методы комплексного освоения минерально-сырьевого потенциала при соблюдении требований по охране окружающей среды и экологической чистоты производства.

С 1960-х годов, доля трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) в структуре

Рис. 1. Динамика изменения доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России



месторождений растет. На данный момент она превышает 65 % от общего объема [11]. В ближайшие 5–10 лет, для поддержания добычи компании будут вынуждены осваивать запасы, требующие высокотехнологичного, капиталоемкого оборудования.

Для полного понимания термина «трудноизвлекаемая нефть», необходимо рассмотреть характеристики флюида. Среди трудноизвлекаемых нефтей выделяют [12]:

- Нефти с аномальными свойствами:
- тяжелые (плотность более 0,88 г/см³);
 - вязкие (вязкость более 30000 сП);
 - сернистые (содержание серы более 13 %);
 - парафинистые (содержание парафинов по массе более 6 %);
 - с аномальной газонасыщенностью (более 500 и менее 200 м³/т);
 - с высоким содержанием сероводорода (по объёму более 5 %).

На государственном балансе на 1 января 2019 года учтены более 400 малых месторождений нефти с запасами менее 5 млн тонн. Из них менее 40 % на текущий момент находятся в разработке

Нефти в сложных условиях залегания:

- залегающие в слабопроницаемых коллекторах (<50,7 мДа);
- залегающие в коллекторах с низкой пористостью (<8 %);
- большие глубины залегания (>4500 м);
- пластовая температура (<20 °С).

По характеристикам можно проследить, какие численные значения различных параметров существенно влияют на химико-физические свойства нефти, и, как следствие, на дальнейшие способы ее эффективного извлечения. Перечисленные параметры редко можно выделить в едином виде. Как правило, трудноизвлекаемая нефть характеризуется совокупностью осложняющих свойств.

Более 50 % трудноизвлекаемых запасов в государственном балансе приходится

на вязкую и высокопарафинистую нефть. Коллектора с низкой проницаемостью и пористостью достигают примерно 30 % от общего объёма. За последние 10 лет значительных изменений средних значений, пористости коллекторов не происходило. Показатели колебались от 19 % до 20 %. Это объясняется тем, что низкопроницаемые коллектора массово не вводились в разработку. Максимальная пористость по действующим месторождениям достигает сегодня 39 %. Пористость коллекторов будет постепенно снижаться из-за ввода новых месторождений. Снижение не будет критичным, и к 2035 году ожидается на уровне 17 %.

На изменение средней проницаемости горных пород в последние 10 лет влияла в основном постановка на баланс месторождений с низкопроницаемыми коллекто-

Пальяновская площадь Красноленинского месторождения (ХМАО)

Источник: *chimtec.ru*



К 2035 году ожидается продолжение роста показателя средней плотности нефти из-за ввода ТРИЗ с 0,865 г/см³ до 0,88 г/см³. Показатель средней вязкости вырастет до 500 ксП

рами. Значения проницаемости колебались в диапазоне от 200 до 150 мДа в разные годы. Из-за дальнейшей переоценки запасов показатель постепенно выравнился на отметке 200 мДа. Ожидается, что он будет постепенно снижаться из-за ввода в разработку новых месторождений и пластов с низкой проницаемостью (например, Баженовская свита, где значения проница-



Ямал СПГ

Источник: ПАО «Новатек»

емости находятся в пределах от 0,04 до 1 мДа [13]) и к 2035 году составит 148 мДа.

Средняя глубина залегания пластов находится в пределах диапазона 2040–2100 метров (глубина разрабатываемых коллекторов достигает сегодня 5390 метров), существенного увеличения средней глубины коллекторов до 2035 года не ожидается.

Тем не менее, прогнозируется значительное увеличение среднего отхода от вертикали при бурении эксплуатационных скважин с 500 метров в 2019 году до 1000 метров и более в 2025 году.

Показатель обводненности находится примерно на одинаковом уровне с 2007 года (45 %). Это прежде всего связано с введением в разработку новых участков. Однако, в общей структуре добывающих скважин показатель обводненности изменяется в широких диапазонах, достигая в ряде случаев более 98 % [14]. По мере истощения действующих месторождений и вовлечения в добычу новых пластов, ожидается падение уровня обводненности месторождений до 29 %. Тем не менее по старому фонду, наоборот, ожидается увеличение обводненности до 60–65 %.

Средняя температура пластов за последние 10 лет сильно колебалась в пределах от 62°C до 45°C. Это связано в первую очередь с постановкой на баланс месторождений глубокого залегания и в отдаленных регионах. Максимальная температура разрабатываемого коллектора сегодня достигает 155°C при глубине около 3900 метров (Байджановское месторождение в Ставропольском крае). К 2018 году средняя температура вернулась к отметке 55°C. Ввод в разработку трудноизвлекаемых запасов может привести к снижению средней температуры пластов.

К 2035 году ожидается продолжение роста показателя средней плотности нефти из-за ввода ТРИЗ с соответствующими физико-химическими параметрами (с 0,865 г/см³ до 0,88 г/см³). Так же это относится к средней вязкости, которая вырастет примерно до 500 ксП.

Кроме того, в будущем ожидается повышение среднего содержания серы в нефти до 1,23 %, парафинов – до 4,89 %, а смол и асфальтенов до 15,5 %.

Параметры коллекторов месторождений природного газа, по оценкам Министерства природных ресурсов и экологии РФ, до 2035 года кардинально не изменятся.

Создание техники и технологий для эффективной разработки ТРИЗ является приоритетом на ближайшие годы, так как размер запасов, условия залегания и наличие инфраструктуры способствуют их коммерциализации. Изменения минерально-сырьевой базы также напрямую влияют на требования к смежным отраслям по производству материалов и комплектующих



Установка для гидроразрыва пласта

Источник: remsol.co.uk

для нефтегазовой отрасли России. В первую очередь, это необходимость разработки и производства материалов с новыми физико-химическими свойствами. Например, необходимы эластомеры и уплотнения для работы в агрессивных средах (высокое содержание CO₂, H₂S, различные буровые растворы) и при высокой температуре (до 150–175°C для отдельных месторождений с глубоким залеганием пластов). Все больше востребованы немагнитные аустенитные хромо-марганцевые стали с пределом текучести не менее 950 МПа для производства корпусных элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК). В текущих условиях крайне важно повсеместно сокращать операционные затраты. Это является большим вызовом для смежных отраслей в условиях повышения требований к качеству выпускаемой продукции.

Импортозамещение

Развитие инженерных компетенций и выпуск высокотехнологичной продукции является приоритетом для России. Выпуск оборудования на своей территории позволяет существенно (до 30 %) сократить транзакционные и логистические издержки.

С 2014 года были достигнуты высокие результаты при реализации корпоративных планов импортозамещения и программ локализации. В частности, можно привести пример реализации четвертой очереди проекта Ямал СПГ [15] с применением отечественной технологической схемы сжижения природного газа. Ожидается, что она будет запущена в 2020 году. Разработчики технологии самым скрупулезным образом собрали для нее все возможные способы улучшения процессов охлаждения и сжижения. Каждый из них обеспечивает небольшое преимущество, но их совокупность дает снижение затрат на 30 % и воз-

Несмотря на успехи программ импортозамещения, в 2019 году отмечается высокая степень зависимости от высокотехнологичных технологий для разведки, добычи, транспортировки и переработки нефти

возможность уменьшить объем инвестиций на этапе капитального строительства [16]. Все комплектующие этой линии (главный криогенный теплообменник, испарители и криогенные насосы, криогенные детандеры) – на 100 % российские [16].

