

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№3(141), ноябрь 2019



Тема номера:

**ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ:
ОТ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ ДО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ**

5-й САММИТ ФОРУМА СТРАН - ЭКСПОРТЕРОВ ГАЗА, 2-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ СЕМИНАР

26-29 НОЯБРЯ 2019
МАЛАБО, ЭКВАТОРИАЛЬНАЯ ГВИНЕЯ

www.gecfmalabo.com

#GECFMalabo

#EGYearofEnergy



ОБЪЕДИНЯЯ
МИРОВЫХ
ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
ГАЗА





с.6

Ресурсы арктического шельфа – это наш стратегический запас

5 Слово редакторов

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА

6 **Д.Н. Кобылкин**
Ресурсы арктического шельфа – это наш стратегический запас

ВОСТОЧНЫЙ МАРШРУТ

10 **А.Б. Яновский**
На пути в чистое будущее: что ждёт российский уголь в Китае?

ПЕРЕМЕННЫЙ ТОК

18 **Ю.В. Маневич**
Мощный резерв

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ФОКУС

22 **Е. Карьгина**
Электроэнергетика США: от угля к ветру



с.18
Мощный резерв

ЦВЕТ НЕФТИ

32 **В.А. Иктисанов, Ф.Д. Шкруднев**
Возобновляемая нефть

УГОЛ ЗРЕНИЯ

42 **Ю.П. Ампилов**
Освоение недр российской Арктики: углеводороды или новые тренды?

54 **В.В. Бушуев**
Структурно-волновой анализ и прогноз мировой динамики нефтяных цен

КЛИМАТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

62 **И. Мандрыкина**
Парижское соглашение и ТЭК: почему нефтяники заинтересованы в его реализации?

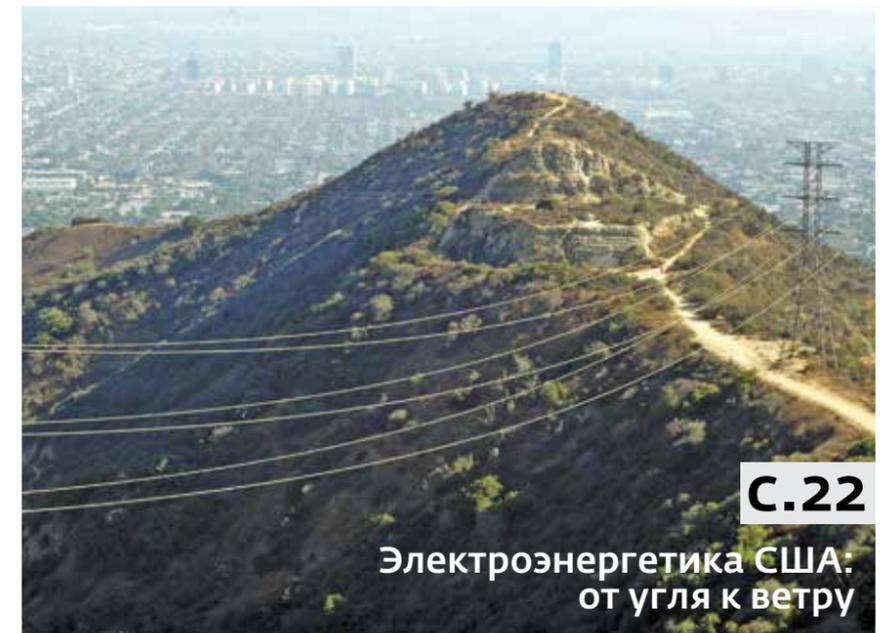
72 **А.И. Кулапин**
Стратегическое развитие российского ТЭК в свете принятия Парижского соглашения по климату

ХИМИЯ ПЕРЕРАБОТКИ

78 **Т.Н. Хазова, Д.О. Дерюшкин**
Нефтегазохимия для реализации национальных проектов развития

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

86 **С.М. Сендеров, В.И. Рабчук**
Индикаторы оценки доктрины энергобезопасности России по надежности топливо- и энергоснабжения



с.22

Электроэнергетика США: от угля к ветру



с.32
Возобновляемая нефть

УЧРЕДИТЕЛИ

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

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

ИЗДАТЕЛЬ

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

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В.В. Бушуев – акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н., председатель совета, генеральный директор Института энергетической стратегии
А.М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., зам. председателя совета, руководитель Центра энергетической политики ИППГ РАН
Д.А. Соловьев – к. ф.-м. н.
А.Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИППГ 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 – член-корр. РАН, д. э. н., директор ИЗОПП СО РАН
Е.А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., декан факультета РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
В.И. Фейгин – к. ф.-м. н., президент Фонда ИЭФ
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

Главный редактор
А.А. Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Заместитель главного редактора
Виктор Балюков

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

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

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

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

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

возможны только с письменного разрешения редакции

Источники фотографий: Илья Бесхлебный, penza-press.ru, neftianka.ru, finobzor.ru; Flickr.com: M. Dillon, Bureau of Reclamation, joiseyshwaa, aka CJ, NRC, Azrael, E. Barnes, M. Pereckas, Neptune 777, NRE. Компании: ВР, Газпром нефть, Роснефть, МОЭСК, Татнефть, СИБУР, Интер РАО, РусВинил, СуЭК, Саянскхимпласт, Росэнергоатом, Русгидро

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

Тираж 1000 экземпляров

Периодичность выхода 6 раз в год

Цена свободная

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

Подписано в печать: 01.11.2019
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+

БИРЖЕВОЙ
ТОВАРНЫЙ
РЫНОК'19М Ежегодный
Международный
Форум
СПБМТСБСПБМТСБ
Санкт-Петербургская Международная
Товарно-сырьевая Биржа

28.11

Москва, ул. Покровка, 47. Цифровое деловое пространство
Подробнее на forum.spimex.com

ГЛАВНОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ОБ ОРГАНИЗОВАННЫХ ТОРГАХ НА ТОВАРНЫХ РЫНКАХ

Форум СПБМТСБ «Биржевой товарный рынок»:

- тренды развития торгов нефтепродуктами, нефтью, газом;
- более 400 профессионалов рынка;
- пленарное заседание, панельные дискуссии, интерактив;
- 5-летие биржевых торгов газом: итоги и перспективы.

Генеральный информационный партнер



Официальный партнер



РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ШИРОКОГО ДИАПАЗОНА

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

Анна ГОРШКОВА,
главный редактор
журнала «Энергетическая
политика»



Топливо-энергетический комплекс решает в России много стратегических и функциональных задач. В третьем номере журнала «Энергетическая политика» мы постарались раскрыть наиболее значимые задачи отрасли.

Энергетические компании стали драйверами развития Арктики, подтягивая за собой предприятия других отраслей. Реализация таких проектов, как, например, «Ямал-СПГ», позволила активизировать Северный морской путь, обеспечить рабочие места и якорные заказы для заводов по всей России. Кроме нефтегазовых предприятий, большими перспективами в Арктике обладают проекты в области возобновляемых источников энергии и освоения твердых полезных ископаемых.

Не менее важной задачей является стабильное энергетическое и топливное обеспечение страны, которое в то же время не должно превратиться в серьезное бремя для российских потребителей. Такой подход нашел отражение в Доктрине энергетической безопасности России. Поэтому анализ индикаторов надежности энергетического и топливного обеспечения внутреннего рынка, заложенных в этом системообразующем

документе, имеет особое значение для отрасли. В связи с этим, необходимо изучать опыт других государств по решению данных проблем, в частности, США – крупнейшей по энергоемкости страны.

Одновременно, следует помнить, что предприятия ТЭК, как никакие другие, взяли на себя ответственность по решению вопросов стабилизации глобальных климатических изменений, снижения негативных выбросов в атмосферу и реализации Парижского соглашения по климату. Это уже нашло отражение в стратегических программах мировых и российских компаний.

Российский ТЭК помогает решать стратегические задачи не только на внутреннем рынке, но и в экономике других стран, в частности, в Китае. Особое место здесь занимают поставки российского угля и газа.

Кроме того, в третьем номере журнала поднято несколько глобальных вопросов, поиск ответов на которые становится предметом острых научных дискуссий. В частности, рассмотрены вопросы происхождения нефти и восполнения ее запасов на давно разрабатываемых месторождениях, а также предложено использование структурно-волновой теории Р. Эллиота для оценки и прогноза изменений цен на нефть.



**Дмитрий Николаевич
КОБЫЛКИН,**
министр природных
ресурсов и экологии РФ

Арктическая зона Российской Федерации – регион для страны стратегически. Он может стать основным драйвером устойчивого развития экономики страны, локомотивом инноваций для техники и технологий. Катализатором дальнейшего развития территории на сегодня становятся не только традиционные промышленные точки роста по линии освоения минерально-сырьевых ресурсов, но и транспортные коридоры, прежде всего, Северный морской путь.

На арктических рубежах реализуется большое количество национальных задач, прописанных в майском указе президента России Владимира Путина. В центре внимания руководства страны одновременно находятся увеличение грузопотока по Севморпути, раскрытие экспортного потенциала, внедрение инноваций, сохранение уникального биоразнообразия Арктики, ликвидация накопленного ущерба окружающей среде, развитие науки и медицины. Второстепенных задач здесь нет, потому что всё, что связано с российской Арктикой, затрагивает комплексную целостность и безопасность страны, от благополучного сохранения традиционного образа жизни истинных хранителей вечной мерзлоты – коренных малочисленных народов Арктики – до создания сложных наукоемких производств. Знаю эти вопросы очень глубоко, полжизни посвятил Ямалу и ямальцам.

Безусловно, Арктическая зона России обеспечивает каркас прочности бюджетов всех уровней, но это и эколо-

гический индикатор. Процессы глобального потепления климата здесь ощущаются на протяжении последних лет. Репутация «кухни погоды» – региона, способного оказывать влияние на атмосферные процессы в умеренных широтах Северного полушария, закрепилась за Арктикой еще в XX веке. Нам нужна объективная картина в динамике по всем процессам, связанным с изменением климата, которая позволит минимизировать риски и прогнозировать влияние этих перемен на развитие страны. Поэтому мы возвращаем в регион круглогодичные исследовательские экспедиции государственного значения. Нет сомнений, что новая волна хозяйственной деятельности в арктической зоне, включая развитие сухопутной и морской инфраструктуры, добычу полезных ископаемых, геологоразведку, производство энергии и многое другое, должна учитывать изменения и колебания климата при долгосрочном планировании.

Ускоренное освоение минерально-сырьевой базы арктических регионов и развитие инфраструктурных проектов, помимо прямой экономической выгоды, оказывают сильнейший мультипликативный эффект. Мы это наблюдали при реализации нашего флаг-

Запасы нефти
российской
Арктики
оцениваются
в 7,3 млрд т,
конденсата –
примерно
2,7 млрд т,
газа –
около 55 трлн м³

РЕСУРСЫ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА – ЭТО НАШ СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ЗАПАС

манского проекта «Ямал СПГ» в поселке Сабетта (Ямало-Ненецкий автономный округ). Вслед за решением о разработке гигантского Южно-Тамбейского месторождения и строительством на его базе завода по сжижению газа в 2012–2013 годах, началось создание многофункционального морского порта Сабетта, одноименного международного аэропорта. В рамках строительства только завода по сжижению газа было создано 30 тысяч высококвалифицированных рабочих мест, загружены мощности десятков производств по всей стране. Мы «разогрели» Северный морской путь. Этот проект, реализованный за Полярным кругом в условиях вечной мерзлоты, стал уникальным примером для всего мира по уровню внедрения природосберегающих технологий и строгости соблюдения экологических норм и правил.

При разработке комплексного проекта «Реализация минерально-сырьевого и логистического потенциала Арктики», мы подтвердили ранее сделанные расчеты, согласно которым одно рабочее место в Арктической зоне «создаёт» до 14 новых мест по всей стране, каждый рубль бюджетных вложений может привлечь до 15 рублей инвестиций из внебюджетных источников. Эта программа предполагает почти 11 трлн рублей частных инвестиций до 2030 года и увеличение объема грузоперевозок по Северному морскому

пути с 2034 года до 157 млн тонн. Многие эксперты высказывают сомнения в таких объемах загрузки Севморпути, но лично у меня нет сомнений. Минприроды России рассчитывает только объемы перевозимых полезных ископаемых и продуктов их переработки, но будут ещё и грузы заводов Урала, сельскохозяйственные грузы. После построения необходимой наземной инфраструктуры

в Арктике с выходом к морским портам, в том числе к порту Сабетта, сработает тот самый мультипликативный эффект и в этом вопросе.

Каждый крупномасштабный промышленный проект в Арктике требует глубокой детальной научной проработки. Для Минприроды исследовательское лидерство России в Арктике является задачей первостепенной важности. В ближайшее время необходимо разработать единую стратегию научного изучения Арктики, в том числе – высокоширотной. Министерство уже подготовило и внесло в правительство проект дрейфующей научной станции «Северный полюс – 2020» в высоких широтах Арктики. Над научной

программой экспедиции работали эксперты Минприроды, Минобрнауки, Минвостокразвития, Российской академии наук, Росгидромета, госкорпорации «Росатом», НИЦ «Курчатовский институт», НО «Полярный фонд», специальный представитель президента по междуна-

Я по-прежнему
считаю, что
российский
арктический
шельф пока надо
рассматривать как
некий стратегический
резерв развития
минерально-сырьевой
базы и добычи
нефти и газа

родному сотрудничеству в Арктике и Антарктике Артур Чилингаров и другие. Одним из практических результатов реализации экспедиции станет изучение ледовой обстановки в регионе для обеспечения безопасности судоходства по Северному морскому пути.

В 2021 году в эксплуатацию планируется вести ледостойкую самодвижущуюся платформу «Северный полюс». Она предназначена для круглогодичных комплексных научных исследований в высоких широтах Северного ледовитого океана. Платформа будет совершать длительный дрейф продолжительностью не менее одного года вместе с окружающим ее ледяным массивом. Комплекс исследований дополнит единая информационно-космическая система «Арктика», разработку которой планируется завершить в ближайшем будущем. Наличие

ресурсная база региона огромна и так или иначе будет вовлечена в разработку. Только запасы нефти российской арктической зоны оцениваются в 7,3 млрд тонн, конденсата – 2,7 млрд тонн, природного газа – около 55 трлн кубометров. Наибольшим потенциалом обладает Ямало-Ненецкий автономный округ. На него приходится примерно 43,5% от начальных суммарных ресурсов арктической зоны. На арктическом шельфе находится примерно 41% нефтегазовых ресурсов региона.

Помимо этого, в Арктике находятся свыше 97% российских запасов платиноидов, 43% запасов олова, ее кладовые хранят значительное количество никеля, титана, апатитовых руд и руд редкоземельных металлов. Разведанными запасами обеспечивается почти 98% добычи платины, 100% титана, циркония, руд редкозе-



Стая нарвалов на арктическом шельфе, Россия

собственной современной российской орбитальной группировки является необходимым условием безопасности.

Одновременно, российские ведомства занимаются подготовкой программы внедрения гибридных судов нового экологического класса и продвижения программы «зеленого судоходства» в Арктике, при котором в качестве топлива для судов может использоваться в том числе сжиженный газ. Это позволит сократить вредные выбросы в атмосферу в рамках выполнения Парижского соглашения по климату. Подобный подход особенно важен для хрупкой, очень ранимой природы Арктики.

Безопасность экологии должна лечь в основу разработки месторождений нефти и газа Арктики, поскольку

мельных металлов, апатитовых руд и более 97% никеля. В Арктике добывается около половины объемов меди и бокситов, до четверти производства алмазов, золота и серебра, ведётся отработка железных руд и угля.

Убеждён, что развитие Арктического региона – это проект на десятилетия, если не столетия вперёд. И всё это время он будет влиять на благосостояние всей страны.

По-прежнему считаю, что арктический шельф пока надо рассматривать как стратегический резерв развития минерально-сырьевой базы и добычи углеводородов России. По состоянию на октябрь текущего года на российском шельфе действует 140 лицензий. Основная часть отлицензированных нефтегазовых

участков шельфа и транзитных зон находится в распределенном фонде недр. Они распределены «Роснефтью», «Газпромом», «Газпром нефтью», «Новатэком».

Безусловно, часть ресурсов, включающая запасы Мурманского, Северо-Кильдинского (Баренцево море) и Изыльметьевского (Японское море) месторождений, является федеральным резервом континентального шельфа Российской Федерации.

В настоящее время непосредственно на Арктическом шельфе разрабатывается единственное месторождение – «Приразломное». «Газпром нефть шельф» начал добычу ещё в 2013 году, и на следующий год выдал первый миллион тонн нефти. В 2018 году объем добычи составил 3,2 млн тонн. Добытая нефть танкерами транспортируется потребителям.

Ввод в разработку открытых ранее месторождений «Победа» (Карское море) и «Центрально-Ольгинское» (Хатангский залив моря Лаптевых) в ближайшее время не планируется в связи с необходимостью проведения больших объемов сейсмических и буровых работ. В условиях тяжелой ледовой обстановки и отсутствия развитой инфраструктуры и технологий, позволяющих сделать добычу в этом регионе рентабельной, освоение этих недавно открытых месторождений отодвигается на будущее.

При всей кажущейся статичности процесса, освоение Арктического шельфа идёт. Практически все объемы сейсморазведки, предусмотренные условиями лицензий, выполнены. Проведение поисково-разведочного бурения сдерживается отсутствием отечественных технологий и оборудования при санкционных ограничениях. Но даже в таких условиях, в период 2012–2019 годы открыты 5 месторождений на шельфе Арктики («Победа», «Центрально-Ольгинское», «Северо-Обское», «им. А. В. Динкова» и «Нярмейское»). Повторюсь, при существующих ценах на нефть разработка месторождений, расположенных на удалении от берега и значительных глубинах в арктических акваториях экономически не оправдана.

Тем не менее, государство принимает меры экономического стимулирования освоения новых морских месторождений углеводородного сырья. Для морских участков обнулена экспортная пошлина на нефть и введены дифференцированные сроки и ставки НДС в зависимости от географического расположения месторождения. Так, для участков в Печорском и Белом морях ставка НДС составляет 15% на срок до 84 календарных месяцев от начала промышленной добычи, для участков в южной части Баренцева моря (южнее 72 градуса северной широты) ставка НДС составляет 10%. Она действует в течение 120 календарных месяцев. Для месторождений, расположенных в северной части Баренцева моря (на 72 градусе северной широты и севернее этой широты), в Карском, Восточно-Сибирском, Чукотском, Беринговом морях и в море Лаптевых ставка

НДС достигает лишь 5%, она действует на срок до 180 календарных месяцев.

Все больший интерес нефтяные компании проявляют к участкам в транзитной зоне (суша-море). Заявки по ним поступают от крупных недропользователей, лицензирование происходит по решению правительства РФ. Здесь ключевым критерием для ввода месторождений в разработку является глубина моря. С этой точки зрения, наиболее перспективными в настоящее время являются месторождения и объекты, подготовленные для глубокого бурения на углеводородное сырьё, расположенные в транзитных зонах и территориальных водах Печорского моря, губах и заливах Карского моря. Их вовлечение в освоение не потребует кардинальных капитальных затрат, бурение скважин возможно осуществлять с прибрежной суши.

В их числе: Восточно-Перевозное месторождение, Мадагаскарская структура, месторождения Варандей-море, Медыньское море, Крузенштернское, Чугорьяхинское, Северо-Каменномыское, Каменномыское,

Разработка месторождений «Победа» в Карском море и «Центрально-Ольгинское» в Хатангском заливе в ближайшее время не планируется в связи с необходимостью проведения больших объемов сейсмической и буровой работ

Каменномыское-море, Обское, Южно-Парусовое, Северо-Парусовое, Тота-Яхинское, Семаковское, Антипаютинское, Перекатное, Салекаптское, а также Центрально-Ольгинское в Хатангском заливе моря Лаптевых. Часть запасов учтена по суше.

Добыча газа с берега сейчас ведется на двух месторождениях: Юрхаровском и Южно-Тамбейском.

Считаю, что программа разработки транзитных зон должна являться частью государственной политики изучения и освоения нефтегазовых ресурсов шельфа, включающей необходимые уровни добычи нефти в конкретные сроки.

При такой потенциально огромной промышленной нагрузке безусловным приоритетом являются наши экологические требования и контроль.

Сегодня новая экологическая политика реализуется на всей территории Российской Федерации, в том числе в субъектах, входящих в состав Арктической зоны. Конечно, мы постараемся не повторить ошибок первой волны освоения Арктики, когда производственные победы добывались любой ценой. Ликвидация накопленного экологического вреда в регионе также включена в нацпроект «Экология». Выполнение мероприятий позволит сократить площадь загрязненной на 1,7 тысяч гектаров земель и около 36 тысяч км² акваторий, ликвидировать более чем 18,3 млн тонн отходов I–V классов опасности, улучшить условия проживания более миллиона человек.

А.Б. ЯНОВСКИЙ

НА ПУТИ В ЧИСТОЕ БУДУЩЕЕ: ЧТО ЖДЁТ РОССИЙСКИЙ УГОЛЬ В КИТАЕ?

**Анатолий Борисович
ЯНОВСКИЙ** –
заместитель министра
энергетики России,
д. э. н., к. т. н.



Восточный маршрут

За прошедший октябрь ОАО «Российские железные дороги» (РЖД) предоставило российским угольщикам для поддержания объемов перевозок скидки в четвертом квартале 2019 года на экспортные перевозки угля с перевалкой в северо-западных портах России. С помощью такой скидки РЖД стремится поддержать недогруженное западное направление вместо перегруженного восточного направления, по которому идет экспорт российского угля на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона.

Желание РЖД поддержать экспорт в западном направлении косвенно подчеркивает историческую важность и высокую прибыльность азиатских рынков. Особенно динамично в регионе АТР развивается Северо-Восточная Азия: Китай, Республика Корея, Япония и Вьетнам.

Китайская Народная Республика становится основным партнером международного сотрудничества России во всех областях экономики, в том числе в области угля. Еще в сентябре 2010 года Минэнерго России и Государственным энергетическим управлением КНР была разработана совместная дорожная карта о сотрудничестве в угольной сфере, которая регулярно актуализируется и является документом стратегического сотрудничества угольщиков двух стран.

Китай без преувеличения является одним из лидеров современного мирового рынка. Значимость этой

экономики хорошо иллюстрируется темпами роста номинального ВВП страны. По данным международного валютного фонда, за последние десять лет он вырос в 2,8 раза и в 2018 году превысил 13 трлн долларов, что составляет 16% мирового ВВП.

Во многом, развитию китайской экономики, как и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона, способствовало активное и продуманное использование доступных энергетических ресурсов, и прежде всего – угля. Угольная генерация на протяжении многих десятилетий была и остается в странах АТР основой электроэнергетики, обеспечивая экономический рост и индустриальное развитие. Уголь до сих пор доминирующий энергоноситель в топливном балансе Китая, а также других азиатских стран, к примеру, Индии. Традиционно развитию отрасли способствовала относительно низкая стоимость угля как энергетического топлива, высокая занятость в угледобывающих регионах и уровень энергобезопасности благодаря хорошей обеспеченности запасами.

Сегодня перед угольной генерацией встают серьезные вызовы. Большинство развитых стран ужесточают

Добыча угля
в Китае в 2018 году
превысила
1,8 млрд тонн н. э.
(3,55 млрд тонн),
что составляет
46,2%
от мирового
производства



Рис. 1. Транспортная инфраструктура газовой и угольной отраслей КНР

Источники: данные Минэнерго, IEA, Государственное статистическое управление КНР

свои требования к чистоте окружающей среды. Европа активно вводит углеродные платежи и заявляет о планах по полному отказу от ископаемых энергоресурсов. В борьбе за экологическую безопасность страдают, в первую очередь, угольные компании. Безусловно, выбросы от сжигания угля сегодня значительно выше, чем от использования альтернативных источников энергии. Это, с одной стороны, стимулирует угольную генерацию становиться более чистой и маневренной, а с другой, приводит к тому, что многие инвесторы прекращают финансирование проектов в угольной генерации.

С учетом этих факторов, большинство аналитических институтов уверены в будущем сокращении доли угольной генерации в мире – с 37–38% в 2018 году до 20–25% к 2040 году. Впрочем, одновременно прогнозируется рост выработки электроэнергии на угле с 9,3 ТВт/ч до 9,4–11,2 ТВт/ч. То есть снижение доли угля будет происходить не за счет сокращения фактических объемов, а за счет роста вводов мощностей с другими видами энергоносителей.

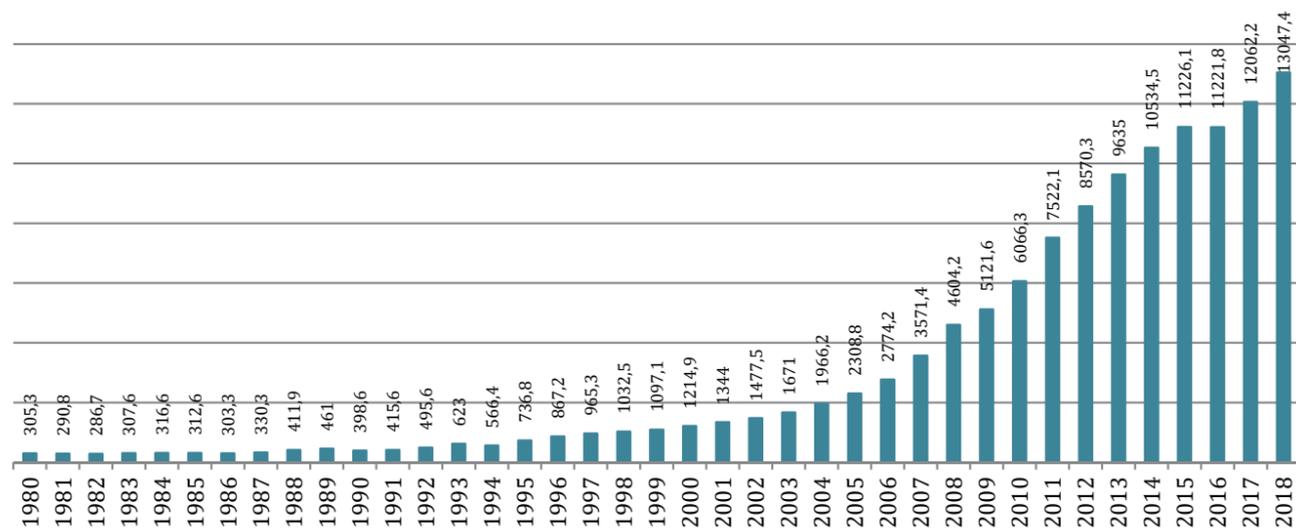
Китайское угольное чудо

Китай невероятно богат углем. Согласно данным Государственного статистического управления Китая, на территории страны находится около 138,8 млрд тонн доказанных запасов угля (по данным ВР – 131 млрд тонн). По данному показателю Китай занимает 4-е место в мире, уступая США, России и Австралии. Китай является одновременно и крупнейшим импортером, и крупнейшим производителем угля. Его добыча в 2018 году, по данным ВР, превысила 1,8 млрд тонн нефтяного эквивалента (3,55 млрд тонн), что составляет 46,2% от мирового производства угля. Россия, при этом, является лишь третьим после Австралии и Индонезии импортером угля в Китае.

Добыча угля ведется на территории 27 регионов, эксплуатируется около 10 тысяч шахт и разрезов, из них 90% приходится на объекты малой мощности. На провинции Шаньси и Шэньси, где расположены крупнейшие государственные угольные шахты, а также западную часть автономного района Внутренняя Монголия приходится

Рис. 2. Динамика изменения ВВП Китая, в млрд долларов

Источник: ООН



около 60% добычи угля в Китае. Крупнейшим угольным месторождением страны является Шэньфу-Дуншен, расположенное на границе Внутренней Монголии и провинции Шэньси. В целом, запасы приходятся в основном на западные и северные районы – слабо развитые и уязвимые с точки зрения экологии.

Именно экологические требования населения становятся основной причиной пессимизма многих аналитических институтов относительно будущего угля в КНР. Как и в части производства, именно Китай продолжает оставаться крупнейшей экономикой мира по уровню потребления угля – более 1,9 млрд тонн н. э. (более 50% от мирового потребления). Однако этот показатель постепенно падает начиная с 2013 года, когда ускоренное развитие гидроэнергетики и других возобновляемых источников энергии дало свои плоды.

Несмотря на грядущее «озеленение» китайской экономики, по данным CoalSwarm, в стране по состоянию на сентябрь 2018 года около 259 ГВт проектов угольной генерации еще находились в стадии инжиниринга или

строительства, а это 25% от установленной мощности действующих угольных ТЭС в стране. На уголь до сих пор приходится 58,3% потребляемых первичных энергоресурсов, в основном, это выработка на ТЭС электроэнергии и тепла.

Пик прироста спроса на уголь пришелся на 2009 год, когда мировой экономический кризис вынудил Китай переключиться на более дешевый вид топлива. Начиная с 2000 года и до 2013 года темпы роста угольной генерации были феноменальными – за 13 лет производство электроэнергии из угля выросло сразу в 4 раза. При этом, большую часть спроса на уголь формируют именно северные районы, наиболее приближенные к экспортным каналам России и Монголии.

В настоящее время перед Китаем стоит сложная задача: поддержать нарастающие темпы развития экономики и уровня жизни населения, не допустив высокого уровня зависимости от импорта сырья и ухудшения экологии страны. Вместе все эти факторы приводят к необходимости пересмотра «энергетического котла» страны.

Таблица 1. Динамика добычи, потребления, импорта и экспорта угля в Китае за 2009–2018 годы, млн тонн

Источник: Coal Information

	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Добыча всего	2779,8	3169,2	3418,8	3572,5	3745,5	3640,2	3563,2	3268,2	3397,2	3550,1
в т. ч. коксующийся энергетический	419,8	488,5	509,5	555,7	600,7	619,8	593,0	547,0	515,1	523,7
Потребление всего	2822,3	3442,5	3541,6	3729,2	4022,4	3885,1	3787,6	3669,1	3708,1	3745,1
в т. ч. коксующийся энергетический	443,4	531,0	541,2	602,8	667,9	677,8	646,2	601,2	582,7	587,3
Импорт всего	131,9	184,4	220,2	288,8	327,2	291,6	206,1	282,0	284,3	295,4
в т. ч. коксующийся энергетический	34,4	47,1	44,7	53,6	75,4	62,4	48,0	59,3	69,9	64,7
Экспорт всего	22,4	21,3	21,7	11,8	9,6	7,2	2,8	8,7	8,0	6,0
в т. ч. коксующийся энергетический	0,6	1,1	3,6	1,3	1,1	0,8	1,0	1,2	0,1	1,1



Рис. 3. Динамика добычи, потребления, импорта и экспорта угля в Китае за 2009–2018 годы, млн тонн

Источник: Coal Information

На пути в чистое будущее

В условиях активной индустриализации страны, чистота атмосферного воздуха стала социально-политическим фактором в Китае.

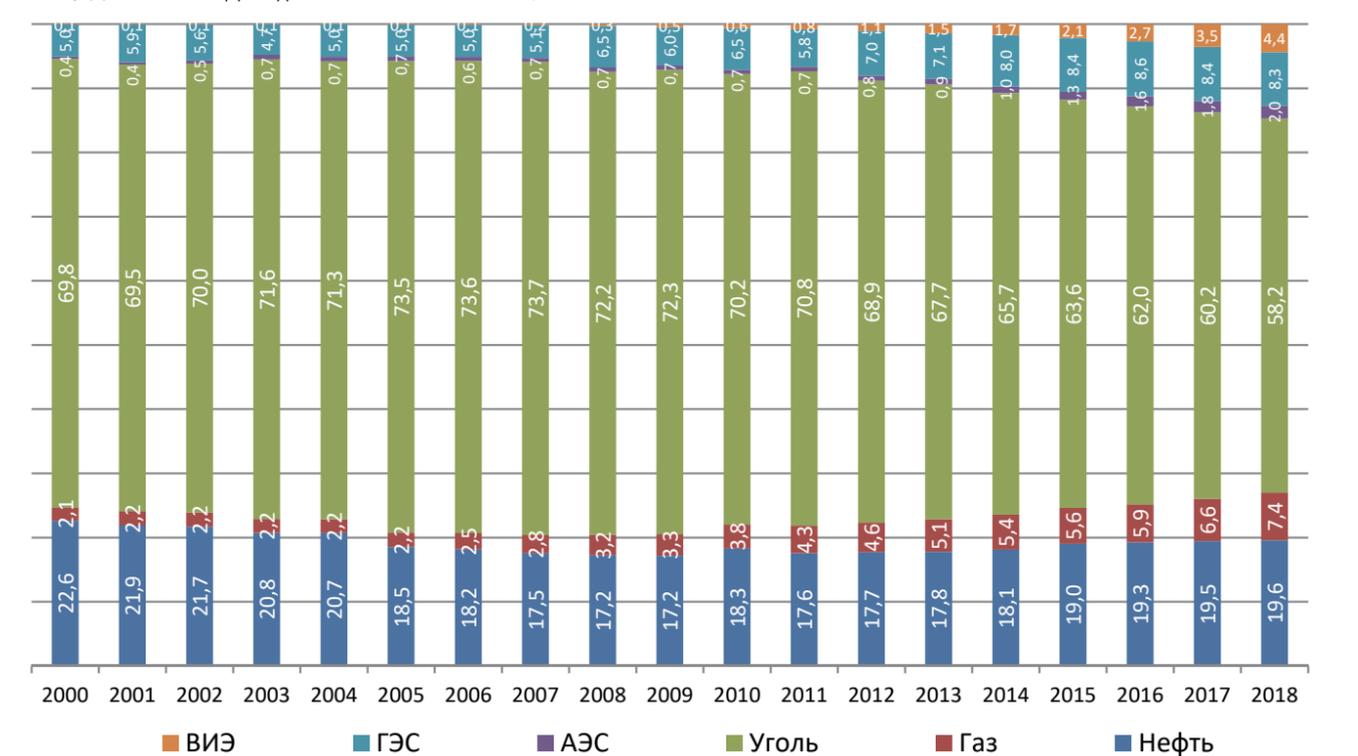
В 2013 году премьер Госсовета Китая Ли Кэцян объявил «войну загрязнению воздуха» – и потребление угля с тех пор начало постепенно сокращаться. В тот момент была снижена выработка на электростанциях, а крупные горо-

да страны и вовсе лишились до этого важных угольных ТЭС. Последняя из них была закрыта в 2017 году в Пекине.

Впрочем, процесс ужесточения экологического законодательства в КНР нельзя назвать неожиданным. С 1996 года по 2012 год требования по выбросам в среднем ужесточились в 5,5 раз по оксидам азота, оксидам серы и золе. В среднем, по данным экологических организаций, диапазон допустимых значений концентрации вредных веществ в воздухе сократился в 3–6 раз по оксидам и в 300 раз по золе.

Рис. 4. Динамика структуры баланса ТЭРа в Китае, доля в %

Источник: ВР



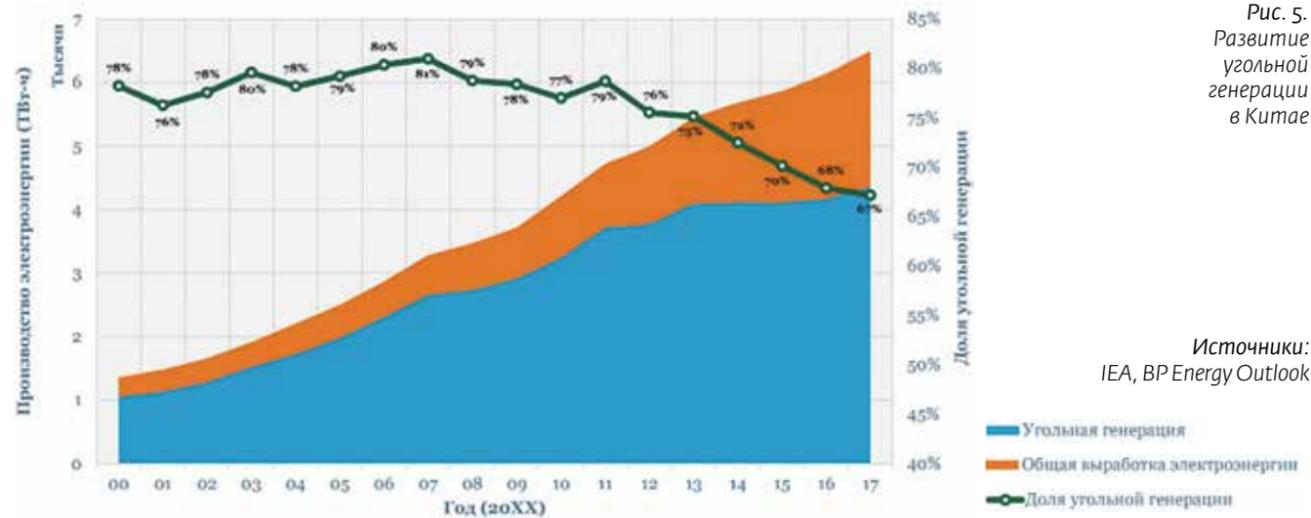


Рис. 5. Развитие угольной генерации в Китае

Источники: IEA, BP Energy Outlook

Формально, полномасштабный процесс декарбонизации китайской экономики был запущен в сентябре 2013 года планом действий по предотвращению и контролю загрязнения воздуха на 2013–2017 годы. На сегодня же этот процесс уже идет в рамках нескольких стратегических документов, в первую очередь, принятой в 2018 году новой версии плана действий на 2018–2020 годы. В этом плане поставлена цель снизить к 2020 году объем потребления угля в крупных городах на 10%. Чуть раньше, в 2016 году, правительство Китая приняло 13-й пятилетний план на период 2016–2020 годы, в котором, в целях решения проблемы загрязнения воздуха, поставлена задача снижения зависимости китайской энергетики от угля до 58% к 2020 году по сравнению с 64% в 2015 году. Кроме того, экологические нормы и требования по «озеленению» китайской энергетики регулируют стандарты охраны окружающей среды XIII пятилетки, план действий по борьбе с загрязнением воздуха для района Пекин – Тяньцзинь – Хэбэй на 2017–2018 годы, план развития чистого отопления для Северного Китая на 2017–2021 годы, план «битвы за голубое небо» на 2018–2020 годы и другие документы.

