РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№1(143), январь 2020

Тема номера:

ЦИФРОВИЗАЦИЯ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ КАК ВЫЗОВ ВРЕМЕНИ

ЦИФРЫ И ФАКТЫ ВЫСТАВКИ И ФОРУМА В 2019:

Площадь выставки «НЕФТЕГАЗ» составила

35 285 м²

Участие приняли

573 компании

из

24 стран мира

Посещений специалистами отрасли

22 820

В работе ННФ приняли участие свыше:

1000 делегатов

130 спикеров

130 ведущих СМИ

с.6
Мы умеем строить суда, мы понимаем, как это делать

с.12
Стратегия цифровой трансформации

5 ***Слово редакторов***

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА

6 ***Д.В. Мантуров***
Мы умеем строить суда, мы понимаем, как это делать

12 ***П.А. Ливинский***
Стратегия цифровой трансформации

ЭНЕРГЕТИКА

16 ***Е.П. Грабчак***
Цифровизация в электроэнергетике: к чему должна прийти отрасль?

22 ***А. Маркотхская***
Счётчик на ночь

26 ***Д.А. Соловьев***
Гидроэнергетический комплекс России: новые возможности и перспективы развития

ЦВЕТ НЕФТИ

36 ***С. Агибалов***
Запретить нельзя оставить: к чему приведут новые экологические требования IMO?

42 ***В.К. Акинфиев***
Соглашение ОПЕК+: анализ последствий для России

РЕГИОНАЛЬНЫЙ СРЕЗ

52 ***С.М. Сендеров, Н.А. Юсифбейли, В.И. Рабчук, В.Х. Насибов, С.В. Воробьев, Р.Р. Ализаде***
Геополитика на шельфе Каспия и её влияние на добычу Азербайджана

с.36
Запретить нельзя оставить: к чему приведут новые экологические требования IMO?

ГАЗОВЫЙ ВОПРОС

60 ***Е.А. Телегина, Л.А. Студеникина, Д.О. Тыртышова***
Трансформация газовых рынков: глобализация и конкуренция

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВЗГЛЯД

70 ***Р. Стефан***
Кто зажжёт этот мир в будущем? Энергетику ждет не революция, а эволюция

ГЛУБОКАЯ ПЕРЕРАБОТКА

72 ***Д.Н. Силка, В.В. Аникеев***
Нужная вещь: подходы к использованию отходов добычи угля в строительстве

80 ***А.П. Вержанский***
Особенности перехода к экономике замкнутых сырьевых циклов

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

88 ***А.В. Рыбаков, Е.В. Иванов, А.Ю. Лебедев***
Варианты оценки защищённости зданий при аварийных взрывах

Трансформация газовых рынков: глобализация и конкуренция
с.60

УЧРЕДИТЕЛИ

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

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

ИЗДАТЕЛЬ

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

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В.В. Бушуев – акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н., председатель совета, ген.директор ИЭС
А.М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., руководитель Центра энергетической политики ИПНГ РАН
Д.А. Соловьев – к. ф.-м. н., ответственный секретарь совета
А.Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН
Н.И. Воропай – член-корр. РАН, д. т. н., научный руководитель ИСЭМ СО РАН
А.И. Кулапин – д. х. н., директор Департамента Минэнерго России
В.А. Крюков – акад. РАН, д. э. н., директор ИЭОПП СО РАН
Е.А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., декан факультета РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
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
О.В. Жданеев – к. ф.-м. н., руководитель дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

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:
129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1

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

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

При перепечатке ссылка на издание обязательна. Перепечатка материалов и использование их в любой форме, в том числе в электронных СМИ, возможны только с письменного разрешения редакции

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

Источники фотографий: Оргкомитет ОПЕК, BP, СУЭК, Росгеология, Газпром, NRE, ТАНЕКО, МОЭСК, Русгидро, ФСК ЕЭС, Россети. Сайты: wikipedia, metalloinvest.com, pixabay.com, pinterest.com, astrakhanpost.ru, prirodasibiri.ru, engoplanet.com, icamiami.org, sde.org.tr, sway.office.com, vfl.ru, wallhere.com.
Авторы: Jeff Peischl