ТЭК сегодня выступает драйвером развития как нефтегазового машиностроения, так и смежных отраслей. По различным оценкам [17] рынок нефтегазового оборудования сегодня составляет более 780 миллиардов рублей в год. Прогнозируется рост в диапазоне от 2 до 4 % в год. Отечественные предприятия по производству оборудования, согласно постановлению Правительства № 925 от 16 сентября 2016 года, имеют приоритет над иностранными кон-

бурения. Базовые элементы компоновки низа бурильной колонны производятся отечественными компаниями, а высокотехнологичные модули, например, роторно-управляемые системы, расширенные комплексы измерений во время бурения, необходимые для разработки месторождений ТРИЗ, на данный момент в основном иностранного производства. Стоит отметить, что на текущий момент также отсутствуют отечественные технологии для разработки шельфовых месторождений.

По ряду направлений в области нефтепереработки наблюдается значительная зависимость от иностранных технологий: каталитический риформинг с непрерывной регенерацией и производство гранулиро-



Рис. 2. Этапы нефтегазового производства, объём рынка и доля отечественных предприятий

курентами при закупках государственными компаниями, в том числе нефтегазовыми. Более широкий набор предпочтений предусмотрен в постановлении Правительства № 878 для радиоэлектронной аппаратуры. Несмотря на очевидные успехи в рамках программ импортозамещения, в 2019 году отмечается высокая степень зависимости от высокотехнологичных технологий для разведки, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья [18]. В частности, программное обеспечение для обработки и интерпретации геологических данных является на 100 % иностранным. Существенная импортозависимость наблюдается в производстве оборудования для

ванной серы зависят от иностранных технологий на 70 %, гидрокрекинг вакуумного газойля – на 80 %, а процессы гидроочистки вакуумного газойля, производства ароматики и сероочистки природного газа практически полностью [19]. Отечественная индустрия нефтехимии, в свою очередь, почти на 100 % зависит от иностранных поставщиков катализаторов, в том числе в области синтеза крупнотоннажных полимеров, таких как полиэтилен и полипропилен [19].

Для улучшения динамики по импортозамещению необходимо:

- повышать надежность оборудования при конкурентоспособном уровне

себестоимости, в качестве ориентира принимая международные стандарты;

- гармонизировать стратегии развития смежных отраслей, снабжающих сырьем и комплектующими, импортозамещающие производства в ТЭК;
- гармонизировать национальные стандарты с международными (EN, ISO, DNV, API, и др.);
- разработать организационно-правовые схемы для обеспечения притока частных инвестиций в нефтегазовое машиностроение и смежные отрасли;
- ориентировать импортозамещающие производства на внешние рынки и удовлетворить спрос российских предприятий-экспортеров отечественными промежуточными и инвестиционными товарами;
- создавать специализированные сервисные и ремонтные подразделения на базе производителей оборудования

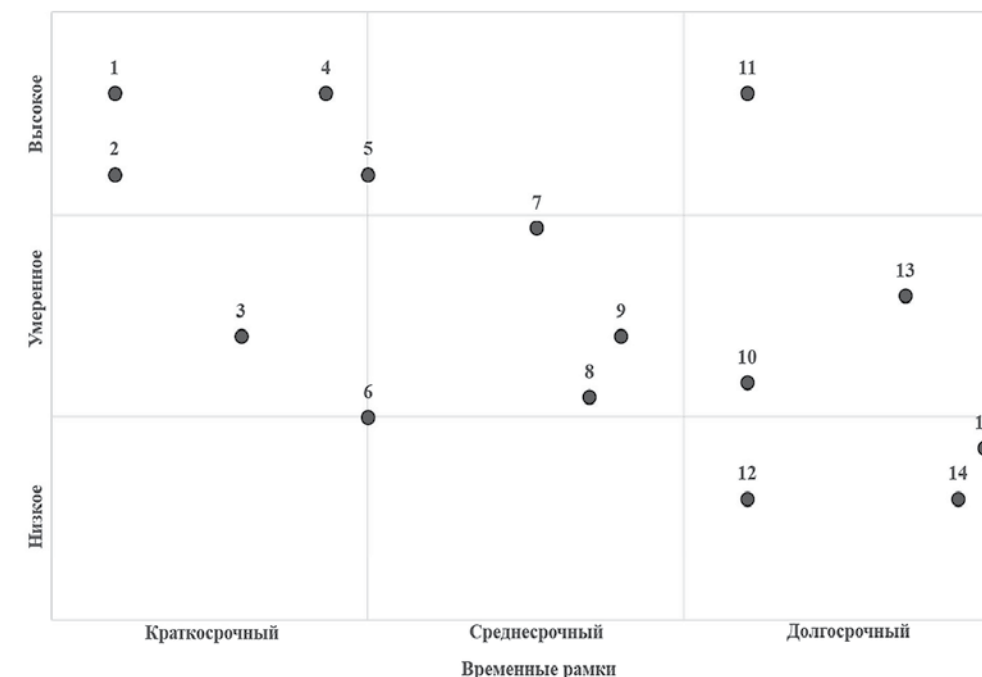
ния, в том числе для поддержания в рабочем состоянии иностранной техники;

- использовать существенный инженерно-производственный потенциал отраслей оборонно-промышленного комплекса.

Приоритетные направления развития техники и технологии нефтегазового сектора

Для определения общих приоритетов научно-технологического развития, в 2019 году авторы провели опрос предприятий нефтегазовой отрасли. По результатам опроса, из более чем 500 технологий компании, выбрали наиболее перспективные с точки зрения коммерческой выгоды и возможности локализации на территории Российской Федерации. Примеры результатов опроса представлены на рисунке 3.

Рис. 3. Примеры ключевых технологий по мнению компаний нефтегазового сектора до 2030 года



1 – Комплексные системы анализа и интерпретации геологических данных (Big Data, машинное обучение, интеграция данных, облачные вычисления, цифровое моделирование и т. д.); 2 – Геоинформационные системы; 3 – Технологии моделирования свойств породы – Цифровой керн; 4 – Технологии воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи; 5 – Новые методы анализа породы в режиме реального времени в скважинных условиях; 6 – Инструменты секвенционно-стратиграфического моделирования; 7 – Технологии для бурения в условиях мелководья; 8 – Системы дополненной реальности для контроля бурения и наблюдения за пластом; 9 – Спутниковые радиолокационные методы исследования; 10 – Технологии высокоскоростного обмена данными, автоматизации, интерпретации данных в процессе бурения; 11 – Создание ледостойкой добывающей платформы; 12 – Высокотехнологичные суда сопровождения; 13 – Создание энергетических установок для нужд разработки арктического шельфа; 14 – Разработка новых судов обеспечения; 15 – Технологии контроля миграции газа при цементировании газовых скважин.

В результате консолидации отраслевого мнения и предложений научного сообщества составлен список приоритетных направлений техники и технологий. Итоговый список представлен в Энергостратегии 2035 года (Приложение В). В отраслевой технической политике необходимо указать расширенный список техники и технологий, благодаря которым будут выполнены поставленные стратегические задачи:

Программное обеспечение для обработки и интерпретации геологических данных является на 100% иностранным. Существенная импортозависимость наблюдается в производстве бурового оборудования

- достижение уровня добычи нефти выше базового сценария, в том числе за счет стабилизации производства в Западной Сибири;
- более эффективное, доступное и качественное удовлетворение внутреннего спроса на нефтепродукты;

- введение в экономический оборот малых месторождений, малодебитных и высокообводненных скважин, ТРИЗ (в том числе Баженовской свиты);
- формирование нефтегазовых минерально-сырьевых центров в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне России, в том числе обеспечивающих освоение континентального шельфа в пределах Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей.

Для достижения поставленных перед отраслью целей требуется сокращать средние сроки бурения скважин при увеличении их общего количества. Из-за санкций США и других стран оборудование для разработки ТРИЗ и арктического шельфа не может быть закуплено за рубежом, а значит должно быть разработано и произведено отечественными предприятиями.

Для решения задач по эффективному освоению минерально-сырьевой базы операторам требуются комплексные решения – в первую очередь это высокоэффективные автоматизированные модульные буровые комплексы с системой предиктивной аналитики для предсказания и предупреждения об осложнениях во время бурения (далее Буровая 2.0).