оно заявляет, что потребление угля останется на уровне 4 млрд тонн в год. При этом, будут предоставлены льготы для проектов по получению метана из угля. Согласно плану последней пятилетки, общая мощность электростанций, работающих на угле, должна быть ограничена на уровне в 1,1 млрд кВт к 2020 году.

Под лозунгом «Сделать китайское небо снова голубым» в Китае природный газ, наряду с гидроэнергией и ВИЭ, может стать наиболее чистым энергетическим ресурсом в борьбе с загрязнением воздуха. Природному газу отводится небольшая, но существенная роль в стратегии Китая по решению экологических проблем, по этой причине в XIII пятилетнем плане развития китайской экономики поставлена цель довести долю газа в энергетическом балансе страны до 10% (в документе более низкого уровня, в плане развития газовой отрасли, указан диапазон от 8,3% до 10%) и до 15% к 2030 году. Только в последние годы соответствующие меры были заложены, кроме того, в Стратегический план действий в области развития энергетики.

Само собой, исполнение энергетических планов Поднебесной будет только способствовать росту спроса на природный газ в последующие десятилетия. По прогнозам Института экономики энергетики Японии (IEEJ), объемы потребления природного газа в Китае будут увеличиваться с 283 млрд м³ в 2018 году до 321 млрд м³

Как ожидается, правительство КНР будет и дальше производить реорганизацию угольной отрасли, к примеру, закрывает 4300 устаревших шахт с суммарным производством около 700 млн тонн угля в год. Одновременно

Таблица 2. Динамика добычи природного газа в Китае за 2009–2018 годы, млрд м³

Источник: BP

	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Добыча природного газа	85,9	96,5	106,2	111,5	121,8	131,2	135,7	137,9	149,2	160,0

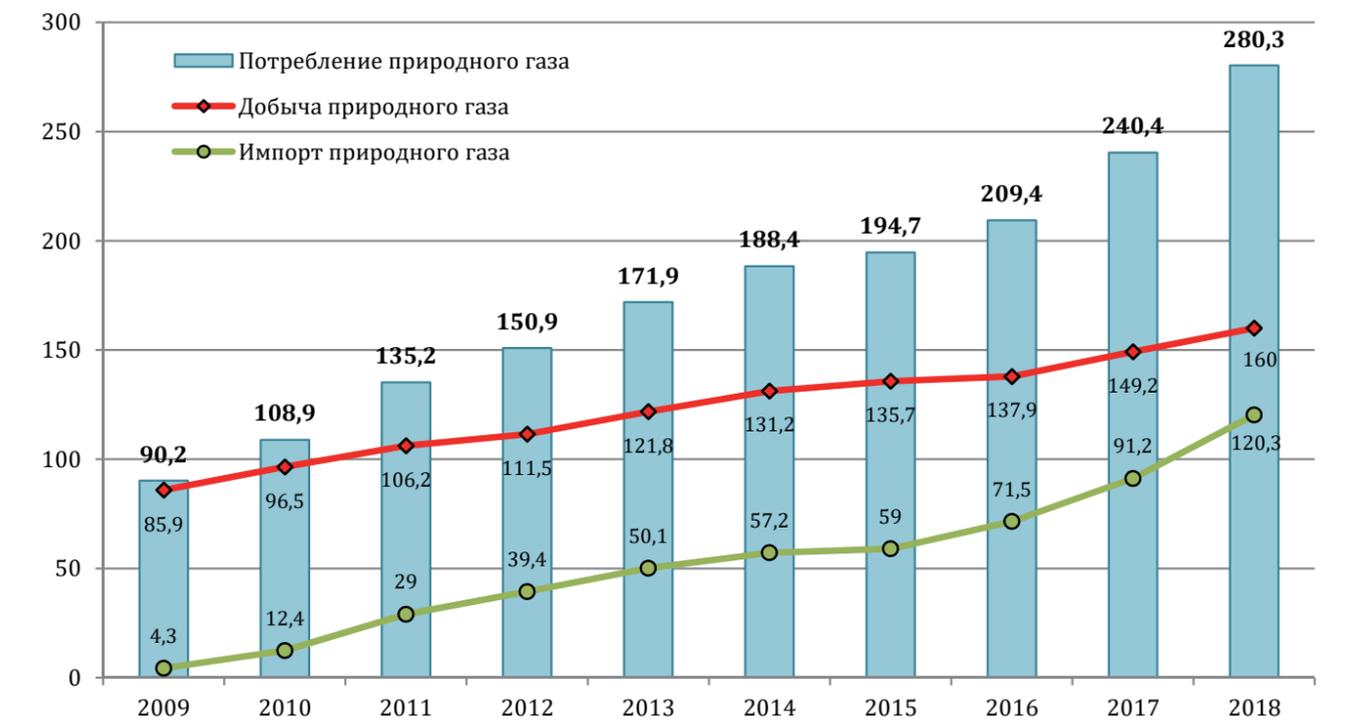
Таблица 3. Динамика потребления природного газа в Китае за 2009–2018 годы, млрд м³

Источник: BP

	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потребление природного газа	90,2	108,9	135,2	150,9	171,9	188,4	194,7	209,4	240,4	280,3

Рис. 6. Динамика добычи, потребления и импорта природного газа в Китае за 2009–2018 годы, млрд м³

Источник: BP



к 2020 году. Производство газа в стране к 2023 году планируется увеличить с нынешних 161 млрд м³ до 231,5 млрд м³, а к 2030 году – до 340 млрд м³. При этом, импорт газа за весь этот период не должен превышать 50% от всего потребления в стране.

На данный момент Китай планомерно следует собственной доктрине по приоритетности добычи над импортом. По итогам 2018 года соотношение собственных объемов добычи газа и его импорта в Китае составило 57,5% на 42,5% при общем потреблении газа в 280,3 млрд м³ в год.

Тенденциям вопреки

Впрочем, полностью соответствовать всем правилам Китаю будет непросто. «Газовый паритет» может быть нарушен из-за более быстрых темпов роста потребления (по 18% в год) и импорта (+34% или 31,4 млрд м³) в сравнении с темпами прироста собственной добычи (всего 8% в 2018 году). Только за период января–сентября 2019 года импорт газа в Китай вырос на 10,8% по сравнению с соответствующим периодом прошлого года до 98,3 млрд м³. По данным BP, доказанные запасы газа в Китае составляют около 5,48 трлн м³, то есть не более чем 2,8% от мировых.

Кроме предельного уровня запасов есть и другая проблема – необходимость быстрого строительства новых ТЭС на газе. На данный момент газовых ТЭС в стране не так много. Основные запасы газа в стране сосре-

доточены в Синьцзян-Уйгурском автономном районе на северо-западе страны, а также в провинции Сычуань (Сычуанский бассейн), а наибольшие объемы потребления газа идут на востоке и юго-востоке страны – в провинциях Цзянсу, Чжэцзян, Гуандун и в городе Шанхай. Китай еще в 2009 году наладил стабильные поставки трубопроводного газа на рынок страны из Туркменистана (35,5 млрд м³ газа в 2018 году), Узбекистана (6,9 млрд м³) и Казахстана (6,2 млрд м³). С 2013 года поставлять газ в Китай начала Мьянма. В прошлом году она поставила 2,9 млрд м³. В 2018 году по трубопроводам было доставлено около 41% или 51,5 млрд м³ от всего импортированного газа в страну.

Значительную долю в импорте газа продолжает играть сжиженный природный газ (СПГ), который занимает более 59% (около 68 млрд м³) от всего импорта газа Китаем. Он доставляется в восточные районы Китая, его основными поставщиками являются Австралия, Катар, Малайзия, Индонезия и Папуа – Новая Гвинея.

Ситуация, впрочем, может быть компенсирована ускоренной разработкой запасов нетрадиционного, сланцевого газа. По оценкам EIA, извлекаемые запасы сланцевого газа в Китае составляют 31,2 трлн м³, что ставит страну на первое место по данному показателю в мире. Согласно реализуемой в стране программе по освоению сланцевого газа, его добыча к 2020 году должна составить 60–100 млрд м³.

Главный вопрос здесь – как быстро Китай сможет полностью перейти на использование новейших техноло-

гий для ускоренного наращивания использования угля? И необходимо ли топливное замещение в принципе, когда угольные технологии, под натиском конкуренции, становятся все более чистыми? Несмотря на обострение конкуренции угля с газом, доля угольной генерации на энергорынке Китая остается достаточно высокой. В то же время, Китай становится мировым лидером в применении чистых технологий использования угля. На принципах HELE («высокая эффективность и низкая эмиссия») в Китае работают около 580 угольных электростанций и в дальнейшем их количество может удвоиться. Эти электростанции будут использовать более качественные угли с высокой калорийностью и низким содержанием золы и серы.

Именно этот экологически-технологический фактор играет решающую роль в наращивании поставок российского угля в Китай. Более того, есть существенные предпосылки для дальнейшего наращивания общего угольного экспорта России.

Экспорт российского угля долгое время был ориентирован на Атлантический рынок угля. Но с кризисного 2009 года отечественные угольщики стали разворачивать грузопотоки на восток, осваивая в том числе угольный рынок Китая.

Российские угольные компании становятся важными поставщиками качественных энергетических и коксующихся углей для стран АТР. В 2019 году на этот развивающийся рынок будет направлено более 100 млн тонн российского угля. Из этого объема на Китай при-

ходит третья часть. Несмотря на произошедший в 2015–2016 годах спад, поставки в КНР уже второй год демонстрируют стабильный рост. Если экспортные объемы российских углей в Китай в 2008 году составляли лишь 0,3 млн тонн, то в текущем году, всего через 10 лет, они превысят 30 млн тонн, это 14% от общего углеэкспорта России и 10% от импорта угля в Китай. В рейтинге крупнейших стран-импортеров российских углей Китай уверенно удерживает лидирующие позиции наравне с Южной Кореей и Японией. При этом, именно такие страны как Китай позволяют России устойчиво удерживать третью позицию (после Австралии и Индонезии) в рейтинге крупнейших в мире экспортеров угля.

Развитие экономических отношений с Россией подталкивает Китай задействовать значительные объемы топливных ресурсов нашей страны. Мы становимся весомыми поставщиками не только нефти, но и угля, а уже с начала декабря этого года – и газа. Согласно контракту, подписанному 21 мая 2014 года между «Газпромом» и CNPC, по газопроводу «Сила Сибири» будет поставляться 38 млрд м³ газа в год в течение следующих 30 лет, сумма контракта достигает 400 млрд долларов. Стоит также учитывать, что на полную мощность проект выйдет только в 2025 году. Начало долгожданных поставок газа, по своей сути, запускает длительный и уже протестированный во многих странах Европы и Северной Америки процесс межтопливной конкуренции угля и природного газа.

Рис. 7. Электростанции с технологией HELE в Азии

Источники: Платтс, Рейтер, МЭА

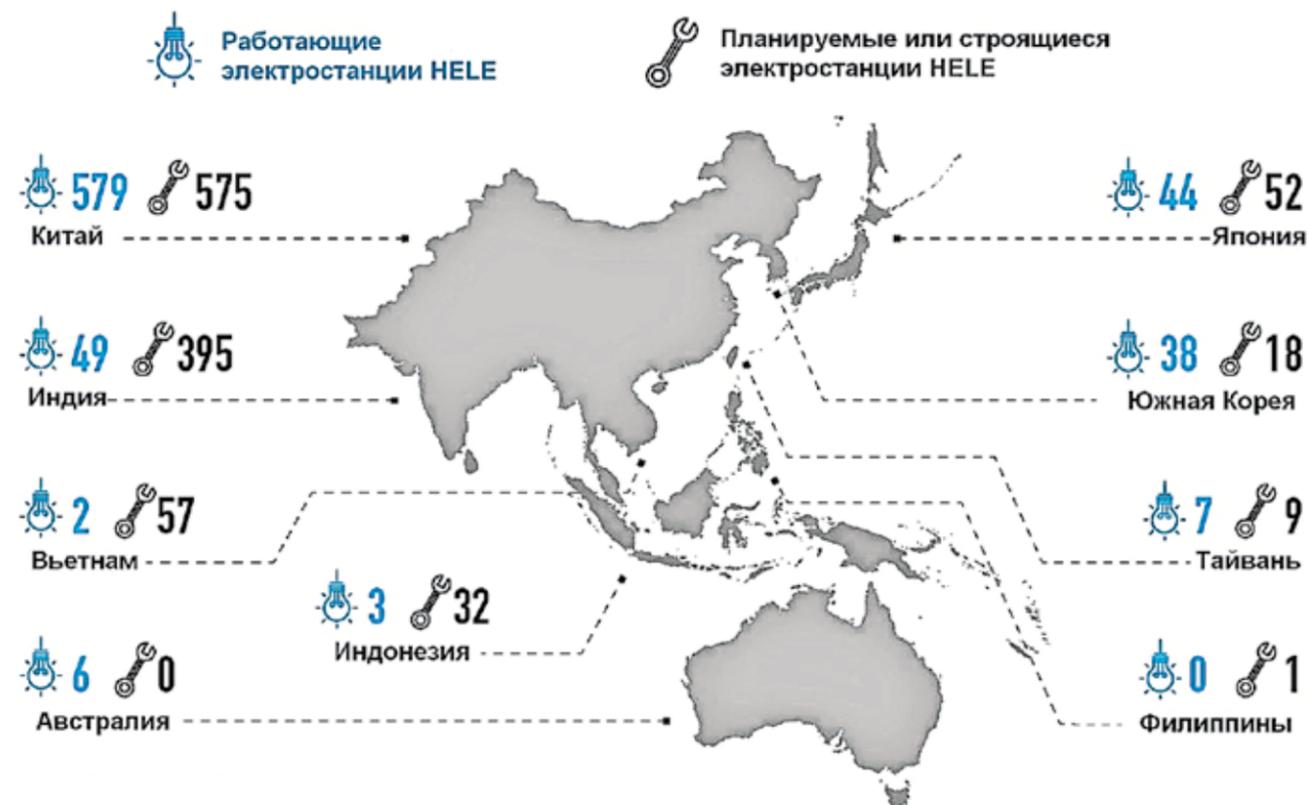
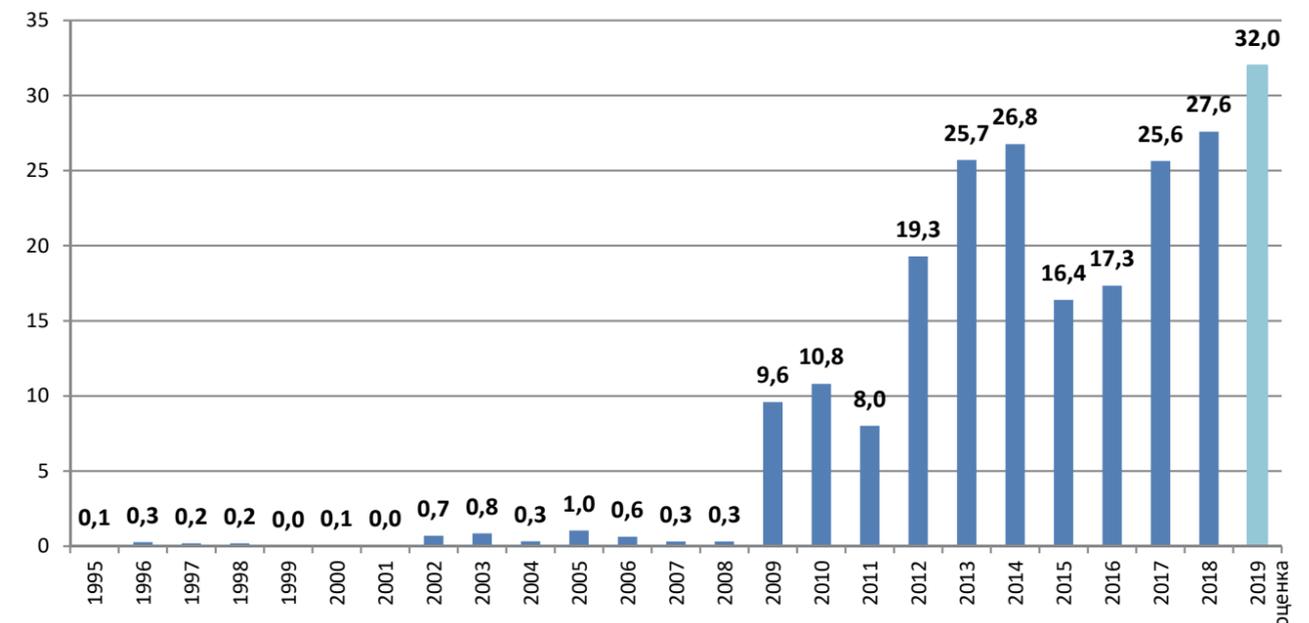


Рис. 8. Динамика экспортных поставок российских углей в Китай, млн тонн

Источники: ФТС России, расчет АО «Росинформуголь»



В отличие от других импортеров, в частности, Австралии, Россия имеет короткое плечо транспортировки угля до портов Китая, а также сохраняет возможность поставок российских углей как по морю (так уходит около 2/3 экспорта), так и через железнодорожные погранпереходы. Объемы отгрузки через погранпереходы за период 2015–2018 годы выросли в 5,8 раза, с 1,5 млн тонн до 8,84 млн тонн. В будущем эти поставки могут вырасти многократно.

В 2014 году в Китае были введены импортные пошлины на уголь (антрацит, коксующийся и энергетический) в размере 3–6%. При этом, данные пошлины не распространяются на других крупных поставщиков угля в Китай (Индонезия, Австралия).

Вопросы недискриминационного доступа российского угля на рынок Китая, в том числе в части регламентирования отбора проб, российская сторона решает в тесном сотрудничестве с китайскими партнерами в рамках реализации дорожной карты. В настоящее время прорабатывается возможность отмены импортных пошлин на уголь со стороны Китая, которые являются своеобразным сдерживающим фактором в росте российского углеэкспорта на китайский рынок.

Энергетическая политика Китая находится в хорошем балансе – несмотря на выполнение довольно жестких экологических планов, китайское руководство понимает всю выгодность и эффективность технологического развития угольной отрасли. В этой связи, перед российским

углем вряд ли будут появляться новые дискриминирующие правила и ужесточающиеся условия на китайском рынке. Напротив, китайские компании активно наращивают и импорт, и в целом деловое партнерство. Так, весомую роль будут играть результаты сотрудничества компаний «EN+ Group» (с российской стороны) и «China Energy» (с китайской стороны) по совместному освоению Зашуланского месторождения каменных углей в Забайкальском крае и других сопредельных угольных месторождений, а также по изучению возможностей развития поставок российского угля в Китай и оборудования китайского производства в Россию.

Энергетическое сотрудничество России и Китая в газовом и угольном секторах может получить перспективное развитие в ближайшем будущем. Российский сырьевой потенциал и, прежде всего, качественные характеристики угольной продукции позволяют потеснить конкурентов из АТР на китайском рынке и в течение ближайших десяти лет увеличить ежегодные экспортные поставки в страну еще выше – до 55 млн тонн. Есть уверенность, что стремление

Китая диверсифицировать импортные источники, одновременно работая над адаптацией действующих каналов импорта под новые глобальные экологические требования, а также общий исторический опыт сотрудничества с Россией позволяют заключить, что появление газовой составляющей в российско-китайских отношениях приведет только к более тесной и выгодной кооперации стран на мировой энергетической арене.

Объемы отгрузки российского угля через погранпереходы в 2015–2018 годах выросли в 5,8 раза, с 1,5 млн тонн до 8,84 млн тонн. В будущем эти поставки могут вырасти многократно

Ю.В. МАНЕВИЧ

МОЩНЫЙ РЕЗЕРВ

Юрий Владиславович
МАНЕВИЧ –
заместитель министра
энергетики РФ



В «век электричества», как эксперты называют XXI столетие, значительные усилия стран сосредоточены на развитии национальных энергосистем. В этой связи российское правительство и Минэнерго (как профильное ведомство) сосредотачивают существенное внимание на оптимизации процессов функционирования секторов энергетики. В частности, ведется работа по модернизации устаревшего оборудования, вводу новых мощностей, расширению магистральной инфраструктуры. В то же время остается ряд актуальных задач, которые требуют решения в самое ближайшее время, и среди наиболее значимых из них – скорейшее снижение неэффективного использования резервов сетевой мощности.

Коротко поясню суть сложившегося на сегодняшний день механизма тарифообразования на услуги по передаче электроэнергии. При технологическом присоединении потребитель заявляет необходимую ему максимальную мощность, на основе которой сетевая компания проектирует, строит и обслуживает объекты сетевого хозяйства. При этом, услуги по передаче электроэнергии оплачиваются исходя из фактического потребления мощности.

Вместе с тем, практика последнего десятилетия показывает, что разница между мощностью, которую потребитель запрашивает при присоединении к сетям и фактически потребляемой – год от года растет. Это приводит к перекрестному субсидированию между

потребителями и избыточному строительству объектов сетевого хозяйства, что в конечном итоге способствует росту тарифов. В существующей системе получается так, что негативные последствия наступают для тех потребителей, которые как раз выбирают весь объем зарезервированной мощности – именно на них перераспределяется финансовая нагрузка на содержание сетей.

Для понимания масштаба приведу несколько цифр. На текущий момент, по данным компании «Россети» на основе деятельности их дочерних обществ в 72 регионах, неиспользуемый резерв мощности (разница между максимальной и фактической мощностью) достигает 60% от общего объема. В целом по России резерв составляет порядка 133 ГВт. За период с 2010 года по 2016 год сетевые компании ввели в эксплуатацию сетевой инфраструктуры для потребителей на 65 ГВт максимальной мощности, заказанной потребителями при технологическом присоединении, при этом фактически потребляемая мощность составляет 7,5 ГВт, что соответствует 12% от максимальной мощности потребителей. Аналогичная ситуация складывается даже по «льготным» категориям присоединяемых потребителей. Предоставляемая в льготном порядке мощность за аналогичный период используется по факту потребителями только на 15–20%.

Причины, по которым предприятия не выбирают зарезервированный при подключении лимит, разные. Одна из них – снижение потребления предприятиями за счет изменения характера нагрузок, сокращения



Электроподстанция

объемов производства и количества выпускаемой продукции. Вторая – ошибочная оценка потенциала развития производства на этапе строительства, когда заказываются сетевые мощности, многократно превышающие итоговое потребление. И третья – использование так называемой «распределенной» генерации на крупных предприятиях, что стало весьма выгодным при существующей системе, но не за счет себестоимости выработки электроэнергии, а за счет ухода от оплаты услуг по ее передаче. Получается так: компания строит собственную генерацию на предприятии, однако от резерва со стороны сетей не отказывается и оставляет за собой право в любой момент потребить электроэнергию из системы. При этом, сетевые компании вынуждены поддерживать резервы конкретно для этого потребителя, так как перераспределить мощность другим потребителям невозможно в силу действующего законодательства. За счет ухода от оплаты услуг по передаче электроэнергии, положительный эффект для предприятий достигает 50% в конечной стоимости и не существует стимулов отказываться от неиспользуемых мощностей. Зачем? Резерв исправно поддерживается для них системой, а платят за него другие, что, согласитесь, весьма удобно.

Альтернативная точка зрения на этот счет нам известна и досконально проанализирована. В частности, крупные корпорации объясняют переход на использование собственной генерации завышенными тарифами на услуги по передаче, включающими перекрестное

субсидирование. Но прошу обратить внимание, что нерациональное использование, точнее неиспользование резерва мощности, это такое же, по сути, «перекрестное субсидирование», но уже в пользу других групп потребителей. Иными словами, потребители, эффективно использующие сетевую мощность (их фактически потребляемая мощность близка к максимальной), субсидируют в оплате стоимости услуг по передаче электрической энергии содержание неиспользуемых сетевых резервов других потребителей.

Предположим, есть два потребителя в регионе, оба имеют схожее по объему и характеру производство, являются конкурентами. Первый потребитель заказал при технологическом присоединении 20 МВт максимальной мощности и эффективно ее использует, его фактически потребляемая мощность от 17 до 19 МВт. Вторым потребителем, по факту потребляющим столько же мощности, заказал при технологическом присоединении максимальную мощность в размере 100 МВт и не отказывается от излишней неиспользуемой мощности. Сетевая инфраструктура была построена исходя из 120 МВт заказанной двумя потребителями мощности, затраты на ее

По данным «Россетей», неиспользуемый резерв мощности достигает 60%. В целом по России резерв мощности составляет порядка **133** ГВт

содержание включены в единый средний тариф на услуги по передаче. Что же получается? Первый потребитель, несмотря на свою эффективность, «спонсирует» второго. Оба платят одинаково вне зависимости от степени использования максимальной мощности. А дальше ситуация усугубляется. Приходит инвестор в регион, ему нужно 50 МВт максимальной мощности. Сетевая организация, понимая, что свободная мощность есть у второго потребителя, не может ей воспользоваться, и вынуждена строить новые электросетевые объекты. В итоге мы имеем рост тарифов на услуги по передаче электрической энергии у всех трех потребителей.

Сетевая инфраструктура будет «раздуваться», пока мы не введем стимул для потребителей к рациональному использованию сетевой мощности. Вне зависимости от причин неиспользования потребителями имеющих

Наша инициатива содержит в себе плавный переход на новую систему тарифного регулирования услуг по передаче электроэнергии, в основе которой – ориентир на максимальную мощность, заказанную потребителями при технологическом присоединении к сетевой инфраструктуре. Для потребителя предлагается несколько различных вариантов оптимизации имеющихся у него неиспользуемых резервов сетевой мощности, среди которых снижение величины максимальной мощности, ее перераспределение в пользу иных потребителей, а также потребление электроэнергии в большем объеме. То есть, по итогам самоанализа потребитель может принять решение продать или отказаться от излишней мощности, либо же придется оплачивать ее содержание самостоятельно, не перекладывая затраты на других участников рынка, как это происходит сегодня.



Высоковольтные ЛЭП на фоне заката

у них сетевых резервов негативные последствия есть всегда – это рост затрат на содержание сетевой инфраструктуры в составе тарифа на услуги по передаче для других потребителей, а также за счет сдерживания роста тарифа – выпадающие доходы сетевых компаний. То есть складывается ситуация, которую невозможно игнорировать, и это понимают практические все участники рынка, пытаются найти компромисс уже не первый год. Поэтому создание механизма справедливого распределения затрат на содержание сетевой инфраструктуры между потребителями в зависимости от заказанной ими при технологическом присоединении максимальной мощности – необходимо. Минэнерго России, как отраслевой регулятор, предлагает оптимальное и поступательное решение вопроса. Мы подготовили и внесли в правительство проект постановления о введении платы за резерв электросетевой мощности, в котором максимально учли замечания экспертного сообщества.

Предполагается поэтапное введение оплаты сетевого резерва – доля оплачиваемого резерва в объеме услуг по передаче электроэнергии будет расти постепенно – от 5% до 60% с 2020 года по 2025 год. При этом «сезонные» потребители не будут платить за резерв – резерв подлежит оплате только при условии, если он не используется больше года. Для объектов теплоснабжения, водоканалов и военных объектов ввиду невозможности отказа от неиспользуемых резервов в связи с особой социальной значимостью и целевым назначением, обеспечивающим необходимое ресурсоснабжение и безопасность населения, предусмотрены «льготные» условия оплаты резерва неиспользуемой мощности – половина заказанной ими при технологическом присоединении максимальной мощности не подлежит оплате вне зависимости от степени ее использования.

Таким образом, проект постановления позволит восстановить баланс интересов на рынке оказания ус-

луг по передаче электроэнергии, от чего предприятия, которые используют свой резерв, – выиграют. В результате, у условного предпринимателя снизится стоимость услуг по передаче электроэнергии, что, соответственно, положительно скажется на развитии бизнеса.

При этом, хотел бы подчеркнуть, что введение механизмов стимулирования отказа потребителей от излишней мощности – лишь первый этап в реализации нашей глобальной задачи – оптимизации использования инфраструктуры и электроэнергии в целом. После того, как потребители определятся с объемом необходимой им максимальной сетевой мощности, а затраты на содержание инфраструктуры будут справедливо распределены, мы получим на рынке часть свободной мощности. И вот тут начнет работать уже существующий сегодня, но не вступивший в силу механизм по оптимизации загрузки сетевого оборудования. То есть, уже сетевые компании смогут оценить свой трансформаторный парк с точки зрения эффективности его загрузки, учитывая максимальные мощности потребителей, прогноз роста потребления, резерв по надежности и другие технические параметры. После этого уже задача сетевой организации – оптимизировать использование мощностей. Если есть четкое понимание невостремленности дополнительных мощностей – выводить из эксплуатации, чтобы потребители не несли лишнюю нагрузку на содержание сетей. Или, как оптимальный вариант, передислоцировать соответствующее оборудование в точки спроса. А, может быть, будет принято решение

продолжать обслуживать – это уже решать самой сетевой организации. То есть, мы выступаем за сознательное и ответственное использование энергии.

Изучению вопроса был посвящен не один год совместной с коллегами из компаний отрасли, органов государственной власти, экспертов работы. По итогам проведения тщательного анализа мы окончательно убедились: совершенствование системы тарифного регулирования за услуги по передаче электроэнергии с учетом заказанных потребителями при технологическом присоединении максимальных мощностей – очевидно необходимо. Я бы даже сказал, что это наиболее важный вопрос. Без введения соответствующих стимулов и при сохранении существующей тенденции к увеличению резервов потребителей, ситуация продолжит усугубляться: несправедливое распределение финансовой нагрузки будет приобретать все больший масштаб, а растущий объем сетевой мощности останется невостребованным. В этой связи рассчитываю, что долгожданный процесс перехода к рациональному использованию мощности, как и планировалось, начнется уже в следующем году. Мы уверены, что наши инициативы по рационализации использования мощностей приведут к пересмотру затрат на содержание сетевого оборудования, существенному сокращению тарифов на услуги по передаче, а соответственно, к снижению стоимости электроэнергии для конечных потребителей и, как следствие, к оптимизации работы всего электросетевого комплекса страны.

Предполагается поэтапное введение оплаты сетевого резерва. Доля оплачиваемого резерва в объеме услуг по передаче электроэнергии будет расти в 2020–2025 годах с 5% до 60%



ТЭЦ

Е. КАРЬГИНА

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА США: ОТ УГЛЯ К ВЕТРУ

Елена КАРЬГИНА –
старший корреспондент
ИА «ТАСС»



По итогам 2018 года США поставили рекорд энергопотребления: более 101,2 квадриллиона британских термальных единиц, побив максимум 2007 года в 100,97 квадриллионов БТЕ. Примерно 80% из этого объема или 81,1 квадриллиона БТЕ приходится на ископаемое топливо: нефть, газ и уголь. Страна продолжает занимать уверенное второе место по потреблению энергоресурсов. При этом объем выработки электроэнергии составил почти 95,8 квадриллиона БТЕ, в том числе 75,6 квадриллиона БТЕ за счет ископаемого топлива. Каковы основные тенденции и проблемы в современной электроэнергетике США?

Как устроена система?

До восьмидесятых годов прошлого века электроэнергетическая система США представляла собой регулирующую монополию. В конце семидесятых годов в стране был принят закон о регулировании общественных коммунальных компаний, который обязал коммунальщиков покупать по себестоимости электроэнергию у станций с установленной мощностью менее 50 МВт, использующих технологии когенерации и возобновляемые источники энергии.

В девяностых годах была проведена либерализация рынка, которая дала возможность коммунальным энергетическим компаниям передавать управление сетями независимым системным операторам (ISO). Одновременно было разрешено создание региональных

энергоснабжающих компаний (Regional Transmission Organization, RTO). Создание ISO и RTO было необходимо для обеспечения недискриминационного доступа к энергосетям. Их основными функциями стали планирование, мониторинг и управление сетями и оптовыми рынками.

Главным энергорегулятором выступает Федеральная комиссия по регулированию энергетики (Federal Energy Regulatory Commission, FERC). Это независимое федеральное агентство следит за соблюдением отраслевых норм, осуществляет нормативное регулирование торговли электроэнергией и мониторинг, регулирует цены на оптовых рынках электроэнергии и обеспечивает недискриминационный доступ к услугам по передаче электроэнергии. Также FERC контролирует передачу электроэнергии между штатами, рассматривает вопросы о слияниях и поглощениях электроэнергетических компаний, ведет проверки и выдает лицензии по гидропроектам, регулирует стандарты по бухгалтерским и финансовым отчетностям.

Кроме того, на уровне штатов действуют комиссии по коммунальному обслуживанию, которые, как правило, регулируют распределение и розничную торговлю

В 2018 году США поставили рекорд энергопотребления: более **101,2** квадриллиона БТЕ, побив максимум 2007 года в **101** квадриллион БТЕ

электроэнергией в пределах своей компетенции. Их названия и статус могут быть различными.

Надзор за работой электрической инфраструктуры осуществляет саморегулируемая некоммерческая корпорация North American Electric Reliability Corporation (NERC). Она разрабатывает стандарты надежности для энергосистемы и следит за их соблюдением. Эти стандарты надежности обязательны для всех субъектов сектора.

В целом энергосистема США состоит из более чем 8,6 тысяч генерирующих предприятий, 724 тысяч км высоковольтных линий и почти 260 тысяч км воздушных линий электропередач, соединенных со 145-ю млн потребителей.

Местные системы 48-ми нижних штатов США объединены в три основные региональные структуры – восточную, западную и Техасскую. Крупнейшими из них являются восточная (охватывает территорию от Скалистых гор и часть северного Техаса) и западная (к западу от Скалистых гор). При этом энергетический комплекс США имеет связь с системами Канады и Мексики. Операционное руководство энергосистемами осуществляют так называемые регулирующие органы, большинство (но не все) из которых представляют собой электрокоммунальные предприятия. Регулирующие органы следят за балансом спроса и поставок электроэнергии для надежного функционирования системы, а также за условиями ее работы.

Все региональные сетевые компании (RTO) в США также могут выступать в качестве региональных регуляторов. Единственным исключением является система

ERCOT Техаса, которая соединяет в одной организации функции как регулирующего органа, так и региональной системы.

Продавцы и покупатели

По последним данным, в стране имеется почти 3 тысячи компаний, продающих электроэнергию. Происхождение электроэнергии, которой они торгуют, может быть разным. Некоторые предприятия сами генерируют всю энергию на собственных станциях и затем продают ее, другие покупают напрямую с других генераторов, на оптовых рынках и у независимых энергопроизводителей. Структура продавцов различается и от штата к штату: среди них встречаются некоммерческие муниципальные энергокомпании, кооперативы, частные предприятия, принадлежащие их акционерам (самые крупные, как правило), оптовые сбытовики мощности. На рынке работают и государственные компании.

Американская система торгов электричеством предполагает как оптовый, так и розничный рынок. При этом оба этих рынка могут быть как конкурентными, так и традиционно регулируемые. Наибольшую долю здесь занимают акционерные компании, обеспечивающие электроэнергией почти три четверти всех потребителей в стране, в основном они работают в наиболее густонаселенных регионах, то есть на западном и восточном побережьях США. Самые крупные компании находятся в Калифорнии – Pacific Gas and Electric (5,48 млн клиентов)



ЛЭП, Лос-Анджелес, Калифорния, США

и Southern California Edison Company (5 млн потребителей).

Принадлежащие властям коммунальные энергопредприятия включают в себя как федеральные, так и муниципальные или региональные (уровень штата

насчитывается 812 подобных кооперативов, каждый в среднем обслуживает 24,5 тысячи потребителей.

Всего по данным Управления энергетической информации (EIA) Минэнерго США, на принадлежащие инвесторам компании по продаже электроэнергии приходится 51%, на оптовых продавцов – 20%, на предприятия государства, штатов и образований – 14%, на электрокооперативы – 11%. Оставшиеся 2% относятся к другим видам трейдеров.

Кроме того, электроэнергия продается на оптовых рынках и по двусторонним контрактам. Традиционные оптовые рынки электроэнергии суще-

ствуют в основном на юго-востоке, юго-западе и северо-западе страны, где предприятия несут ответственность как за эксплуатацию системы, так и за обеспечение потребителей электроэнергией. Профильные компании там зачастую вертикально интегрированы и владеют системами как генерации, так и передачи и продажи. Оптовая торговля осуществляется, как правило, на базе двусторонних договоров.

Другие рынки, работающие в северо-восточной части страны, на Среднем Западе, в Техасе и Калифорнии, являются рынками конкуренции. На них действуют независимые системные операторы и региональные сетевые компании, которые управляют распределительной системой и имеют рынки энергии, где покупатели могут предлагать цену, а продавцы – объемы генерации. На таких рынках коммунальные энергокомпании («utilities») обычно отвечают за продажу электроэнергии потребителям и реже владеют источниками генерации и сетями передачи.

Первые независимые операторы начали действовать в США в 1998 году, и в настоящее время ISO/RTO обслуживают две трети потребителей электроэнергии в США и более 50% в Канаде. Это калифорнийская CAISO, ERCOT (Техас), SPP (Арканзас, Айова, Канзас, Луизиана, Миннесота, Миссури, Монтана, Небраска, Нью-Мексико, Северная Дакота, Оклахома, Южная Дакота, Техас и Вайоминг), MISO (частично 15 штатов на Среднем Западе и юге, от Мичигана и Индианы до Монтаны, и от канадской границы до Луизианы), PJM (Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Вирджиния и Западная Вирджиния, а также округ Колумбия), NYISO (Нью-Йорк), ISO-NE (Новая Англия: Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт).

ISO и RTO используют установленные предельные цены для оценки транзакций на каждом сетевом узле, включающие себестоимость энергии, затраты на передачу и потери энергии. Большая часть сделок проводится в режиме реального времени или с поставкой на следующие сутки. ISO прогнозирует часовой спрос на основе данных, получаемых в результате мониторинга и анализа, в то время как каждый генератор предлагает

объемы, который он может поставить. ISO сортирует полученные заявки, а затем выбирает победителей на основе комбинации наиболее низкой цены и спроса.