Тираж 1000 экземпляров

Периодичность выхода 12 раз в год

Цена свободная

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

Подписано в печать: 20.12.2019
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ УРАВНЕНИЕ С ЦИФРОВЫМ ОТВЕТОМ

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

Анна ГОРШКОВА,
главный редактор журнала «Энергетическая политика»

Российский топливно-энергетический комплекс сейчас пытается решить сложное уравнение со множеством переменных: как обеспечить поступательное социально-экономическое развитие страны, сохранить ее энергетическую безопасность при одновременном использовании лучших мировых практик, найти баланс между технологическими инновациями и рентабельностью производства, выйти на новый уровень комфортной жизни без неоправданного повышения затрат на нее.

Одним из наиболее очевидных ответов этого уравнения может стать ускоренный переход на технологическую цифровизацию отраслей ТЭК. Однако очевидность этого решения не делает его простым. Компаниям и ведомствам предстоит быстрым шагом пройти длинный и сложный путь от подготовки нормативной базы и выработки стимулирующих мер до внедрения новейших цифровых технологий в производство и бытовую жизнь. Сами технологии не должны стать незатейливой калькой зарубежных разработок. Задача топливно-энергетического комплекса, как флагмана российской экономики, выработать собственные инновационные и технологические решения, которые в будущем могут стать примером эффективного наукоемкого производства. Именно такому подходу и посвящены многие статьи первого в 2020 году номера журнала «Энергетическая политика».

Курс на новые национальные технологии должен способствовать укреплению России на мировых рынках: нефтяном, газовом, энергетическом. Именно он ляжет в основу ответов на такие глобальные вызовы, как принципиальное изменение системы газовых поставок и торгов за счет развития производства и транспортировки СПГ, ужесточение мировых экологических требований к содержанию серы в судовом топливе и выполнение условий Парижского соглашения по климату за счет сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу, в том числе со стороны предприятий черной металлургии.

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА

Денис Валентинович МАНТУРОВ,
министр промышленности и торговли России

МЫ УМЕЕМ СТРОИТЬ СУДА, МЫ ПОНИМАЕМ, КАК ЭТО ДЕЛАТЬ

Санкции США и других развитых стран поставили Россию перед фактом, что в критически важных направлениях экономики, таких как нефтегазовая отрасль, необходимо обладать полной самостоятельностью и независимостью. Общий объем государственной поддержки в решении задачи по развитию российского нефтегазового машиностроения до 2024 года составит более 30 млрд рублей. В результате, в России должны появиться свои технологии по морской и сухопутной сейсмике, геологоразведочные суда и добычные платформы, а также современный флот для транспортировки нефти и СПГ.

Э.П.: ***Санкции привели к необходимости замещения иностранного оборудования российским. Какая общая доля иностранного оборудования в разведке, добыче нефти и газа, при производстве СПГ и переработке?***

Д. В. Мантуров: Согласно плану мероприятий, утвержденному Минпромторгом на основании решений правительства, зависимость от импортного оборудования в нефтегазовой отрасли, в целом, должна снизиться в этом году до 45%, а к концу 2020 года до 43%. Тогда как в 2014 году уровень импортозависимости нефтегазового оборудования в целом по отрасли составлял 60%.

Например, доля импортного оборудования для увеличения нефтеотдачи, в том числе оборудования для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин снизилась на текущий момент до 45%, оборудования для нефтепереработки – до 43%, оборудования для производства сжиженного природного газа и для реализации шельфовых проектов – до 50%, геологоразведочного оборудования – до 30%.