Ожидается, что применение технологии Буровой 2.0 при разработке месторождений позволит:

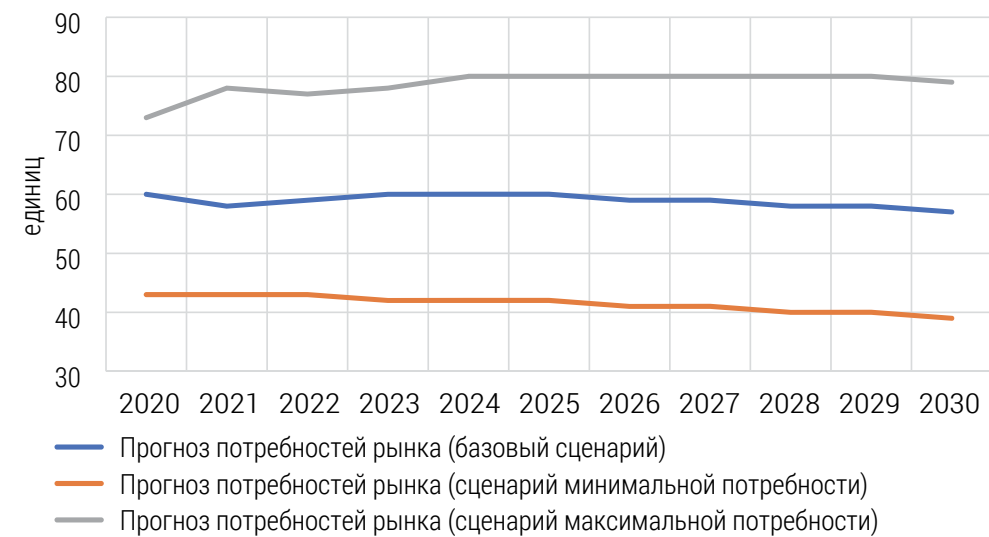


Рис. 4. Потребность РУС до 2030 года

- сократить в два раза количество требуемых скважин (повысить скорость проходки);
- снизить на 30 % затраты на бурение многоствольных скважин с большим горизонтальным отходом.

Прогнозируется, что спрос на такие комплексы составит от 5 до 15 единиц в год. Дополнительным фактором к увеличению спроса будет устаревание общего парка буровых в России. Уже сегодня более 65 % буровых установок в стране старше 20 лет и нуждаются либо в перевооружении, либо в замене [20].

Повсеместный переход к наклонно-направленному и горизонтальному бурению предъявляет особые требования к компоновке низа буровой колонны и включению в её состав роторно-управляемых систем. Спрос на такие системы будет стабильным (до 80 штук в год).

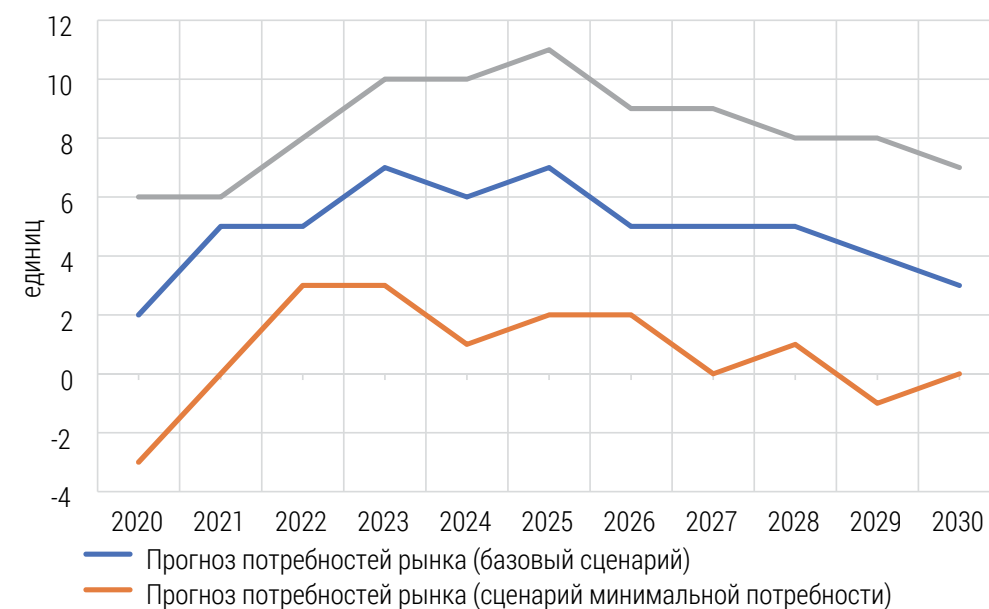
На текущий момент в России работает 127 комплексов оборудования для гидравлического разрыва пласта, которые были произведены за пределами страны и не могут быть использованы для разработки ТРИЗ. Для создания отечественного

Восточно-Мессояхское месторождение

Источник: Газпром нефть



Рис. 5. Потребность рынка в новых флотах ГРП до 2030 года





Восточно-Мессояхское месторождение

Источник: Газпром нефть

флота ГРП в первую очередь необходимо разработать двигатели высокой мощности (более 2500 л. с.), восьмиступенчатые автоматические трансмиссии, насосы высокого давления (1000 атм.), гидравлические системы, системы АСУ ТП и программное обеспечение. Отечественные компании активно работают над созданием отечественного флота, появление первых опытных образцов техники ожидается уже в ближайшие 2–3 года. С экономической точки зрения это полностью оправдано, так как в перспективе до 2035 года сохранится устойчивый спрос при любом варианте развития отечественного нефтегазового сектора.

В качестве примера перспективной для нефтехимической отрасли можно привести технологию пиролиза, необходимую для получения мономеров (этилена, пропилена, бутадиена, стирола и т. д.) из углеводородного сырья (нафты, СУГ, газойлей и т. д.), которые в свою очередь используются для синтеза полимеров. К 2025 году в России планируется ввести шесть установок пиролиза суммарной мощностью 8 млн тонн. В настоящее время отсутствует перспективное отечественное технологическое решение, а старые установки дают низкий выход целевых продуктов. Для создания отечественной технологии в первую очередь необходимо наладить производство змеевиков печей. Это даст возможность заменить все устаревшие установки, а так-

же снизить риски при строительстве новых заводов.

В нефтеперерабатывающей отрасли одной из наиболее перспективных является технология замедленного коксования, которая необходима для увеличения глубины переработки нефти и снижения выработки мазута. В условиях ужесточающихся требований к содержанию серы в судовых топливах это представляется особенно

К 2025 году в РФ планируется ввести 6 установок пиролиза мощностью 8 млн т. На сегодня отсутствует перспективное отечественное технологическое решение, старые установки дают низкий выход

важным. К 2025 году планируется ввести в эксплуатацию семь установок, суммарная мощность которых будет превышать 12 млн тонн. Существуют перспективные отечественные разработки, но в настоящий момент они еще не пришли на замену иностранным аналогам.

Компаниям-разработчикам и производителям оборудования зачастую необходим крупный консолидированный заказ (в основном государственный) для того, чтобы начать производство того или иного наукоемкого высокотехнологичного оборудования. В этой связи крайне важно понимать спрос на приоритетные технику и технологии, а также изначально закладывать в новые проекты возможность выпуска мелкосерийных партий широкой номенклатуры. В отраслевой технической политике, помимо перечня приоритетов, должны быть определены механизмы, которые помогут отечественным предприятиям создавать конкурентоспособную продукцию, необходимую нефтегазовым предприятиям как в долгосрочной, так и краткосрочной перспективе.