В регионах, не относящихся к RTO, работают вертикально-интегрированные энергокомпании, регулируемые специальными комиссиями штатов (Public Utility Commissions). Хотя эти коммунальные компании не участвуют в оптовых рынках, они все равно должны соблюдать принцип открытого доступа к передаче. Электроэнергию они продают на основе двусторонних контрактов или соглашений о покупке энергии.

Розничный рынок предполагает продажу электроэнергии конечному потребителю, которым может являться как промышленное предприятие, так и небольшой бизнес или владелец одного или нескольких домов.

В каждом штате, независимо от модели, поставки электроэнергии конечным потребителям осуществляются либо через конкурентный оптовый рынок, либо на базе тарифов владельца генерации, или путем комбинации обоих этих способов. В некоторых штатах потребители могут выбрать своего поставщика энергии. При этом следует понимать, что цена для конечного потребителя может не отражать текущую цену на оптовых рынках, так как может являться средним производным от годовой стоимости или рассчитываться иными способами.

Тарифы и условия для конечного розничного потребителя регулируются комиссиями штатов или муниципальными предприятиями/кооперативами. Ставки, устанавливаемые комиссией, обычно предполагают использование нескольких компонентов, включая плату за энергию, за потребление, потребительские, а иногда и экологические сборы.

Защита от блэкаутов

Действующее законодательство обязывает американские электроэнергетические компании создавать оперативные и так называемые «горячие» резервы. «Горячие» резервы предполагают использование подключенных к сети генераторов, которые могут экстренно подать электричество и удовлетворить спрос, в то время как оперативные реагируют не так быстро.

Обязательства и объемы формирования резервов электроэнергии для ее экстренной подачи или быстрого увеличения мощности устанавливает NERC отдельно для каждого конкретного региона. При этом задача NERC – прописать для региональных компаний, насколько конкретно в процентах резервные мощности должны превысить пиковые нагрузки. Например, летом 2019 года минимальный резерв для техасской системы ERCOT должен был составить 8,5% от ожидаемой пиковой нагрузки. Это минимальный уровень из когда-либо зарегистрированных регулятором. Для ISO Нью-Йорка резерв должен достигать 24,8% от пиковой нагрузки, для



Низковольтные ЛЭП, Нью-Джерси, США

Florida Reliability Coordinating Council – 24,9%, для PJM Interconnection – 29%, Southwest Power Pool – 31,8%.

Конечно, в период сильнейших ураганов система резервирования не всегда справляется. Непогода, а также человеческие ошибки, периодически приводят в США к крупнейшим блэкаутам. Ураганы выводят из строя объекты инфраструктуры, и для ее восстановления в чрезвычайных условиях требуется немало времени. Все семь ISO/RTO распределяют затраты, возникающие в связи с необходимостью иметь резервы, по оптовым покупателям энергии. В частности, компаниям – непосредственным поставщикам электроэнергии конечным покупателям (LSE, LoadServing

Entities) – назначают требования по наличию у них такого резерва. LSE, в свою очередь, обеспечивают эти объемы за счет соглашений с другими участниками рынка. Следует отметить и большой потенциал, так называемых, энергохранилищ. Реализация первого такого проекта была начата в Калифорнии еще в 2010 году. Ранее американские СМИ сообщали о предложениях создать хранилище электроэнергии по прототипу стратегических резервов нефти, однако каких-либо подробностей по этим планам пока не поступало.

В 90-х годах была проведена либерализация энергетического рынка США: были созданы региональные энергопередающие компании, а коммунальные компании смогли передавать управление сетями независимым операторам

или города). Всего в США почти 1960 таких энергопредприятий, каждое в среднем обслуживает около 12 тысяч потребителей, самыми крупными являются организации Пуэрто-Рико PREPA и Los Angeles Department of Water and Power (более миллиона клиентов у каждой).

Кооперативы имеются практически во всех штатах страны, однако большая их часть сконцентрирована на Среднем Западе и в юго-восточной части США. Всего

Подключение к городским сетям, Висконсин, США





СТЭС Айвонпа, Калифорния, США

Стакан наполовину пуст или полон?

Согласно данным EIA и других открытых источников, доля угля, которого раньше называли «королем» американской электроэнергетики, продолжает уверенно снижаться, а доля газа и возобновляемых ресурсов – солнечной, ветряной, геотермальной и генерации из биомассы – наоборот, расти.

Так, весной Институт экономики и финансового анализа в сфере энергетики США (IEEFA) опубликовал данные, согласно которым в апреле 2019 года ежедневный объем генерации возобновляемых источников превысил долю угольной генерации. По информации EIA, «чистая» энергетика в США в апреле обеспечила 23% генерации, тогда как угольная – лишь 20%. Гидроэлектростанции, солнечные батареи и ветряные станции произвели почти 68,5 млн МВт/ч, тогда как уголь обеспечил лишь 60 млн. Получается, что уже весной электроэнергетика США стала чище, чем когда бы то ни было. По итогам 2018 года, на возобновляемую генерацию пришлось 17% в общем энергобалансе и 11% – в объеме потребления.

Конечно, победа далеко не окончательная – апрель традиционно считается благоприятным месяцем для возобновляемой генерации на фоне низкого спроса на энергию и пика производства ветроэнергетики. Однако тренд задан, и маловероятно, что США откажутся от него, несмотря на обещания президента страны Дональда Трампа поддержать угольную промышленность и «сланцевый бум» в нефтегазовой отрасли.

Минэнерго США рассчитывает, что, как минимум, в ближайшие два года возобновляемая энергетика бу-

дет наиболее быстрорастущим источником генерации. С другой стороны, доля угля продолжит сокращаться: в 2018 году она составила 27% в общем объеме выработки электроэнергии по сравнению с 45% в 2010 году, а в 2020 году, как ожидается, снизится до 24%. По итогам прошлого года потребление угля в стране снизилось на 4%, до минимального с 1979 года уровня, а добыча угля упала на треть с пика производства в 2008 году.

Уголь традиционно являлся основным видом топлива для электростанций США большую часть прошлого века. Однако, по данным экологической организации Sierra Club, за два года президентства Трампа в США было закрыто 50 угольных электростанций, еще столько же объявили о своих планах по ликвидации. В общей сложности с 2010 года была остановлена работа 289 электростанций, или 40% от общей доли угольной генерации. Около 240 заводов продолжают работать. По сути, как отмечают экологи, единственной новой запущенной угольной электростанцией с момента вступления Трампа в должность стало предприятие на Аляске.

Пик угольной генерации в стране пришелся на 2011 год, когда ее общая мощность достигала примерно 317,4 ГВт. С тех пор мощности неуклонно снижаются, и к концу 2018 года составили 244 ГВт (общая генерирующая мощность США в 2018 году – почти 1,1 ТВт).

Доминирующим же видом генерации остается газовая. Газ обогнал уголь по доле в объеме энергопроизводства в 2016 году. Как ожидают специалисты, эта тенденция будет продолжена в будущем, что обусловлено исторически низкими ценами на голубое топливо на фоне развития технологий по гидроразрыву пласта

и горизонтального бурения. В 2018 году газ обеспечивал около 35% генерации в стране. Даже рост цен на газ вряд ли заставит производителей вернуться к сжиганию угля с учетом более высокого спроса на его экспорт и сокращение производственных мощностей. По прогнозу EIA, в 2018–2022-х годах энергосистема США нарастит более 28 ГВт газовых энерго мощностей.

Впрочем, конкретные доли различных видов генерации в общем энергобалансе меняются в зависимости от каждого конкретного штата. Согласно масштабному расследованию и анализу, проведенному New York Times, с 2001 года картина источников генерации в большинстве штатов США серьезно изменилась, причем зачастую речь идет о кардинальных переворотах.

Газовые штаты

Если в Алабаме в 2001 году более половины генерации обеспечивал уголь, то уже к 2017 году его место занял газ на фоне закрытия ряда старых угольных станций. Следующее место в балансе штата занимает атомная энергетика, тогда как уголь опустился на третье ме-

сто, обеспечивая около четверти генерации. При этом Алабама производит больше электроэнергии, чем потребляет. Примерно треть вырабатываемой в штате электроэнергии идет в соседние регионы.

У Аляски основным источником генерации с 2001 года являлся газ, однако за последние годы значительно выросла доля гидроэлектростанций. К 2025 году штат планирует обеспечивать половину производства электроэнергии за счет возобновляемых источников. Кроме того, в силу географических особенностей Аляска имеет свою собственную энергосеть, а многие поселения владеют автономными генераторами.

Для Аризоны уголь был основным источником генерации до 2016 года, однако затем и здесь его сменил газ. Газ, АЭС и уголь – каждый обеспечивает чуть менее 30% энергобаланса, однако доля последнего продолжает снижаться, не выдерживая конкуренции с более дешевым газом. Кроме того, у штата имеется большой потенциал в солнечной энергетике. Согласно планам штата, компании Аризоны должны довести долю «зеленой» генерации до 15% к 2025 году, а к 2035 году поставлена цель увеличить этот процент до 50.

Коннектикут за последние восемнадцать лет в основном обходился газом и ядерной энергетикой. В настоящее время на газ приходится около половины энергобаланса штата, тогда как уголь практически не используется. На альтернативную энергетiku здесь приходится немного более 5%, однако штат ввел требование о необходимости перевода 40% источников электроэнергии на возобновляемые к 2030 году.

Делавэр поменял уголь на газ еще в 2010 году, и доля угля в генерации снизилась необыкновенно быстро – с 70% в 2008 году до 5% в 2017 году. Штат обеспечивает себя электроэнергией примерно на три четверти, остальные поставляют соседи. При этом Делавэр намерен к 2025 году довести долю альтернативной энергетики до 25%.

Флорида, в 2001 году на треть обеспечивающая себя электричеством за счет угля, к 2017 году также перешла на газ. Теперь этот вид топлива обеспечивает две трети генерации.

Примерно 40% генерации Джорджии – газовая, а доля угля составляет меньше четверти. АЭС обеспечивают 26% производства, при этом это единственный регион, где строятся новые ядерные мощности. «Газовым» штатом является и Невада с долей этого вида топлива для генерации 69% (солнечная энергетика – 12%). А вот уголь, который в начале двухтысячных закрывал более 50% энергобаланса штата, здесь сейчас почти не используют. Крупнейшая угольная станция штата Mohave

Действующее законодательство обязывает американские энергокомпании создавать оперативные и так называемые «горячие» резервы

Электростанция в Навахо (NGS), Аризона, США



Generating была закрыта несколько лет назад. Невада намерена довести долю возобновляемой энергетики до 25% к 2025 году, и до 50% – к 2030 году.

В Оклахоме газовая генерация обеспечивает более 40% выработки по сравнению с 32% в 2001 году, а доля

следует уголь (32%), чья доля, тем не менее, неуклонно сокращается. Растет доля газовой и ветряной генерации, однако пока она не слишком высока. Более 50% обеспечивают атомные электростанции и в балансе Нью-Хэмпшира, тогда как на газ приходится более 20%. Штат

также намерен перейти на 25% возобновляемых источников в электроэнергетике до 2025 года. Северная Каролина почти в равных долях обеспечивает себя за счет ядерной энергетики, газа и угля.

Также штатом с большой долей производства на АЭС (58%) остается Южная Каролина, доля угля снизилась

до 19% с 41% в 2001 году, газа – выросла с минимума до 18% и продолжает увеличиваться.

Примерно 40% электроэнергии Теннесси тоже производится на атомных станциях, а процентная доля угля сократилась с 61% в 2001 году до 35% в 2017 году, оставшееся производство приходится на газ и гидроэнергетику.

Мэриленд, снизивший потребление угля в электроэнергетике с 58% до 24% за восемь лет, значительно увеличил долю ядерной энергетики – с 28% до 43%. Штат, импортирующий электроэнергию, нацелен на переход четверти генерации на возобновляемую к 2020 году. Массачусетс за минувшие годы увеличил долю использования газа вдвое, до 60%, тогда как долю угля практически свел к нулю. Солнечная энергетика занимает около 10%.

угля снизилась втрое – с 63% до 24%. Также этот штат является одним из лидеров ветроэнергетики, обеспечивающей более 30% всей выработки электроэнергии. Зависит от газа и электрогенерации Техаса (45% по сравнению с 51% в 2001 году), еще треть приходится на уголь, доля ветроэнергетики составляет в регионе 15%, АЭС – 9%. Следует отметить, что Техас производит больше электроэнергии, чем любой другой штат страны, и даже при относительно низкой доле ветрогенерации вырабатывает самые большие объемы этого вида энергии.

Самым газовым штатом, конечно, остается Род-Айленд. Здесь газ закрывает 94% генерации, однако к 2035 году по плану две пятых энерго мощностей должны будут происходить из возобновляемых источников.

В Вирджинии на газовые источники приходится 49% генерации по сравнению с 6% восемнадцать лет назад, доля угля уменьшилась с 51% до 12%, атомной сохраняется на уровне 34%.

Луизиана, что логично, типично «газовый» регион с долей этого вида генерации в 60%. Доля угля здесь тоже снижается, а вот о серьезном развитии альтернативной энергетики в регионе пока говорить рано. В Миссисипи газ обеспечивает 77% генерации по сравнению с 30% в 2001 году, уголь в штате практически не используют.

Поставщиками для генерации Нью-Йорка почти в равной мере являются газовые и атомные предприятия, при этом пятая часть производства приходится на гидроэнергетику по сравнению с 15% в 2001 году. Доля угля, традиционно небольшая, свелась почти к нулю. По новым требованиям, к 2030 году половина электроэнергии, продаваемой потребителям штата, должна быть произведена за счет возобновляемых источников энергии – цель достаточно амбициозная с учетом все еще недостаточного развития ветро- и солнечных станций в регионе.

Ядерные штаты

Электроэнергетика Пенсильвании основывается на трех китах: ядерная (доля с 2001 года сохраняется на уровне около 39%), газовая (рост с нуля до 35%) и угольная (падение с 57% до 22%).

Основным источником генерации для Иллинойса традиционно является ядерная (более половины), за ней



Электростанция LG&Mill Greek, Индиана, США



ГЭС Глен-Каньон, Юта, США

В Мичигане уголь также сдает свои позиции, причем наступает ему на пятки ядерная энергетика (37% против 29%), аналогичная ситуация и в Миннесоте (39% уголь, 24% АЭС). Почти не использует уголь в генерации и Нью-Джерси, где примерно в равной доле популярны газовые и атомные станции, а также развивается солнечная энергетика. К 2021 году штат намерен добиться роста использования возобновляемых источников до 21%, в 2030 году – до 35%, а в 2050 году – до 50%.

Угольные штаты

Колорадо же, наоборот, обеспечивает себя электричеством в основном за счет ископаемых источников: около половины обеспечивает уголь, и четверть – газ. Однако здесь развивается ветряная энергетика, на которую уже приходится около пятой части генерации. К 2020 году штат планирует перевести на экологически чистую энергетику около 30% мощностей.

Генерация Арканзаса все еще базируется на угле, однако и здесь его доля медленно падает, а газа – растет, превысив уже 25% по сравнению с 6% в 2001 году. Арканзас также экспортирует электроэнергию в близлежащие штаты.

Индиана остается одним из штатов, до сих пор крепко «сидящих» на угле – доля его в генерации, хоть и снизи-

лась на 20 п.п., по-прежнему остается высока и достигает 73%. Газ занимает примерно пятую долю рынка. Превосходят Индиану штат Кентукки и Миссури, где на уголь приходится почти 80% всего энергобаланса.

Доля угля в балансе штата Юта составляет 70% (снижение на 20 п.п.), остальное – это газ (16%) и быстро растущая солнечная энергетика (около 10%).

В Небраске уголь обеспечивает 60% генерации, причем доля его за последние годы снизилась совсем незначительно. Примерно пятая часть генерации здесь – ядерная, и около 15% – ветряная.

Северная Дакота генерирует около 60% производства за счет угля (95% в 2001 году), однако почти треть поступает за счет ветростанций. Такой же уровень выработки за счет газа и у Огайо, но на втором месте здесь газ (примерно четверть выработки).

Наиболее «угольным» штатом, тем не менее, остается Западная Вирджиния – 93%. Незначительно отстает Вайоминг, где на угольную генерацию приходится более 80% (остальное – ветроэлектростанции и гидроэнергетика).

В Нью-Мексико на уголь приходится 54% выработки по сравнению с 85% в 2001 году, тогда как доля газа выросла до трети, ветра – до 15%.

В Висконсине угольные станции также занимают немалую долю в 55% (70% в 2001 году), однако и здесь доля газа продолжает расти и уже доходит до более чем 20%.

АЭС Пало-Верде, Аризона, США



Айова, в свою очередь, хоть и постепенно уходит от угля, но также сильно зависит от него (44% в 2017 году по сравнению с 85% в 2001 году). Зато здесь крайне сильна ветроэнергетика, обеспечивающая почти 40% генерации (лишь 1% в 2001 году). Штат также экспортирует электроэнергию.

В Монтане наблюдается схожая ситуация – 49% приходится на уголь (снижение с 70% в 2001 году), за ним идут гидроэлектростанции с долей в 39% по сравнению с 27% в 2001 году. На ветростанции приходится около 10%.

Штаты на ВИЭ

Для Калифорнии газ был основным источником производства электричества с 2001 года, однако уже в 2016 году более половины энергии в штате было получено благодаря возобновляемым ресурсам, в том числе солнечным, ветряным, геотермальным и гидроэлектростанциям. К 2045 году штат намерен полностью перейти на неуглеводородные источники при производстве электроэнергии.

Еще одним «отличником» в сфере возобновляемой энергетики является Орегон, где гидроэлектростанции обеспечивают 61% генерации, до 10% выросла доля ветрогенерации. Газ отвечает примерно за четверть производства электроэнергии. Примыкает к нему и Южная Дакота (доля гидрогенерации оставляет 48%, ветряной выросла с нуля до 27%, угольной снизилась с 49% до 19%). Гидроэлектростанции в штате Вашингтон отвечают за производство более 70% электроэнергии, остальное приходится на газ, ветро- и атомные станции.

Айдахо долгие годы зависел от гидроэлектроэнергетики, на которую и сейчас приходится около 60% в генерации (77% в 2001 году) Доля газа выросла до почти 20%, активно развиваются здесь и ветроэнергетика (около 15%), а также солнечная генерация.

Развита сеть гидроэлектростанций и в Вермонте (обеспечивает 57% производства по сравнению с 16% в 2001 году), в то время как доля ядерной энергетики после закрытия АЭС Vermont Yankee снизилась с 76% до нуля. Значительную долю – 20% – занимает использование биомассы, а также ветряная (14%) и солнечная (9%) энергетика. Интересно, что к 2032 году штат намерен довести долю возобновляемых источников энергии до 75%.

Гавайи, традиционно зависящие от импорта нефти для генерации, планируют к 2045 году полностью перейти на генерацию за счет собственных возобновляемых источников. Пока же такие источники составляют немного более 10%, в основном за счет солнечных панелей, но эта цифра быстро растет.

Канзас относится к «ветряным» штатам с долей ветроэнергии почти в 40% (примерно столько же занимает и уголь). Третьим по величине источником является атомная энергетика.

В штате Мэн сильно развита ветрогенерация (одна пятая часть производства), следующими по масштабам стали гидроэлектроэнергетика и использование биомассы. Штат также импортирует электроэнергию из Канады.

Кризис ядерной энергетики

На ядерную генерацию приходится около 19% в энергобалансе Соединенных Штатов Америки, при этом большинство АЭС, как и гидроэлектростанций, были построены до 1990 года. США являются крупнейшим игроком в ядерной энергетике, производя на АЭС больше электроэнергии, чем любая другая страна в мире (общая мощность составляет 99,6 млн кВт, выработка – 805,7 млрд кВт/ч).

В настоящее время в 29 штатах страны функционируют 59 АЭС с 97 ядерными реакторами. Большинство станций имеют два реактора. Самая большая АЭС – это Palo Verde в Аризоне, на станции три реактора, ее мощность составляет 3937 МВт. Самая маленькая находится в Нью-Йорке, ее мощность – 508 МВт.

Последний ядерный реактор – Watts Bar-2 мощностью 1150 МВт – был введен в коммерческую эксплуатацию в октябре 2016 года. В стране строятся еще два реактора – 3-й и 4-й этап Vogtle в штате Джорджия. Значительная часть коммерческих ядерных реакторов расположена в восточной части страны, при этом больше всего АЭС находится в штате Иллинойс (11 реакторов).

Спрос на ядерную энергетику снижается на фоне развития газового и возобновляемого секторов – всего с 2013 года в США закрылось восемь атомных станций, что привело к выводу около 6 ГВт мощностей. Особенно сложно выжить в растущих конкурентных условиях небольшим станциям с одним реактором.

В 2018 году закрылась самая старая в стране АЭС – Oyster Creek мощностью 625 МВт в Нью-Джерси, работавшая с 1969 года. В мае 2019 года Entergy Nuclear Generation Company остановила станцию Pilgrim на 679 МВт.

Сообщалось и о планах по закрытию других станций. Так, Entergy Nuclear намерена в 2020–2021 годах остановить два реактора в энергоцентре Indian Point в Нью-Йорке лицензированной мощностью 1072 МВт, работавшие с 1970-х годов. Ранее подразделение SCANA Corporation объявляла о приостановке планов по строительству двух новых реакторов на проекте V. C. Summer в Южной Каролине, объяснив такое решение возросшими расходами, задержками строительства, снижением стоимости электроэнергетики и банкротством главного подрядчика Westinghouse. Строительство было начато еще в 2009 году, а его завершение ожидалось в 2019 и 2020 годах.

Перспективы ветра и солнца

Ожидается, что в текущем году энергокомпании США выведут или переведут с угля на газ более 10,6 ГВт мощностей после закрытия более 13 ГВт мощностей в 2018 году (данные EIA и ThomsonReuters). Объем выведенных мощностей в прошлом году стал максимальным за последние три года. 1 МВт может обеспечить электроэнергией около 1000 домов в США.

По данным EIA, с августа 2019 года по июль 2020 года планируется закрыть 14 угольных станций, 19 газовых, 2 атомных. При этом, если посмотреть на карту запланированных к вводу за тот же период станций, запускаться будут в основном возобновляемые генераторы: солнечные и ветряные. При этом новые солнечные заводы сконцентрированы в основном в таких штатах, как Калифорния, Флорида, Джорджия, Северная и Южная Каролина, Техас, более мелкие – в Нью-Йорке и Миннесоте, а ветряные – в Северной и Южной Дакоте, Айове, Иллинойсе, Канзасе и том же Техасе. Предполагается также ввод более 20 газовых станций.

Проблемы угольных мощностей, прежде всего, лежат в экономической плоскости: использовать газ, а также альтернативные источники энергии становится все дешевле, а угольные предприятия не молодеют. Средней угольной станции в стране около 40 лет, а значит, она требует больше инвестиций в ремонт и поддерживающее обслуживание.

Использованные источники

1. <https://www.reuters.com/article/us-usa-coal-retirement-factbox/factbox-u-s-coal-fired-power-plants-scheduled-to-shut-idUSKCN1V31IS>
2. https://www.eia.gov/electricity/monthly/current_month/epm.pdf
3. <https://www.ferc.gov/default.asp>
4. <https://www.nerc.com/Pages/default.aspx>
5. <https://isorto.org/reports-and-filings/>
6. <https://www.nytimes.com/interactive/2018/12/24/climate/how-electricity-generation-changed-in-your-state.html>

В 2018 году газ обеспечивал 35% генерации в стране. До 2022 года США нарастят 28 ГВт газовых энерго мощностей. Даже рост цен не заставит энергопроизводителей вернуться к сжиганию угля

По прогнозу EIA, наиболее растущими видами генерации в ближайшие годы станут газовая и ветряная. Так, генерация за счет газа в США в 2019 году вырастет на 6%, а затем на 2% в 2020 году. Ветряная же генерация в нынешнем году продемонстрирует рост на 6%, в следующем – уже на 14%. При этом рост газовой генерации во многом обеспечат Средне-Атлантические штаты, а самое большое увеличение ветряных генераторов ожидается в Техасе. Снижение использования угля в электроэнергетике прогнозируется на уровне 15% в 2019 году и 9% в 2020 году.

С 2008 года объем выработки электроэнергии за счет возобновляемых источников увеличился более чем вдвое, составив 742 млн МВт/ч в 2018 году (382 млн МВт/ч в 2008 году), при этом более 80% роста произошло за счет ветряной и солнечной генерации.

В целом в США было произведено за счет ветряной генерации 275 млн МВт/ч в 2018 году, более половины обеспечили четыре штата: Техас (на него приходится четверть всей генерации этого типа в стране), Оклахома (более 10%, при этом объем генерации с 2014 года по 2018 год вырос вдвое), Айова и Канзас. Еще 20% было произведено в Калифорнии, Иллинойсе, Миннесоте, Северной Дакоте и Колорадо.

Солнечная генерация выросла с 2 млн МВт/ч в 2008 году до 96 млн МВт/ч в 2018 году, составив 2,3% от общего производства электроэнергии в стране.

Развитию возобновляемой генерации, бесспорно, способствует стимулирующая политика на уровне государства и штатов, а также снижение затрат по альтернативной энергетике. К концу 2019 года 29 штатов страны и федеральный округ Колумбия приняли собственные стандарты по требованиям к использованию возобновляемых источников энергии. К середине 2019 года восемь регионов объявили о цели перейти к 2050 году на 100% чистую энергетику: это Мэн, Нью-Йорк, Огайо, Калифорния, Гавайи, Невада, Нью-Мексико, Вашингтон и округ Колумбия. На эти штаты в совокупности приходится 63% розничных продаж электроэнергии в 2018 году.

Снижается и стоимость строительства «чистой» генерации – так, по данным EIA, с 2013 года средние затраты по новым солнечным фотоэлектрическим генераторам уменьшились на 37%, по ветряным – на 13%, газовым – на 4,7%.

В.А. ИКТИСАНОВ, Ф.Д. ШКРУДНЕВ
V.A. IKTISANOV, F.D. SHKRUDNEV

УДК 622.276

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ НЕФТЬ

RENEWABLE OIL

Валерий Асхатович ИКТИСАНОВ –
заведующий лабораторией
гидродинамических исследований
института «ТатНИПинефть»,
д. т. н., профессор,
e-mail: iktissanov@tatnipi.ru

Valery IKTISANOV –
PhD, Professor, Head of Laboratory for
Hydrodynamic Research, Wells, Reservoirs and
Hydrocarbon Research Department, Tatar Oil
Research and Design Institute (TatNIPineft),
e-mail: iktissanov@tatnipi.ru



Фёдор Дмитриевич ШКРУДНЕВ –
полномочный представитель
Президента РФ в Ленинградской области
в 1993–1999 гг., Председатель Президиума
Русского научно-технического общества,
e-mail: rnto369@gmail.com

Fyodor SHKRUDNEV –
Presidential Plenipotentiary Envoy in the
Leningrad Region (1993 – 1999), Presidium
Chairman, Russian Scientific Technical Society,
e-mail: rnto369@gmail.com



Аннотация. В последнее время всё чаще встречаются работы, в которых обсуждается превышение накопленной добычи нефти над извлекаемыми запасами на длительно разрабатываемых месторождениях. При попытке объяснения возможных механизмов поступления нефти в залежь возникает ряд новых противоречий. Представленная статья посвящена разрешению основных противоречий в нефтепромысловой геологии и разработке нефтяных месторождений за счет новейших достижений физики. Рассмотрены результаты эксперимента по увеличению поступления нефти в залежь.

Ключевые слова: углеводороды, восполнение запасов, синтез элементов, первичные материи, искривление пространства, экспериментальные исследования.

Введение

Несмотря на значительную зависимость человечества от углеводородов и огромный накопленный экспериментальный материал по почти двухвековой разработке нефтяных месторождений, до сих пор отсутствует концепция, которая связала бы воедино нерешённые проблемы по нефтяной тематике. К основным нерешённым проблемам относятся:

- различные концепции образования углеводородов (биогенная – А. Д. Архангельский, В. И. Вернад-

ский, Н. Б. Вассоевич, Э. М. Галимов, М. И. Губкин, А. Ф. Добрянский, А. Э. Конторович, С. Г. Неручев, А. А. Петров, А. Б. Ронов, В. А. Соколов, Н. М. Страхов, А. А. Трофимук, В. А. Успенский, J. Moldovan, K. Peters, S. Silverman, B. Tissot, A. Treibs, D. Welte, J. Hunt, J. Espitalie и др.; абиогенная – Г. Н. Доленко, П. Н. Кропоткин, Н. А. Кудрявцев, В. Б. Порфирьев, В. Д. Соколов, Э. Б. Чекалюк, E. Cost, F. Hoyle, R. Robinson, T. Gold и др.; смешанная – В. П. Гаврилов, А. Н. Дмитриевский, А. А. Баренбаум и др.);

- восполнение запасов нефти в истощённых месторождениях (Р. Х. Муслимов, В. П. Гаврилов, Н. П. Запивалов, С. Н. Закиров, В. А. Трофимов, В. Г. Изотов, В. И. Корчагин, А. И. Тимурзиев, К. Б. Аширов, А. А. Баренбаум, И. Н. Плотнокова и др. [1–9]);
- возраст углеводородов, наличие в нефти короткоживущих изотопов и др. (В. П. Гаврилов, J. M. Peter, P. Peltonen, S. D. Scott, A. A. Баренбаум и др.).

Общая тенденция заключается в том, что авторы обычно рассматривают только одну из сторон наблюдаемых природных процессов, полностью игнорируя исследования других авторов. Здесь уместно привести слова известного учёного-энциклопедиста Н. А. Морозова «Величайшая трагедия науки – уничтожение великолепной теории одним маленьким, гнусным фактом». К сожалению, эти малые и не совсем малые факты часто ученые просто не замечают, что и приводит к множеству различных противоречивых гипотез и теорий. Например, ранее господствовала гипотеза биогенного происхо-

ждения нефти. В настоящее время идёт перевес в сторону неорганической гипотезы. Но и те, и другие исследователи обнаруживали и описывали реальные факты.

Причем для каждой последующей гипотезы необходимо принятие новых допущений, которые в свою очередь требуют дополнения еще новыми. Как пример, вначале появилась гипотеза биогенного происхождения

**Обнаружилось,
что следы
углеводородов
находятся
в магматических
породах, а сами
углеводороды
широко
распространены
в космосе**

нефти, основанная на том, что нефть образуется из органического вещества отмерших организмов в осадочных породах. В пользу данной гипотезы свидетельствуют близость соотношения изотопов C^{13}/C^{12} в нефти и в живых организмах, а также наличие в нефти биомолекул или их фрагментов, например, порфиринов, аналоги которых присутствуют в гемоглобине и хлорофилле.

Далее обнаружилось, что следы и запасы углеводородов находятся в магматических породах, а углеводороды, оказывается, широко распространены в космосе. Всё это привело к созданию абиогенной гипотезы, которая полностью противоречит биогенной. Для объяснения абиогенной гипотезы ввели допущения, что нефть поступает из кристаллического фундамента или нефтематеринских пород по нефтеподводящим

Abstract. An increasing number of researchers have submitted papers in which they write that cumulative oil production exceeds the amount of recoverable reserves at old oilfields. New contradictions arise when attempts are made to explain possible mechanisms for the ingress of oil into fields. This article is devoted to the attempts made to settle the main contradictions of oilfield geology and oilfield development based on the latest physics discoveries and the results of an experiment to increase the ingress of oil into an oilfield.

Keywords: hydrocarbons, reserves replacement, total synthesis, primal matter, space wrinkles, experimental research.

каналам. Но остается непонятным, почему нефтеподводящие каналы насыщают нефтью выборочно только некоторые пласты, а водонасыщенные, расположенные между нефтенасыщенными, остаются без нефти. Или как нефтеподводящие каналы распространяются до залежей или пластов, насыщая их различным составом нефти и минуя покрышки других объектов разработки (рис. 1)? Безусловно, нефтеподводящие каналы существуют. Самым простым доказательством этого являются грязевые вулканы, извергающие углеводороды, не попавшие в ловушки. Но введение понятия «нефтеподводящий канал» не позволяет объяснить упомянутые выше противоречия.

симости от конкретного спектра материй образуются различные химические элементы и вещества. К этому процессу в первом приближении относится и синтез углеводородов. Отличие заключается в том, что в качестве первичных материй используются материи, ранее участвующие в процессах жизнедеятельности организмов. Именно поэтому нефти характеризуются большим разнообразием состава и имеют сходный изотопный состав углерода с живыми организмами. Причем этот процесс может происходить на различных участках земной коры и на различной глубине, поэтому

Истощение ресурсной базы России явно не грозит, в связи с этим нет необходимости разработки новых месторождений в малоосвоенном регионе с неразвитой инфраструктурой

следы и запасы углеводородов находят практически везде – в традиционных коллекторах, в сланцах, магматических породах [6]. При наличии нефтеподводящих каналов углеводороды могут мигрировать в ловушку, либо извергаться на поверхность в виде грязевых вулканов или «черных курильщиков». Для изолированных ловушек, например, «плавающих» в соляных отложениях, месторождение действительно может быть местом рождения и хранения углеводородов. Более подробно эти процессы описаны в работе [13].

Данная гипотеза принципиально отличается от существующих концепций происхождения углеводородов и дополнительно позволяет объяснить все существующие накопленные экспериментальные наблюдения по геологии и разработке нефтяных месторождений,

[14]. В целом выполненное моделирование привело к следующим выводам:

- интенсификация добычи провоцирует большее поступление нефти,
- по мере исчерпания запасов скорость синтеза практически сравнивается с уровнем добычи и эта тенденция может существовать сотни и тысячи лет.
- влияние закачки минерализованной воды не всегда приводит к положительным результатам, т. к. может снижать скорость синтеза нефти, в связи с чем существует оптимум решения данной задачи.

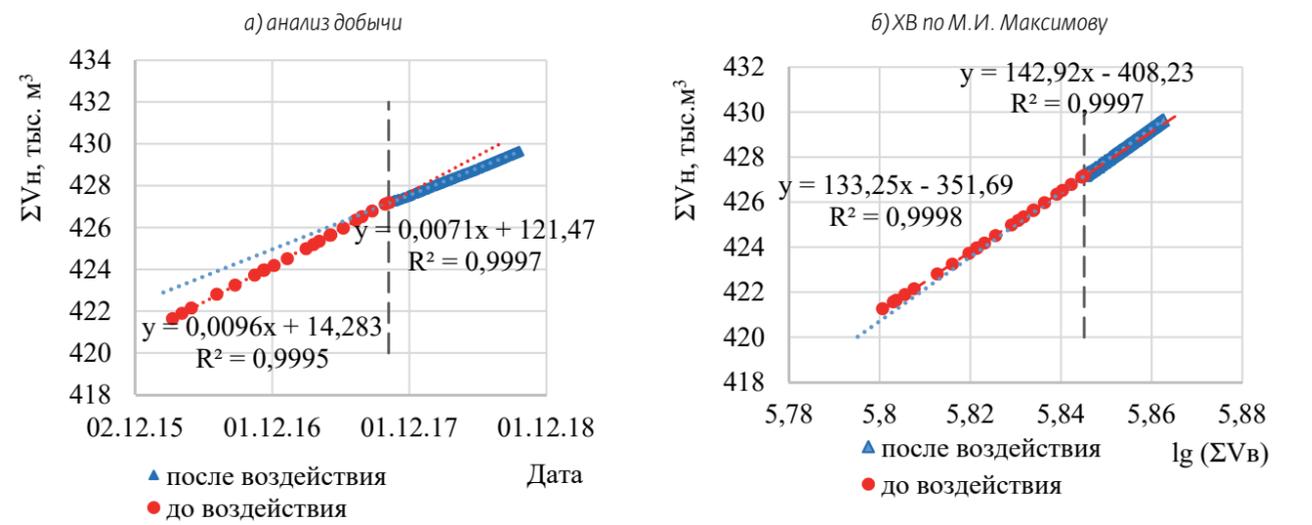
Полученные выводы, пересекающиеся с выводами и других авторов, свидетельствуют о необходимости коренного пересмотра перспектив разработки «старых» месторождений, а также базовых положений

включая и восполнение запасов. Данный процесс выглядит следующим образом – по мере выработки запасов на месторождении происходит нарушение исходной мерности, что вновь провоцирует синтез тех же элементов и веществ из того же спектра первичных материй. По завершению синтеза баланс мерности восстанавливается. Причем этот процесс происходит не мгновенно, а с некоторым запаздыванием. Созданная математическая модель описания этого процесса показала, что время запаздывания для различных месторождений меняется в диапазоне 60–230 лет



Вулканическая лава, извергающаяся в океан

Рис. 3. Пример использования ХВ по М.И. Максимова и анализа добычи при падении добычи после воздействия



по разработке с учетом синтеза нефти в залежах (изменение уравнений материального баланса, разработка гидродинамических симуляторов с восполнением запасов, методы подсчета КИН, оптимальные темпы отбора и воздействия на залежь, аудит запасов и др.). Дополнительно отметим, что «истощение ресурсной базы топливно-сырьевых отраслей по мере исчерпания действующих месторождений», как отмечается в п. 12, подп. 13 «Стратегии экономической безопасности РФ», явно не грозит, в связи с чем отпадает необходимость активной разработки новых месторождений в малоосвоенных регионах страны с неразвитой инфраструктурой, например, на шельфе Арктики.

Завышенная роль методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти

С признанием подпитки месторождений появляется совершенно иной взгляд на методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификацию работы скважин. Например, официальная расчетная доля нефти, добытой за счет МУН в ПАО «Татнефть», по итогам 2014 года составила 25% от общего объема добычи. На Дацинском месторождении считается, что за счет третичных методов в 2018 году добыто около 32% от общей добычи. Но если учитывать реальный факт естественной «подпитки» месторождений, то большая часть дополнительно добытой нефти обуславливается природными факторами, а не воздействием человека на пласт. Хотя нефтяным компаниям безусловно выгодно показывать, что добыча нефти на старых месторождениях поддерживается благодаря их стараниям и высокому профессионализму.