Э.П.: ***Какой общий объем инвестиций в развитие импортозамещающих технологий нефтегазового сектора предусмотрен до 2024 года и до 2035 года?***

Д. В. Мантуров: По предварительной оценке, объем государственной поддержки развития нефтегазового машиностроения до 2024 года составит более 30 млрд рублей. Это в общем, в рамках реализации корпоративных программ конкурентоспособности, займов Фонда развития промышленности, поддержки проектов через единую субсидию на НИОКР, финансирования работ по созданию оборудования для средне- и крупнотоннажного производства сжиженного природного газа, а также по созданию оборудования для гидравлического разрыва пласта.

Э.П.: ***Какие наиболее проблемные направления для замещения импортного оборудования? Как решается вопрос о технологиях для производства сейсмики и сложного бурения (многозабойного, многостадийного)?***

Д. В. Мантуров: Если говорить о самых сложных для импортозамещения направлениях, то начать, пожалуй, стоит с технологий для проведения морских геологоразведочных работ и систем подводной добычи. Чтобы решить эту задачу, нам нужен не только консолидированный спрос, но и концентрация технологических и производственных компетенций российских предприятий. Минпромторгом создан научно-технический совет по развитию нефтегазового оборудования – в нем работают экспертные группы по технологиям и оборудованию для геологоразведки, шельфовых проектов, а также по подводно-добычным комплексам.

> Объем государственной поддержки развития отечественного нефтегазового машиностроения до 2024 года составит более 30-ти млрд рублей

На проведение первоочередных опытно-конструкторских работ по морской геологоразведке с 2016 года мы выделили около 2 млрд рублей. Средства пошли на разработку регистрирующего комплекса с геленаполненной косой, систем ее позиционирования, донных сейсмокос, донных станций. В результате получили основной комплекс оборудования для сейсморазведки и электроразведки, который может быть использован на Арктическом шельфе. Кстати, работоспособность комплекса уже подтвердили испытания при участии «Газпром нефти» и нефтесервисных компаний – «Совкомфлот-Гео», «МАГЭ» и «Росгеологии».

Работы по этому направлению, конечно, предстоит много. В 2019 году Минпромторгом заключены государственные контракты, в результате реализации которых мы планируем получить уже не опытные образцы, а готовое к масштабированию оборудование взамен иностранных аналогов. Это комплекс с буксируемой геленаполненной косой длинной 12 км и пневмоисточниками, системы акустического и механического позиционирования, мобильный аппаратно-программный комплекс морской сейсморазведки в транзитных зонах и на шельфе. Рассчитываю, что к 2021 году уже проведем все испытания в арктических условиях и получим конкурентоспособные промышленные комплексы.

Э.П.: ***Среди наиболее сложных вопросов вы назвали разработку отечественных технологий подводных добычных комплексов. Как идет разработка оборудования по этому направлению? Есть ли на текущий момент потребность в подводных добычных комплексах с учетом стоимости и есть ли шансы перейти здесь на отечественное оборудование?***

Д. В. Мантуров: Фактически, сегодня рынок оборудования для подводной добычи представляет собой олигополию из трёх американских и одной норвежской компании: «FMC Technologies», «General Electric», «OneSubsea» (все – США); «Aker Solutions» (Норвегия). Нам же, с учетом всех санкционных «кейсов» последних лет, нужно обладать в таких критически важных направлениях полной самостоятельностью и независимостью.

Научно-исследовательское судно «Академик Примаков»

Консолидированная потребность «ЛУКОЙЛа», «Газпрома», «Роснефти» в оборудовании, разрабатываемом в рамках госпрограммы по развитию судостроения и техники для освоения шельфа, составляет около 300 элементов подводных комплексов до 2035 года. Как вы, наверное, знаете, для разработки опытных образцов оборудования подводного добычного комплекса еще в 2017 году мы подписали соглашение о сотрудничестве с «Газпромом», определили 12 первоочередных опытно-конструкторских разработок, по которым подготовили технические требования. К настоящему моменту на них уже выделено в общей сложности почти 3,5 млрд рублей в рамках госпрограммы. До конца года ожидаем отчеты исполнителей работ по опытным образцам.