Пути достижения целей

Уровень сложности решений для нефтегазового комплекса сопоставим с самыми передовыми направлениями науки и техники. В связи со снижением государственного оборонного заказа появилась возможность использовать конструкторские и производственные мощности оборонно-промышленного комплекса для разработки необходимого оборудования и технологий для нужд ТЭК. Наиболее эффективной формой работы при этом может стать цепочка: недропользователь – нефтесервисная компания – разработчик оборудования/технологии – производитель оборудования. Это будет способствовать снижению сроков разработки (на 1–2 года), а финансовая нагрузка будет распределена между всеми частями цепочки.

В ряде случаев необходимый для разработки оборудования и/или технологии фундаментальный задел отсутствует или был утерян, а технология необходима уже сегодня. В таких случаях целесообразно привлекать партнеров из дружественных стран к совместной разработке и производству, либо покупать лицензии на уже готовые решения. Сегодня существуют успешные примеры сотрудничества стран БРИКС, ШОС, G20 при достижении общих научно-технологических задач [21].

Заключение

Производственно-технологические условия добычи углеводородного сырья усложняются. Снижается объем добычи нефти в традиционных условиях (а значит, на освоенных технологиях) и возрастает доля ТРИЗ в структуре добычи, что уже сегодня требует решения целого ряда научно-технических проблем. Несмотря на все достижения по импортозамещению, отечественной промышленности, необходимо продолжать развитие компетенций российских предприятий в области создания ключевых технологий.

Отраслевая техническая политика – важный стратегический документ, который определяет цели, задачи и мероприятия государственной политики для развития техники и технологий отраслей ТЭК. Данный документ необходим компаниям нефтегазового сектора, разработчикам и производителям нефтегазового оборудования, а также предприятиям смежных отраслей для понимания, какие техника и технологии требуются в России в следующие 10–15 лет. Также в документе

Порт «Сабетта»

Источник: ПАО «Новатек»



должны быть закреплены основные положения о том, как эффективно развивать высокотехнологичное и наукоемкое производство.

В случае успешной реализации отраслевой технической политики, государство обеспечит энергетическую безопасность как внутри страны, так и в тех странах, куда поставляется российские сырьё и продукты переработки. Документ будет полезен предприятиям ОПК в качестве ориентира в рамках реализации программ диверсификации.

Перед электроэнергетическим и угольным сектором также стоят масштабные вызовы (например, повышение надежности и качества энергоснабжения потребителей при обеспечении экономической эффективности таких услуг; повышение эффективности удовлетворения внутреннего спроса на угольную продукцию), которые невозможно решить без внедрения прогрессивных технологических решений. В технической политике отраслей ТЭК должны быть отражены приоритетные направления развития топливно-энергетического комплекса России.

Использованные источники

1. Клепач А.Н., Куранов Г.О. Вопросы экономики 2013. №8. Развитие социально-экономического прогнозирования и идеи А.И. Анчишкина. – URL: <https://institutiones.com/personalities/2241-razvitie-socialno-ekonomicheskogo-prognostirovaniya-idei-anchishkina.html>
2. Комков Н.И. Проблемы прогнозирования 2014. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnoe-prognostirovanie-nauchno-tehnologicheskogo-razvitiya-opyt-i-uroki/viewer>
3. Ganesh Thakur/ Journal of Petroleum Technology SPE-1211-0012 2012/ SPE's Efforts on Young Technology and Innovative Ideas – URL: <https://www.onepetro.org/journals/Journal%20of%20Petroleum%20Technology/63/12>
4. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации / 26.02.2018 / – URL: <https://ac.gov.ru/news/page/energeticeskij-perehod---centralnyj-vopros-budusego-energetiki-16022>
5. Клаус Шваб / Библиотека Сбербанка, Том 63. Четвертая промышленная Революция.
6. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию / Итоги работы Федерального Агентства по недропользованию в 2018 году и планы на 2019 год.
7. Wood Mackenzie / Russian Federation Upstream Summary 2019.
8. Wood Mackenzie/ The last frontier: Taimyr Peninsula/ February 2017.
9. ТАСС/ 4 Декабря 2019/ Минэнерго перенесло завершение инвентаризации месторождений на I полугодие 2020 года. – URL: <https://tass.ru/ekonomika/7261989>
10. Петр Шмелев / Журнал «Сибирская Нефть» №149, Март 2018 / ТРИЗ как объективная реальность. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-march/1489610/>
11. Красельников С.В. Журнал «Промышленный электрообогрев и электроотопление» № 2, 2018. – URL: <https://sst.ru/press/expert-articles/hard-to-recover-oil-reserves-and-problems-of-their-production>
12. Абдрахимов Ю.Р., Федосов А. В., Апликаева В.М. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» №4, 2015. Перспективы освоения аномальных зон Баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p1-18_AbdrahimovYR_ru.pdf
13. Кочнева О. Е., Ендальцева И.А. Вестник Пермского Университета 2012 / Причины и анализ обводненности Башкирско-Серпуховской залежи Уньвинского нефтяного месторождения Соликамской депрессии. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/prichiny-i-analiz-obvodnennosti-bashkirsko-serpuhovskoy-zalezhi-unvinskogo-neftyanogo-mestorozhdeniya-solikamskoy-depressii>
14. «Нефть и Капитал», 10 Августа 2018. Строительство 4-й очереди завода «Ямал СПГ» одобрено банками. – URL: <https://oilcapital.ru/news/companies/10-08-2018/stroitelstvo-4-y-ocheredi-zavoda-yamal-spg-odobreno-bankami>
15. Митрова Татьяна / Том 2. Российский мало- и среднетоннажный СПГ. Региональная серия. «Арктика», Ноябрь 2019. – URL: https://www.researchgate.net/publication/337894141_Tom_2_Rossiiskij_malo-i_srednetonnaznyj-SPG_Regionalnaa-seria_Arktika
16. Григорий Выгон / РБК ТВ/ Григорий Выгон о перспективах импортозамещения в нефтегазовом секторе. – URL: <https://vygon.consulting/pressroom/tv/160/>
17. Ежемесячное информационно-аналитическое издание НЕФТЕГАЗ/ Дайджест №4, 2018. – URL: https://www.neftegaz-expo.ru/common/img/uploaded/exhibitions/neftegaz/doc_2018/Neftegaz_Digest_2018.04.pdf
18. Российская энергетическая неделя 2019 / Открытое заседание рабочей группы по вопросам снижения зависимости нефтеперерабатывающей и нефтегазохимической промышленности от импорта оборудования, комплектующих, технологий и услуг (работ) при Экспертном совете Минэнерго России. – URL: https://rusenergyweek.com/programme/business-programme-2019/#translation_modal
19. REnergyCO / Добыча нефти и газа и нефтесервисный рынок России, 2018.
20. Российская академия наук / Страны БРИКС: Стратегии развития и механизмы взаимодействия и сотрудничества в изменяющемся мире, 2016. – URL: http://inon.ru/site/assets/files/2657/2016_briks.pdf



Восточно-Мессояхское месторождение
Источник: Газпром нефть

Экономические риски в контексте разработки политики с низким уровнем эмиссий парниковых газов в России

Economic risks in the context of designing the policy with low greenhouse gas emissions in Russia

УДК 338.27

Борис Николаевич ПОРФИРЬЕВ
Директор ИНП РАН, д. э. н., академик РАН
e-mail: contact@ecfor.ru

Александр Александрович ШИРОВ
Заместитель директора ИНП РАН,
ведущий научный сотрудник
экономического факультета МГУ, д. э. н.,
член-корреспондент РАН
e-mail: schir@ecfor.ru

Валерий Валерьевич СЕМИКАШЕВ
Заведующий лабораторией ИНП РАН, к. э. н.
e-mail: vv_semikashev@mail.ru

Андрей Юрьевич КОЛПАКОВ
Старший научный сотрудник ИНП РАН, к. э. н.
e-mail: ankolp@gmail.com

Boris N. PORFIRYEV
Director at the Institute of Economic Forecasting of the
Russian Academy of Sciences, Doctor of Economics,
Academician of the Russian Academy of Sciences
e-mail: contact@ecfor.ru