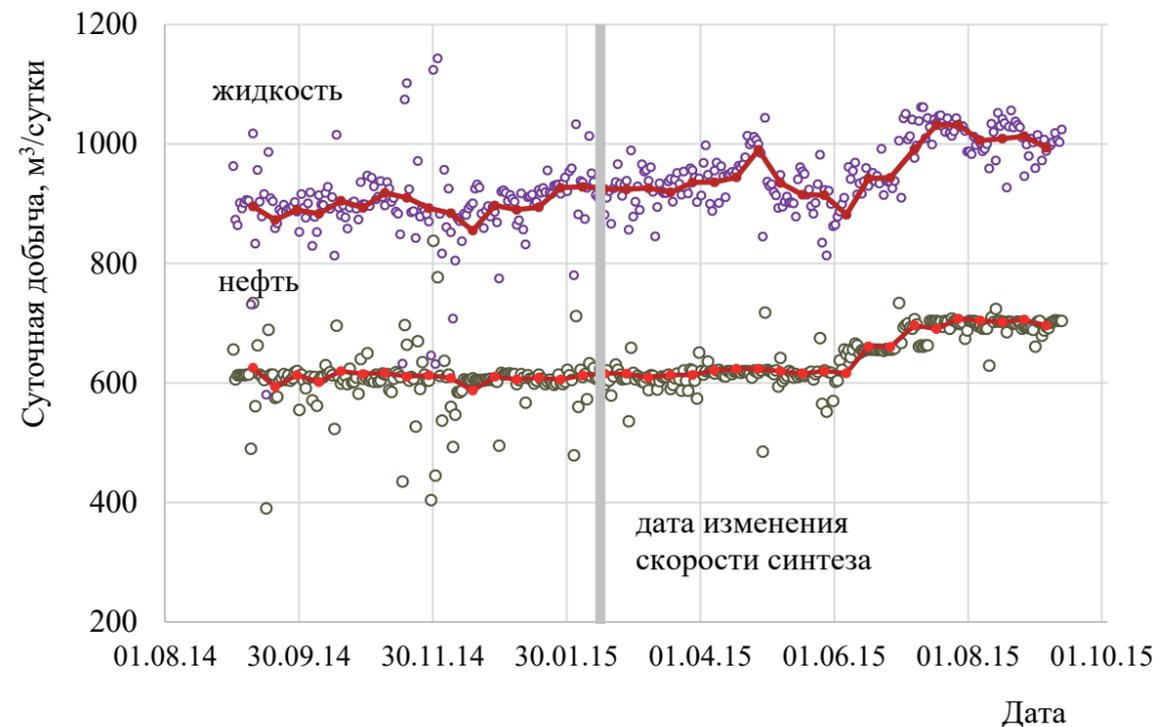
Полученный вывод подкрепляется обнаруженным завышением дополнительной добычи нефти при использовании характеристик вытеснения (ХВ),

а именно этот способ широко используется в нефтяных компаниях. Попутно отметим, что в РФ до сих пор нет утвержденного стандарта по оценке эффективности МУН, что и позволяет вольно трактовать дополнительную добычу. Более подробно этот вопрос рассмотрен в статье [15]. Вкратце отметим, что основным признаком использования конкретных ХВ для экстраполяции на прогнозный период является прямолинейный характер выбранной зависимости. Однако, как обнаружилось, даже строгое выполнение этого требования не гарантирует точность оценки. В частности, при оценке эффективности мероприятий по увеличению нефтеотдачи часто встречались случаи, когда после воздействия на пласт темп роста накопленной добычи снижался, а интегральные ХВ показывали прирост добычи (рис. 3). Данные тенденции наблюдались для характеристик вытеснения М. И. Максимова, Б. Ф. Сазонова, А. М. Пирвердяна, Г. С. Камбарова и др. [16]. Прирост добычи проявлялся в повышении накопленной добычи нефти после воздействия по сравнению с трендом до воздействия. При этом коэффициенты корреляции для линии тренда были очень близки к единице, а на рассматриваемых объектах разработки пластовое давление поддерживалось постоянным.

Аналогичные претензии можно предъявить и к различным методам стимуляции призабойной зоны, ГРП, строительству скважин со сложной конфигурацией ствола (стволов), новым способам заканчивания сква-

Необходимо коренным образом пересмотреть перспективы разработки «старых» месторождений с учетом синтеза нефти в залежах

Рис. 4. Динамика суточной добычи по участку до и после воздействия по увеличению скорости синтеза (замеры – точки, кривая – сглаживание вейвлетом)



жин, уплотнению сетки скважин, снижению забойного давления до оптимального и др. Во всех этих случаях эффект считается по изменению дебиту скважины, в том числе и от нулевого, но почему-то всегда игнорируется влияние интерференции (взаимодействия) скважин, которая приводит к тому, что суммарный прирост по участку всегда меньше прироста по скважине. Влияние интерференции может быть значительным для плотной сетки скважин, в результате чего эффект от мероприятий по интенсификации добычи нефти может снижаться до 0,3–0,4. В итоге значительная часть многочисленных способов интенсификации добычи нефти имеет гораздо меньший эффект, чем изначально рассчитывается или замеряется по скважине. В этой связи подпитка месторождений вновь выступает палочкой-выручалочкой в поддержании уровня добычи нефти.

В результате роль различных методов увеличения нефтеотдачи, интенсификации добычи нефти на длительно разрабатываемых месторождениях является явно завышенной. Большая часть «дополнительно добытой» нефти обуславливается природными факторами, а не воздействием человека на пласт или призабойную зону. Вместе с тем, внедрение МУН, ОПЗ, ГРП, бурение уплотняющей сетки скважин, применение новых способов заканчивания скважин и др., провоцируют большой синтез нефти и данные методы безусловно необходимо применять.

Эксперимент по увеличению поступления нефти в залежи

Теория верна, если она подтверждается практикой. В связи с этим, на одном из небольших месторождений России был проведен уникальный эксперимент по увеличению скорости поступления (синтеза) нефти. Для этого анализировались дебиты, обводненности, забойные и пластовые давления до и после воздействия. Само воздействие представляло увеличение градиента мерности в пределах местозалегаия пластов. Результаты эксперимента оказались неожиданными – повышения дебитов нефти скважин не произошло, не изменились забойные и пластовые давления. Дополнительно были рассмотрены соседние месторождения, но на них также не было значительных изменений. Но вместо этого обнаружилось, что вновь пробуренные скважины дали нефть с двух-, трехкратным повышением начальных дебитов по сравнению аналогичными начальными дебитами скважин, пробуренных ранее [13]. Об этом свидетельствует видимый ступенчатый рост суточной добычи по участку, начиная со второго полугодия 2015 года.

Данный факт косвенно показывает, что воздействие на залежь было успешным. Объяснение полученным результатам вероятно заключается в следующем. Первое: прирост запасов не означает автоматического повышения добычи, если месторождение не достигло последних



Ромашкинское месторождение, «Татнефть»

стадий разработки. Далее, из практики разработки различных месторождений известно, что бурение боковых стволов в 50–100 м от основного ствола практически всегда также бывает успешным, чему собственно нет удовлетворительного объяснения даже при использовании начального градиента давления, выше которого начинается течение. В этом случае по гидродинамическим моделям наблюдается «нехватка» добычи нефти. Поэтому причина восполнения запасов в обоих случаях, т. е. при искусственном воздействии и под влиянием природных факторов, заключается в том, что синтез нефти в основном происходит на участках месторождения, для которых характерны низкие градиенты давления, т. е. вдали от скважин, либо при их остановках.

Отметим, что понятие «градиент мерности» является гораздо более широким по сравнению с градиентом давления, и изменение мерности приводит к изменению

быть следующие: высокая степень разведки и выработанности запасов, наличие средств учета продукции, открытость и достоверность данных, отслеживание динамики в течение нескольких лет, отсутствие режима растворенного газа, планируемое бурение боковых стволов и уплотнение сетки скважин, возможность наблюдения за пьезометрическими скважинами. Воздействие может быть проведено на большой площади, включая нефтегазоносную провинцию.

Основные выводы

Предложенная концепция позволяет обобщить самые различные наблюдения и исследования в области нефтепромысловой геологии и разработки нефтяных месторождений и тем самым разрешить существующий кризис в нефтяных науках. Практическая сторона восполнения запасов может быть многогранна. Это не только перераспределение ориентиров по разработке зрелых и новых месторождений, изменение затрат на ГРП, налоговых льгот по «старым» месторождениям, но и возможность искусственного повышения (и даже понижения) скорости восполнения запасов, что может в корне поменять

ситуацию с запасами и добычей по стране. Темой будущих исследований должно стать изучение конкретных спектров материй, ответственных за синтез того или иного вещества, включая и углеводороды, что позволит в перспективе влиять на процесс синтеза и получать все необходимые вещества и элементы.

Роль методов увеличения нефтеотдачи на «старых» месторождениях является завышенной, большая часть «дополнительно добытой» нефти обуславливается природными факторами, а не воздействием человека на пласт

давления. Возможно, что наблюдается и обратное влияние, когда максимальные градиенты давления вблизи скважины влияют на градиенты мерности, ответственные за синтез нефти. В целом данный вопрос требует дальнейшей проработки и исследований. Основные требования к изучаемым месторождениям должны

ситуацию с запасами и добычей по стране. Темой будущих исследований должно стать изучение конкретных спектров материй, ответственных за синтез того или иного вещества, включая и углеводороды, что позволит в перспективе влиять на процесс синтеза и получать все необходимые вещества и элементы.



Буровая установка на Ромашкинском месторождении, «Татнефть»



Станок-качалка на Ромашкинском месторождении, «Татнефть»

Использованные источники

1. Муслимов Р. Х. Освоение супергигантского Ромашкинского месторождения – выдающийся вклад учёных и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. – 2008. – № 4(27). С. 2–5.
2. Закиров С. Н., Индрупский И. М., Закиров Э. С. и др. // Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа: Часть 2, М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2009, 484 с.
3. Гаврилов В. П. Ресурсы нефти и газа возобновляемы. URL: http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/Neft%20gas%20vozobnovlyayemy.pdf
4. Муслимов Р. Х., Глумов Н. Ф., Плотникова И. Н., Трофимов В. А., Нургалеев Д. К. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа. Спец. выпуск. 2004. С. 43–49.
5. Баренбаум А. А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма // Георесурсы. 2014. № 4(59). С. 9–15.
6. Запивалов Н. П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новороссийск, Изд-во СО РАН, 2003, С. 197.
7. Смирнова М. Н. Грозненская школа геологов-нефтяников, сторонников глубинного происхождения нефти. В кн. «Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений», М., Геос, 2002, С. 36–367.
8. Тимурзиев А. И. Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам). Экспозиция нефть газ. 2010. № 5(11). С. 11–20.
9. Трофимов В. А., Королев Э. А., Хузин И. А. Что такое нефтеподводящие каналы? // Материалы Всеросс. конф. с междунар. участ. «Дегазация Земли: Геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь». – М.: ГЕОС, 2010. С. 577–579.
10. Базаревская В. Г. Уникальное Ромашкинское месторождение Татарстана – неиссякаемый источник прироста запасов нефти // Георесурсы. – 2006. – № 2(19). С. 9–11.
11. Peter J. M., Peltonen P., Scott S. D. et al. Ages of hydrothermal petroleum and carbonate in Guaymas Basin, Gulf of California: Implications for oil generation, expulsion, and migration // Geology. 1991. V.19. P. 253–256.
12. Иктисанов В. А., Кондраков И. М., Шкруднев Ф. Д. Занимательно о Новых Знаниях. Русское научно-техническое общество, 2016–202 с. URL: <http://rnto.club/biblioteka/iktisanov-kondrakov-shkrudnev/Stati/zanimatelno-o-novih-znan%D1%96jah.html>
13. Иктисанов В. А., Шкруднев Ф. Д. Загадочная тёмная маслянистая жидкость. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019, 104 с.
14. Иктисанов В. А. Скорость синтеза нефти при разработке месторождений // Нефтепромысловое дело, 2017. – № 4. С. 49–54.
15. Иктисанов В. А., Сахабутдинов Р. З. Оценка технологической эффективности методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи при помощи анализа динамики добычи // Нефтяное хозяйство, 2019. – № 5. С. 72–76.
16. РД 153–39.0–110–01 Методические указания. Геолого-промысловый анализ разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ФГУ «Экспертнефтегаз», 2002. 59 с.

Ю.П. АМПИЛОВ
Y.P. AMPILOV

УДК [553.98+620.91](985)

ОСВОЕНИЕ НЕДР РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ:

УГЛЕВОДОРОДЫ ИЛИ НОВЫЕ ТРЕНДЫ?

**Юрий Петрович
АМПИЛОВ** –
профессор кафедры
сейсмометрии и геоакустики
геологического факультета МГУ
имени М.В. Ломоносова,
e-mail: ampilovy@gmail.com

**Yuri Petrovich
AMPILOV** –
Professor, Department
of Seismometry and Geoacoustics,
Geological Faculty, Lomonosov
Moscow State University,
e-mail: ampilovy@gmail.com

THE DEVELOPMENT OF MINERAL RESOURCES IN THE RUSSIAN ARCTIC:

HYDROCARBONS OR NEW TRENDS?



Аннотация. В статье рассмотрены вопросы выбора направлений развития Арктического региона на базе анализа современных тенденций развития мировой энергетики. Сделаны выводы, что для Арктического региона следует всерьез рассматривать и прорабатывать другие направления развития, не основанные на добыче углеводородного сырья или иных полезных ископаемых, а для энергообеспечения преобладающих здесь малых поселений и локальных производств более широко использовать огромный потенциал возобновляемой энергетики.

Ключевые слова: нефть, газ, уголь, возобновляемые источники энергии, действующие и новые проекты, затраты, рынки сбыта, Арктика, шельф.

Есть ли жизнь после нефти? Такой вопрос задавало себе человечество лет 50 назад, когда угроза энергетического голода казалась вполне реальной, и на страницах ведущих мировых газет и журналов эта тема горячо обсуждалась. Тогда все как-то позабыли о том, что на протяжении многих тысяч лет все древнейшие цивилизации с богатым культурным наследием развивались, процветали и угасали, совсем не зная, что такое нефть. К счастью, глобального дефицита так и не случилось. К 2014 году нефти и газа на Земле стали добывать так много, что цена на них рухнула за несколько месяцев почти втрое и не восстановилась до сегод-

няшнего дня. На фоне такого падения закономерно возник вопрос, какую минимальную цену выдержит российская нефтегазовая отрасль. Оценки себестоимости в расчете на баррель разнились от 3 долларов до 20 долларов и более. Однако, в разных источниках речь часто шла о трех совершенно разных вещах:

- о себестоимости извлечения нефти из пласта на скважине;
- о затратах на извлечение и доставку ее до точки сдачи в магистральный нефтепровод;
- о затратах на извлечение, транспортировку до магистрального нефтепровода и доставку потенциальным покупателям или конечным потребителям.

Понятно, что во всех перечисленных случаях итоговые числа были бы разными. Аналитики и эксперты рынка успокаивали, что отечественные компании выдержат падение мировой цены на нефть до 25–30 долларов за баррель. Действительно, произошедшее тогда пропорциональное падение курса рубля по отношению к доллару позволило российским нефтяным компаниям чувствовать себя спокойно, поскольку их рублевые затраты на добычу не изменились, а выручка

Оценки
будущих затрат
принимаются при
текущих ценах.
В реальности,
за последние
10 лет цена нефти
менялась более
чем в пять раз

от экспорта по новому дешевому курсу рубля заметно возросла. Но все это касалось действующих проектов, капитальные затраты по которым были понесены в предшествующие инвестиционные периоды.

Если говорить о запуске новых месторождений, то, безусловно, экономическая и, прежде всего, ценовая ситуация должна быть совершенно иной. Ведь при классическом методе дисконтированных денежных потоков, применяемом большинством компаний для оценки инвестиционных проектов, цена на нефть предполагается условно постоянной на весь будущий период разведки и разработки (т. е. на 20–30 лет вперед). А затраты на сооружение промысловой и транспортной инфраструктуры, которые будут понесены в будущем, также принимаются

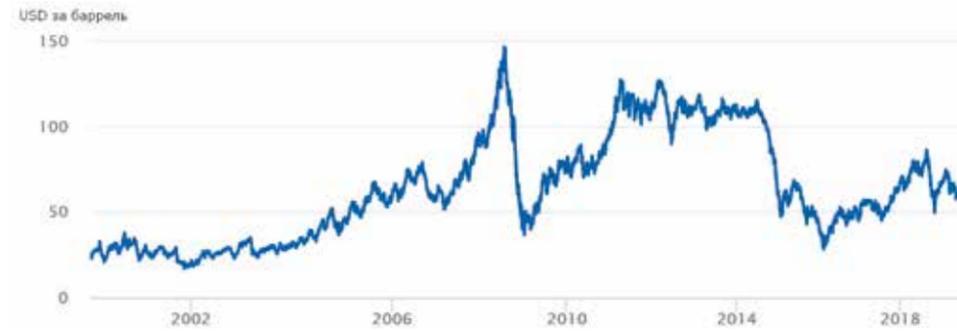
Abstract. The article considers the issues of choosing the directions of development of the Arctic region based on the analysis of current trends in the development of world energy. It is concluded that for the Arctic region, other development areas that are not based on the extraction of hydrocarbons or other minerals should be seriously considered and worked out, and the huge potential of renewable energy should be used more widely for the energy supply of the small settlements and local industries prevailing here.

Keywords: oil, gas, coal, renewable energy sources, existing and new projects, costs, sales markets, Arctic, shelf.

Побережье Арктики



Рис. 1.
Динамика цен
на фьючерсный контракт
на нефть Brent (MOEX,
USD за баррель)
за последние 20 лет



Источник:
ИА «Интерфакс»

на текущем уровне. В реальности, как мы видим на рис. 1, только в последние 10 лет цена нефти менялась более чем в пять раз от минимальных до максимальных значений. На основе таких экономических оценок зачастую принимаются ошибочные управленческие решения, поскольку в течение расчетного периода могут происходить не-

сколько макроэкономических циклов, которые прогнозировать и учесть невозможно.

Чем же принципиально отличаются действующие промыслы от новых? Главные ответы на этот вопрос можно найти на рисунке 2.

Не вдаваясь в подробности, можно резюмировать, что главное отличие в очень больших рисках, ассоциируемых с новыми проектами, поскольку начальные вложения в них огромны, а получение

В 2017 году
цены на газ
в Японии и США
оказались почти
вдвое ниже
прогнозируемых
за 5 лет до того,
а в Европе –
почти втрое
ниже

доходов сильно отдалено по срокам при неизвестных заранее ценах и покупателях. Когда до 2014 года цены на нефть в течение трех лет держались в интервале 110–120 долларов за баррель, инвесторы охотно шли в новые проекты, так как данная цена с запасом покрывала возможные риски. При нынешнем уровне цен и относительном профиците нефти и газа на мировом рынке, пусть и временном, инвесторы не рискуют вкладываться в разведку и обустройство новых нефтяных месторождений. Речь для большинства из них лишь

может идти об отдельных участках вблизи районов добычи с развитой инфраструктурой. Все это сдерживает разведку новых месторождений, особенно на шельфе, в связи с чем многие сервисные компании банкротятся или сокращают бизнес из-за отсутствия достаточного количества заказов нефтедобывающих компаний [4, 6].

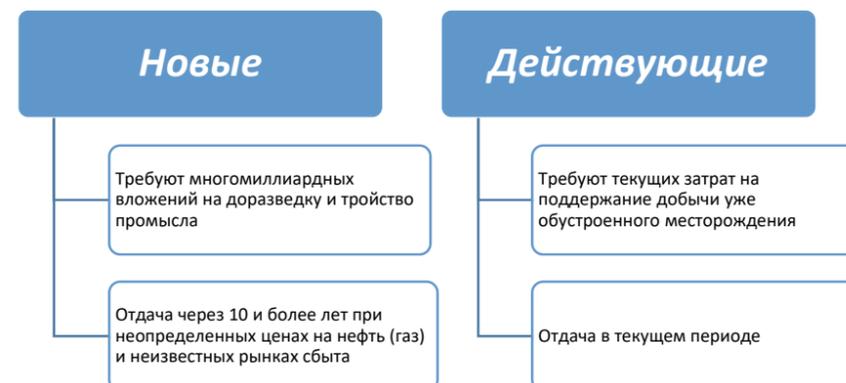
Одним из факторов, спровоцировавших в 2014 году падение цен на нефть в мире стала сланцевая революция в США. Будучи еще сравнительно недавно крупнейшим импортером углеводородов в мире, США ныне вышли на первое место в мире по добыче газа и нефти. Страна не только обеспечила сырьем себя, но и стала активно искать зарубежные рынки сбыта, пытаясь потеснить традиционных экспортеров в лице России, Саудовской Аравии и других. К тому же открывающиеся до сих пор новые месторождения углеводородов по всему миру не оставляют места новому глобальному дефициту нефти и газа, по крайней мере, в обозримом будущем.

Источники энергии в прошлом, настоящем и будущем

Тон новому энергетическому тренду в значительной мере задают два главных фактора – это, с одной стороны, принятая Парижская конвенция об ограничении выбросов CO₂ в атмосферу, а с другой стороны усиливающаяся с каждым годом межтопливная конкуренция угля, нефти, газа, биотоплива и т. п.

Открытые запасы угля на планете огромны, если бы не усиливающиеся экологические проблемы, его запасов хватило бы еще очень многим поколениям. Однако

Рис. 2.
Принципиальные отличия
новых нефтегазовых
проектов от действующих



МЛСП «Приразломная»

есть ли что-то еще, что сдерживает потребление угля кроме экологии? Да, и этот фактор едва ли не главный. Дело в том, что угольный бум разразился на планете в XIX веке, когда появился и активно развивался новый технологический уклад, в основе которого лежала изобретенная паровая машина. Бурное развитие в мире промышленности, железных дорог, а потом и судоходства на паровой тяге делало уголь незаменимым топливом, а также сырьем при производстве чугуна и стали. С появлением в XX веке двигателя внутреннего сгорания, заменившего паровую машину, потребление угля стало снижаться.

Бесспорно, что нефть и газ на сегодня являются основными источниками энергии, и такое положение сохранится, по крайней мере, в ближайшем будущем. Но, с другой стороны, бесспорно и то, что нефтегазовый бизнес уже никогда не будет источником сверхприбыли, и рассчитывать на серьезные бюджетные поступления от него неразумно. В перспективе стоит рассчитывать на его нормальную среднюю рентабельность, сопоставимую с промышленностью в целом, причем востребованы будут только те проекты, которые позволяют с низкой себестоимостью

добывать углеводородное сырье. С большой вероятностью останутся невостребованными некоторые уже открытые месторождения нефти и газа в отдаленных районах мира, как сегодня не востребованы многочисленные месторождения угля с закрытыми или законсервированными шахтами.

А ведь всего несколько десятилетий назад это казалось немыслимым.

Многие современные аналитики считают, что, в отличие от нефти, газ имеет гораздо большие перспективы, поскольку с экологической точки зрения он является наиболее «чистым» топливом по объемам выброса CO₂ при отсутствии еще более вредных выбросов SO. Его можно использовать для создания синтетического топлива и развития газохимии.

В принципе, это так, однако данные факторы пока не приводят к потенциальному росту цен на газ. Как раз наоборот, по факту, в 2017 году цены в Японии

и США оказались почти вдвое ниже прогнозируемых за 5 лет до того, а в Европе – почти втрое ниже (рис. 3). Сейчас цены на газ немного подросли, но не существенно. А если считать в долларах 2012 года (дата прогноза), то последний незначительный рост практически нивелирован инфляцией доллара.

Под давлением
избыточного
предложения,
цены на газ
на азиатском рынке
будут снижаться
до тех пор, пока,
с учетом транспортных
издержек,
не сравняются
со среднеевропейскими

Более того, в настоящее время мы являемся свидетелями жесткой геополитической борьбы за рынки сбыта газа, спрос на который не успевает за избыточным предложением. Ситуация вокруг Украины с её газотранспортной системой, препятствование Евро-союза прокладке «Южного потока», противодействие США строительству «Северного потока – 2» и развернутое строительство новых терминалов регазификации в Европе говорят о формировании рынка покупателя, а не продавца. На фоне непростой ситуации в Европе, производители газа обратили внимание на страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Сейчас на этих рынках спрос на газ активно растет, а цены в полтора раза превышают европейские.

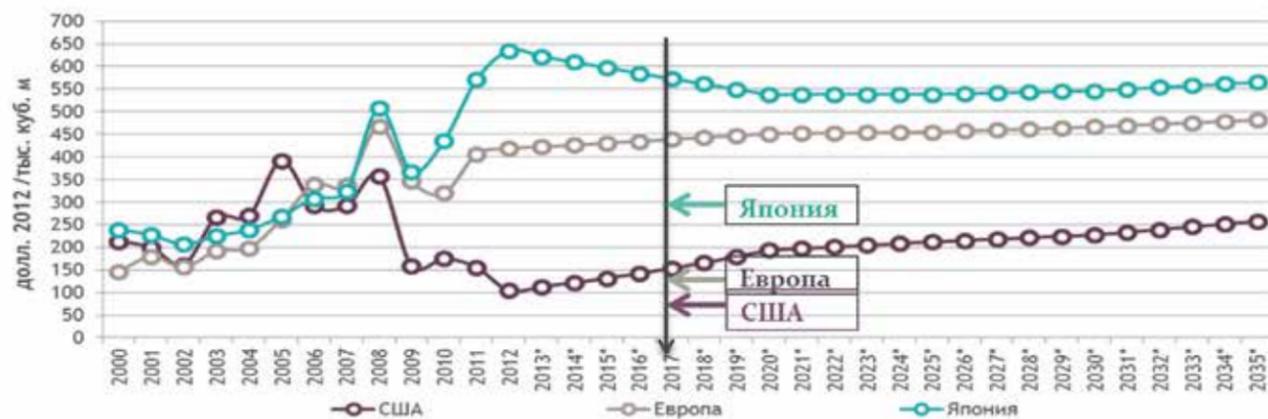
Вблизи азиатского рынка расположены крупнейшие в России морские нефтегазовые проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2», а также Кириновское месторождение проек-

Азиатский рынок мог бы принять по относительно высоким ценам и кратно больше нефти и газа с сахалинского шельфа. Планировалось, что в ближайшем будущем в России будет запущено два завода СПГ во Владивостоке и Хабаровском крае, а несколько позднее, возможно, на Балтике и Печоре. Но проекты уже идут с задержками, в том числе и из-за санкций США. Построенный газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» загружен меньше, чем на четверть. Недавно открытое на шельфе крупное Южно-Кириновское месторождение имеет много осложняющих моментов, включая наличие нефтяной оторочки, и в такой короткий срок не может быть запущено. На нем еще продолжается разведка. В итоге строительство СПГ во Владивостоке пока снято с повестки дня.

А что же к тому времени станет с рынком в Азии? Основной объем СПГ поступает на этот рынок из Катара.

Рис. 3. Прогноз цен на газ по основным рынкам до 2035 года, выполненный в 2012 году, и факт на 2017 год: беспрецедентное падение цен

Региональные цены на газ: США, Европа и Япония, 2000-2035



Примечание: * Прогноз МЭА-2013

Источник: Ю. П. Ампилов, Ю. И. Важенин, Г. И. Шмаль. Что изменилось за последние годы в наших представлениях об освоении российского шельфа? Деловой журнал Neftegaz.RU, (8):50–61, 2019 (URL: <https://energy.s-kon.ru/chto-izmenilos-za-poslednie-gody-v-nashih-predstavleniyah-ob-osvoenii-rossijskogo-shelfa/>)

та «Сахалин-3». Сахалин – это первый и самый значимый добывающий нефтегазовый кластер на российском шельфе. В настоящее время сахалинские шельфовые проекты пополняют российский бюджет более, чем сотней миллиардов рублей ежегодно, хотя в 90-е годы при запуске «Соглашений о разделе продукции» (СРП) у многих депутатов и чиновников были большие сомнения в правомерности этого шага. Государство в сахалинских проектах почти ничего не потратило, так как основные расходы в рамках СРП взяли на себя иностранные компании. Здесь получили работу и прошли школу морской нефтегазодобычи многие тысячи российских специалистов. Сахалинский завод по сжижению газа исправно поставляет продукцию в Японию, Корею и Китай, сейчас активно обсуждается запуск его третьей очереди.

Кроме того, вводятся в строй большие мощности СПГ в Австралии, что приведет к значительному росту производства сжиженного газа в этой стране, и она на некоторое время может вырваться в лидеры по данному виду топлива. Этот газ, как и газ из Канады, США и других стран, также приходит на данный рынок, занимая свободные ниши. По прогнозам Оксфордского института энергетических исследований производство СПГ в мире удвоится к 2024 году по сравнению с 2013 годом.

Постепенно, под давлением избыточного предложения, цены на азиатских рынках будут снижаться до тех пор, пока, с учетом транспортных издержек, не сравняются со среднеевропейскими (рис. 4). А это значит, что азиатский рынок не готов принимать российский газ по высоким ценам. Да и свободных ниш на нем в на-

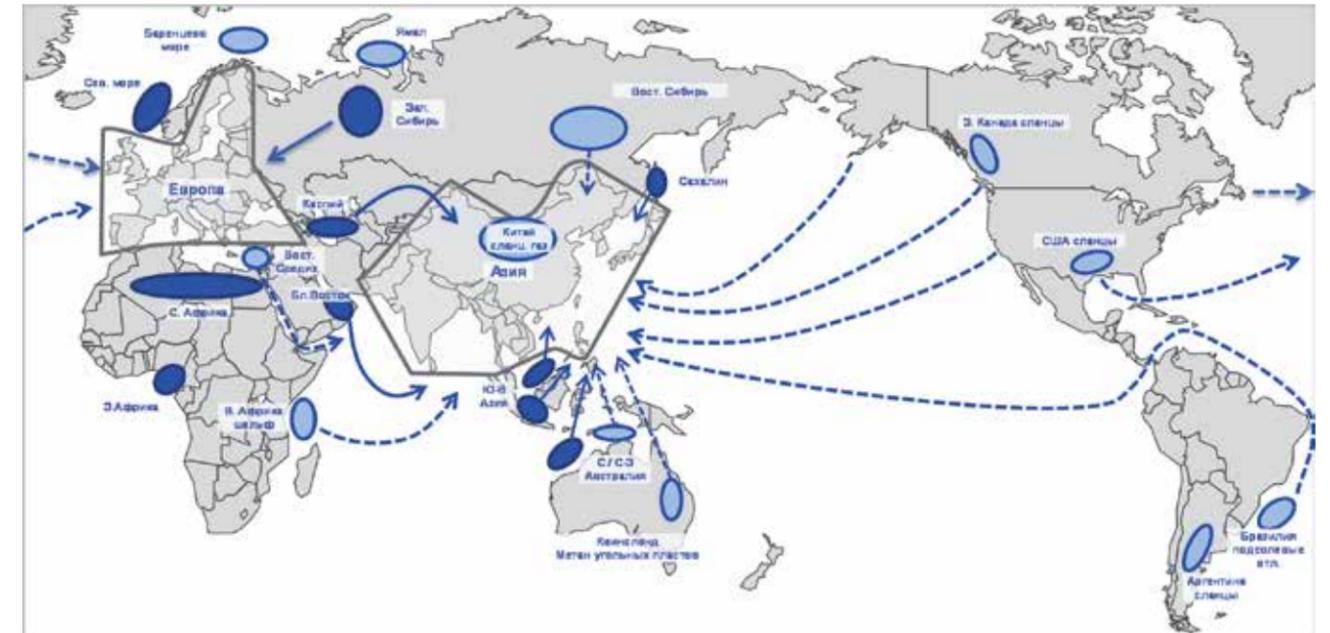


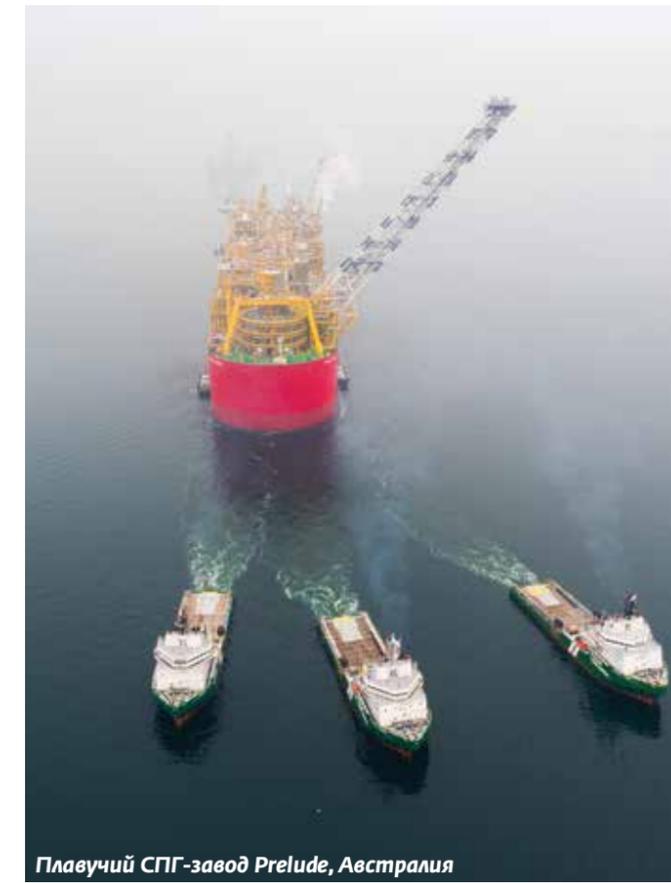
Рис. 4. Традиционные и новые развивающиеся газозэкспортные регионы мира

Источник: Ю. П. Ампилов, Ю. И. Важенин, Г. И. Шмаль. Что изменилось за последние годы в наших представлениях об освоении российского шельфа? Деловой журнал Neftegaz.RU, (8):50–61, 2019 (URL: <https://energy.s-kon.ru/chto-izmenilos-za-poslednie-gody-v-nashih-predstavleniyah-ob-osvoenii-rossijskogo-shelfa/>)

стоящее время уже не так много. Даже масштабные австралийские шельфовые проекты СПГ наталкиваются на серьезные проблемы со сбытом газа по адекватным ценам, обеспечивающим их рентабельность, и потому частично сворачиваются.

На данный момент в мире по сути два глобальных рынка сбыта газа: Европа и Юго-Восточная Азия (рис. 4). Соединенные Штаты, в недалеком прошлом крупнейший импортер газа, теперь покрывают свои внутренние потребности и становятся нетто-экспортером. Рынок Европы по большинству прогнозов уже насыщен, и вряд ли его емкость будет расти выше 600 млрд кубометров в год на фоне увеличения доли возобновляемых источников энергии. Последние все активнее начинают конкурировать с газом. «Газпром» за 5 лет смог в конкурентной борьбе увеличить объем экспорта газа в Европу почти в полтора раза, но общая выручка за такой выросший объем уменьшилась из-за значительного падения цены за то же время (рис. 3).

На рынке Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) главными потребителями являются Китай, Япония и Южная Корея. Вслед за Катаром на этот рынок устремились Австралия, Индонезия, Малайзия, а теперь и США. На подходе в будущем еще газ шельфа Африки. Основные надежды на рост потребности в газе здесь возлагают на Китай. Но страна тщательно и последовательно заботится о диверсификации источников газовых поставок, настоящих и будущих. Так, уже на полную мощность (55 млрд м³ в год) готов работать газопровод из Туркмении с весьма дешевым газом,



Плавучий СПГ-завод Prelude, Австралия

закключаются соглашения с Казахстаном. Быстрыми темпами развивается собственная добыча сланцевого газа. Кроме того, китайские компании набрали столько зарубежных лицензий на разведку и добычу в различных странах, что в ближайшие десятилетия могут себя чувствовать относительно спокойно. Таким образом, так же, как и в Европе, никакого дефицита газа на рынке Азии в обозримом будущем не ожидается. Этот аспект никак нельзя упускать при долгосрочном планировании и строительстве добычных мощностей.

Европейский рынок по большинству прогнозов уже достаточно насыщен, и вряд ли его емкость будет расти выше 600 млрд м³ газа в год на фоне увеличения доли возобновляемых источников энергии

По данным агентства Fitch [10] на период с 2020 по 2022-е годы придется избыточное предложение СПГ в мире за счет ввода мощностей в Австралии и США (Fitch, 2018) что приведет к существенному снижению цен на газ и сделает еще более проблемной рентабельное функционирование российских арктических шельфовых проектов. Пока этот фактор реально не учитывается в долгосрочных планах.

Большое будущее в 50–60-х годах XX века пророчили атомной энергетике. В самом деле, к настоящему времени АЭС получили широкое распространение в мире, но все же их доля в энергобалансе цивилизации составляет несколько процентов и не демонстрирует тенденции к серьезному росту. Одной из причин этого являются две крупные аварии (Чернобыль и Фукусима) и множество небольших локальных инцидентов. Кроме того, возросший в последние годы уровень террористической опасности во всем мире заставляет всерьез задуматься о возможных последствиях, которые могут оказаться катастрофическими. Проблемы утилизации радиоактивных отходов тоже не придают большого импульса более масштабному развитию атомной энергетике. По этим и другим причинам одна из крупнейших экономик мира, Германия, взяла курс на полное исключение АЭС из национального энергобаланса и серьезно сфокусировалась на альтернативной «зеленой» энергетике.

В самом деле, в последние несколько лет на рынок энергоносителей стремительно врываются возобновляемые источники энергии, которые уже нельзя недооценивать. В России до сих пор существует стереотип о том, что ВИЭ «живут» на государственных дотациях. Так было совсем недавно, но в последние 3–4 года ситуация кардинально изменилась. Например, мощности ветровой энергетике в мире возросли в 2 раза за 5 лет и в 30 раз с 2000 года. В настоящий момент мощности ветровой генерации в одной только Германии превосходят суммарную мощность всех российских АЭС вместе взятых.

Не отстает и солнечная энергетика. Ее мощности в мире за 10 лет с 2008 по 2018-й год увеличились в 32 раза, а по сравнению с 1999-м годом – в 420 раз!

Да, здесь тоже есть экологические проблемы другого плана, нежели выбросы CO₂, но они вполне решаемы. Режим субсидирования «зеленой» энергетике постепенно уходит в прошлое, и на сегодняшний день ее себестоимость в отдельных странах уже находится на уровне 2–3 центов за киловатт в час. Такие низкие расценки даже у нас остались далеко в прошлом, хотя Россия ориентируется пока исключительно на традиционные источники.

В последние годы, по данным отчетов МЭА, мировые мощности как ветровой, так и солнечной генерации превзошли мощности атомной энергетике несмотря на то, что последние, в целом, тоже немного подросли (8% за 10 лет).

Основой уклада в XIX веке была паровая машина, а уголь – как источник энергии для нее. Следующий уклад – в XX веке – ассоциировался с появлением электродвигателя и способов получения электроэнергии, где уголь также играл серьезное значение, в том числе и как топливо для тепловых электростанций. За ним последовала эпоха двигателя внутреннего сгорания (ДВС) и почти всеобщая «автомобилизация» населения наиболее развитых стран, а также сопутствующее развитие авиации и судоходства. Основа ДВС – это



Горящие газогидраты, Россия

нефть и газ, эпоха которых вот уже 100 лет как не заканчивается. И, наконец, в наше время вовсю раздаются голоса о скором запрете эксплуатации автомобилей с двигателями внутреннего сгорания, прежде всего, в развитых европейских странах. Однако электромобили вряд ли смогут стать достойной заменой, особенно в странах с холодным климатом, к которым относится и Россия. Думаем, что революции с «электромобилизацией» уже не произойдет. Обычно технологические революции происходят гораздо быстрее, как это было с тем же двигателем внутреннего сгорания в начале XX века. Предполагаем, что будет идти некоторая эволюция рынка с повышением доли электромобилей не более,



Вечная мерзлота и газогидраты, Россия

чем до 10–15%, возможно немного больше. Проблемы аккумуляторных емкостей, их массогабаритов, а также экологические проблемы их производства и утилизации решаются гораздо медленнее, чем хотелось бы.

А вот двигатели на основе свободного водорода, вероятно, имеют неплохие перспективы. Постепенно они уже внедряются во многие процессы: от легковых автомобилей, грузовиков и автобусов до беспилотных летательных аппаратов, в которых они значительно опережают двигатели внутреннего сгорания по техническим характеристикам. По сравнению со всеми видами топлива, у водорода самая высокая энергетическая плотность. Один килограмм водорода обладает такой же энергией, как 2,8 кг бензина. И, наконец, они полностью устраивают экологические организации, потому что единственным продуктом их функционирования является вода. Его использование не ведет к образованию выбросов CO₂, воздействующих на окружающую среду. К тому же, его запасы практически неисчерпаемы. Водород можно получать с использованием экологически чистых методов благодаря энергии солнца, ветра, воды или тепла Земли, и эти технологии уже достаточно апробированы во многих странах: Европе, США, Японии, Китае.

Надо также понимать, что наиболее современные водородные двигатели не используют принцип двигателя внутреннего сгорания, хотя и таковые есть. В основе водородного топливного элемента лежит химическая реакция, результатом которой является электрический ток, приводящий в движение электродвигатель. То есть это, по сути, тот же электромобиль, однако без огромных аккумуляторов для зарядки. Требуется лишь развитая сеть водородных заправок. Они создаются, поскольку уже все ведущие автопроизводители в мире производят автомобили на водородных топливных элементах. В Германии к 2023 году планируется построить сеть из 400 водородных заправок. Уже сейчас с учетом имеющейся сети

можно проехать более, чем половину Западной Европы на «водородном» автомобиле, поскольку пробег между заправками у него намного больше, чем у бензинового.

Но водород сегодня и завтра – это не только и не столько автомобили. Это использование его во всех тех же позициях, где сегодня присутствуют уголь, нефтепродукты, газ и т. п. Такая стратегия сейчас встречает особенно мощную поддержку в странах Евросоюза. Но вряд ли водородную энергетике на сегодня тоже можно признать революционной, как и электромобильную отрасль. Скорее всего, мы наблюдаем эволюционное движение к многоукладной энергетике будущего, основные элементы которой уже отчетливо видны. Это значительное повышение доли электрогенерации из ВИЭ, заметное сокращение потребления угля, стабилизация потребления нефти и газа на ближайшие 10–20 лет при последующем его снижении в относительных, но не абсолютных объемах.

В более отдаленные периоды все зависит от новых прорывных технологий, над решением которых уже давно бьются ученые. Например, разработка технологий рентабельной добычи газогидратов или создание реакции управляемого термоядерного синтеза. И для того, и для другого ресурсная база на Земле неисчерпаема.

Таблица 1.
Сопоставление активности отдельных мировых нефтегазовых компаний в секторах добычи углеводородов с «зеленой» энергетикой

Источник:
данные автора

Компания	Нефтегазовые активы	«Зеленая» энергетика
SAUDI ARAMCO	Планирует провести размещение 5% акций на IPO	Намерена инвестировать \$200 млрд в ВИЭ до 2025 г.
SHELL	Продажа неэффективных активов на \$ 30 млрд	Приобрело крупные пакеты акций предприятий ВИЭ и активно вкладывает средства в ВИЭ до \$1 млрд в год
TOTAL	Сокращает расходы на развитие нефтегазового бизнеса с \$23-24 до устойчивых \$17 млрд в год	Инвестиции в ВИЭ от \$500 млн ежегодно. В планах до 1 млрд в год
SINOPEC	Продажа нефтегазовых активов на около \$ 8 млрд	Большие вложения в гидротермальную энергетику
ENGIE	Продажа активов на \$ 18 млрд	Покупатель крупных и контрольных пакетов акций компаний ВИЭ
REPSOL	С 2010 продажа нефтегазовых активов на \$ 25 млрд	Создано бизнес-подразделение и технологический центр «Новая энергия» со штатом 500 человек
STATOIL (EQUINOR)	Смена названия на EQUINOR (подразумевается «равный, сбалансированный» и «норвежский»)	На инвестиции в ВИЭ будет направляться «15-20% от общего объема капитальных вложений в новые энергетические решения до 2030 г.»

Впрочем, энергия из возобновляемых источников также неисчерпаема, поэтому этот развивающийся тренд представляется главным на ближайшую перспективу.

Большинство крупных нефтегазодобывающих компаний мира стали довольно быстро диверсифицировать свой бизнес, обращая серьезное внимание на возобновляемую энергетику. В таблицу 1 мы свели основные факторы, которые нам удалось подметить при анализе современных общедоступных информационных источников.

Совершенно очевидно, что установившийся тренд на увеличение доли возобновляемых источников не переломить. Ведущие мировые нефтегазовые компании активно участвуют в процессе развития ВИЭ.

Россию же должен волновать вопрос о том, куда в будущем она сможет поставлять газ с новых проектов, в частности с шельфа Арктики. Ведь геологи предполагают, что его здесь в 4–5 раз больше, чем нефти. Но апробированных шельфовых технологий добычи газа в таких условиях нет ни в России, ни в мире. С запуском проекта «Ямал СПГ» начались первые поставки сжиженного газа, правда, пока с сухопутных месторождений и из транзитных зон, разрабатываемых с берега. В настоящее время начал активно формироваться крупнейший инфраструктурный проект

«Северный морской путь», мечты о запуске которого относятся еще ко временам «челюскинцев», т. е. к 30-м годам XX века. Сейчас поставлена амбициозная задача:

достичь к 2024 году объема перевозок по Севморпути в размере 80 млн тонн. В ближайшее время основную транспортную загрузку Севморпути должен обеспечивать сжиженный природный газ с проекта «Ямал СПГ», затем с «Арктик СПГ» и последующих.

Одно из направлений возможного развития Арктики – это разведка и разработка твердых полезных ископаемых (ТПИ). Прежде всего, важны потенциальные рудные месторождения на севере Восточной Сибири. Новые векторы технического развития человеческой цивилизации ставят на повестку дня вопросы поиска и разведки различных металлов и полупроводников, необходимых для

изготовления солнечных батарей нового поколения, а также для длительного хранения накопленной электрической энергии, как в промышленных масштабах, так и для развивающегося электромобильного транспорта, которое, возможно, станет массовым. На сегодняшний день основную часть месторождений такого типа в мире «прибрали к рукам» китайские компании, почувствовав будущую конъюнктуру, которая уже в настоящем уверенно дает о себе знать.

Сейчас начал активно формироваться крупнейший проект «Северный морской путь», мечты о запуске которого относятся еще ко временам «челюскинцев», т. е. к 30-м годам XX века

Вероятность открытия в данном регионе крупных месторождений полиметаллических руд и редкоземельных элементов не подлежит сомнению. Медь, цинк, никель, кобальт, золото, свинец, олово, титан, литий, кадмий, уран и еще десятки элементов таблицы Менделеева – вот далеко неполный список ценных полезных ископаемых. Они, бесспорно, найдут применение в условиях развивающейся энергетики ВИЭ и в будущих технологиях аккумулирования энергии. Все эти металлы и элементы наверняка имеются в районе Анабарского щита и на других участках прибрежной восточной части Арктики. Но никто пока не организует даже предварительную и недорогую на первых стадиях геологоразведку на данные виды рудного сырья, добыча которого может стать более выгодной, чем запретельные по себестоимости нефть и газ шельфа Арктики с неясными рынками сбыта.

Месторождения твердых полезных ископаемых менее затратны в обустройстве по сравнению с шельфовыми нефтегазовыми проектами, а объемы транспортировки руды или готовой продукции несопоставимо меньше, чем углеводородного сырья. С точки зрения полноценной загрузки Севморпути это не лучший фактор, но с точки зрения комплексного развития важнейшего региона России и мира, в условиях наступающего нового технологического уклада, его трудно переоценить. Для развития в Арктике отдельных горнодобывающих про-

изводств в ненаселенных районах, а также для других целей (например, для удаленных воинских гарнизонов) потребуются энергетическое обеспечение малых и средних мощностей.

Поэтому альтернативная энергетика в данном районе может быть вполне востребованной. Кроме того, она может быть полезна для самообеспечения небольших «островков цивилизации», существующих здесь на бескрайних незаселенных просторах. Это могут быть и упомянутые выше новые горнодобывающие производства рудных полезных ископаемых, и отдаленные воинские части и даже города и поселки, население которых здесь редко превышает 1000 человек. Ведь не секрет, что северный завоз топлива, осуществляемый при колоссальных затратах, не способствует созданию здесь конкурентоспособного производства, а прокладка каких-либо серьезных трубопроводов, сооружение станций регазификации СПГ с локальными газораспределительными сетями или ЛЭП пока неуместна по экономическим причинам.

Сегодня мощности ветровой генерации в одной только Германии превосходят суммарную мощность всех российских АЭС вместе взятых

Ледокол «50 лет Победы», Россия



Одними из обсуждаемых ныне концептуальных предложений является сооружение плавучих или наземных атомных реакторов небольшой мощности. Однако даже их минимальная мощность является чрезмерной для большинства поселков. Доступность мест для монтажа ограничена малыми глубинами моря по всему арктическому побережью и почти исключена во внутренних сухопутных районах, где ожидается открытие большинства месторождений твердых полезных ископаемых. Кроме этого, пока остаются нерешенными проблемы перезарядки мобильных реакторов раз в 50 лет, нивелирования экологических рисков, а также рост террористических угроз.

Каковы же тогда возможные источники энергии в Арктике? Во-первых, по потенциальной ветровой энергии этот регион объективно является самым привлекательным на планете. Но разработанные для теплой Европы ветровые генераторы пока не адаптированы для местных суровых климатических условий. К тому же, имеющиеся уже сейчас единичные установки попросту некому квалифицированно обслуживать из-за серьезных проблем с привлечением квалифицированных кадров в эти районы и из-за отсутствия нормального налаженного сервиса. Впрочем, суровые условия не оправдание. Например, в еще более суровой Антарктике 90% всей генерируемой энергии получают из ветра и солнца [11].

Во-вторых, солнечная энергия, себестоимость получения которой в мире снизилась за последние несколько лет. По оценке специалистов, солнечная энергия может быть с успехом использована в Арктике, особенно в условиях полярного дня, продолжающегося здесь от 4 до 6 месяцев. Но это тоже требует адаптации имеющегося в мире оборудования под местные климатические условия, либо разработки нового, специфического для данного региона.

В-третьих, российская морская Арктика весьма богата газогидратами, залегающими здесь вблизи поверхности. И если до промышленного использования этих ресурсов в мире еще далековато, несмотря на прогресс, достигнутый в последнее время японскими и китайскими исследователями, то для местного энергопотребления, не требующего транспортировки энергоресурсов, данная задача уже сейчас не кажется фантастической. Для гидратов метана, залегающих на Арктической суше в зонах многолетнемерзлых пород, эти технологии представляются не столь сложными по сравнению с морскими придонными газогидратами, над технологиями добычи которых много лет трудятся японские инженеры.

Утверждения пессимистов о том, что в условиях невысоких цен на нефть альтернативная энергетика сейчас по себестоимости проигрывает углеводородному сырью, могут не подтвердиться для многих районов

Арктики. Если корректно подсчитать ежегодную стоимость доставки грузов в отдаленные плохо оборудованные причалы с учетом ледокольной проводки и последующую сложную логистику по их распределению конечным потребителям, то цена доставки в расчете на тонну топлива может оказаться очень внушительной. Тогда проекты с альтернативными источниками энергии могут окупиться за вполне разумные сроки.

Действительно, Арктика и Северный Ледовитый океан для России являются чрезвычайно важными, прежде всего, в геополитическом и глобальном оборонном аспекте, о чем не всегда принято говорить. Поэтому, развивать этот регион бесспорно надо. Но мотивировка такого шага высоким углеводородным потенциалом шельфа на сегодняшний день не вполне уместна. Большие траты в Арктике действительно неизбежны, но следует более вдумчиво определить стратегию развития данного огромного региона и направление этих трат.

Заключение

Опора только на сырьевой нефтегазовый сектор губительна для будущего развития Арктики. Развитие Северного морского пути – сама по себе важнейшая инфраструктурная задача государственной важности, которую следует непременно решать. Однако обуславливать ее, в основном, настоящей и будущей добычей углеводородного сырья – стратегическая ошибка.

Следует разработать концепцию разведки и освоения твердых полезных ископаемых арктического региона России, которые будут востребованы в грядущем новом технологическом укладе человеческой цивилизации, неизбежно сопровождающемся существенным изменением в энергетическом секторе.

Для Арктического региона следует всерьез рассматривать и прорабатывать другие направления развития, не основанные на добыче углеводородного сырья или иных полезных ископаемых, а для энергообеспечения преобладающих здесь малых поселений и локальных производств следует более широко использовать огромный потенциал экологически чистой ветровой энергии. Разработка для этого соответствующих отечественных технологий и оборудования, приспособленных для арктических условий, должна стать первоочередной задачей, которая по силам российскому инженерному корпусу. Она более решаемая, востребованная и гораздо менее затратная, нежели подледная добыча нефти и газа, для которых нет технологий и рынков сбыта.

Общая концепция освоения российской Арктики должна быть кардинально пересмотрена с учетом новых реалий.

Революции с «электромобилизацией» не произойдет. Скорее, будет некая эволюция рынка с повышением доли электромобилей до 10–15%

Ледокол прокладывает путь судам по Севморпути



Использованные источники

1. Аксютин О. Е., Ишков А. Г., Романов К. В., Тетерева-лев Р. В. Метано-водородная энергия для низкоэмиссионного развития // Газовая промышленность, 2018, № 11. С. 120–125.
2. Анализ деятельности ведущих нефтегазовых компаний в области возобновляемой энергетики. // Аналитические обзоры Института энергетики НИУ ВШЭ, октябрь 2017, 55 с.
3. Ампилов Ю. П. Сланцевая нефть России: перспективы добычи в условиях санкций и падения цен на нефть // Oil & Gas Journal Russia, 2015, № 3. С. 24–31.
4. Ампилов Ю. П. Новые вызовы для российской нефтегазовой отрасли в условиях санкций и низких цен на нефть. – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2017, № 2. С. 38–50.
5. Ампилов Ю. П. О точности подсчета запасов. – Oil & Gas Journal Russia. 2017, № 1. С. 34–41.
6. Ампилов Ю. П., Важенин Ю. И., Шмаль Г. И. Что изменилось за последние годы в наших представлениях об освоении российского шельфа? – NEFTEGAZ.RU, № 8, 2019. С. 50–61.
7. Арктические мегапроекты не дают эффекта на развитие наукоемкой индустрии, машиностроения. В. Крюков. URL: <http://freeconomy.ru/mneniya/arkticheskie-megaproekty-ne-dayut-effekta-na-razvitie-naukoemkoj-industrii-mashinostroeniya.html>
8. Маммадов С. М., Ампилов Ю. П., Холодилов В. А., Хоштария В. Н. Сколько стоят месторождения шельфа Арктики в условиях кризиса? – Газовая промышленность, 2017, № 6. С. 16–22.
9. Примаков предлагает РФ сделать паузу в освоении арктического шельфа. РИА Новости, 13.01.2015. URL: <https://ria.ru/economy/20150113/1042426281.html>
10. Fitch: «Арктик СПГ-2» могут подкосить совсем не американские санкции. URL: <https://teknoblog.ru/2017/12/31/86013>
11. Tin T, et al., Energy efficiency and renewable energy under extreme conditions: Case studies from Antarctica. – Renewable Energy (2009), doi:10.1016/j.renene.2009.10.020

В.В. БУШУЕВ
V.V. BUSHUEV

УДК 338.5

СТРУКТУРНО- ВОЛНОВОЙ АНАЛИЗ

И ПРОГНОЗ МИРОВОЙ ДИНАМИКИ НЕФТЯНЫХ ЦЕН

**Виталий Васильевич
БУШУЕВ** –
генеральный директор
Института энергетической
стратегии, д. т. н., профессор,
e-mail: vital@df.ru



Vitaly V. BUSHUEV –
Director General with Institute
for Energy Strategy, President of
the Laboratory «Energy Initiative»,
professor, Doctor of Engineering,
e-mail: vital@df.ru

STRUCTURAL AND WAVE ANALYSIS

AND THE FORECAST OF WORLD DYNAMICS OF OIL PRICES

Аннотация. Конъюнктура мирового нефтяного рынка является важным фактором для макроэкономических, инвестиционных и геополитических решений. Существует распространенное мнение, что прогнозировать цены на нефть практически невозможно, ибо они зависят от неопределенности текущих и перспективных показателей спроса и предложений и от множества других случайных факторов. В статье делается попытка показать, что хотя рынок трудно прогнозируем, но вполне закономерен. И на основе гармонического анализа ценовой динамики, ее структурного представления в виде волн Эллиотта и нейронного моделирования, в Институте энергетической стратегии успешно ведется работа по прогнозированию нефтяных цен. На основе полученных результатов были своевременно предсказаны пики и провалы 2008 года, всплески цен 2014 года, понижательная тенденция 2018–2019 гг. и спрогнозирован новый нефтяной бум 2021–2022 гг.

Ключевые слова: цены на нефть, волны Эллиотта, прогнозирование, закономерность.

Мировые цены на нефть являются важным показателем для формирования и реализации российского бюджета. А их волатильность в значительной степени определяет переменную часть экспортных доходов страны. Так, снижение средней мировой цены на нефть марки Brent на 10 долл. за баррель соответствует изменению доходов на 30 млрд долл. Стремление страховать бюджет, исходя из минимально ожидаемой стоимости нефти на мировом рынке, которая зачастую оказывается на 15–20 долл. за баррель меньше реальной, приводит к неоправданному занижению расчетных доходов и сокращению инвестиционных возможностей государства. Поэтому представляются оправданными попытки более точно спрогнозировать ожидаемый на среднесрочную перспективу (3–5 лет) уровень нефтяных цен.

В большинстве случаев многочисленные прогнозы отечественных и зарубежных экспертов и организаций основываются исключительно на физическом представлении об ожидаемом спросе и возможностях его покрытия за счет объемов добычи и экспортных поставок нефтяных ресурсов. Однако цена на нефть формируется не на рынке физического товара, а на фьючерсном рынке, на котором объем сделок в 8–10 (и более) раз превышает объем реальных поставок. Фьючерсный рынок намного волатильнее.

Так, объем реальных поставок в 2014–2018 гг. менялся в пределах 3–5%, тогда как цена менялась в несколько раз. Более того, если в 2015 году физический профицит нефти

**Нефть
на мировом
рынке — это,
прежде всего,
финансовый
актив, а ее цена
формируется
на фьючерсном
рынке финансовых
производных**

на мировом рынке был доминирующим фактором, и под его воздействием цена падала, то уже с 2016 года под воздействием, в том числе, и сделки ОПЕК+ снизился ожидаемый прирост этого профицита. Но главное, в это же время финансовый спрос, обусловленный, прежде всего, инфляционными ожиданиями в США, не только «съел» избыток физического предложения, но и превзошел его в 3–4 раза, что в совокупности объясняет начавшийся рост цен. Важную роль среди новых игроков играют стратегические инвесторы, которые покупают нефтяные фьючерсы не для спекуляции, а для защиты от ожидаемой инфляции, и продают их, когда такая вероятность снижается. В середине 2017 года макроэкономическая политика Трампа породила такие ожидания, которые через год сменились определенным скептицизмом. Психологические ожидания трейдеров на нефтяном рынке не только зависят от ожидаемого дисбаланса ресурсов и наличия свободных финансовых средств, которые могут прийти на фьючерсный рынок, но и сами дают сигналы рынку и возможным его игрокам.

Однако эти объяснения случившегося, к сожалению, не являются исчерпывающими и уж тем более не могут быть определяющими при прогнозе дальнейшего развития ситуации на рынке нефти.

В последнее время делаются попытки увязать динамику цен и с другими сопутствующими факторами. Трудности и неопределенности прогноза большинства аналитиков рынка связаны с их попытками учесть долгосрочное действие причинно-следственных связей между

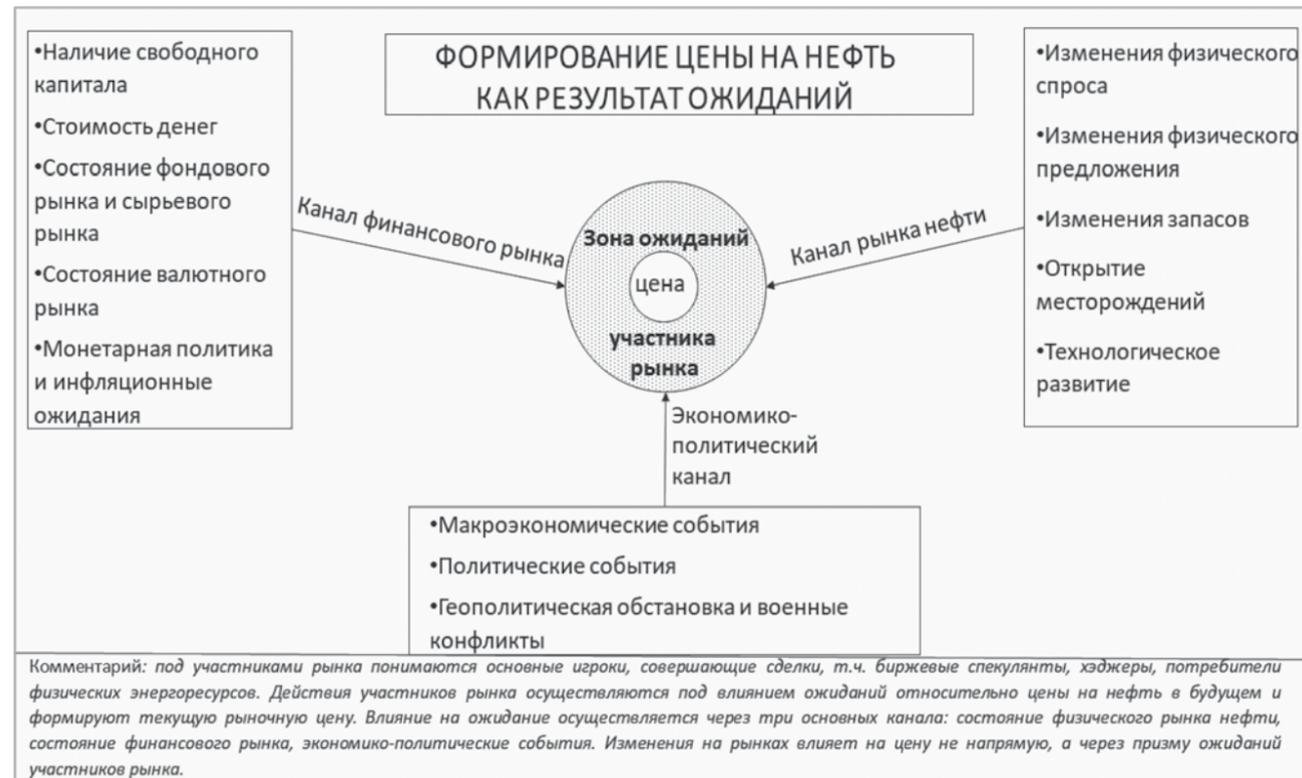
Abstract. The global oil market environment is an important factor for macroeconomic, investment and geopolitical decisions. There is a widespread belief that oil prices are almost impossible to be predicted, as they depend on the uncertainty of current and future supply and demand indicators and on a variety of other random factors. The article attempts to show that although the market is difficult to predict, it is quite logical. The Institute of Energy Strategy is successfully working on forecasting oil prices based on the harmonic analysis of price dynamics, its structural representation in the form of Elliott waves and neural modeling. The peaks and troughs of 2008, the price spikes of 2014, the downward trend of 2018–19 were predicted in a timely manner as well as the new oil boom of 2021–22 was forecasted on the basis of the results obtained.

Keywords: oil prices, Elliott waves, forecast, regularity.

множеством ресурсных, финансовых и геополитических факторов и ценами на нефть. Попытки проанализировать эти связи были предприняты и в работе Института энергетической стратегии [1].

К сожалению, главный вывод этой работы заключался в том, что все эти многочисленные факторы оказывают неоднозначное, зачастую разнонаправленное и непостоянное по силе и по времени влияние на ценовую

Рис. 1. Схема формирования ожиданий участников рынка



на других экономических рынках, не оказывают непосредственного влияния на цену, поскольку они не имеют прямого воздействия на нефтяной рынок, но влияют через основных игроков, их психологию и восприятие тех или иных экономических, макроэкономических и политических событий. Именно психология трейдеров, по-разному реагирующих на текущие, а особенно на ожидаемые события, определяет их индивидуальное и коллективное поведение на рынке. Нельзя не отметить тот факт, что параллельно с действиями участников рынка, которые приводят к движению цены в определенном направлении, существуют также внешние агенты – центральные банки и правительственные органы, участники других финансовых рынков, риск-менеджеры компаний, которые косвенным образом влияют на ценообразование. Каналом данного воздействия становится макроэкономическая политика, операции на валютном рынке и прочие действия, которые оказывают влияние не только на цену нефти, но и на доступность капитала для участников рынка. Основной целью действий этих агентов является стабилизация текущей ситуации, как с точки зрения кредитно-денежной политики, так и с точки зрения риск-менеджмента.

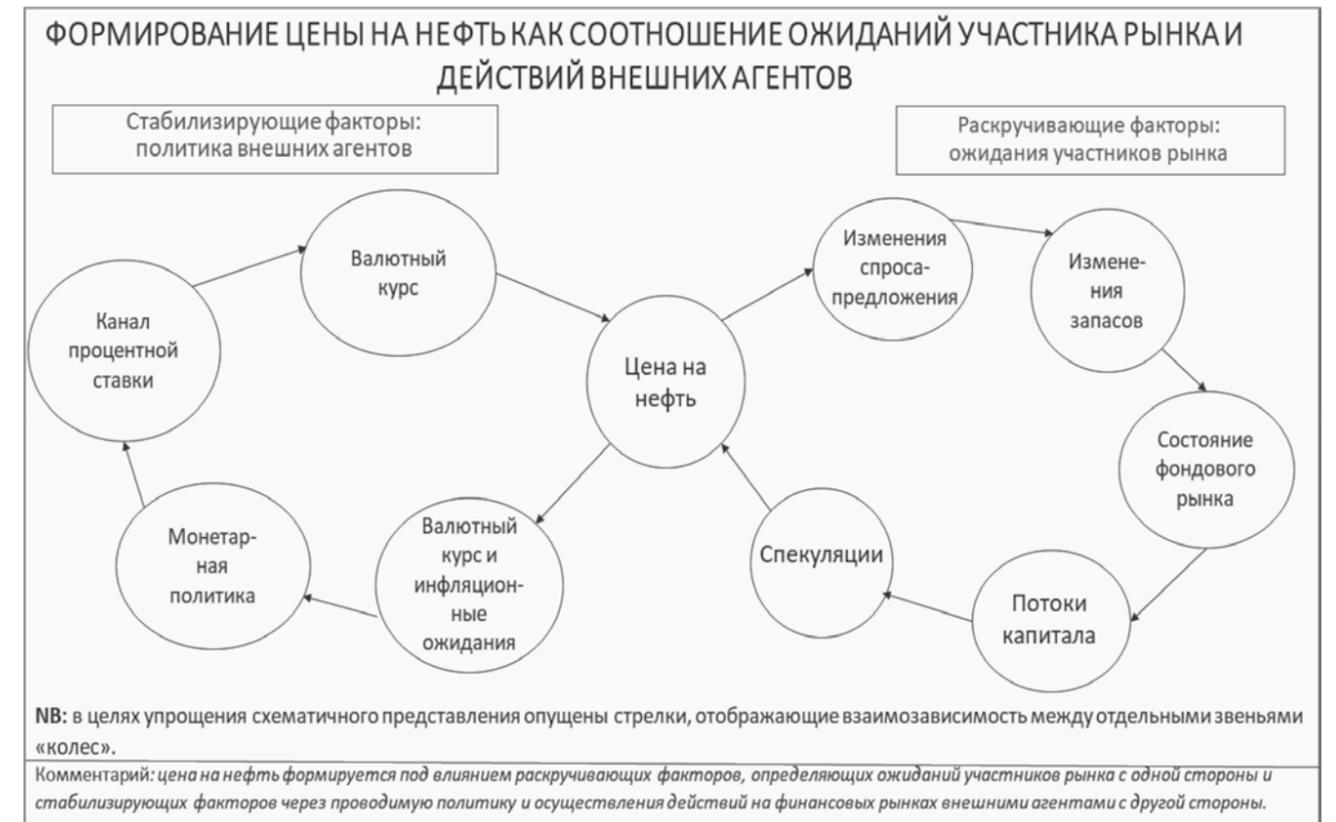
Таким образом, при рассмотрении рынка нефти в другой плоскости возможно определить как движение раскручивающих факторов, действующих через ожидания игроков рынка, так и стабилизирующих факторов, действующих через инструменты монетарной политики и эффекты валютного курса, а также восприятие участниками рынка текущей ситуации (рис. 2).

Период 2019–2020-х годов характеризуется снижением цен до 50–55 долларов после всплеска 2018 года. Затем в течение 2021–2022 годов можно ожидать возврат цен на уровень 65–70 долларов за баррель

Отдельно следует отметить, что помимо тех элементов, воздействие которых возможно проследить явно, например, влияние монетарной политики через снижение процентной ставки или влияние изменившихся ожиданий участников рынка на фоне роста спроса на энергоресурсы, существует также ненаблюдаемый эффект влияния системы данных факторов. Иными словами, совокупный эффект не обладает свойством аддитивности, то есть не может быть разложен на сумму эффектов влияния отдельных факторов. Данная особенность возникает вследствие взаимозависимости между отдельными компонентами системы, которую невозможно изучить, применяя подход на основе причинно-следственной связи. Таким образом, для составления релевантного прогноза цены на нефть необходимо отойти от эконометрического анализа и других

Рис. 2. Контуры обратной связи по мультипликативным операциям

Источник: [2]



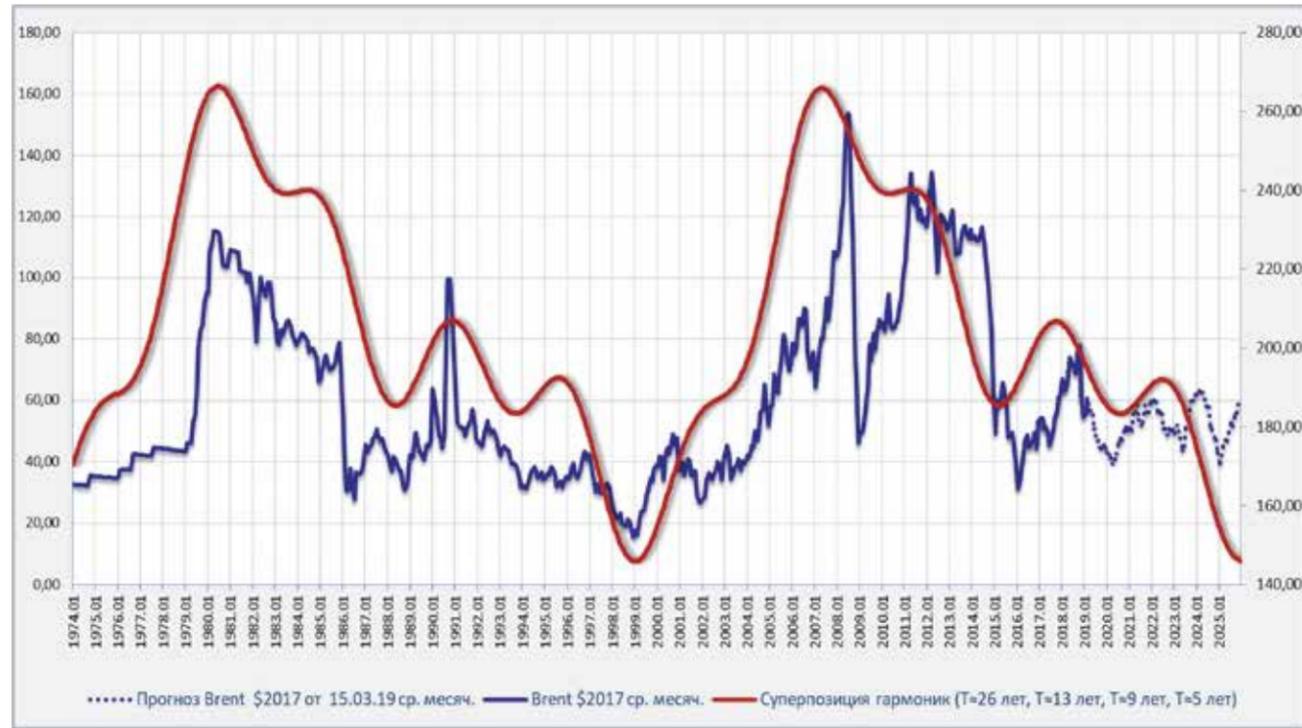
динамику. К тому же и сами цены влияют на эти факторы (спрос, инвестиции, курсы валют, инфляционные ожидания, геополитические решения и др.). Поэтому любые многофакторные модели и не дают удовлетворительного результата при прогнозе конъюнктуры мирового рынка на среднесрочную перспективу. Там же было показано, что динамика цен на мировом нефтяном рынке определяется не столько физическими факторами спроса и предложения (они в основном вносят лишь флуктуации в общую гармоническую кривую), а преимущественно финансово-экономическими причинами. Нефть на мировом рынке является, прежде всего, финансовым активом, а ее цена формируется на фьючерсном рынке финансовых производных (деривативов). Строго говоря, противопоставлять одни факторы другим – некорректно, поведение игроков на рынке «бумажной» нефти определяется множеством причин, как физических, так и финансовых, макроэкономических и геополитических. Цена формируется на фьючерсном рынке через призму ожиданий его участников по отношению к проявляемым и прогнозируемым факторам.

Таким образом, уровень цены есть итог сделок участников рынка нефти, продиктованных ожиданиями относительно цены в будущем, скорректированный на ценовую волатильность. Данный подход может быть представлен на схеме (см. рис. 1).

Ключевым в понимании данной схемы становится то, что изменения на физическом рынке нефти, а также



Рис. 3. Гармонический анализ нефтяных цен



подходов на основе причинно-следственной связи или множественных регрессий, при использовании которых возникает риск пропуска существенных переменных, проблема эндогенности. Также эти подходы не дают возможности оценить ненаблюдаемый явно эффект результата взаимодействий отдельных факторов.

В то же время, хотя рынок трудно прогнозируем, но вполне закономерен. Необходимо выявить эти закономерности, имеющие не конъюнктурный причинно-следственный характер, а определяющие поведение рынка на достаточно длительном отрезке времени. Главный закон рынка – периодичность (хотя и не стабильная по времени) взлетов и падения цен, повторяе-

мость структуры этих колебаний в виде соответствующих гармоник и фракталов (типа волн Эллиотта, которые справедливы не только для динамики фьючерсного рынка, но и отражают общие социоприродные, финансово-экономические и технологические тренды эволюционного развития). Проведенный гармонический анализ ретроспективной динамики цен (рис. 3 – в сопоставимых ценах) показал, что сумма четырех доминирующих гармоник (с периодами 5 лет, 9 лет, 13 и 26 лет) достаточно хорошо аппроксимирует этот процесс. А распространение полученной гармонической модели на будущее дает возможность спрогнозировать дальнейшую динамику цен (на период до 2025 года).