Aleksandr A. SHIROV
Deputy Director at the Institute of Economic Forecasting of
the Russian Academy of Sciences, Leading Researcher of the
Economic Faculty at the Lomonosov Moscow State University,
Doctor of Economics, Corresponding Member of RAS
e-mail: schir@ecfor.ru

Valery V. SEMIKASHEV
Head of Laboratory at the Institute of Economic Forecasting
of the Russian Academy of Sciences, Ph.D.
e-mail: vv_semikashev@mail.ru

Andrey Yu. KOLPAKOV
Senior Researcher at the Institute of Economic Forecasting
of the Russian Academy of Sciences, Ph.D.
e-mail: ankolp@gmail.com

Аннотация. В первой части статьи анализируются обязательства России в рамках Парижского соглашения по климату, ретроспективная и текущая структура выбросов CO₂, а также отечественный опыт в политике повышения энергоэффективности экономики. Во второй части рассматривается перспективная динамика энергоемкости экономики в России как результат роста экономики и реализации мер по низкоуглеродному развитию. Также рассмотрен вариант реализации агрессивной политики низкоуглеродного развития для России. Показаны риски, невозможность и нецелесообразность такой политики. *Ключевые слова:* низкоуглеродное развитие, экономический рост, прогнозы, выбросы парниковых газов, Парижское соглашение, энергоэффективность.

Abstract. The first part of the article analyzes Russia's obligations under the Paris Climate Agreement, the retrospective and current structure of CO₂ emissions and Russian experience in improving energy efficiency in the economy. The second part discusses a projecting dynamic of the energy intensity of the economy in Russia as a result of economic growth and the implementation of measures of low-carbon development. The variant of implementing an aggressive low-carbon development policy for Russia also is considered. The risks, impossibility and inappropriateness of such policy are shown.

Keywords: low-carbon development, economic growth, forecasts, greenhouse gas emissions, Paris agreement, energy efficiency.



Потенциал роста российской экономики позволяет обеспечить до 2024 года достижение темпов экономического роста на уровне 3–3,5 %

Введение

На протяжении последних десяти лет среднегодовые темпы роста российской экономики не превышали 1 %. Столь длительный период экономической стагнации привел к нарастанию ограничений экономического развития, обострил ряд социальных проблем и ухудшил положение нашей страны в мировой экономике. Политическими и экспертными сообществами, обществом в целом осознана неприемлемость сохранения низких темпов роста для решения ключевых проблем развития



Красноярск входит в перечень городов с наибольшим количеством выбросов в атмосферу
Источник: krot.info

России. Руководством страны приняты решения по обеспечению более динамичного развития, на основании которого станет возможным реализовать задачи, стоящие перед российской экономикой в средне- и долгосрочной перспективе.

В контексте и во исполнение этих решений модернизируется экономическая политика, формируются и наполняются ресурсами национальные проекты, реализуются мероприятия по борьбе с бедностью, улучшению инвестиционного климата. Несмотря на существующие проблемы, есть основания полагать, что потенциал роста российской экономики позволяет обеспе-



Новолипецкий металлургический комбинат

Источник: tamara-6 / fotokonkurs.ru

чить в перспективе до 2024 года достижение темпов экономического роста на уровне 3–3,5 %. Выход на такой уровень позволит во многом решить задачи модернизации базового производственного ядра российской экономики и, одновременно, роста уровня и качества жизни российского населения.

Однако следует учитывать, что Россия достаточно сильно зависит от параметров внешнего спроса и конъюнктуры на мировых товарных рынках. Соответственно, достижение целей развития находится в прямой зависимости от того, насколько будут использованы возможности получения дополнительных доходов на внешних рынках, и каким образом они будут использоваться для модернизации и диверсификации отечественных производств.

Другим глобальным вызовом для реализации этой стратегии развития России,

помимо состояния мировой экономики, являются проблемы экологии и климатических изменений, которые становятся одним из ключевых пунктов озабоченности мирового сообщества и выходят на передний край мировой политики. Климатическая повестка заметно влияет на перспективы развития российской экономики, поскольку содержит в себе как стимулы для модернизации, так и риски недобросовестной конкуренции на мировом рынке.

Вероятно, наиболее существенные риски связаны с сужением целей устойчивого климатического развития и избыточной концентрацией климатической политики на идее ограничения выбросов парниковых газов (ПГ) (подробнее см. [1, 2]). Такой подход порождает серьезный конфликт между целями устойчивого экономического развития для развивающихся стран и необходимостью поддержания достигнутого уровня экономического развития для развитых стран. Для первых, рост уровня жизни и конкурентоспособности экономики является единственным способом обеспечения устойчивого, в том числе и экологического, развития в средне- и долгосрочной перспективе. Для вторых, поддержание устойчивости развития может достигаться за счет структурных сдвигов и институциональных мер, в том числе в сфере потребления энергоресурсов.

Противоречия между странами при формировании принципов глобального климатического регулирования усугубляются регионализацией мировой торговли и обострением конкуренции за крупные рынки

Противоречия между странами при формировании принципов глобального климатического регулирования усугубляются регионализацией мировой торговли и обострением конкуренции за крупные рынки. Ключевой риск здесь состоит в том, что климатические ограничения могут стать существенным и весьма болезненным (для экономик многих стран, включая Россию, а также США и Китай) элементом нетарифных ограничений в торговле. В этих условиях Россия должна выработать свою позицию в отношении процессов климатического регулирования с точки зрения национальных интересов в долгосрочной перспективе.

парниковых газов, разработка стратегий социально-экономического развития с низким уровнем указанных эмиссий, а также подготовка национальных планов адаптации населения и экономики к изменениям климата. Предполагается, что общая климатическая политика и требования к странам-участницам Парижского соглашения будут ужесточаться. Предусматривается повышение уровня национальных вкладов в решение климатической проблемы с пересмотром соответствующих целевых ориентиров и инструментов раз в пять лет. Последний доклад IPCC (МГЭИК) от 2018 года предполагает возможность обнуления выбросов парниковых газов к середине XXI века и переходу к их отрицательной эмиссии к концу столетия [3].



Москва-сити

Источник: konstantinkulak / Depositphotos.com

Обязательства России по Парижскому соглашению

Как известно, цель Парижского соглашения – удержать прирост среднемировой температуры к концу XXI века в пределах 2 °С относительно доиндустриального уровня, а также приложить все усилия, чтобы потепление климата осталось в пределах 1,5 °С. Для достижения этой цели предусмотрено принятие странами на себя добровольных обязательств по снижению выбросов

Обязательства России в рамках Парижского соглашения, ратифицированного в сентябре 2019 года [4], предусматривают удержание к 2030 году выбросов парниковых газов ниже отметки 70–75 % от уровня 1990 года, при условии полноценного учета вклада лесов в поглощение выбросов и неприемлемости использования другими странами климатического фактора. В России выбросы парниковых газов составляют 51 % от уровня 1990 года, что означает определенный значительный запас прочности

до достижения предельных значений. В то же время, ужесточение требований Парижского соглашения в отношении будущих выбросов парниковых газов, означает высокую вероятность сдвига целевых ориентиров к 2030–2035-м годам до отметки 60–65 % от уровня 1990 года, что серьезно ограничивает потенциал по увеличению выбросов парниковых газов и, соответственно, темпы роста экономики. Как и другие страны-участницы соглашения, Россия должна разработать национальную стратегию социально-экономического развития с низким уровнем эмиссий парниковых газов. В настоящее время разработан проект соответствующего документа.