Рис. 4. Базовая структура цикла

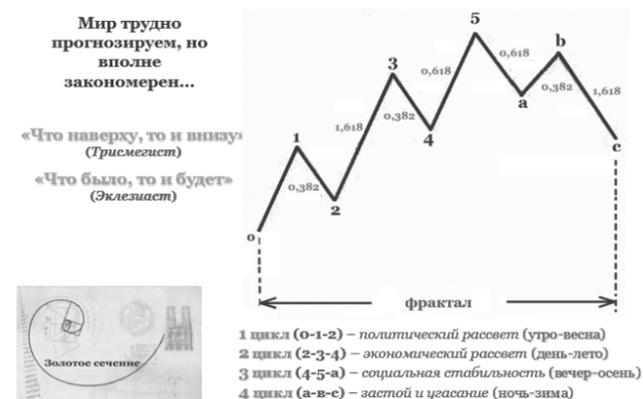


Рис. 5. Правила Эллиотта

- 2-я волна никогда не перекрывает 1-волну (2-волна = от 61.8% до 99% 1-волны)
- 3-я волна самая длинная и самая мощная
- 4-я волна никогда не заходит в границу 1-й волны (4-я волна $tip=38.2\%$ длины 1-3 волны)
- Почти всегда волны 1 и 5 будут идентичны по цене и времени
- Неудавшаяся 5-я волна (усечение) свидетельствует о силе противоположного тренда
- Правило чередования
- коррекция А-В-С = 61.8% от движущей волны (от начала 1-й волны до конца 5-й волны)

Рис. 6. Структурная динамика мировых цен на нефть и ее аппроксимация волнами Эллиотта

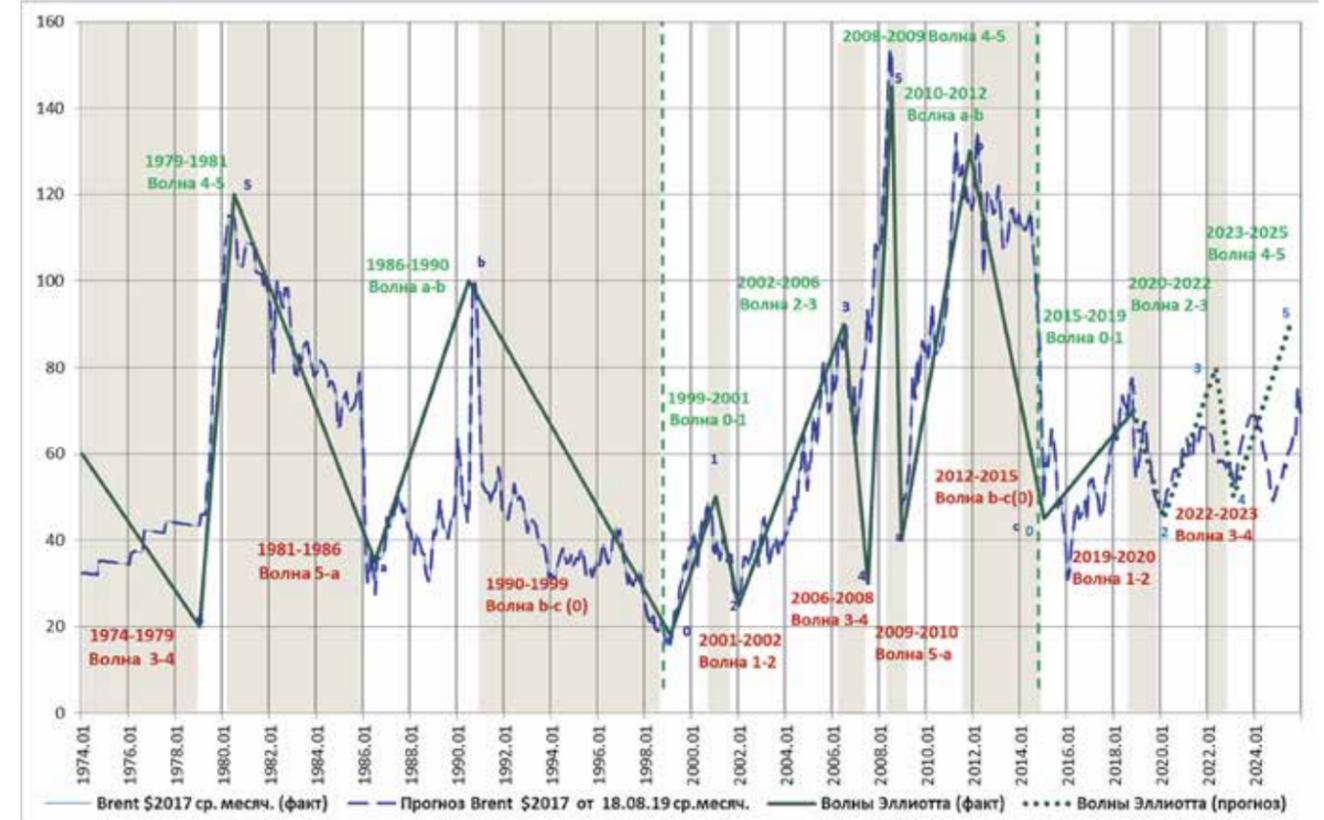


Рис. 7. Сравнительный прогноз текущих (от 19.05.19) и десятилетних (от 30.11.09) прогнозных значений нефтяных цен марки Brent

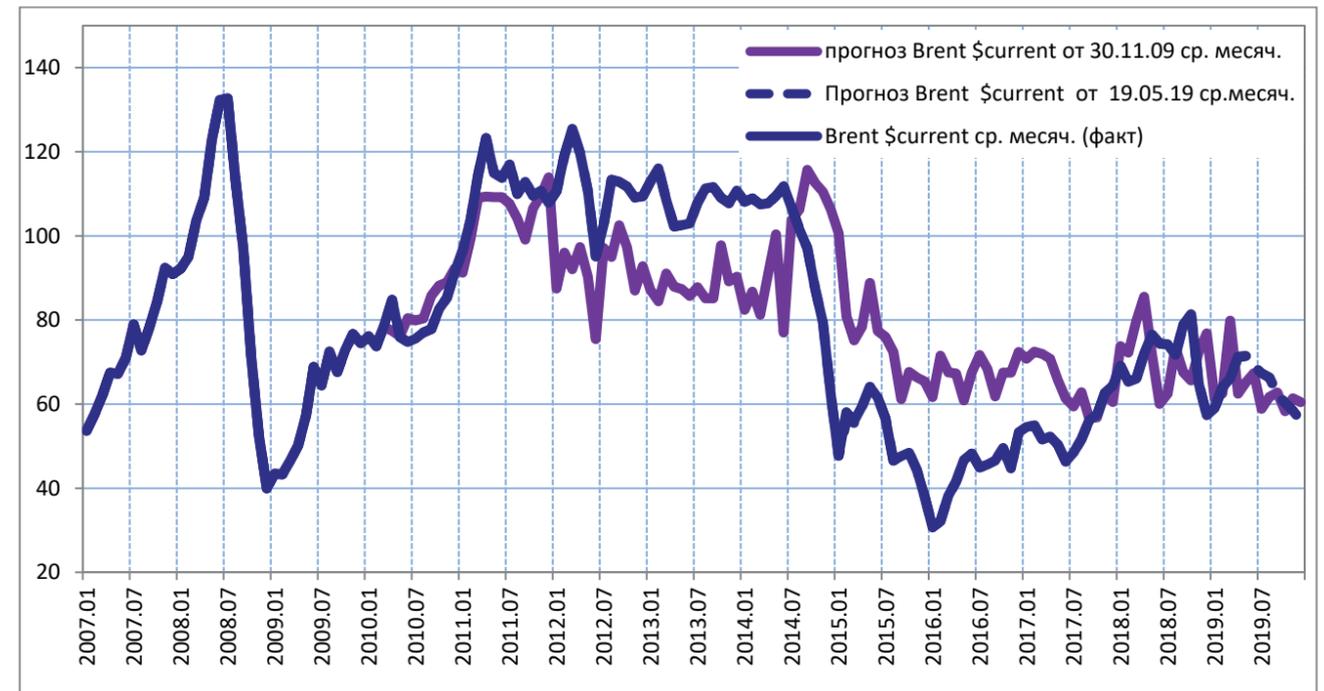


Рис. 8,а. Сравнительный прогноз среднемесячных приведенных к 2017 году нефтяных цен за последние три года на среднесрочную перспективу

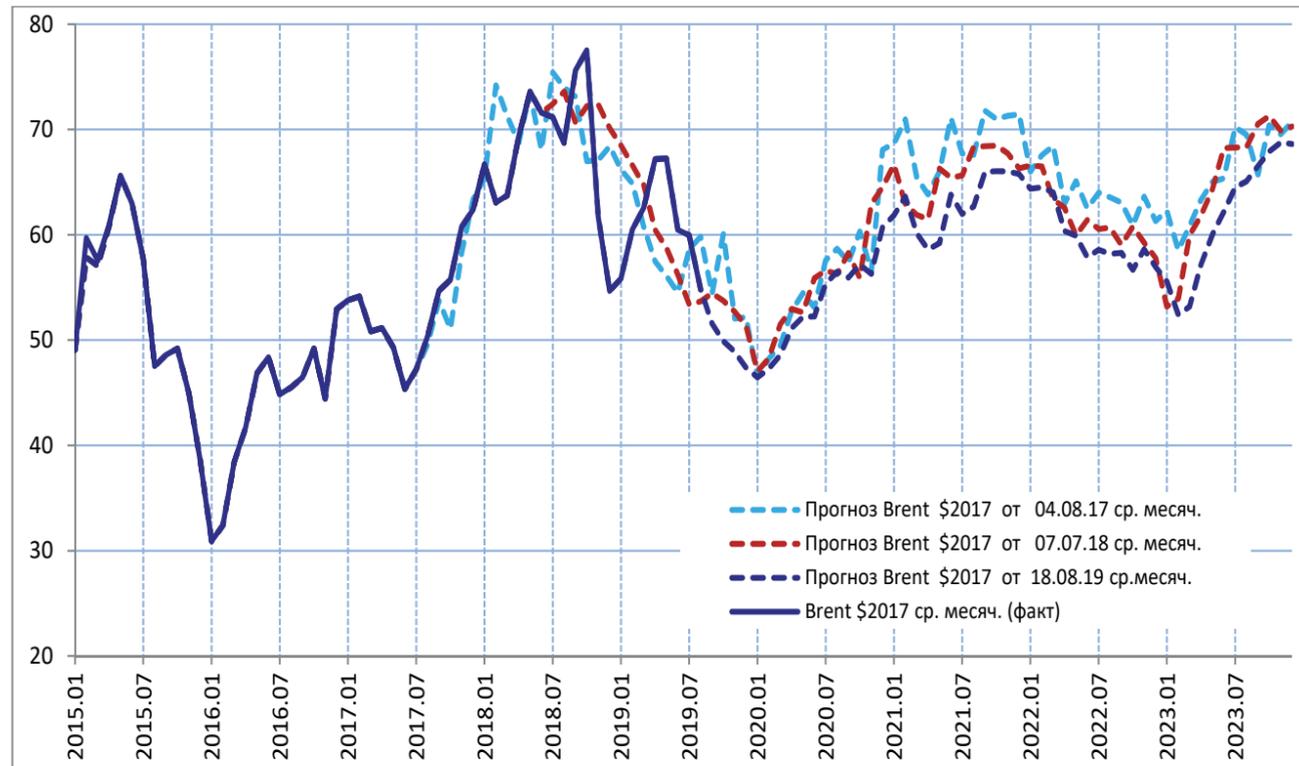
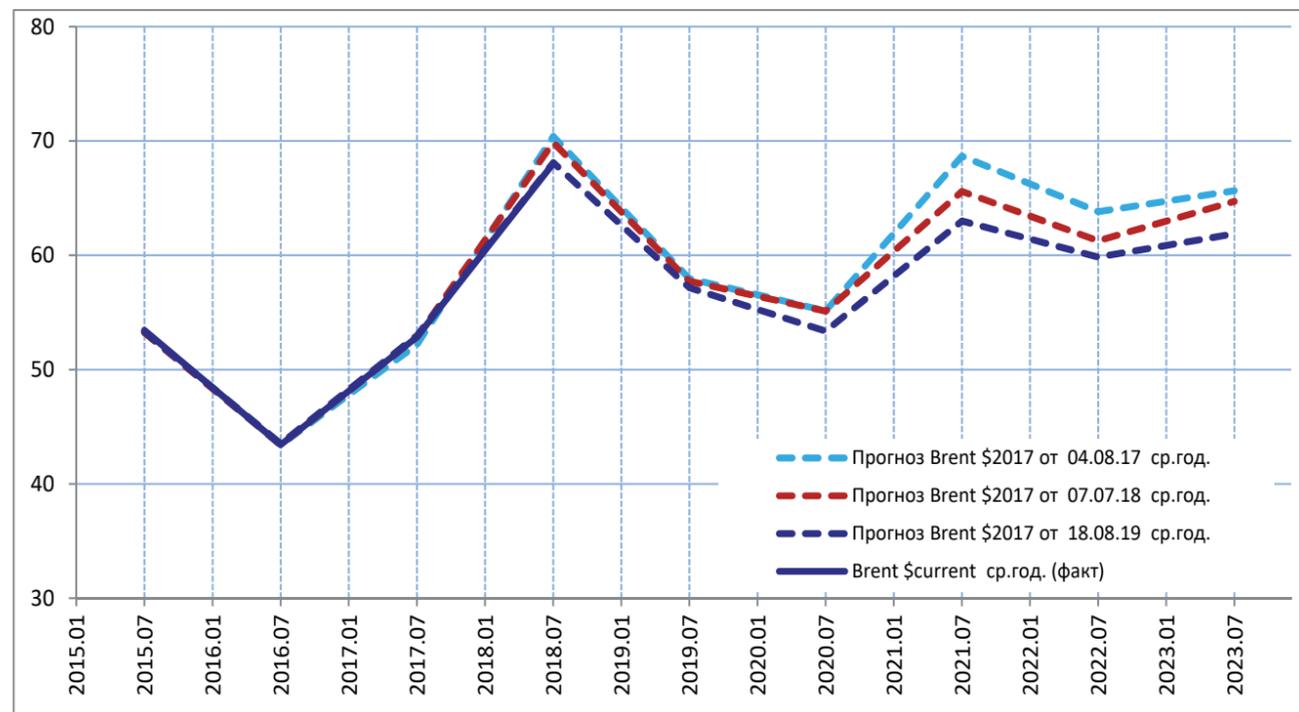


Рис. 8,б. Сравнительный прогноз среднегодовых приведенных к 2017 году нефтяных цен за последние три года на среднесрочную перспективу



В то же время гармонический анализ дает достаточно грубую модель, по которой можно оценивать лишь качественную структуру прошлой и ожидаемой динамики цен. Оставаясь в плену причинно-следственных связей, многие аналитики утверждают, что прогнозировать цены на нефтяных рынках невозможно, не считая построения регрессионных моделей, дающих некоторый правдоподобный результат на ограниченном временном отрезке при условии, что при этом не меняется общий тренд динамики развития процесса. Но практика показывает, что тренды меняются через определенные промежутки времени: на смену восходящим трендам приходят тренды нисходящие. Чередование трендов привело к осознанию, что динамика процессов на рынке (как и в большинстве других случаев) имеет волнообразный характер. Эта закономерность позволяет искать иные способы прогнозирования динамических явлений. Однако чисто гармонический анализ, хотя и позволяет выявить доминирующие частоты колебаний, но утверждать, что ценовая и макроэкономическая динамика имеет строго повторяющиеся периоды колебаний, нет достаточных оснований. Поэтому необходим поиск некоторых фрактальных (подобных) структур, с помощью которых можно было бы описать волнообразное поведение динамических процессов.

1. Подобные структуры на фондовых рынках были выявлены Р. Эллиоттом в 30-х годах прошлого века. На графиках была зафиксирована повторяющаяся структура в виде четырёх циклов из восьми волн,

Использование модели в течение 15 лет позволило сформировать прогнозы, предсказавшие всплеск цен 2008 года и их последующий обвал

и коррекционных. Первые подписываются цифрами от 1 до 5, а вторые обозначаются латинскими буквами а, b, с.

Основная задача прогнозирования цены на рынке заключается в поиске любого доступного способа, позволяющего ей продвигаться вперед. Именно поэтому в волновой теории основное внимание приковано к движущему типу волн, которые в техническом анализе называются трендом. Чтобы определить, где находится цена, нужно знать особенности построения каждой волны. Для этого разработаны «Правила

Эллиотта» (рис. 5), которые отрабатываются в большинстве рыночных ситуаций.

Созданная модель волн Эллиотта позволила выявить структурный характер динамики мировых цен на нефть (рис. 6).

2. Разумеется, структурный анализ позволяет зафиксировать прошлые и будущие циклы и тренды мировой динамики цен. Для получения количественных оценок была использована специально созданная совместно со специалистами по IT-технологиям университета г. Дубна самообучающаяся нейронная модель [3].

Использование этой модели на протяжении более 15 лет позволило сформировать прогнозы мировых цен на нефть, которые предсказали всплеск цен 2008 года и их последующий обвал, а также достаточно правдоподобную динамику на последующие годы на основе прогноза, выполненного в 2009 году (рис. 7).

На основе структурного прогноза по результатам гармонического анализа (рис. 3) и на основе последних лучей волн Эллиотта (лучи 1–5 от 2016 до 2025 года на рис. 6) на нейронной модели были получены количественные (среднемесячные и среднегодовые) оценки ожидаемых нефтяных цен. Сравнение полученных прогнозов за последние 3 года (рис. 8) позволяет убедиться в их совпадении с фактом, а также свидетельствует об их близости между собой в оценке ближайшей перспективы.

Период 2019–2020-х годов характеризуется снижением цен до 50–55 долларов после всплеска 2018 года. Затем в течение 2021–2022 годов можно ожидать возврат цен на уровень 65–70 долларов за баррель.

Несмотря на некоторые отклонения прогнозов за последний год, график на рис. 7 и 8 позволяет утверждать, что даже при наличии флуктуации текущих оценок в долгосрочном периоде нейронные модели дают достаточно близкие значения прогнозов и фактической динамики цен на длительную перспективу.

Использованные источники

1. Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин Я.М. и др. *Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз.* – М.: ИД «Энергия», 2013. 344 с.
2. Bouchoiev I. *Measuring Financial Supply & Demand for Oil Derivatives// Energy Risk Europe Conference/ Koch Supply & Trading – 2017.*
3. Бушуев В.В., Сокотущенко В.Н. *Интеллектуальное прогнозирование.* – М.: ИД «Энергия», 2016. 164 с.

И. МАНДРЫКИНА

ПАРИЖСКОЕ СОГЛАШЕНИЕ И ТЭК:

ПОЧЕМУ НЕФТЯНИКИ ЗАИНТЕРЕСОВАНЫ В ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ?

Ирина МАНДРЫКИНА – обозреватель журнала «Энергетическая политика»



Премьер-министр России Дмитрий Медведев в середине сентября подписал постановление о принятии Россией Парижского соглашения по климату. По данным Минприроды России наша страна стала 187-й из 197-ми стран РКИК ООН, официально принявшей на себя обязательства по снижению выбросов парниковых газов. При этом, документ подписан, минуя процедуру ратификации. Как говорится на сайте правительства, Соглашение не содержит оснований для ратификации, предусмотренных российским законодательством. Таким образом, документ не проходил обсуждение и одобрение в Государственной Думе и Совете Федерации. Впрочем, эксперты отмечают, что объем обязательств России перед мировым сообществом от этого меньше не стал.

«Наше законодательство предполагает разные способы, как Россия может принять на себя обязательства, связанные с международными отношениями. Ратификация – только один из вариантов, и он обязательный лишь в том случае, если соглашение предполагает вступление в какую-либо международную организацию, затрагивает вопросы территориальных споров или предполагает необходимость разработки новых законодательных актов. Поскольку прямо в Парижском соглашении не указано ни одно из этих условий, мы приняли на себя обязательства без ратификации», – пояснил директор Центра экологических инвестиций Михаил Юлкин.

То, что вариантов для маневра эта форма присоединения к сторонам Парижского соглашения не оставляет, подтвердили и в Минприроды. «В форме принятия согласие на обязательность положений Парижского соглашения, помимо России, также выразили шесть сторон РКИК ООН, а именно Белоруссия, Исландия, Япония, Нидерланды, ОАЭ и США. Несмотря на то, что соглашение имеет рамочный характер и не содержит международных обязательств, реализация Парижского соглашения по климату потребует от нас выполнения амбициозных задач. Необходимо определить национальную цель по сокращению антропогенных выбросов и увеличению поглощения парниковых газов, адаптировать российскую экономику к наблюдаемым и ожидаемым изменениям климата», – прокомментировали в пресс-службе министерства.

В ведомстве уточнили, что теперь правительству предстоит утвердить национальную стратегию долгосрочного развития с низким уровнем выбросов парниковых газов с горизонтом планирования минимум до 2050 года.

Россия стала 187-ой из 197 стран РКИК ООН, официально принявшей на себя обязательства по снижению выбросов парниковых газов

Таблица 1. Страны экономического сотрудничества и страны с переходной экономикой, принявшие на себя особые обязательства по ограничению выбросов

Страны экономического сотрудничества – члены соглашения	Страны с экономикой переходного периода	Страны, присоединившиеся к инициативе в 1998 году
Австралия; Австрия; Бельгия; Германия; Греция; Дания; Европейское сообщество; Ирландия; Исландия; Испания; Италия; Канада; Люксембург; Нидерланды; Новая Зеландия; Норвегия; Португалия; Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии; США (в 2017 г. заявили о выходе из соглашения, процесс завершится к 2020 г.); Турция; Финляндия; Франция; Швейцария; Швеция; Япония.	Белоруссия; Болгария; Венгрия; Латвия; Литва; Польша; Россия; Румыния; Словакия; Словения; Украина; Хорватия; Чешская Республика; Эстония.	Лихтенштейн; Монако; Словакия; Словения; Хорватия; Чешская Республика.

Источник: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/convru.pdf>

Суть проблемы

Парижское климатическое соглашение принято в декабре 2015 года по итогам 21-й конференции Рамочной конвенции об изменении климата. По сути, оно заменило собой Киотский протокол, который был рассчитан на сокращение выбросов парниковых газов в промышленно развитых странах и странах с переходной экономикой на 5,2% по сравнению с 1990 годом. Однако в ходе реализации протокола выяснилось, что по уровню экономического развития ряд развивающихся стран – те же Сингапур, Южная Корея, Саудовская Аравия, Катар и другие – превосходят многие страны с переходной экономикой, и требовать сокращения выбросов от одних, игнорируя других, несправедливо. В итоге было принято решение, с одной стороны, продлить действие Киотского протокола до 2020 года, а с другой – со временем заменить его новым соглашением, действие которого будет распространяться на все государства, независимо от степени их экономического развития.

Формально Парижское соглашение должно было заменить Киотский протокол по истечении срока его действия, однако из-за слабости последнего, фактически действует с момента вступления в силу в 2015 году. Особенностью соглашения является отсутствие установленного срока действия – его задачи рассчитаны до конца XXI века.

Участники соглашения условились «не допустить повышения средней температуры на планете к 2100 году более чем на 2 °С от доиндустриального уровня и сделать все возможное для удержания потепления в пределах 1,5 °С», то есть, по сути, удержать колебания в пределах от 1,5 °С до 2 °С. В настоящее время средняя температура на 0,75 °С выше, чем среднегодовые показатели в 1850–1900-х годах.

Глобально же цель соглашения состоит в сокращении выбросов парниковых газов до такого уровня, чтобы во второй половине XXI века прийти к абсолютному балансу между антропогенными выбросами и их поглощением – то есть, абсорбироваться должно 100% выбросов парниковых газов.

Соглашение не предоставляет странам-участницам готовый «список подвигов», необходимых для достижения целей – каждая страна разрабатывает такие меры самостоятельно, но при этом каждая пять лет обязана ужесточать требования к заявленным вкладам в смягчение климатических изменений.

Россия определила свой национальный вклад в снижение уровня выбросов парниковых газов в 2016 году при подписании Парижского соглашения. Это ограничение антропогенных выбросов парниковых газов к 2030 году до уровня 70% от показателя 1990 года при условии максимально возможного учета поглощающей способности лесов.

При этом наиболее развитые страны плюсом к своим обязательствам ежегодно выделяют дополнительное



Автострада в час пик

финансирование на поддержку развивающимся государствам в вопросах смягчения климата через Зеленый климатический фонд (Green Climate Fund). По состоянию на октябрь 2019 года общий объем пожертвований в фонд составил 18,7 млрд долл. Россия не относится ни к одной из перечисленных категорий стран, однако вносит свои средства добровольно.

Список стран, принявших обязательства по финансированию помощи развивающимся странам и странам с переходной экономикой: Австралия, Австрия, Бельгия, Германия, Греция, Дания, Европейское сообщество, Ирландия, Исландия, Испания, Италия, Канада, Люксембург, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Португалия, Великобритания, США, Финляндия, Франция, Швейцария, Швеция, Япония.

Будущие обязательства России

В 2009 году Россия утвердила Климатическую доктрину, а в 2011 году – план ее реализации на период до 2020 года, в которых, в частности, были указаны меры по совершенствованию государственного регулирования выбросов парниковых газов и по подготовке к ратификации Парижского соглашения. Большинство из них возложены на Минэкономразвития России.

Таблица 2. Примеры заявленных национальных целей по сокращению выбросов и увеличению абсорбции парниковых газов на период до 2025 (2030) года

Страны	Предполагаемые вклады в смягчение изменений климата до 2025 (2030) года
Промышленно развитые страны	
США (вышли из соглашения в 2017 году)	К 2025 году сократить выбросы ПГ на 26–28% от уровня 2005 года
Канада	К 2030 году сократить выбросы ПГ на 30% от уровня 2005 года
Германия	К 2030 году сократить выбросы ПГ не менее чем на 40%, а по возможности – на 55%, от уровня 1990 года
Франция	К 2030 году сократить выбросы ПГ на 40% от уровня 1990 года
Норвегия	К 2030 году сократить выбросы ПГ на 40% от уровня 1990 года
Россия	К 2030 году сократить выбросы ПГ до уровня 70–75% от объема выбросов 1990 года при условии максимального учета поглощающей способности лесов
Крупнейшие развивающиеся страны	
Бразилия	К 2025 году сократить выбросы ПГ на 37% от уровня 2005 года, в том числе за счет увеличения доли ВИЭ до 45%, выполнения работ по облесению и лесовосстановлению на площади 12 млн га
Мексика	К 2030 году сократить выбросы ПГ на 22–36% от базовой линии
Китай	К 2030 году сократить удельные выбросы ПГ на 1 долл. ВВП на 65% с выходом на пик по абсолютной величине выбросов ПГ не позднее 2030 года. Для этого предусматривается увеличение установленной мощности солнечных электростанций до 100 ГВт, ветровых – до 200 ГВт, более широкое использование природного и сжиженного газа, реализация мер по энергосбережению в зданиях, регулирование выбросов HFC-23, увеличение запаса углерода в лесах на 4,5 млрд м ³

В частности, министерство должно разработать проект указа президента об утверждении цели ограничения выбросов парниковых газов к 2030 году и проект федерального закона о государственном регулировании таких выбросов. Разработка проекта стратегии долгосрочного развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года и проекта национального плана адаптации к неблагоприятным изменениям климата также возложены на Минэкономразвития. Минприроды досталась лишь разработка плана по сокращению выбросов парниковых газов из-за обезлесения и деградации лесов, а также усиления мер по сохранению, устойчивому управлению и увеличению накопления углерода в лесах.

При этом, по данным Минприроды, по сравнению с 1990 годом – базовым годом РКИК ООН и Киотского протокола – совокупные выбросы в нашей стране снизились практически в половину – на 49% с учетом поглощения лесными экосистемами, на 32% – без их учета.

Задачи, которые Россия планирует выполнить в рамках реализации Парижского соглашения:

- каждые пять лет предоставлять в секретариат РКИК ООН определяемые на национальном уровне вклады в реализацию Парижского соглашения. Включают в себя национальную цель по сокращению антропогенных выбросов и увеличению

Источник: М. Юлкин – «Низкоуглеродное развитие. От теории к практике»

Таблица 3. Топ-20 глобальных компаний-загрязнителей

Номер	Название компании	Объем производства	Инвестиции в возобновляемые источники энергии	Выбросы в 1965–2017 гг.	Прогноз роста производства в 2018–2030 гг.	Прогноз объема выбросов в 2018–2030 гг.
1.	Saudi Aramco, Саудовская Аравия	13,6 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Проекты по возобновляемым источникам энергии стоимостью 1,51 млрд долл., Предложенные в 2019 году	59262 млн тонн CO ₂ , 4,38% мирового объема	7,2%	27035 млн тонн CO ₂
2.	Chevron, США	2,93 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	В июне 2018 года Chevron Technology Ventures открыла фонд Future Energy Fund со 100 млн долларов. Компания заявляет, что также инвестировала 1,1 млрд долларов в проекты по улавливанию и хранению углерода	43345 млн тонн CO ₂ , 3,2% от мирового объема	20%	7288 млн тонн CO ₂
3.	Газпром, Россия	9,7 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Нет данных	43230 млн тонн CO ₂ , 3,19% от общемирового объема	3%	18381 млн тонн CO ₂
4.	ExxonMobil, США	3,7 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	В мае Exxon объявила о выделении 100 млн долл. на технологии сокращения выбросов за 10 лет. Компания также заявила, что намерена использовать ветер и солнечную энергию на своих нефтяных месторождениях в Техасе	41904 млн тонн CO ₂ , 3,09% от мирового объема	35%	10446 млн тонн CO ₂
5.	National Iranian Oil Co, Иран	4 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Нет данных	35658 млн тонн CO ₂ , 2,63% от мирового объема	9,7%	15132 млн тонн CO ₂
6.	BP, Великобритания	2,35 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Около 0,5 млрд долл. из программы капитальных затрат BP на 15–16 млрд долл.	34015 млн тонн CO ₂ , 2,51% от мирового объема	20,1%	7634 млн тонн CO
7.	Royal Dutch Shell, Нидерланды	3,6 млн баррелей нефтяного эквивалента в день в 2018 году	1–2 млрд долл. в год (2018–19 гг.), или 4–6% от его ежегодных инвестиций в 25–30 млрд долл.	31948 млн тонн CO ₂ , 2,36% от мирового объема	37,6%	9,403 млн тонн CO ₂
8.	Coal India, Индия	600 млн тонн угля в 2018–19 финансовом году	Нет данных	23124 млн тонн CO ₂ , 1,71% от общемирового объема	Нет данных	Нет данных
9.	Pemex, Мексика	2,5 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Нет данных	22645 млн тонн CO ₂ , 1,67% от мирового объема	-23%	3577 млн тонн CO ₂
10.	Petroleos de Venezuela (PDVSA), Венесуэла	1,6 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Нет данных	15745 млн тонн CO ₂ , 1,16% от мирового объема	-12,7%	2,505 млн тонн CO ₂
11.	PetroChina, Китай	4,1 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	К 2030 году компания намерена получать 10% своего дохода от возобновляемых источников энергии	15632 млн тонн CO ₂ , 1,15% от мирового объема	-12%	8985 млн тонн CO ₂

Номер	Название компании	Объем производства	Инвестиции в возобновляемые источники энергии	Выбросы в 1965–2017 гг.	Прогноз роста производства в 2018–2030 гг.	Прогноз объема выбросов в 2018–2030 гг.
12.	Peabody Energy, США	509 589 тонн (около 460 000 тонн) в 2018 году	«Почти ничего» (цитата по The Guardian)	15 385 млн тонн CO ₂ , 1,14% от мирового объема	Нет данных	Нет данных
13.	Conoco Phillips, США	1,2 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	В 2018 году компания приобрела Lightsource (солнечная генерация) за 200 млн долл.	15 299 млн тонн CO ₂ , 1,12% от общемирового объема	11%	3 094 млн тонн CO ₂
14.	Abu Dhabi National Oil Company, ОАЭ	2,1 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Нет данных	13 840 млн тонн CO ₂ (и метана, преобразованного в CO ₂), 1,01% от мирового объема	22,4%	6,224 млн тонн CO ₂
15.	Kuwait Petroleum Corporation, Кувейт	2,7 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Нет данных	13 479 млн тонн CO ₂ (и метана, преобразованного в CO ₂), 1% от общемирового объема	7,3%	6,897 млн тонн CO ₂
16.	Iraq National Oil Co, Ирак	1,5 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Нет данных	12 596 млн тонн в эквиваленте CO ₂ , 0,93% от мирового объема	Нет данных	Нет данных
17.	Total SA, Франция	2,3 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Данных по возобновляемым источникам энергии нет, но говорится о «низкоуглеродистой энергии» в 1,5–2 млрд долл.	12 352 млн тонн в эквиваленте CO ₂ , 0,91% от общемирового объема	12,2%	5 830 млн тонн CO ₂
18.	Sonatrach, Алжир	2,4 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Нет данных	12 302 млн тонн CO ₂ , 0,91% от мирового объема	-17,8%	3 637 млн тонн CO ₂
19.	BHP Billiton, Австралия	331 505 баррелей нефтяного эквивалента + 189 041 тонна угля (термического и металлургического) в день	Нет данных	9 802 млн тонн эквивалента CO ₂ , 0,72% от общемирового объема	Нет данных	Нет данных
20.	Petrobras, Бразилия	2,6 млн баррелей нефтяного эквивалента в день	Нет данных	8 676 млн тонн CO ₂ , 0,64% от мирового объема	12,8%	5,427 млн тонн CO ₂

Источник: <https://www.theguardian.com/environment/2019/oct/09/what-we-know-top-20-global-polluters/>

поглощения парниковых газов, также могут включать цели и планы по адаптации к воздействиям изменения климата на период 10–15 лет;

- каждые 5 лет пересматривать последующий национальный вклад в сторону все большей амбициозности;
- укреплять адаптационные возможности, повышение сопротивляемости и снижение уязвимости к изменениям климата, включая разработку или укрепление соответствующих планов, политики и/или вкладов;
- до 2020 года представить в секретариат РКИК национальную стратегию долгосрочного развития на период до 2050 года и последующую перспективу с низким уровнем выбросов парниковых газов;
- каждые два года отчетываться о климатической политике и мерах, о достигнутом прогрессе в сокращении выбросов парниковых газов, прогнозных оценках выбросов и поглощения, оценке уязвимости к изменениям климата, планам и мерам по адаптации к изменениям климата и оценке их эффективности, а также предоставлению добровольной технологической и/или финансовой помощи развивающимся странам.

Нефтяники против выбросов

Принято считать, что менее всего в реализации Парижского соглашения заинтересованы компании топливно-энергетического комплекса, работающие с углеводородным сырьем, а не с возобновляемыми источниками энергии. Эти же компании – и это уже не клише – лидеры по количеству выбросов парниковых газов в атмосферу.

Вместе с тем говорить, что компании не осознают важность снижения выбросов парниковых газов для своего бизнеса, было бы, как минимум, некорректно. В частности, в 2017 году BP, Eni, ExxonMobil, Repsol, Shell, Statoil, Total и Wintershall объявили о том, что берут на себя обязательства по снижению выбросов метана при разработке запасов природного газа во всем мире. Компании совместно подписали «Руководящие принципы по снижению выбросов метана в производственно-сбытовой цепочке природного газа». В марте 2018 года данный документ подписал «Газпром».

Руководящие принципы были разработаны совместно с Фондом защиты окружающей среды ООН, Международным энергетическим агентством (МЭА), Международным газовым союзом и рядом других организаций. Кроме того, в их подготовке принимали участие Колумбийский университет, Фонд защиты окружающей среды, Международный газовый союз, Международная организация нефтегазовой кли-

Выбросы городских котельных



матической инициативы, Фонд инвестиций в климат, Институт «Скалистых гор», Институт устойчивого развития газовой отрасли, Институт энергетики и ресурсов, Техасский университет в Остине.

Основным направлением работы компаний по данным принципам стало сокращение выбросов метана. «Обеспечение доступа к источникам энергии в условиях решения проблемы глобального изменения климата является одной из самых больших вызовов XXI века. Сегодня природный газ играет важную роль в удовлет-

ворении мирового спроса на энергию. Поскольку природный газ состоит в основном из метана, мощного парникового газа, его роль в переходе к будущему с низким содержанием углерода будет зависеть от того, как нефтегазовая промышленность сокращает выбросы метана», – отмечается в сообщении.

Таким образом, компании признали, что для того, чтобы природный газ и далее играл ключевую роль в удовлетворении спроса на энергоносители и одновременно не спровоцировал бы глобальных климатических изменений из-за выбросов мощного парникового газа – метана – компании должны последовательно сокращать объемы его выбросов.

«Многочисленные исследования показывают, насколько важно быстрое сокращение выбросов метана, если мы хотим справиться с растущим спросом на энергию и решить комплексные экологические задачи», – приводятся в совместном пресс-релизе нефтяных ком-

В 2017 году BP, Eni, ExxonMobil, Repsol, Shell, Statoil, Total и Wintershall взяли на себя обязательства снизить выбросы метана при разработке месторождений газа во всем мире

паний слова руководителя отдела энергетики и климата программы ООН по окружающей среде Марка Радка. – «Документ, содержащий руководящие принципы, является прекрасной основой для решения этих задач по всей цепочке природного газа, особенно, когда речь идет о представлении данных о реальном снижении выбросов».

Помимо обязательств по снижению выбросов метана компания также обязалась повысить точность данных и прозрачность этих данных, а также продвигать разумную политику и правила в отношении выбросов метана. В преамбуле отмечается, что руководящие принципы

является относительно низкоуглеродным топливом, применение которого в энергетике и на транспорте способствует сокращению выбросов парниковых газов, «Газпром» одновременно рассматривает как опцию возможность производства и поставки на европейский рынок в перспективе до 2030 года низкоуглеродного метано-водородного топлива, а в перспективе до 2050 года – водородного топлива, получаемого путем переработки природного газа.

Российский нефтяной гигант – «Роснефть» – также не остался в стороне от экологических инициатив. В частности, в 2002 году компания и Международный

В 2012 году инвестпроекты «Роснефти» по утилизации попутного нефтяного газа были утверждены Министерством экономического развития России. Это, по сути, позволило компании приступить к продаже единиц сокращения выбросов парниковых газов (ЕСВ), полученных в результате реализации программ по утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях в Западной Сибири. Покупателем стала инвестиционная компания Carbon Trade & Finance SICAR S.A.