Ретроспективный анализ динамики и структуры выбросов парниковых газов в России

Оценка потенциала снижения выбросов парниковых газов в обозримом будущем требует, прежде всего, корректного анализа их ретроспективной динамики. За период 1990–2017 годов совокупные выбросы парниковых газов сократились на 32 %, с учетом поглощения в аграрном и лесном секторах – на 49 %. Самым зна-

чимым в структуре эмиссий парниковых газов является CO₂, на который приходится 76 % всего объема выбросов. Основные эмитенты парниковых газов – производ-

Климатическая повестка сильно влияет на перспективы развития экономики России, поскольку содержит как стимулы для модернизации, так и риски недобросовестной конкуренции на мировом рынке

ство электроэнергии и тепла, на которое приходится 33 % совокупного объема выбросов (при этом, в 2010–2017 годах доля данного сектора сократилась с 39 %); добыча энергоресурсов, металлургия, дорожный транспорт, трубопроводный транспорт, бытовой сектор, сельское хозяйство, на каждый из которых приходится по 7–9 % совокупного объема выбросов, причем вклад перечисленных секторов в эти эмиссии за 2010–2017 гг. оставался примерно на одном уровне.

Южная ТЭЦ, Санкт-Петербург



Источник: panevin.ru

В 1990–2017 годах совокупные выбросы парниковых газов сократились на 32 %, с учетом поглощения в аграрном и лесном секторах – на 49 %. На CO₂ приходится 76 % всех выбросов парниковых газов

ковкой неэффективных производств с высоким уровнем энерго- и материалоемкости и общим снижением доли реального сектора в формировании ВВП, с почти 40 % в 1990 году до 26 % в 2000 году [5].

В период после 2000 года важнейшими факторами, сдерживающими эмиссию парниковых газов, являются рост эффек-

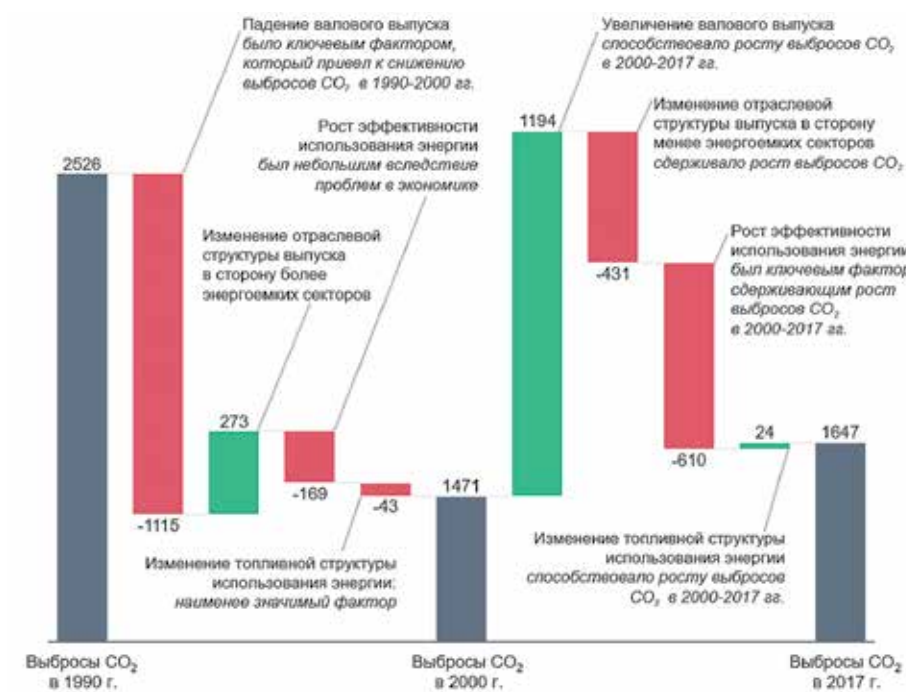
Рис. 1. Факторный анализ изменения выбросов CO₂ (без учета ЗИЗЛХ) в 1990–2017 гг., млн т

Факторный анализ (рис. 1) показывает, что в период 1990–2000 годов значительное снижение выбросов парниковых газов, практически полностью было определено масштабным экономическим кризисом и падением валового выпуска российской экономики. Экономический кризис 1990-х годов характеризовался массовой выбра-

тивности использования энергии и изменения в отраслевой структуре производства. Это почти на 90 % компенсировало возможный рост выбросов, сопряженный с увеличением производства. В этот период конкурентоспособные предприятия, особенно в сырьевом комплексе, получили возможность импортировать оборудование с качественно иными параметрами по потреблению энергии. Расширение масштабов инвестиционной активности стало мощным фактором снижения удельных характеристик выбросов парниковых газов во многих секторах российской экономики.

В целом, с 1990 года по настоящее время ключевыми факторами сокращения выбросов парниковых газов и снижения углеродоемкости российской экономики стали: структурно-технологические сдвиги, выражавшиеся в изменении схемы затрат; повышение доли импорта в потреблении; снижение объемов инвестиций в основной капитал. Важный вклад внесли проекты российских компаний по обеспечению роста ресурсо- и энергоэффективности. При этом вопрос о снижении объемов выбросов парниковых газов был второстепенным.

Повышение энергоэффективности и снижение углеродоемкости реального сектора экономики компенсировало в 1990–2017 годах рост выбросов парниковых газов из-за увеличения экспорта,



Источник: оценки ИНП РАН



Один из главных источников выбросов в атмосферу в городах – легковой автотранспорт
Источник: WorldWide_Stock / Depositphotos.com

доля которого в совокупных выбросах в 1990 году составляла 7 %, в 2000 году – уже 17 %, в 2017 году достигала 23 %.

Углеродоемкость производства и ее снижение в отдельных видах экономической деятельности за последние почти 30 лет существенно варьировали в зависимости от темпов обновления производственных мощностей и иных модернизационных мер. Значительное снижение углеродоемкости производства отмечалось в сельском хозяйстве (в 2017 году ее уровень составил всего 22 % от уровня 1990 года), добыче угля (38 %), нефти (50 %), на транспорте (68 %). В то же время, ее сокращение в добыче газа и электроэнергетике было намного скромнее (93 % и 96 %, соответственно), а в машиностроении углеродоемкость производства за указанный период возросла, достигнув в 2017 году 136 % от уровня 1990 года.

Таким образом, экономический рост и инвестиционная активность стали ключевыми факторами в снижении углеродоемкости российской экономики, а значит и в сокращении выбросов парниковых газов.

Перспективная динамика энергоемкости в России

Корректная макроэкономическая оценка динамики энергоемкости ВВП в средне- и долгосрочной перспективе предполагает рассмотрение темпов производства и энергопотребления. Необходимо учитывать, что экономика страны функционировала и продолжает функционировать в условиях низких темпов экономического роста и параметров внутреннего спроса. Одновременно, в стране сохранялись проблемы с энергообеспечением потребителей в удаленных, энергоизолированных районах страны, а также низким уровнем потребления электричества из-за высоких тарифов среди малообеспеченных граждан.

В этих условиях, для снижения энергоемкости ВВП в реальном секторе экономики России, приоритетом является не снижение энергопотребления (пресловутая экономия энергии), а рост энергопроизводительности или увеличение выпуска продукции на единицу энергии. Такое изменение приоритетов в области энергоэффективности означает смещение акцентов государственной политики: с экономии энергоресурсов, которые в условиях России не являются фактором ограничения роста экономики, на трудосбережение (экономия трудовых ресурсов) – критически значимый фактор экономического роста [2].

Повышение энергоэффективности экономики компенсировало в 1990–2017 годах рост парниковых газов из-за увеличения экспорта, на который в 1990 году пришлось 7 % выбросов, а в 2017 году – 23 %

В условиях низкого внутреннего спроса и невысокой загрузки мощностей на показатели выбросов парниковых газов в большей степени влияет уровень энергопотребления. Таким образом, наиболее эффективным способом снижения энергоемкости в реальном секторе является рост объемов производства. При этом эконометрические оценки взаимосвязи динамики инвестиций и уровня энергоемкости показывают, что в последние

В 2000–2008 гг. РФ была одним из лидеров по темпам роста энергоэффективности – энергоемкость ВВП сократилась на 35%. Причины этого – высокие темпы роста ВВП и стабильное энергопотребление

15 лет между этими факторами наблюдалась достаточно высокая корреляция, в среднем – около 80 %.

В сфере услуг, прежде всего, в ЖКХ, в кратко- и в долгосрочной перспективе приоритетной экономической и экологической задачей остается энергосбережение – но не как экономия ради экономии, а как рациональное использование энергоресурсов при повышении уровня энергокомфортности для населения.

Таким образом, критичным условием повышения энергоэффективности экономики и снижения энергоемкости ВВП в России выступают запуск и поддержание темпов экономического роста выше среднемировых (что реально, с учетом потенциала мощностей, трудовых ресурсов и отложенного спроса населения). Для ускорения экономического роста в кратко- и среднесрочной перспективе в реальном секторе экономики необходимо отойти от действий по повышению энергоэффективности через принуждение

Угольная пыль в Находке, Восточный порт



Источник: artyomk2006.wixsite.com

к экономии энергии за счет ценовых, налоговых и других мер, и сконцентрировать усилия на комплексных мерах стимулирования расширения спроса и поддержки инвестиций в модернизацию производственных фондов. При этом, приоритетом в сфере эффективного использования энергоресурсов должно стать инвестиционное развитие электроэнергетики и централизованного теплоснабжения на основе наилучших доступных технологий использования топлива, включая модернизацию ТЭЦ и увеличение времени работы оборудования в комбинированном режиме. Реализация этих задач будет способствовать инвестиционному росту экономики, снижению удельных и совокупных затрат топлива и сокращению энергоемкости ВВП.

Анализ политики по повышению энергоэффективности в России в 2000–2019 гг.

В период 2000–2008 гг. Россия была одним из мировых лидеров по темпам роста энергоэффективности – энергоемкость ВВП в этот период сократилась на 35 %. На макроуровне выделяются две причины этого феномена – высокие темпы роста ВВП и относительно стабильное энергопотребление (соответственно, 67 % и 10 % прироста. Анализ факторов снижения энергоемкости ВВП, связанных с энергопотреблением, перестройкой структуры экономики и модернизацией технологической структуры в отраслях

экономики [6] показывает, что оно на 55 % определялось структурной перестройкой экономики, на 23 % – обновлением технологий и оборудования, на 15 % – увеличением загрузки мощностей, прочими факторами – на 7 %. Таким образом, снижение энергоемкости ВВП в основном обусловлено высокими темпами экономического роста.

В 2009–2019 годах экономический рост затормозился, и после 2013 года экономика перешла в режим стагнации. Однако именно на этот период, точнее 2008–2013 годы приходятся активные действия государства в сфере энергоэффективности. Действовала государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года». Целью было 40 % снижение энергоемкости ВВП к 2020 г. Она

Целевой индикатор новой программы по снижению энергоемкости к 2020 году составлял всего 13,5 %. Она скорее ориентирована не на рост энергоэффективности, а на стимулирование развития ТЭК

предполагала свыше 3 трлн рублей затрат как бюджета (35 млрд руб. из федерального бюджета и 208 млрд руб. из региональных бюджетов), так и компаний на период до 2015 г. Программа затрагивала почти все направления по повышению энергоэффективности с акцентом на технологическую модернизацию процессов производства и потребления энергии.

Однако эффект от произведенных затрат был низок и в 2014 г. она была заменена на менее амбициозную и более «дешевую» программу «Энергоэффективность и развитие энергетики». Совокупные бюджетные затраты на реализацию новой госпрограммы в 2013–2020 годах предусматривались в объеме порядка 90 млрд руб., причем на уже прошедшие к моменту замены прежней программы 2013–2014 гг. пришлось почти половина всего финансирования; а в конце периода ежегодные затраты должны составлять только около 8 млрд руб. Учитывая, что целевой индикатор новой программы по сни-

жению энергоемкости к 2020 году составлял всего 13,5 %, можно полагать, что она была ориентирована не столько на рост энергоэффективности, сколько на стимулирование развития отраслей ТЭК с целевыми показателями по увеличению производства топлива. В итоге, упомянутый индикатор снижения энергоемкости к 2020 году не достигнут.

Текущая государственная политика в сфере повышения энергоэффективности сосредоточена на следующих направлениях:

1. Реализация комплексного плана мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики России, разработанного Минэкономразвития. В этом документе значения целевых индикаторов в сфере энергоэффективности зафиксированы на 2025 и 2030 года. Мероприятия плана направлены на обеспечение модернизации основных фондов, увеличение вклада технологического фактора в снижение энергоемкости ВВП путем сочетания прямого административного воздействия, стимулирующих мер, а также усилий, направленных на совершенствование информационного и методологического обеспечения реализации государственной политики по повышению энергоэффективности.
2. Реализация госпрограммы «Развитие энергетики», представляющей собой продолжение программы «Энергоэффективность и развитие энергетики» (реально действовавшей до 2019 года) с ее продлением до 2024 года и увеличением первоначального финансирования до 135 млрд руб. В новой программе зафиксирована цель снижения энергоемкости ВВП, но значимых механизмов ее достижения, на наш взгляд, не предусмотрено. Кроме того, ожидается сокращение финансирования этой госпрограммы по всем направлениям с 16 млрд руб. в год в 2019 году до 6 млрд в 2024 году, что явно недостаточно для сколь-нибудь значимого улучшения энергоемкости ВВП.
3. Пропаганда и внедрение наилучших доступных технологий. В рамках данной работы для различных направлений энергоемких процессов разрабатываются справочники НДТ. Это относительно недорогое направление политики повышения энергоэффективности, но масштабный эффект



Нижегороднефтеоргсинтез, «ЛУКОЙЛ»
Источник: *government-nnov.ru*

от его осуществления возможен только при динамичном экономическом и промышленном развитии.

4. Развитие цифровизации и элементов умных сетей в электросетевом комплексе страны, что способствует сокращению потерь энергии в сетях и, тем самым, снижению энергоемкости ВВП.

Риски политики низкоуглеродного развития

С каждым годом мировое экспертное сообщество порождает все более амбициозные сценарии, предусматривающие очень высокие темпы крупномасштабного снижения выбросов парниковых газов во имя недопущения роста глобальной температуры более чем на 1,5 °C до конца текущего столетия. В качестве примеров можно привести уже упоминавшийся выше доклад IPCC-2018 г. [3] и еще более амбициозный сценарий Green New Deal [7], который, помимо ускоренного развития энергоэффективности и технологий улавливания CO₂, предполагает уже к 2035 г. переход энергетических систем на ВИЭ и ТЭС в связке с накопителями, и снижение CO₂ на 90 %, а к 2050 г. – на 100 %.

Подобные сценарии в экономическом смысле не являются замкнутыми: они априорно исходят из возможности за счет изменения

структуры генерации электроэнергии и мер по росту энергоэффективности, обеспечить те или иные показатели снижения выбросов парниковых газов. При этом, из виду упускаются прямые и косвенные эффекты такой политики для развития экономики, как со стороны издержек на реализацию программ по развитию ВИЭ, так и со стороны технических возможностей по осуществлению таких решений. Иными словами, экономическая и социальная цена такого стремительного «энергетического перехода», как показывают расчеты, оказывается неприемлемо высокой.

Выделяются следующие ключевые факторы негативного влияния на экономику России при реализации таких амбициозных сценариев: 1) сокращение российского экспорта углеводородов (нефтяные грузы, природный газ, уголь), которое ведет к снижению объемов их производства, а также инвестиций; 2) схлопывание торгового баланса и девальвация национальной валюты, сокращение доступных ресурсов для финансирования необходимого технологического импорта; 3) масштабный прирост инвестиций для ввода мощностей на основе ВИЭ, что ведет к росту цен на электроэнергию для обеспечения окупаемости этих проектов.