Почти сразу после присоединения России к Парижскому климатическому соглашению к проработке вопроса о снижении выбросов парниковых газов приступил «ЛУКОЙЛ». Но компания сразу оговорила, что будет исходить не только из лучшего международного опыта, но и экономической целесообразности. Соответствующее решение совет директоров компании утвердил на заседании 16 октября, сформулировав вопрос как необходимость «адаптации компании к климатическим изменениям».

На текущем этапе топ-менеджмент компании ознакомился с климатическими сценариями, глобальными трендами и позициями других стран в области сокращения выбросов парниковых газов, обсудили развитие климатического законодательства в России и позицию инвестиционного сообщества по вопросу климата. Также на повестке стоял вопрос об объемах фактического снижения выбросов парниковых газов предприятиями «ЛУКОЙЛа» за последние годы, их основные источники и предварительная оценка потенциальных возможностей компании по снижению таких выбросов в долгосрочной перспективе.

А есть ли подвох?

Несмотря на международные соглашения и участие в них отечественных нефтяных и газовых гигантов, в том, что Россия приняла «правила игры» и обязалась сокращать выбросы парниковых газов вместе со всем мировым сообществом, многие эксперты увидели подвох. В частности, собеседники агентства Bloomberg предположили, что основной причиной присоединения России к Парижскому соглашению стала угроза нефтедобыче страны. По данным аналитиков издания, из-за таяния вечной мерзлоты снижается несущая способность фундаментов сооружений в арктической зоне, где расположена значительная часть российских нефтегазовых месторождений.

«Уже сейчас порядка 45% объектов российского нефтегазового сектора, расположенные в районах Крайнего Севера и не рассчитанных на изменения климата, попадают в зону риска», – поддерживает эту позицию аналитик Института развития технологий ТЭК Илья Надточей.

По его мнению, отступление вечной мерзлоты в районах Крайнего Севера уже сейчас существенно снижает

функциональные возможности инфраструктуры. Под фундаментами зданий и промышленных объектов оттаивающий грунт теряет несущую способность, в итоге сооружения уже не могут нести нагрузку, заложенную на этапе проектирования. «По некоторым оценкам, за пе-

Исследования показывают, что для ограничения роста средней температуры более чем на 2°C от доиндустриального уровня значительная часть разведанных запасов углеводородов никогда не должна быть извлечена

риод с 2015 по 2025 год снижение несущей способности грунтов на территории Ямала может снизиться на 50% от уровней 1965–1975-го годов. В районе Уренгоя грунты могут потерять до 75% текущей несущей способности», – продолжает аналитик.

Однако глава Минэнерго России Александр Новак прокомментировал эти предположения достаточно однозначно: Россия приняла Парижское климатическое соглашение не из-за угрозы нефтедобычи, а потому что понимает необходимость защиты окружающей среды.

Сжигание ПНГ на факеле



Освещение городов, вид из космоса



дополняют и взаимно усиливают другие инициативы в этой сфере.

В частности, в 2018 году «Газпром» впервые провел независимый аудит своего отчета о выбросах парниковых газов по международным стандартам и объявил о том, что в 2017 году этот показатель сократился по сравнению с 2013 годом на 12,9%, а в целом за последнее десятилетие – более чем на 40%.

Компания также намерена содействовать сокращению выбросов парниковых газов в рамках принятой ЕС долгосрочной климатической стратегии до 2050 года. Подчеркивая, что трубопроводный природный газ

банк реконструкции и развития подписали соглашение о намерениях по заключению договоров о покупке сокращений выбросов, получаемых по проекту утилизации попутного нефтяного газа. Тогда «Роснефть» выразила готовность поставить углеродным фондам в 2008–2012 гг. 15 млн единиц сокращения выбросов по цене не менее 8 долларов за тонну CO₂-эквивалента.

Позже «Роснефть» сообщила, что в 2009 году стала первой крупнейшей российской компанией, которая реализовала положение 6-й статьи Киотского протокола о возможности извлечения дохода от имеющихся квот на выбросы.

«В рамках подготовки к принятию Парижского соглашения Минэнерго проводились неоднократные консультации и обсуждения с компаниями ТЭК и экспертным сообществом в части принятия мер климатического регулирования и социально-экономических последствий их введения. По результатам таких обсуждений было сформировано консолидированное мнение о необходимости принятия российской стороной Парижского соглашения, при условии учета на международном уровне интересов страны в области противодействия изменениям климата», – прокомментировали в ведомстве.

При этом, по данным министерства, отечественная энергетика уже соответствуют логике низкоуглеродного будущего. «На текущий момент более 80% выработки электроэнергии в нашей стране осуществляется на источниках с низкой удельной эмиссией парниковых газов (АЭС, ГЭС, паргазовые установки, тепловая когенерация электрической и тепловой энергии). По доле низкоэмиссионных технологий в электроэнергетике Россия существенно опережает большинство других стран. Таких показателей удалось достичь в первую очередь за счет трансформации энергетике страны», – отмечают в министерстве.

С учетом мирового опыта, в России стартовал процесс перехода на принципы наилучших доступных технологий (НДТ), отмечают в Минэнерго. В частности, он закладывался при подготовке нового механизма привлечения инвестиций в модернизацию тепловых электростанций, который стартовал в России в 2019 году – именно соответствие оборудования таких станций принципам НДТ позволит обеспечить рост экологической эффективности объектов ТЭК.

«Российские нефтяные компании проводят активную работу по внедрению энергосберегающих технологий и снижению общих объемов выбросов, внедряя современные технологии и обеспечивая герметичность используемых мер вместимости для хранения и перемещения сырья и продуктов переработки. В этой связи задача ужесточения экологического контроля для нефтяных компаний не является технологическим вызовом», – комментирует доцент кафедры международной кооперации РАНХиГС Тамара Сафонова.

«О выгоде или невыгоде в данном случае речи не идет. Участниками Парижского соглашения являются государства. И государства определяют сами, каким будет национальный вклад в сокращение антропогенных выбросов и увеличение поглощения парниковых газов, и какие меры на национальном уровне необходимо принять. Главная задача бизнеса – внедрять энергоэффективные и низкоуглеродные технологии, способствующие снижению «углеродного следа» при реализации проектов, предлагать экологически безопасные технологические решения, связанные с разведкой,

добычей и транспортировкой полезных ископаемых при возрастающих рисках изменения климата», – добавили в Минприроды России.

Возобновляемые источники энергии и их роль

«Исследования показывают, что для ограничения роста средней температуры более чем на 2 °С от доиндустриального уровня значительная часть разведанных сегодня запасов углеводородов никогда не должна быть извлечена – а это около 50% разведанных запасов газа и 30% запасов нефти. Одним из наиболее эффективных механизмов декарбонизации является прекращение субсидирования ископаемого углеводородного топлива и перенаправление субсидий в сектор возобновляемых источников энергии, что в российских условиях просто невозможно», – полагает аналитик Института развития технологий ТЭК Илья Надточей.

Еще более категоричен генеральный директор Центра экологических инвестиций Михаил Юлкин, который полагает, что без перехода на ВИЭ российские нефтяные компании обречены на крах.

«Больше, чем мы, никто не продает в мир такое количество ископаемого топлива, а это как раз то, от чего мир собирается уйти. Чтобы выполнить цели Парижского соглашения, ничего из этого – нефть, газ, уголь – мир не должен сжигать. Соответственно, ничего из этого мир не должен у нас покупать. Я думаю, что проблемы с продажей российской нефти начнутся лет через пять, как и с углем, проблемы с газом начнутся лет через 10–15, не больше. Я не говорю, что покупателей российского топлива не останется совсем, но это будет очень турбулентный рынок», – комментирует Юлкин.

Вместе с тем, говорить о том, что Россия не инвестирует в развитие возобновляемых источников энергии – некорректно. В частности, в октябре 2018 года вице-премьер РФ Дмитрий Козак дал поручения по продлению поддержки «зеленой генерации» на 2025–2035 годы, в феврале этого года Минэкономразвития предложило изменить схему поддержки проектов ВИЭ после 2024 года, что, в свою очередь, должно обеспечить конкурентоспособность оборудования для зеленой энергетике и помочь экспорту.

Проект федерального бюджета России на 2020 год и плановый период 2021–2022 годов предусматривает направление 49,7 млрд руб. на развитие энергетике. В программу входят несколько подпрограмм, среди которых повышение энергетической эффективности, модернизация электроэнергетики, развитие нефтяной, газовой отраслей, угольной и торфяной промышленности, а также развитие возобновляемых источников энергии.

Россия должна к 2020 году представить в ООН национальную стратегию развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года и последующую перспективу



Ветряная электростанция



Солнечная электростанция, Великобритания

Использованные источники

- <https://www.theguardian.com/environment/2019/oct/09/what-we-know-top-20-global-polluters>
- https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/kyoto.shtml
- <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/convru.pdf>
- https://docs.wixstatic.com/ugd/af2e10_59c66864dd-8448189b5e757b9edcco29.pdf
- https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf
- https://docs.wixstatic.com/ugd/af2e10_59c66864dd-8448189b5e757b9edcco29.pdf
- <https://ccacoalition.org/en/resources/reducing-methane-emissions-across-natural-gas-value-chain-guiding-principles>
- <https://ccacoalition.org/en/resources/reducing-methane-emissions-across-natural-gas-value-chain-guiding-principles>
- <https://www.shell.com/ru/shell-media-center/shell-news/2017-news-and-media-releases/companies-signed-methane-reduction-principles.html>
- <https://www.greenclimate.fund/what-we-do/portfolio-dashboard>
- <https://www.gazprom.ru/press/news/2018/march/article412884/>
- https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2018-3742094/feedback/F13767_en?p_id=265612
- <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/177633/>

А.И. КУЛАПИН
A.I. KULAPIN

УДК 551.583

СТРАТЕГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ

РОССИЙСКОГО ТЭК В СВЕТЕ ПРИНЯТИЯ ПАРИЖСКОГО СОГЛАШЕНИЯ ПО КЛИМАТУ

Алексей Иванович КУЛАПИН –
директор Департамента
государственной
энергетической политики
Минэнерго России, д. х. н.,
e-mail: KulapinAI@minenergo.gov.ru



Alexei KULAPIN –
(D.Sc. in Chemistry), Director,
Department of State Energy Policy,
Ministry of Energy
of the Russian Federation,
e-mail: KulapinAI@minenergo.gov.ru

STRATEGIC DEVELOPMENT

OF RUSSIAN ENERGY ECONOMY IN THE LIGHT OF RATIFICATION THE PARIS CLIMATE AGREEMENT

Аннотация. В 2015 году для противодействия изменениям климата на мировом уровне принято Парижское соглашение, направленное на снижение выбросов парниковых газов. Соглашение формирует предпосылки для развития «энергетического перехода» и оказывает влияние на развитие мирового ТЭК, который сегодня характеризуется расширением использования «зеленых» источников энергии и трансформацией мировых энергетических рынков. В 2019 году документ принят Российской Федерацией. В статье представлены основные аспекты реализации в России Парижского соглашения по климату и его влияния на ТЭК страны, а также стратегические направления государственной энергетической политики в контексте глобальной климатической повестки.

Ключевые слова: Парижское соглашение, климат, выбросы CO₂, безуглеродная энергетика.

Необходимость решения глобальных задач противодействия изменениям климата сегодня является одним из наиболее актуальных вызовов, ответом на который становится переход мировой экономики и энергетики к развитию с низким уровнем выбросов парниковых газов. Для большинства стран – это новая реальность, в которой обеспечение конкурентоспособности будет возможно только с учетом климатической повестки.

В декабре 2015 года мировое сообщество пришло к консенсусу – для удержания темпов глобального потепления необходимо консолидировать усилия всех стран и вместе совершить переход к низкоуглеродному будущему. Для закрепления этих намерений в Париже в ходе 21-й конференции Рамочной конвенции об изменении климата (РКИК) ООН было подписано соглашение, стратегическая цель которого – удержание прироста глобальной средней температуры к концу XXI века в пределах «намного ниже» 2°C сверх доиндустриальных показателей и «приложение усилий» в целях ограничения роста температуры на уровне 1,5°C.

Для достижения этой цели необходимо существенное сокращение выбросов парниковых газов, обеспечение которого Парижское соглашение отводит государствам.

Российская Федерация поддерживает стремления мирового сообщества к обеспечению противодействия изменениям климата на планете. В этой связи с российской стороны в 2016 году было под-

Углеродоемкость
отечественной
электроэнергии
с учётом
теплофикации
примерно
на 15% ниже
углеродоемкости
электроэнергии
в мире

писано и в сентябре 2019 года принято¹ Парижское соглашение по климату.

Следует отметить, что в рамках переговорного процесса, проводимого по линии РКИК ООН, долгосрочной целью ограничения антропогенных выбросов парниковых газов (национального вклада) нашей страны в достижение целей соглашения обозначено сокращение их объема на уровне 70–75% от уровня выбросов 1990 года с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов. Сегодня Россия уверенно идет к выполнению этой цели – в последние годы эмиссия парниковых газов в стране без учета абсорбирующего эффекта лесов и других экосистем составила 67,6% от уровня 1990 года, а с учетом этого эффекта – 50,7%² (данные за 2017 год).

Вместе с тем Парижское соглашение формирует предпосылки для так называемого «энергетического перехода» и оказывает влияние на развитие мировой энергетики. «Энергетический переход» характеризуется масштабным расширением использования «зеленых» источников энергии и связанной с этим трансформацией мировых энергетических рынков, на которых происходит ужесточение конкуренции между традиционными и нетрадиционными источниками энергии.

¹ Постановление Правительства Российской Федерации от 21 сентября 2019 года № 1228 «О принятии Парижского соглашения».

² Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2017 гг. Росгидромет, ФГБУ «ИГКЭ». Москва, 2019 год.

Abstract. In 2015, the Paris Agreement, aimed at decreasing greenhouse gas emissions, was adopted in order to counter climate change around the globe. The agreement outlines the prerequisites for the energy transition and shapes the development of the global fuel and energy complex, which is characterised today by broader use of green energy sources and transformation of the global energy markets. In 2019, the document was adopted by the Russian Federation. The article describes the main issues related to the implementation of the Paris Agreement in Russia and its impact on the national fuel and energy complex, as well as the strategic aspects of the state energy policy in the context of the global climate agenda.

Keywords: Paris climate agreement, carbon emissions, zero carbon fuel.

Российский ТЭК является одним из ключевых игроков на мировых энергетических рынках традиционных энергоресурсов. Нарастание международных усилий по реализации климатической политики и ускоренный глобальный переход мировой энергетики к низкоуглеродному развитию, с одной стороны, является для него вызовом, с другой – открывает новые возможности.

Ключевые риски для российского ТЭК, связанные с реализацией международной климатической повестки, отражены в утвержденной Указом Президента Россий-

Скопление людей на улицах Дакки, Бангладеш



ской Федерации в мае текущего года Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации³. Так, в качестве важнейшего из них документом определена возможность дискриминации компаний российского ТЭК на мировых рынках путем изменения международного и внутреннего нормативно-правового регулирования, в том числе под предлогом реализации климатической и экологической политики.

Между тем формирование регуляторных барьеров и рост протекционизма на энергетических рынках создают дополнительную неопределенность и нестабильность в энергетике и препятствуют достижению глобальной цели устойчивого развития по обеспечению доступности энергоресурсов. В этой связи в Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации закреплено, что намеренное игнорирование этого аспекта, рассмотрение вопросов изменения климата и охраны окружающей среды с предвзятой точки зрения, а также ущемление интересов государств – производителей энергоресурсов – является недопустимым. Поэтому сегодня для нашей страны особенно важно принимать участие в глобальном диалоге и выработке международной климатической политики, отстаивая свои национальные интересы и предлагая свое видение развития энергетических рынков. Принятие

³ Указ Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 года № 216 «Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации».

Российской Федерацией Парижского соглашения по климату будет способствовать достижению этой задачи.

Вместе с тем, в рамках реализации соглашения и в целом с переходом мировой экономики и энергетики к низкоуглеродному развитию у российского ТЭК появляются новые возможности. Современные энергетические технологии для повышения эффективности традиционных отраслей и возобновляемой энергетики лягут в основу новой экономической системы, стремящейся снизить антропогенное влияние на климат. У российских компаний есть накопленные компетенции в развитии таких технологий и необходимый потенциал для того, чтобы занять нишу на формирующихся высокотехнологичных рынках.

Для того, чтобы воспользоваться имеющимися возможностями и нивелировать риски международной климатической политики, необходим комплексный взвешенный подход к реализации Парижского соглашения. Он должен обеспечивать баланс между достижением целей ограничения выбросов парниковых газов и дальнейшим социально-экономическим развитием страны, энергетики в целом и ее отдельных отраслей. В том числе, необходимо учитывать, что ТЭК России – основа национальной экономики, он формирует значительную часть бюджетных доходов, обеспечивает занятость населения и поддерживает консолидацию регионов. Стабильное функционирование его отраслей

Чтобы воспользоваться возможностями и нивелировать риски международной климатической политики необходим комплексный взвешенный подход к реализации Парижского соглашения

обеспечивает надежность топливо- и энергоснабжения потребителей в самых отдаленных территориях нашей страны и является базой для промышленности.

Системообразующая роль ТЭК в социально-экономическом развитии нашей страны должна быть учтена в документах, которые сегодня разрабатываются в целях реализации Парижского соглашения – проектах стратегии долгосрочного развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года и национального плана адаптации экономики к неблагоприятным изменениям климата. При их разработке необходимо закладывать сбалансированное развитие энергетики: отвечающее требованиям низкоуглеродного развития и позволяющее ей выполнять ключевые функции обеспечения энергетических потребностей экономики.

В целом уже сегодня отрасли российского ТЭК соответствуют современным тенденциям низкоуглеродного будущего. На сегодняшний день углеродоемкость отечественной электроэнергии с учетом теплофикации примерно на 15% ниже углеродоемкости электроэнергии в мире⁴.

Что касается российского топливно-энергетического баланса, то на сегодняшний день в его структуре более половины внутреннего потребления приходится на газ – наиболее экологически чистый вид ископаемого топлива. В структуре выработки электроэнергии его доля составляет также около половины, а доля полностью безуглеродных источников энергии (гидро-, атомная, возобновляемая) – более трети. То есть, на сегодня в России более четырех пятых произведенной электроэнергии приходится на безуглеродные или низкоуглеродные источники, а к 2040 году этот показатель достигнет почти 90%⁵.

В целях снижения антропогенного влияния ТЭК на окружающую среду и климат в России реализуется последовательная государственная политика. В ее рамках ведется работа по расширению использования природного газа внутри страны и обеспечению надежных экспортных поставок экологически чистого топлива. Сегодня экспортная инфраструктура развивается в восточном и традиционном европейском направлении. Для надежного обеспечения потребителей данных регионов в настоящее время завершается строительство газопроводов «Турецкий поток» и «Сила Сибири», ведется строительство газопровода «Северный поток – 2», реализуется проект «Ямал СПГ».

Одномоментно перейти на использование безуглеродной энергетики невозможно. Обеспечение текущих и перспективных энергетических потребностей населения планеты неразрывно связано с углеводородной энергетикой, но с безусловным повышением ее экологичности. В этой связи сегодня в России также ведется

⁴ Официальный Интернет-портал Министерства экономического развития Российской Федерации // URL: <http://economy.gov.ru/>

⁵ Прогноз Международного энергетического агентства World Energy Outlook 2018.

планомерная работа по модернизации отраслей ТЭК, внедрению инновационных материалов, развитию экологически чистого транспорта, повышению «чистоты» использования ископаемых топлив.

Реализуются меры по снижению выбросов попутного нефтяного газа (ПНГ). На отдельных месторождениях уже сегодня утилизируется более 95% ПНГ, что соответствует лучшим мировым практикам.

Одним из основных источников выбросов парниковых газов является транспортный сектор. Для снижения

Россия уверенно идет к выполнению Парижского соглашения. В последние годы эмиссия парниковых газов без учета абсорбирующего эффекта лесов составила 67,6% от уровня 1990 года, а с его учетом – 50,7%

его воздействия на климат ведется работа по расширению использования экологичных видов топлива, включая газомоторное, а также развитию соответствующей инфраструктуры. В 2018 году состоялся ввод 65 станций заправки природным газом, а их общее число достигло 419.

При этом сырье – это не всё, чем богата Россия! Наша страна обладает колоссальным опытом в части обеспечения надежного, качественного и доступного снабжения экологически чистой электроэнергией огромных



территорий и создания для этого необходимой инфраструктуры. В том числе, Россия является традиционным лидером в развитии атомной энергетики, реализуя проекты строительства современных атомных реакторов внутри страны и за рубежом.

Развивая низкоуглеродные технологии энергоснабжения населения, нашей страной сегодня уже накоплены компетенции и заделы в области возобновляемой энергетики. Благодаря механизмам государственной поддержки возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

и созданию условий для бизнеса за последние пять лет введено почти 850 МВт солнечных и ветряных электростанций и активно развивается производственная и научно-технологическая база отрасли, стимулирующая удешевление стоимости возобновляемой энергетики. В отечественной солнечной энергетике к сегодняшнему дню уже создана полная кооперационная цепочка – от науки и производства солнечных модулей до строительства и эксплуатации СЭС. В ветроэнергетике открыт целый ряд площадок производства оборудования и комплектующих для ветроустановок. В дальнейшем в рамках реализации государственной политики предусмотрено развитие распределенной генерации, в том

ных технологий, которые могут быть использованы во многих секторах, в том числе на транспорте и при производстве электроэнергии. У России есть необходимые конкурентные преимущества и стратегические предпосылки для развития и внедрения водородных технологий в энергетике. Для того чтобы эффективно ими воспользоваться, сегодня Минэнерго России совместно с крупнейшими компаниями ТЭК инициировано создание программы по развитию водородной энергетики, реализация которой позволит нашей стране занять нишу на зарождающемся глобальном рынке энергетического водорода.

Забота о климате напрямую сопряжена с реализацией имеющегося в стране потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности. В электроэнергетике через утверждение на государственном уровне нормативов удельного расхода условного топлива компании стимулируются к обновлению и повышению топливной экономичности оборудования, и, как следствие, снижению степени его негативного воздействия на окружающую среду. С введением новых мощностей, использующих современное генерирующее оборудование, по итогам 2018 года в стране был достигнут минимальный за последние 15 лет показатель

Сегодня для России особенно важно участвовать в глобальном диалоге и выработке международной климатической политики, отстаивая свои национальные интересы и предлагая свое видение развития энергорынков

числе на основе ВИЭ, в первую очередь в удаленных и изолированных энергорайонах, а также наращивание экспорта высокотехнологичной продукции и технологий.

Перспективным направлением развития низкоуглеродной энергетики является разработка водород-

следствие, снижению степени его негативного воздействия на окружающую среду. С введением новых мощностей, использующих современное генерирующее оборудование, по итогам 2018 года в стране был достигнут минимальный за последние 15 лет показатель



Нижний бьеф Чиркейской ГЭС



Ушаковская ВЭС-1

удельного расхода топлива на отпуск электрической энергии 309,8 г у.т./кВт·ч. Это позволило снизить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от теплоэлектростанций России на 15% по сравнению с 2017 годом до 2,16 млн тонн.

С учетом мирового опыта в целях экологически ответственного использования энергоресурсов в России начат процесс перехода отраслей ТЭК на принципы наилучших доступных технологий (НДТ). В частности, он закладывался при подготовке нового механизма привлечения инвестиций в модернизацию тепловых электростанций, который стартовал в России в этом году. Соответствие оборудования таких станций принципам НДТ позволит обеспечить рост экологической эффективности объектов ТЭК.

В целом можно сказать, что технологии сегодня играют важнейшую роль в достижении целей снижения антропогенного влияния энергетики на окружающую среду и климат. Их внедрение позволит сделать функционирование отраслей ТЭК экономичнее и экологичнее, а также вывести на принципиально новый уровень качество и надежность обеспечения потребителей доступными энергоресурсами. В этой связи уже сегодня в россий-

ском ТЭК активно внедряются современные цифровые технологии. В нефтегазовой и угольной отраслях «умные» решения должны снизить издержки, повысить эффективность добычи, переработки и транспортировки топлив, сделать эти процессы безопаснее и экологичнее.

В секторе электроэнергетики – повысить надежность генерации и сетей, снизить в них аварийность за счет внедрения риск-ориентированного подхода. В целом мы должны научиться управлять более сложными энергосистемами.

Таким образом, реализация проактивной государственной энергетической политики нашей страны, направленная на комплексное устойчивое развитие энергетики в контексте международной климатической повестки, должна стать инструментом укрепления позиций российского ТЭК на мировой энергетической арене и способствовать выстраиванию добросовестной конкуренции

на энергетических рынках. Сегодня это актуально как для достижения целей Парижского соглашения по снижению выбросов парниковых газов, так и в целом для максимального содействия социально-экономическому развитию и обеспечению национальной безопасности нашей страны и мира.

Более четырёх пятых произведенной электроэнергии в России приходится на безуглеродные или низкоуглеродные источники, а к 2040 году этот показатель достигнет почти 90%

Т.Н. ХАЗОВА, Д.О. ДЕРЮШКИН

НЕФТЕГАЗОХИМИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ НАЦИОНАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ РАЗВИТИЯ

**Тамара Николаевна
ХАЗОВА** –
эксперт-консультант
ФГБУ «РЭА»
Минэнерго России,
к. э. н.



**Денис Олегович
ДЕРЮШКИН** –
руководитель дирекции
«Аналитический
центр ТЭК» ФГБУ РЭА
Минэнерго России



За короткий исторический период (70–80 лет) нефтегазохимическая отрасль завоевала прочные позиции практически на всех континентах мира. Ее доля в общем объеме внутреннего валового продукта Китая достигает 8,9%, Японии – 8,2%, Германии – 6,9%, США – 6,1%, в России ее доля составляет лишь 1,4%. Между тем, президент России РФ Владимир Путин в послании Федеральному собранию 2019 года поставил перед руководством страны задачу «о вхождении России в число пяти крупнейших экономик мира с обеспечением темпов экономического роста выше мировых при сохранении макроэкономической стабильности».

Сущность такого экономического рывка можно определить как гарантированную защиту национальных интересов на базе роста экономики, социально-направленное развитие страны, способствующее улучшению качества жизни населения и укреплению ее оборонного потенциала.

Только развитие отраслей обрабатывающей промышленности, включая нефтегазохимию, позволит решить вопросы снижения уровня бедности, увеличения доходов населения, улучшения продолжительности жизни, повышения численности населения, которые заложены как целевые задачи при реализации двенадцати национальных проектов.

Развитие экономики с темпами роста выше мировых (4,5–5%) в период с 2018 по 2024 годы требует изменения

структуры ВВП за счет интенсивного развития промышленного сектора, строительства и сельского хозяйства (таблица 1).

Перекоп структуры ВВП в сторону услуг характеризует слабое развитие промышленности, строительства и сельского хозяйства.

Так, в Китае доля промышленности, строительства и сельского хозяйства составляет 48–50%.

В ущерб развитию нефтегазохимии в России сложился дисбаланс между добычей и потреблением нефти и газа. Доля России в мировом производстве нефти превышает 12,3%, в мировом потреблении – 3,4%. Ежегодно отправляется на экспорт 42–45% нефти, 28–30% газа и около 64% углеводородного сырья (продукции первого передела): нефтя, СУГ (сжиженные углеводородные газы), этан.

В США на 1 доллар добываемого сырья приходится 10 долларов добавленной стоимости. В России на 1 доллар добываемого сырья приходится 2 доллара добавленной стоимости.

Все страны мира с 2000 года в разы увеличили выпуск этилена, который образно называют «хлебом нефтегазохимии», а по сути продукта пиролиза нефти и газа. Развива-

**Доля нефтехимии
в общем объеме
ВВП Китая
достигает 8,9%,
Японии – 8,2%,
Германии – 6,9%,
США – 6,1%,
в России –
лишь 1,4%**

ющиеся страны в период с 2000 по 2017 годы наращивают мощности по выпуску этилена, опережая развитые страны. Китай увеличил мощности по выпуску этилена в 3,7 раза, Сингапур – в 4 раза, Индия – в 2,7 раза, Иран (будучи под санкциями) – в 7 раз, Саудовская Аравия – в 4 раза, Катар – в 5 раз, ОЭА – в 6 раз. Россия смогла нарастить производство этана лишь на 10% за счет модернизации существующих мощностей.

В результате возможности развития производства нефтегазохимической продукции ограничены имеющимися мощностями пиролиза, что привело к дефициту мономеров и в первую очередь этилена. Единичные мощности ныне действующих российских пиролизных установок колеблются от 340 тысяч т/год до 640 тысяч т/год, в то время как в мировой практике эксплуатируются мощности пиролиза 1–1,5 млн т/год.

Дефицит этилена тормозит развитие полимеров, синтетических каучуков, продукции органического синтеза, что приводит к росту их импорта.

Вышеизложенное в полной мере характеризует экспортно-сырьевую модель развития российской экономики.

Комплексное использование углеводородного сырья, его переработка в нефтегазохимическую продукцию с высокой добавленной стоимостью для обеспечения различных отраслей промышленности России позволит сократить импорт, а также зависимость бюджета от доходов, получаемых от экспорта нефти и газа.

В целях осуществления прорывного научно-технологического и социально-экономического развития России предложена реализация двенадцати национальных проектов.

Как газонефтехимия может повлиять на реализацию национальных проектов? В современной мировой экономике сформировался устойчивый тренд развития полимерного материаловедения. Без широкого использования полимерных материалов и композитов на их основе (продуктов переработки нефти и газа) невозможно

Таблица 1. Структура ВВП России, %

	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промышленность, строительство, сельское хозяйство	34,1	35,7	35,7	35,7	35,1
Услуги	65,9	64,3	64,3	64,3	64,9

Источник: данные МЭР

Таблица 2. Нетто-экспорт продукции нефтегазохимии, согласно реалистическому сценарию «Плана 2030»

	Нетто-экспорт, тыс. т						
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Полиэтилен	-210,1	-276	423	1117	1345	1862	3101
Полипропилен	143,5	121,3	314,3	502,6	437,7	592,3	721,9
Полистирол	44,3	31,8	31,4	21,7	-1,8	43,7	128,3
Полиамид-6	102,5	124,6	134,8	142,7	140,5	149	146,5
Синтетические каучуки	467,1	483,7	501,4	520,4	539,5	559,9	581,5

создание техники новых поколений: в авиации, космосе, оборонной промышленности, автомобилестроении, строительстве, электронной технике и связи, медицине, при реализации 3D технологий и др.

В экономической среде широко обсуждается развитие интернет-торговли, приводятся примеры деятельности фирм Amazon (США) и Alibaba (Китай) с оценкой возможностей подобной интернет-торговли в России. Для создания такой системы необходим рынок в развитии промышленности, включая нефтегазохимию, с целью создания конкурентных товаров. В противном случае мы будем интернет-покупателями, а не интернет-продавцами, и наши возможности импортозамещения и экспортной ориентированности будут равны нулю.

В национальном проекте «Международная кооперация и экспорт» предусмотрен в том числе экспорт продукции нефтегазохимии: полимеров, каучуков, продукции органического синтеза (таблица 2).

Учитывая данные о состоянии мировых рынков в период с 2018 по 2024 годы, для российских производителей полимеров открыты экспортные возможности на рынках Евросоюза, Китая и Юго-Восточной Азии.

В рамках проекта «Международная кооперация и экспорт», помимо продукции газонефтехимии, предполагается экспорт несырьевых товаров: продукции химической промышленности (минеральные удобрения, товары бытовой химии), продукции агропромышленного комплекса, пищевой, легкой промышленности, товаров культурно-бытового назначения и прочих. Для реализации поставленных целей необходимо обеспечить интенсивный рост тары и упаковки.

Характерная черта развития производства тары и упаковки во всех странах мира, включая Россию, продолжающееся вытеснение традиционных упаковочных материалов (бумаги, картона, металлов, дерева, стекла, текстиля) пластмассами.

Мощности действующих российских пиролизных установок колеблются от 340 тысяч т/год до 640 тысяч т/год, в то время как в мире эксплуатируются мощности пиролиза 1–1,5 млн т/год

Регазификационный терминал, Китай



Преимущества пластмасс как упаковочных материалов по сравнению с традиционными – их легкость, прочность, хороший товарный вид, способность перерабатываться в различные изделия при более низкой температуре и с меньшими затратами энергии.

В настоящее время в России около 40% крупнотоннажных и среднетоннажных полимеров используется в производстве тары и упаковки.

На диаграмме рис. 1 представлена видовая структура полимерных материалов, используемых в производстве тары и упаковки в России.

Ассортимент продукции, выпускаемой или реализуемой в пластмассовой упаковке, очень широк: от лекарств, пищевых продуктов до крупных промышленных изделий.

К жесткой пластмассовой упаковке относят бутылки, флаконы, ящики, коробки, корзины, лотки, крышки, контейнеры, емкости.

Прочное место в производстве гибкой упаковки заняли полимерные пленки и изделия из них (сумки, мешки, пакеты).

Для обертывания грузов на поддонах разработаны термоусадочные и стретч-пленки.

Расширение экспорта предопределяет интенсивное развитие полимерной тары и упаковки, и соответственно, повышение спроса на крупнотоннажные полимеры: полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, полистирол, полиэтилентерефталат, что является вкладом нефтегазохимии в реализацию национальных проектов.

При разработке национального проекта в сфере жилья и городской среды предусмотрено увеличение объема жилищного строительства не менее чем до 120 млн м²/год и повышение индекса качества городской среды на 30%.

Для достижения поставленных целей необходимо развитие строительных материалов. Строительство

Рис. 1. Видовая структура полимерных материалов, используемых в производстве тары и упаковки в России

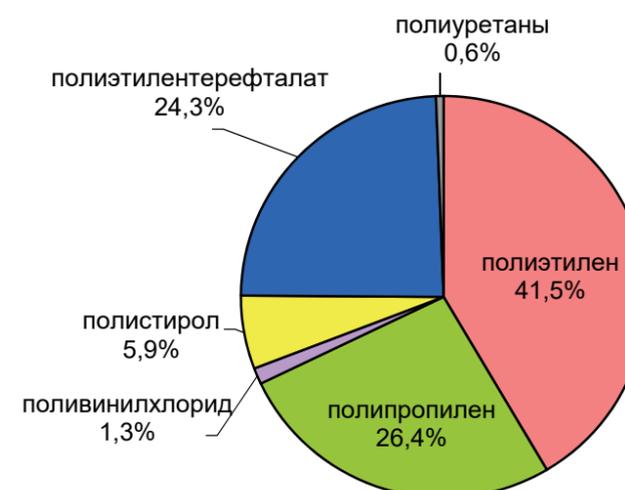
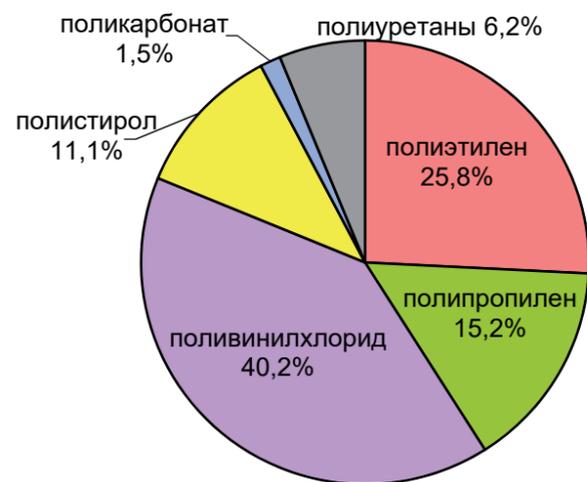


Рис. 2.
Структура потребления полимеров
в строительстве



в настоящее время является одним из самых крупных потребителей полимерных материалов.

Преимущество полимерных материалов перед традиционными выражается в снижении веса конструкций, упрощении монтажных работ, сокращении транспортных расходов, повышении качества тепло-гидро и звукоизоляции, сокращении сроков и удешевлении строительства, а также появлении технических возмож-

ностей осуществления новых архитектурных решений и отделочных работ.

Такие недостатки пластмасс как зависимость от температуры, горючесть ограничивают их применение и практически исключают их использование в качестве материала для несущих конструкций. Однако полимерные материалы во всем мире находят широкое применение для труб водо-газо-теплоснабжения и канализации, ограждающих конструкций, элементов наружной и внутренней отделки зданий (панели и сайдинг, оконные и дверные профили, покрытие для пола и стен, кабель-каналы, санитарно-техническое оборудование, тепло-гидро и звукоизоляция, остекление и прозрачные крыши, осветительная арматура, декоративные элементы конструкций).

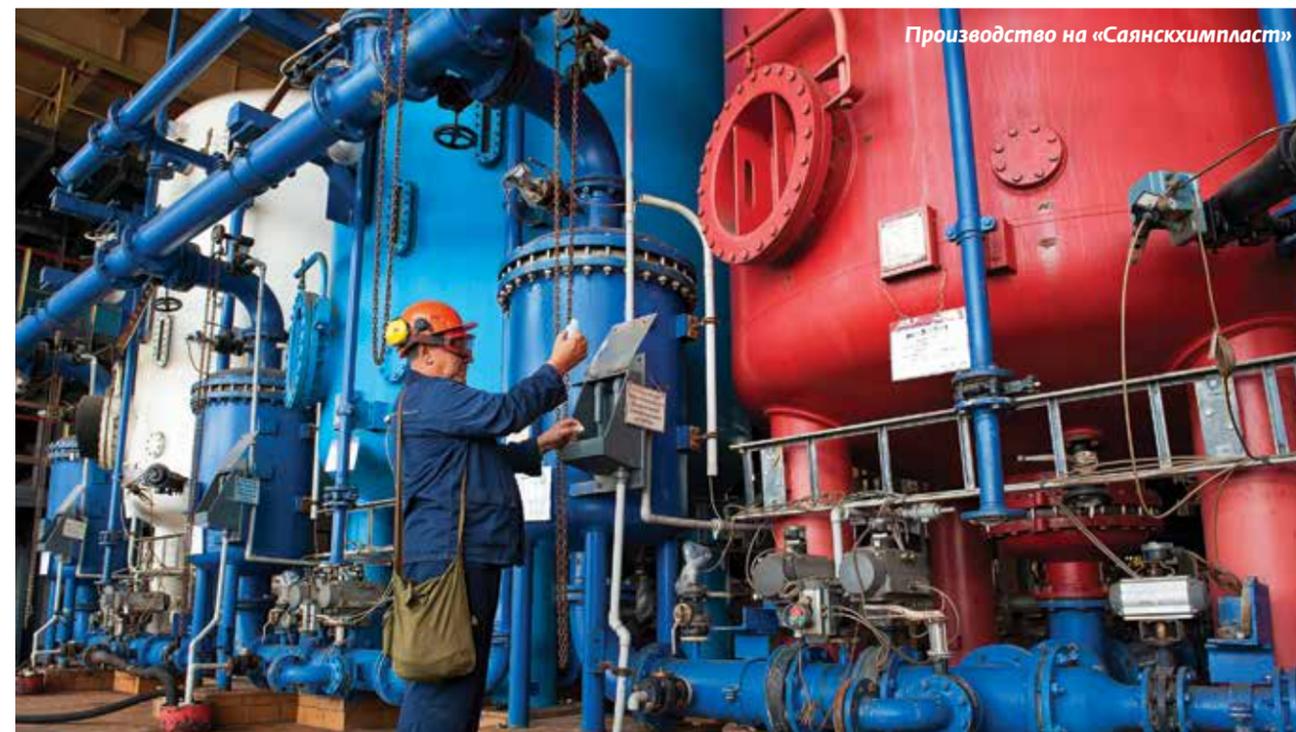
В период с 1991 по 2013 годы появился обывательский термин «евроремонт», а это ничто иное как применение крупнотоннажных и среднетоннажных полимеров как в строительстве новых объектов, так и при ремонте и модернизации старых зданий.