Так, применительно к России реализация амбициозных сценариев Green New Deal и IPCC-2018, ориентированных на снижение выбросов парниковых газов на 80 % к 2050 году, потребует следующих мер: а) сокращение экспорта углеводородов на 90 %; б) введение налога на CO₂ (50 долл./т); в) сокращение углеводородов в топливной структуре до 5 % и переход на ВИЭ и накопители; улавливание 50 % выбросов CO₂ от энергетики; г) рост доли электромобилей до 65 % в парке личных и до 50 % в парке грузовых авто; д) снижение расхода топлива до 5,5 л/100 км; улавливание 50 % выбросов CO₂ на НПЗ; е) косвенный эффект от сокращения

Каждый год мировое сообщество порождает все более амбициозные сценарии с очень высокими темпами снижения выбросов во имя недопущения роста глобальной температуры на 1,5 °C до конца столетия

экспорта; ж) снижение утечек метана на 30 % и улавливание 50 % выбросов CO₂ от перекачивающих станций; з) сокращение утечек метана на 50 %; утилизация ПНГ на 99 %; и) замену 90 % газовых плит на электрические; 50 % электроотопление; к) рост энергоэффективности зданий на 50 %; л) сокращение поголовья крупного рогатого скота на 50 % и переход 50 % земледелия на органические методы; м) изменение рациона населения; н) перевод 75 % конверторных мощностей на электровыплавку стали; о) рост эффективности использования кокса на 35 %; улавливание 50 % выбросов CO₂ от металлургии; п) переработку 90 % отходов, связанных с выбросами парниковых газов; р) отсутствие роста лесозаготовок; с) замещение 30 %

чить сокращение выбросов парниковых газов более чем на 0,5 млрд тонн и примерно 0,3 млрд тонн CO₂, соответственно, Россия вынуждена будет заплатить снижением уровня экономической активности и падением доходов населения, усилением зависимости от импорта и падением конкурентоспособности отечественного производства, а при сжатии доходов от сырьевого экспорта – кризисом торгового баланса со всеми вытекающими отсюда последствиями для экономического суверенитета и национальной безопасности страны.

Это становится особенно очевидным при сравнении экономических результатов осуществления данных сценариев с базовым сценарием, предполагающим достиже-



Никелевый завод. Озеро Долгое, Норильск

Источник: Strannik / fototerra.ru

авиаперевозок высокоскоростным железнодорожным сообщением и рост топливной эффективности в секторе на 25 %.

Сам перечень мероприятий, которые должна реализовать в рамках данных сценариев российская экономика, свидетельствует об их амбициозности, а также о явно завышенных темпах структурной перестройки экономики во имя сокращения парниковых газов. При этом они не будут продуктивными для экономики страны.

По нашим оценкам, за форсированный перевод электрической генерации на ВИЭ и снижение добычи и экспорта углеводородов, которые в период до 2050 года могут обеспе-

ние целей указа президента России № 204 от 07.05.2018 г., в том числе выход на темпы роста ВВП не ниже среднемировых, вхождение России в пятерку крупнейших экономик мира, рост реальных доходов населения и сокращение бедности. Так, согласно расчетам на основе динамической межотраслевой модели российской экономики [8], если базовый сценарий исходит из возможности достижения, а потом и поддержания среднегодовых темпов роста ВВП на уровне 3 %, то упомянутые амбициозные сценарии означают снижение этого показателя до 1 % или менее. На прогнозный период 2020–2050 годов рассматриваемые сценарии бу-

дут отличаться по темпам экономического роста на 2 процентных пункта, а накопленная к 2050 году динамика ВВП будет различаться более чем на 80 %. Наиболее сложный период придется на 2025–2029 гг., когда может начаться сворачивание углеводородной энергетики. Начальный шок приведет к падению объемов экспорта товаров примерно на 160 млрд долларов. За этим последует резкое обесценение национальной валюты до 90 рублей за доллар, а также вынужденное сокращение импорта. ВВП может сократиться на 15–20 % и, после прохождения данного шока, российская экономика выйдет на траекторию замедленного роста.

Ряд международных экспертов считает, что переход к низкоуглеродному развитию в рамках амбициозных сценариев способен повысить темпы роста мировой экономики за счет позитивных структурных сдвигов и благодаря ускорению роста ВВП в странах-импортерах углеводородов, выгоды которого существенно превысят экономические потери стран-экспортеров ископаемого топлива. Наши модельные расчеты подтверждают теоретическую возможность такого рода эффекта. Однако они же ярко иллюстрируют беспрецедентно высокий рост издержек мирового хозяйства на его достижение: по прогнозу, затраты на энергию возрастут с текущих 8 % мирового ВВП до почти 30 % к 2035 году. Для России аналогичные значения составляют

11 % и 47 %, соответственно. В этих случаях, такой уровень и динамика затрат на энергию представляются несовместимыми с устойчивым социально-экономическим развитием, поскольку в любом случае при таком сценарии экономический рост не будет трансформироваться в рост уровня жизни населения.

Таким образом, амбициозные сценарии снижения уровня выбросов парниковых газов не могут рассматриваться в качестве основы национальной стратегии социально-экономического развития в России. Последняя должна исходить из национальных интересов страны, предусматривающих решение климатических проблем в контексте реализации всего комплекса целей устойчивого развития. Основу должны составлять улучшение качества жизни населения, а это невозможно в условиях стагнации и низких темпов роста экономики. Кроме того, в собственно «климатической сфере» эффективная стратегия устойчивого социально-экономического развития должна предусматривать реализацию взаимосвязанных групп институциональных, экономических и технологических мер, направленных на обеспечение не только низкого уровня эмиссии парниковых газов, но – как и предусматривается Парижским соглашением – и их поглощения экосистемами, и особенно, адаптации населения и экономики к изменениям климата.

Использованные источники

1. Порфирьев Б.Н. Парадигма низкоуглеродного развития и стратегия снижения рисков климатических изменений для экономики // Проблемы прогнозирования, 2019, № 2. С. 3–13.
2. Порфирьев Б.Н. Эффективная стратегия действия в отношении изменений климата и их последствий для экономики России // Проблемы прогнозирования, 2019, № 3. С. 3–16.
3. Global Warming of 1.5 °C: An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Summary for Policymakers. – Formally approved at the First Joint Session of Working Groups I, II and III of the IPCC and accepted by the 48th Session of the IPCC, Incheon, Republic of Korea, 6 October 2018. 33 p.
4. Постановление Правительства РФ № 1228 от 21.09.2019 «О принятии Парижского соглашения». – URL: <https://rulf.ru/government/Postanovlenie-Pravitelstva-RF-ot-21.09.2019-N-1228/>
5. Трансформация структуры экономики: механизмы и управление: монография / [под редакцией А.А. Широ́ва]. – Российская академия наук, Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. – М.: МАКС Пресс, 2018. 262 с.
6. Башмаков И.А., Мышак А.Д. Российская система учета повышения энергоэффективности и экономии энергии // – М.: Центр по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ), 2012.
7. Jacobson M.Z., Delucchi M.A., Cameron M.A., Coughlin S.J., Hay C.A., Manogaran I.P., Yanbo S., von Krauland A.-K, 2019. Impacts of Green New Deal Energy Plans on Grid Stability, Costs, Jobs, Health, and Climate in 143 Countries. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2019.12.003>
8. Широ́в А.А., Янтовский А.А. Межотраслевая макроэкономическая модель RIM – развитие инструментария в современных экономических условиях // Проблемы прогнозирования, 2017, № 3. С. 3–18.



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



ПОДПИСКА ОТКРЫТА!

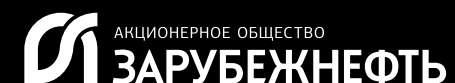
Журнал «Энергетическая политика» принял участие в подписной кампании 2020 года. Оформить подписку можно во всех почтовых отделениях Российской Федерации по каталогу агентства Роспечать «Газеты и журналы». Подписной индекс: 88732. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 10 200 рублей.

В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ

 ПРОМСЫРЬЕИМПОРТ





ISSN 2409-5516