На период 2017 года в строительной отрасли используется 34% крупнотоннажных (полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, полистирол) и среднетоннажных полимеров (поликарбонат и полиуретаны).

На диаграмме рис. 2 представлена видовая структура потребления полимеров в строительстве в России.

Среди полимеров, применяемых в строительстве, доминирует поливинилхлорид, на долю которого приходится 40,2% потребления полимеров в данной отрасли. Это объясняется его техническими возможностями

Ангарская нефтехимическая компания



Производство на «Саянскимпласт»

и относительной дешевизной по сравнению с другими полимерами. Диапазон применения поливинилхлорида очень широк: трубы и фитинги, облицовочные материалы, покрытия для пола и стен, гидроизоляция крыш, водосточные желоба, оконные рамы, дверные проемы и т. д.

Согласно «Плану 2030», российский рынок поливинилхлорида характеризуется восходящим трендом спроса и относится к активно и динамично развивающимся рынкам. Рынок поливинилхлорида на протяжении десятилетия остается дефицитным. Дефицит компенсируется импортом. Ввод в 2013 году мощности 330 тысяч т/год в «Русвинил» позволил снизить дефицит, но не решил проблему в полном объеме.

Реализация национального проекта в сфере жилья с увеличением объема жилищного строительства с 85 млн м²/год до 120 млн м²/год потребует роста предложения поливинилхлорида, что возможно только при вводе дополнительных мощностей по его производству. В «Саянскимпласт» неоднократно рассматривалась возможность создания новой мощности с расширением производства с 300 тысяч т/год до 800 тысяч т/год поливинилхлорида. Однако предприятие не располагает собственной ресурсной базой: этилен поступает с пиролизной установки Ангарского ЗПМ («Роснефть»). Проблема обеспеченности «Санскимпласт» этиленом, на наш взгляд, требует комплексного решения, а именно:

- создание в Ангарске установки пиролиза мощностью 1 млн т/год этилена;

- или создание в «Саянскимпласт» собственной установки пиролиза мощностью 500 тысяч т/год этилена при условии обеспечения предприятия природным газом с Ковыктинского месторождения.

Затягивание решения данной проблемы приведет к непрерывному росту импорта поливинилхлорида. По оценке, к 2035 году дефицит поливинилхлорида составит 600 тысяч т/год.

Производство нефтегазохимии также будет востребовано при реализации национального проекта в сфере здравоохранения. Прежде всего, при строительстве врачебных амбулаторий, фельдшерских и фельдшерско-акушерских

Расширение экспорта определяет интенсивное развитие полимерной тары и упаковки и повышение спроса на крупнотоннажные полимеры: полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, полистирол, полиэтилентерефталат

пунктов в населенных пунктах с численностью населения от 100 до 2 тысяч человек будут востребованы полимерные материалы, также, как и при строительстве жилья.

Кроме того, полимеры широко используют в различных отраслях современной медицины. Возможность их применения в медицине определяется наличием таких свойств, как нетоксичность, стойкость к биологическим средам, способность выдерживать стерилизацию без существенного изменения свойств, отсутствие сенсибилизирующего, канцерогенного, мутагенного и тератогенного действия.

Производство «РусВинил»



В медицине для изготовления предметов разового пользования (предметы санитарии и гигиены, больничная посуда, термометры, системы для взятия и переливания крови, катетеры различного назначения, шприцы) наиболее широко используются полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, полистирол, а также полиамиды.

Применение предметов разового пользования позволяет повысить безопасность пациентов.

Важная область применения в медицине – изготовление искусственных органов-имплантов и эндопротезов.

Для изготовления биоматериалов используются полиэтилен, полипропилен, полиэтилентерефталат, полиамиды, а также полимерные композиционные материалы.

Мировой рынок биоматериалов составляет 1 трлн долларов. Годовая динамика роста 5–20%.

Импорт имплантов и эндопротезов в Россию достигает 95% и только 5% – это собственное производство. Для осуществления рывка в здравоохранении необходимо предусмотреть возможность использования собственных полимерных материалов и изделий на их основе.

В национальном проекте «Цифровая экономика Российской Федерации» предусмотрено преобразование приоритетных отраслей экономики и социальной сферы, включая здравоохранение, образование, промышленность, сельское хозяйство, строительство, городское хозяйство, транспортную и энергетическую инфраструктуру, финансовые услуги посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений.

Для развития цифровых технологий необходима компьютерная техника, средства связи, в производстве которых используются современные материалы, включая полимерные и композиты на их основе. Или мы рассчитываем на импорт в обмен на сырье?

Многие экономисты-практики и промышленники считают, что для реализации двенадцати национальных

По оценке экспертов, без системных мер дефицит поливинилхлорида в России к 2035 году может составить 600 тысяч тонн в год

проектов назрела необходимость менять экономическую парадигму развития, отказавшись от мантры «монетаризма» в пользу промышленного развития отдельных отраслей и предприятий с усилением использования государственного регулирования. Речь не идет о централизованном планировании и создании госплана.

Так, наш известный соотечественник, лауреат Нобелевской премии в области экономики Василий Леонтьев отмечал: «При переходе от длительной

стагнации к бурному росту необходимо планирование».

Инструментом промышленного рывка может выступить балансовый метод планирования, который заложен в «Плане развития газо- и нефтехимии на период до 2030 года».

В «Плане 2030» с помощью материальных балансов обеспечивается всесторонняя увязка производства и потребления материальных ресурсов, определяется внутриотраслевая структура между производством и потреблением по цепочке: углеводородное сырье – мономеры – полимеры (каучуки).

Правительство начало свою работу по реализации национальных проектов с финансовой составляющей и возможностей обеспечения финансирования отдельно точечных проектов. Такой подход лишен системности и комплексности принятия решений. На наш взгляд, необходима разработка межотраслевых и территориальных балансов, обеспечивающих создание большой базы данных и цифровизация производственных взаимосвязей в экономике страны. Так, производство полимерных материалов должно быть увязано с их переработкой в изделия для различных отраслей-потребителей и созданием предприятий малого и среднего бизнеса по переработке полимеров.

На уровне национальной экономики государственное регулирование, индикативное планирование не могут обходиться без такого всеобъемлющего инструмента, как межотраслевой баланс. Думается, что возрождение и прорыв оборонной отрасли основывались именно на системном, комплексном анализе потребностей и оценке производственных возможностей всех отраслей (межотраслевой баланс) с расчетом требуемого финансирования.

Возможно, в современных геополитических условиях для осуществления экономического рывка мы, наконец, перейдем к созданию социальной модели рыночного хозяйства, приоритетом которой является развитие промышленности и создание новых рабочих мест, в противоположность либеральной модели рыночного хозяйства, когда рынок решает все при минимальном регулировании экономики государством, где приоритетным становятся финансы и торговля, т. е. приоритет услуг.

Основным приоритетом нефтегазохимии для реализации национальных проектов является комплексная переработка углеводородного сырья по технологической цепочке от нефти и газа до выпуска химической продукции с высокой добавленной стоимостью (полимеры и их переработка), иначе мы на века останемся сырьевым придатком развитых мировых экономик, диктующих нам свои условия по реализации наших природных ресурсов.

Для этого требуется мобилизовать все ресурсы: сырьевые, промышленные, научные, кадровые, финансовые – на промышленное развитие и уход от сырьевой модели развития.

Импорт имплантов в Россию достигает 95%. Рывок в здравоохранении невозможен без использования собственных полимерных материалов

С.М. СЕНДЕРОВ, В.И. РАБЧУК
S.M. SENDEROV, V.I. RABCHUK

УДК 338.24:621.3

ИНДИКАТОРЫ ОЦЕНКИ ДОКТРИНЫ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ ПО НАДЕЖНОСТИ ТОПЛИВО- И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

ASSESSMENT INDICATORS

OF RUSSIAN ENERGY DOCTRINE IN REGARDS TO THE RELIABILITY OF FUEL AND ENERGY SUPPLY

Сергей Михайлович СЕНДЕРОВ –
д. т. н., заместитель директора,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
e-mail: ssm@isem.irk.ru

Sergey SENDEROV –
Doctor of Engineering, Deputy Head of
Melentiev Energy Systems Institute of
Siberian Branch of the Russian
Academy of Sciences (ESI SB RAS),
e-mail: ssm@isem.irk.ru



Виктор Иванович РАБЧУК –
к. т. н., в. н. с.,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
e-mail: rabchuk@isem.irk.ru

Victor RABCHUK –
Candidate of Engineering Sciences,
Senior Research Scientist Deputy
Head of Melentiev Energy Systems
Institute of Siberian Branch of the Russian
Academy of Sciences (ESI SB RAS),
e-mail: rabchuk@isem.irk.ru



Аннотация. Статья посвящена проблеме формирования системы индикаторов для мониторинга выполнения требований доктрины энергетической безопасности РФ, принятой в 2018 году, в части обеспечения надежного топливо- и энергоснабжения потребителей энергоресурсов внутри страны. Характеризуются основные угрозы энергетической безопасности с позиций обеспечения надежности топливо- и энергоснабжения регионов России и страны в целом. Представлены соответствующие индикаторы федерального и регионального уровней рассмотрения.

Ключевые слова: доктрина энергетической безопасности, надежность топливо- и энергоснабжения, угрозы энергетической безопасности, индикаторы.

Введение

На заседании Совета безопасности России 29 ноября 2018 года утверждена новая доктрина энергетической безопасности России (далее доктрина). Новый документ утвержден взамен доктрины, действовавшей с 2012 года [2]. В тексте доктрины 2012 года и в соответствующих обосновывающих материалах того периода [3, 4 и др.] уже отмечались существенные проблемы в обеспечении энергетической безопасности страны и ее регионов. Было показано, что ухудшается качество и растет доля трудноизвлекаемых запасов природного газа и нефти;

недопустимо высок износ основных производственных фондов топливо-энергетического комплекса (ТЭК) при низких темпах их обновления; заканчивается технический ресурс значительной части энергетических коммуникаций, нефтеперерабатывающего, электро- и теплогенерирующего оборудования, сохраняется отставание отечественного топливо-энергетического комплекса в научно-техническом развитии. Данные проблемы непосредственно связаны с увеличением частоты чрезвычайных ситуаций в системах топливо- и энергоснабжения страны и отдельных регионов. Отсутствуют серьезные достижения в сфере энергосбережения. Наблюдается региональная асимметрия в обеспеченности субъектов России собственными первичными энергетическими ресурсами. Сохраняется несовершенство ценовой и налоговой политики, остаются нерешенными проблемы эффективности и прозрачности деятельности организаций ТЭК, в совокупности приводящие к значительному росту цен на энергоносители для конечных потребителей.

Анализ угроз энергетической безопасности

В доктрине 2012 года угрозы энергетической безопасности по характеру возникновения и действия были подразделены на внутренние (экономические, социально-политические, техногенные, природные) и внешние (внешнеэкономические и внешнеполитиче-

ские). При этом, к внутренним экономическим угрозам были отнесены: недостаточное инвестирование отраслей ТЭК для обновления производственных мощностей, что в условиях высокой изношенности оборудования и его низкого технического уровня способно привести к некомпенсируемому выветыванию производственных мощностей объектов энергетического производства; ухудшение состояния сырьевой базы топливо-энергетического комплекса и атомной энергетики;

Негативные тенденции, формирующие недостаточный уровень обеспечения энергетической безопасности России, достаточно стабильны

переработки углеводородного сырья. Техногенные угрозы были непосредственно связаны с экономическими: увеличение из-за недостаточного объема

отсутствия необходимой диверсификации структуры топливо-энергетического баланса регионов и страны в целом; дефицит энергетических ресурсов и срыв энергоснабжения в отдельных регионах России (Дальний Восток и районы Крайнего Севера); высокие темпы роста цен (тарифов) на энергетические ресурсы; высокая энергоемкость производимой продукции; слабая геологическая изученность ресурсов континентального шельфа Российской Федерации; недостаточная глубина

Abstract. The article is devoted to the problem of forming a system of indicators to monitor the implementation of the requirements of the Energy Security Doctrine of the Russian Federation, adopted in 2018, in terms of ensuring reliable fuel and energy supply to the energy resources consumers within the country. The main threats to energy security from the standpoint of ensuring the reliable fuel and energy supply to the regions of Russia and the country as a whole are described. The corresponding indicators of the federal and regional levels of consideration are presented.

Keywords: energy security doctrine, fuel and energy supply reliability, energy security threats, indicators.

инвестиций удельного веса морально устаревшего и физически изношенного оборудования в отраслях топливо-энергетического комплекса; снижение технического уровня объектов энергетики из-за недостаточного финансирования научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ и слабой реализации их результатов; нехватка высококвалифицированных кадров, в том числе в связи с сокращением подготовки специалистов для отраслей ТЭК, при одновременном увеличении потребности в них; повышение уязвимости объектов топливо-энергетического комплекса, связанное с усложнением систем и алгоритмов управления этими объектами.



Калининская АЭС

месторождений Западно-Арктической зоны? А выходить на эти месторождения нужно обязательно, ибо ныне действующие газовые месторождения давно работают в режиме падающей добычи, при этом доля газа в балансе котельно-печного топлива страны превышает 72%, в значительном числе регионов европейской части России эта доля близка к 90% и выше.

Группы индикативного анализа доктрины, принятой в 2012 году

Для того, чтобы сформировать систему мониторинга основных показателей обеспечения требований энергетической безопасности в плане надежного топливо- и энергоснабжения потребителей в доктрине 2012 года, среди прочих были сформулированы соответствующие группы индикативного анализа, в первую очередь, это:

- отношение прироста балансовых запасов первичных топливо-энергетических ресурсов к объемам их добычи;
- доля природного газа в структуре баланса первичных топливо-энергетических ресурсов;
- уровень цен внутри страны на газ, нефтепродукты, уголь и электроэнергию (мощность);
- объем неплатежей на розничном и оптовом рынках электроэнергии;
- темпы выполнения инвестиционных программ организациями топливо-энергетического комплекса;
- относительное снижение удельной энергоемкости валового внутреннего продукта;
- стабильность обеспечения потребителей конечными видами энергии (в том числе в региональном разрезе);
- уровень физического износа основных производственных фондов по отраслям топливо-энергетического комплекса и смежным отраслям промышленности;
- количество ЧС на объектах ТЭК на территории Российской Федерации.

С тем, чтобы анализировать ситуацию по каждому из указанных групп, в плане обеспечения энергетической безопасности страны в свое время был сформулирован соответствующий перечень индикаторов энергетической безопасности. Данные индикаторы были распределены по соответствующим группам, была создана система формирования интегральной индикативной оценки состояния каждой группы с позиций обеспечения требований энергетической безопасности и такая же система формирования ее интегральной оценки по стране в целом. Результаты проведенной работы и сама методология достаточно наглядно показаны в [8].

Проведенный анализ показал, что выявленные негативные тенденции, формирующие недостаточный уровень обеспечения энергетической безопасности России и ее регионов, достаточно стабильны. Результатом реализации этих тенденций за последние годы

стали либо стагнация ситуации по большинству проблем, либо ее обострение. Соответственно, основные проблемные моменты, указанные в тексте предыдущей доктрины, нашли свое отражение и в тексте доктрины, утвержденной в 2018 году.

Угрозы энергобезопасности и группы индикативного анализа доктрины, принятой в 2018 году в части обеспечения надежности топливо- и энергоснабжения

Значительное внимание в новой доктрине уделено внешнеэкономическим и внешнеполитическим угрозам для энергетической безопасности России. Это важная составляющая проблемы обеспечения энергетической безопасности, но в данной статье остановимся более подробно на внутренних угрозах различного характера, реализация которых непосредственно связана с вопросами надежного топливо- и энергоснабжения потребителей внутри страны. С указанных здесь позиций, среди важнейших внутренних угроз, представленных в новой доктрине, имеет смысл рассматривать следующие:

- расхождение между возможностями ТЭК и потребностями социально-экономического развития страны в целом или ее регионов, что, прежде всего, может реализоваться в виде энергетического дефицита, тормозящего социально-экономическое развитие, как страны, так и отдельных ее регионов;
- ухудшение минерально-сырьевой базы ТЭК по мере истощения действующих месторождений, существенное удорожание выхода на новые месторождения в более отдаленных районах

и с худшими условиями залегания соответствующих ресурсов, сопровождающееся недостаточной геологической изученностью территории страны;

- высокий износ основных производственных фондов ТЭК;
 - дефицит трудовых ресурсов, в особенности высококвалифицированных кадров, в отраслях ТЭК.
- В дополнение к этим внутренним угрозам в новой доктрине рассматриваются и, так называемые, трансграничные угрозы. С позиций надежности топливо- и энергоснабжения, в их перечне наиболее актуальны:

- террористическая и диверсионная деятельность, наносящая ущерб энергетической инфраструктуре и объектам ТЭК;
- воздействие посредством вредоносного использования информационно-коммуникационных технологий, включая компьютерные атаки на объекты информационной и сетевой инфраструктуры, в целях нарушения функционирования энергетической инфраструктуры и объектов ТЭК;
- неблагоприятные, опасные природные явления и изменение окружающей среды, приводящие к нарушению нормального функционирования энергетической инфраструктуры и объектов ТЭК.

В новой доктрине указано, что в целом реализация указанных угроз может привести к следующим негативным последствиям:

- снижение финансовой устойчивости организаций ТЭК, в том числе и по причинам роста неплатежей, а также затрат и рисков, связанных с необходимостью освоения удаленных нефтегазовых провинций и усложнением условий добычи углеводородного сырья;



Угольный разрез «Березовский»

- нарушение устойчивого функционирования организаций ТЭК из-за высокого износа основных производственных фондов ТЭК, чрезмерного возрастания финансовой нагрузки и возможных избыточных требований в области экологической безопасности;
- замедление темпов снижения удельной энергоёмкости экономики;
- отставание системы профессионального образования от существующих и перспективных потребностей ТЭК в квалифицированных кадрах с соответствующим усилением угрозы несовершенства управления при функционировании и развитии энергетических отраслей.

На основании сделанных выводов об основных угрозах и их потенциальных последствиях для обеспечения энергетической безопасности страны и ее регионов в доктрине декларируется, что нормативный уровень энергетической безопасности должен обеспечиваться достижением приемлемой ситуации по следующим группам анализа:

1. Воспроизводство минерально-сырьевой базы отраслей ТЭК.
2. Надежность и устойчивость обеспечения внутренних потребителей энергоносителями, энергией и сырьем соответствующего объема, ассортимента и качества, включая необходимое резервирование мощностей и запасов.
3. Формирование и поддержание на необходимом уровне запасов материальных ценностей государственного материального резерва в части номенклатуры продукции ТЭК.
4. Техническая доступность энергетической инфраструктуры и услуг в сфере энергетики для различных групп потребителей.

5. Установление предсказуемого, диверсифицированного в зависимости от качества товара или услуги и приемлемого для производителей и всех групп потребителей уровня тарифов и цен на энергоносители, энергию и услуги в сфере энергетики.
6. Инвестиционная деятельность, защита прав инвесторов в ТЭК, контроль за иностранными инвестициями в организации ТЭК, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства.
7. Антимонопольное регулирование и развитие конкуренции, включая развитие организованной (биржевой) торговли энергоносителями.
8. Энергосбережение и энергоэффективность используемых в отраслях ТЭК и на объектах энергетики потребителей технологий, оборудования и материалов.
9. Антитеррористическая защищенность и безопасность объектов энергетики, в том числе в условиях ЧС.
10. Защищенность объектов критической информационной инфраструктуры ТЭК.
11. Диверсификация экспортных маршрутов поставок и номенклатуры продукции ТЭК, в том числе поставок сжиженного природного газа.
12. Допустимое воздействие хозяйственной и иной деятельности организаций ТЭК на окружающую среду (экологическая безопасность).
13. Защита населения и территорий от чрезвычайных ситуаций на объектах ТЭК.
14. Технологии, оборудование, материалы, программное обеспечение и услуги, используемые для реализации инвестиционных проектов в отраслях ТЭК на территории Российской Федерации.

В тексте доктрины указано, что нормативный уровень энергетической безопасности в стране и ее регионах



Саяно-Шушенская ГЭС

должен обеспечиваться выполнением в полной мере требований федеральных законов нормативно-правовых актов по всем перечисленным группам анализа.

Индикаторы энергобезопасности в части надежности топливо- и энергоснабжения потребителей для мониторинга требований доктрины, принятой в 2018 году

Полагая, что мониторинг всех этих групп анализа имеет значение для обеспечения энергетической безопасности России и ее регионов, хотя бы на том основании, что они выделены в тексте доктрины, более подробно остановимся на тех, которые имеют непосредственное отношение к обеспечению надежности топливо- и энергоснабжения потребителей внутри страны. На наш взгляд, к таким группам анализа напрямую относятся группы 1, 2, 5, 6, 8 и 9.

Для мониторинга ситуации с обеспечением требований энергетической безопасности России и ее регионов по указанным группам были сформулированы соответствующие индикаторы. При формировании перечня этих индикаторов было учтено, что значения

части индикаторов имеет смысл оценивать только на уровне страны, но значения других необходимо оценивать и на уровне регионов. Значения индикаторов регионального уровня, сигнализирующие о негативной ситуации с надежностью топливо- и энергоснабжения потребителей конкретного региона в обязательном порядке должны рассматриваться и учитываться при оценке ситуации с обеспечением энергетической безопасности в стране в целом.

Далее (см. табл.) представлены индикаторы федерального и регионального уровня, значения которых целесообразно отслеживать при мониторинге ситуации

Индикаторы регионального уровня, сигнализирующие о негативной ситуации с энергоснабжением конкретного региона, обязательно должны учитываться при оценке энергетической безопасности страны в целом

с состоянием энергобезопасности страны в части вопросов обеспечения надежного топливо- и энергоснабжения потребителей конечных видов энергии внутри страны. Эти индикаторы сгруппированы по соответствующим группам анализа (номера групп соответствуют номерам из вышеприведенного списка групп).

ТЭЦ-2



Таблица. Индикаторы ЭБ по группам индикативного анализа в части обеспечения надежного топливо- и энергоснабжения потребителей внутри страны (номера групп соответствуют номерам из вышеприведенного списка групп анализа ЭБ)

1. Воспроизводство минерально-сырьевой базы отраслей ТЭК

Федеральный уровень:

- 1.1ф.** Отношение прироста извлекаемых балансовых запасов нефти за пятилетний период к суммарному объему добычи нефти в стране за этот же период, *отн. ед.*
- 1.2ф.** Отношение прироста извлекаемых балансовых запасов газа за пятилетний период к суммарному объему добычи газа в стране за этот же период, *отн. ед.*
- 1.3ф.** Отношение прироста извлекаемых балансовых запасов угля за пятилетний период к суммарному объему добычи угля в стране за этот же период, *отн. ед.*
- 1.4ф.** Отношение прироста извлекаемых балансовых запасов урана за предшествующий анализу пятилетний период к суммарному объему производства уранового концентрата в стране за этот же период, *отн. ед.*

2. Надежность и устойчивость обеспечения внутренних потребителей энергоносителями, энергией и сырьем соответствующего объема, ассортимента и качества, включая необходимое резервирование мощностей и запасов

Федеральный уровень:

- 2.1ф.** Доля природного газа в структуре баланса первичных ТЭР, %.
- 2.2ф. – 2.6ф.** Относительные суммарные недопоставки отдельных видов ТЭР по стране в целом за анализируемый год (газ, уголь, топочный мазут, светлые нефтепродукты в целом, электроэнергия), %.
- 2.7ф. – 2.13ф.** Физический износ основных производственных фондов по отраслям ТЭК и смежным отраслям промышленности (рассматриваемые отрасли – ТЭК в целом, газовая отрасль, сфера добычи и транспорта нефти, нефтепереработка, угольная промышленность, электроэнергетика, энергомашиностроение), %.

Региональный уровень:

- 2.1р.** Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона с соседними к максимальной электрической нагрузке на его территории, *отн. ед.*
- 2.2р.** Относительные возможности удовлетворения суммарных потребностей в КПТ из собственных источников региона, %.
- 2.3р.** Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПТ на территории региона, %.
- 2.4р.** Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона (для регионов электрически изолированных и слабосвязанных с ОЭС), %.
- 2.5р. – 2.9р.** Относительные суммарные недопоставки отдельных видов ТЭР в регионе за анализируемый год (газ, уголь, топочный мазут, светлые нефтепродукты в целом, электроэнергия), %.
- 2.10р.** Уровень потенциальной обеспеченности потребности региона в котельно-печном топливе в условиях резких похолоданий в соответствующей климатической зоне, %.
- 2.11р.** Уровень потенциальной обеспеченности электрической нагрузки региона в условиях резких похолоданий в соответствующей климатической зоне, %.
- 2.12р.** Уровень потенциальной обеспеченности потребности региона в тепловой энергии в условиях резких похолоданий в соответствующей климатической зоне, %.
- 2.13р.** Риск недопоставки (по основным видам ТЭР региона) при реализации ЧС природного характера, характерных для данного региона, %.
- 2.14р.** Уровень относительной недопоставки основных видов ТЭР региона при реализации ЧС на критически важных объектах энергетики на территории региона или технологически с ним связанных, %.
- 2.15р.** Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона, %.
- 2.16р.** Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за последний 5-летний период к установленной мощности региона, *отн. ед.*



Атомный реактор

5. Установление предсказуемого, диверсифицированного в зависимости от качества товара или услуги и приемлемого для производителей и всех групп потребителей уровня тарифов и цен на энергоносители, энергию и услуги в сфере энергетики

Федеральный уровень:

- 5.1ф. – 5.6ф.** Относительный рост цен внутри страны на основные виды ТЭР (газ, энергетический уголь, мазут, светлые нефтепродукты (в целом), электроэнергия, тепловая энергия), %.

Региональный уровень:

- 5.1р. – 5.6р.** Относительный рост цен в регионе на основные виды ТЭР (газ, энергетический уголь, мазут, светлые нефтепродукты (в целом), электроэнергия, тепловая энергия), %.

6. Инвестиционная деятельность, защита прав инвесторов в ТЭК, контроль за иностранными инвестициями в организации ТЭК, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства

Федеральный уровень:

- 6.1ф.** Отношение суммы неплатежей сбытовым организациям по стране в целом со стороны розничных потребителей электроэнергии за поставленную им (потребителям) электроэнергию в расчетном году к общей продажной стоимости всей электроэнергии, поставленной розничным потребителям в том же году, отнесенное к такому же показателю за предшествующий год, *отн. ед.*
- 6.2ф.** Отношение суммы неплатежей электрогенерирующим компаниям по стране, в целом, со стороны сетевых компаний за поставленную сетевым компаниям электроэнергию в расчетном году к общей оптовой стоимости всей электроэнергии, поставленной электрогенерирующими компаниями сетевым компаниям в этом же году, отнесенное к такому же показателю за предшествующий год, *отн. ед.*
- 6.3ф.** Отношение суммы неплатежей сетевым компаниям по стране, в целом, со стороны бытовых организаций за поставленную этим организациям электроэнергию в расчетном году к общей стоимости всей электроэнергии, поставленной сетевыми компаниями организациям в этом же году, отнесенное к такому же показателю за предшествующий год, *отн. ед.*
- 6.4ф. – 6.8ф.** Выполнение инвестиционных программ отраслями ТЭК (сфера добычи и транспорта нефти и газового конденсата, нефтепереработка, газовая промышленность, угольная отрасль, электроэнергетика), *отн. ед.*

8. Энергосбережение и энергоэффективность используемых в отраслях ТЭК и на объектах энергетики потребителей технологий, оборудования и материалов

Федеральный уровень:

- 8.1ф.** Относительное изменение величины удельной энергоемкости ВВП, %.

Региональный уровень:

- 8.1р.** Относительное изменение величины удельной энергоемкости ВРП, %.

9. Антитеррористическая защищенность и безопасность объектов энергетики, в том числе в условиях чрезвычайных ситуаций

Федеральный уровень:

- 9.1ф.** Отношение числа актов терроризма на объектах ТЭК страны в расчетном году к числу таких актов в предшествующем году, *отн. ед.*
- 9.2ф.** Отношение числа ЧС в ТЭК страны в расчетном году к той же величине в предшествующем году, *отн. ед.*

Безопасность и экологичность энергетики

Значения всех индикаторов, перечисленных в данной таблице кроме индикаторов 2.10р. – 2.14р., рассчитываются на основе данных официальной статистической информации. Значения индикаторов 2.10р. – 2.14р. рассчитываются с применением специализированных математических моделей, разработанных и используемых в ИСЭМ СО РАН [9–12].

Из анализа таблицы видно, что именно в группе 2, касающейся вопросов надежности и устойчивости процессов топливо- и энергоснабжения потребителей, сосредоточено большинство индикаторов регионального уровня. Эти индикаторы максимально приближены к системам топливо- и энергоснабжения конкретных регионов. Значения данных индикаторов в совокупности формируют возможность оценки ситуации с надежностью снабжения всеми видами конечной энергии потребителей каждого конкретного региона. Решение такой задачи на уровне рассмотрения федеральных

индикаторов невозможно из-за слишком большого уровня агрегирования.

Заключение

В данной статье на основе анализа текста доктрины энергетической безопасности России, принятой в 2018 году, предпринята попытка выделения основополагающих показателей, позволяющих характеризовать ситуацию в части надежности топливо- и энергоснабжения потребителей энергоресурсов внутри страны. Мониторинг значений, сформулированных для каждой группы анализа индикаторов федерального и регионального уровней, позволит выявить основные проблемные моменты в организации топливо- и энергоснабжения потребителей страны и ее регионов в соответствующих аспектах и получить представление о направлениях и уровнях трансформации складывающихся тенденций.

Использованные источники

1. <https://minenergo.gov.ru/node/13311> (дата обращения: 02.02.2019).
2. Бушурев В. В., Воропай Н. И., Сендеров С. М., Саенко В. В. О доктрине энергетической безопасности России // *Экономика региона*, 2012. № 2. С. 40–50.
3. Воропай Н. И., Пяткова Н. И., Рабчук В. И., Сендеров С. М. и др. *Энергетическая безопасность России: стратегические угрозы* // *Энергетическая политика*, 2006, Выпуск 1. С. 45–53.
4. Рабчук В. И., Сендеров С. М. *Перспективы топливо- и энергоснабжения России до 2030 г. с учетом возможной реализации стратегических угроз энергетической безопасности* // *Энергетическая политика*, вып. 3, 2010. С. 25–34.
5. Рабчук В. И., Сендеров С. М. *Нетрадиционные энергоресурсы за рубежом и энергетическая безопасность России: какая связь?* // *ЭКО всероссийский экономический журнал*, 2013, № 8. С. 19–30.
6. Рабчук В. И., Сендеров С. М. *Газовая отрасль России: роль в обеспечении энергетической безопасности страны и возможные перспективы экспорта газа до 2030 года* // *Академия энергетики*, 2014, № 6 [62]. С. 14–20.
7. Рабчук В. И., Сендеров С. М. *Перспективы обеспечения внутренних потребностей России в газе и объемах его экспорта* // *Академия энергетики*, 2016, № 2 [70]. С. 12–18.
8. Сендеров С. М., Рабчук В. И. *Состояние энергетической безопасности России на федеральном уровне: методический подход к оценке и основные результаты* // *Известия РАН. Энергетика*, 2018, № 2. С. 3–12.
9. Пяткова Н. И., Сендеров С. М., Чельцов М. Б., Бондаренко А. Н. *Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности* // *Известия РАН. Энергетика*, 2000, № 6. С. 31–39.
10. S. Senderov, A. Edelev *Technology to Ensure Energy Security in Development of Russia's Energy Strategy* // *Energy Systems Research*, Vol. 1, No. 1, 2018. P. 35–43.
11. Сендеров С. М., Рабчук В. И., Еделев А. В. *Особенности формирования перечня критически важных объектов газотранспортной сети России с учетом требований энергетической безопасности и возможные меры минимизации негативных последствий от чрезвычайных ситуаций на таких объектах* // *Известия РАН. Энергетика*, 2016, № 1. С. 70–78.
12. Сендеров С. М., Воробьев С. В., Пяткова Н. И. *Анализ перспективных возможностей обеспечения спроса на котельно-печное топливо в условиях резких похолоданий на территориях федеральных округов* // *Известия РАН. Энергетика*, 2017, № 6. С. 3–11.



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



НАШИ ПАРТНЕРЫ

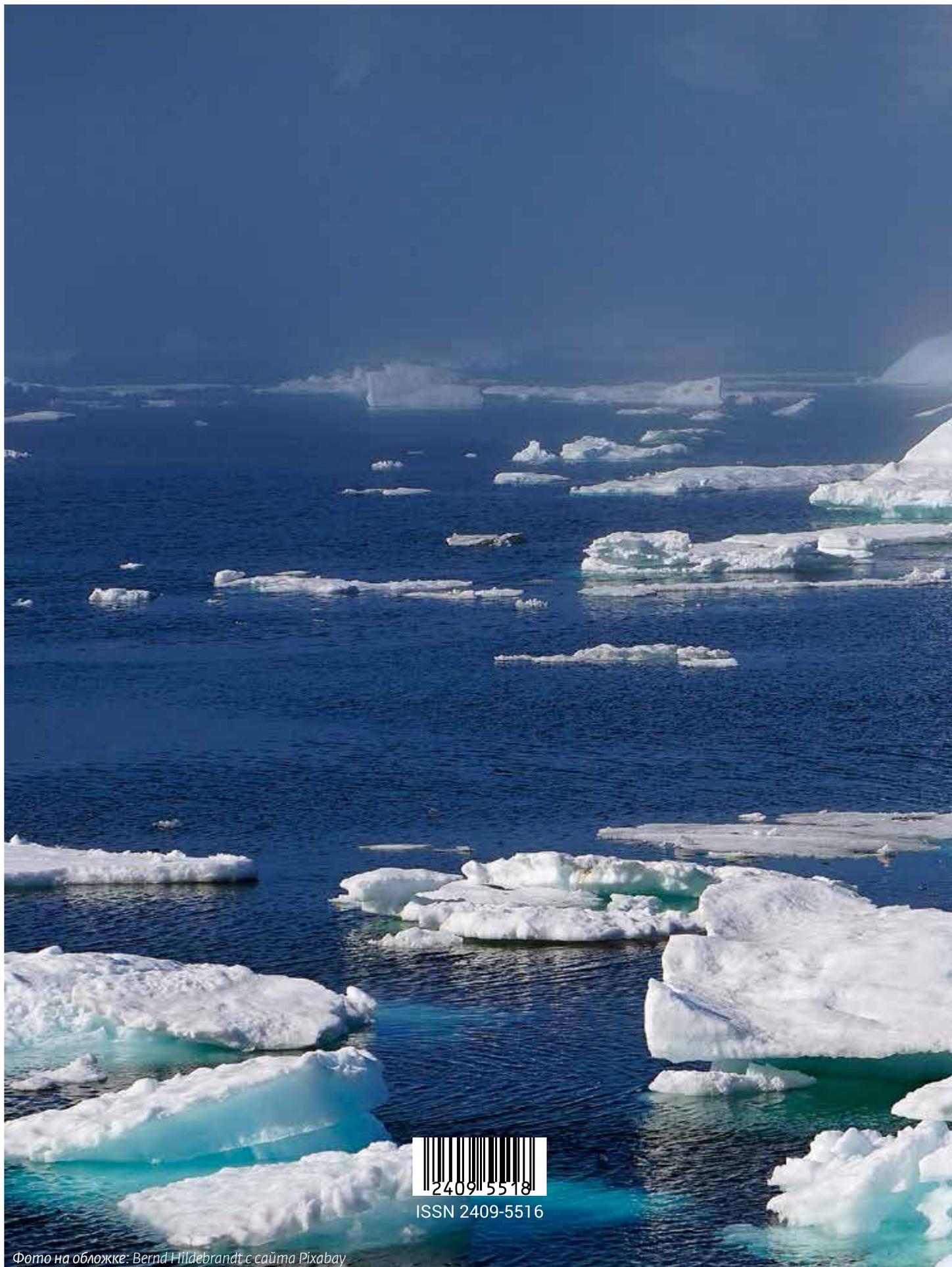
ПОДПИСКА ОТКРЫТА!

Журнал «Энергетическая политика» принял участие в подписной компании 2020 года. Оформить подписку можно во всех почтовых отделениях Российской Федерации по каталогу агентства Роспечать «Газеты и журналы». Подписной индекс: 88732. Стоимость подписки на первое 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





ISSN 2409-5516

Фото на обложке: Bernd Hildebrandt с сайта Pixabay