Э.П.: ***Между тем, эксперты отмечают, что одной из главных проблем импортозамещения в нефтегазовой отрасли является отсутствие судов, способных производить сейсмику 3D. Есть ли варианты решения этого вопроса?***

Д. В. Мантуров: Мы умеем строить суда, мы понимаем, как это делать, обладаем необходимыми компетенциями. Если посмотреть опыт некоторых мировых компаний, владеющих сейсмическими судами, то мы увидим, что их проекты переделаны из судов-снабженцев. Основное, чего у нас нет сейчас в полном объеме, это оборудование и программное обеспечение, которым они комплектуются. Ещё одна задача, которую мы должны решить – это создание комплекса программных продуктов для увязки и корректной работы судов и разного сейсмического оборудования. Часть из них будет разработана в результате реализации трёх ресурсных работ в 2021 году, некоторые ещё предстоит создать.

> Конечно, хорошо бы знать планы наших нефтегазовых компаний по обустройству месторождений, но сейчас они сами иногда не знают, когда и где будет стоять та или иная платформа

Э.П.: ***Но ведь дело не только в программном обеспечении, но и в отсутствии, например, судов, снабженных 12-ю, 24-мя косами для сейсмики?***

Д. В. Мантуров: Сейчас, действительно, применяется продукция иностранных производителей. Российские косы будут готовы к 2021 году, и уже после можно начать диалог с компаниями-потребителями по использованию их на российских судах. С донными станциями для 2D и 3D история иная, уже сегодня существует российское оборудование, которое используется на производственных коммерческих работах для «Газпром нефти» компанией МАГЭ.

Э.П.: ***Российский рынок судов для сейсмики прочно занят китайскими компаниями. Стоит ли вводить протекционистские меры, защищающие отечественные компании?***

Д. В. Мантуров: Что касается протекционистских мер, то с ними всегда надо быть аккуратными и сначала проанализировать, не повредят ли они российским компаниям, которые ведут разработку шельфовых месторождений и стараются выполнить лицензионные обязательства.

Надо вести диалог с российскими сервисными компаниями, чтобы они закупали российское оборудование, а ВИНКи учитывали его в своих технических заданиях на работы и давали преференции при его использовании. Крупные нефтесервисные игроки в области морской сейсморазведки сегодня – это «Росгеология», «МАГЭ» и «Совкомфлот Гео».

Пульт управления научно-исследовательского судна «Профессор Логачев», Бахрейн

Э.П.: ***Как обстоят дела с производством верхних буровых частей платформ, которые пока заказываются в Японии и Корее, а также буровых платформ ледового класса? Подготовлены ли соответствующие предложения в правительство? Есть ли уже решение?***

Д. В. Мантуров: Для развития отечественной промышленности, конечно, хорошо бы знать планы наших нефтегазовых компаний по обустройству их месторождений со сроками, но сейчас они сами иногда не знают, когда и где будет стоять та или иная платформа. Тут важна совместная работа, которую мы постоянно проводим – вопросом верхних буровых частей платформ, например, занимаемся с 2016 года совместно с нефтегазовыми компаниями. Провели исследование об основном буровом оборудовании, которого нет в России и которое необходимо создавать практически с нуля – в результате получили перечень из примерно 200 позиций. По 12-ти из них опытно-конструкторские работы будут проведены в ближайшее время, чтобы мы могли комплектовать верхние платформы российским оборудованием.

Э.П.: ***Сохраняются ли планы ввести обязательства в лицензиях на разведку и добычу нефти и газа преимущественно российского оборудования? Как это отразится на геологоразведке?***

Д. В. Мантуров: При наличии оснований мы стараемся включать их в лицензии на разведку и добычу на суше. Например, в рамках утверждения Роснедрами регламента аукциона на право пользования Хамбатейским месторождением, Минпромторг направил позицию о необходимости включения преимущественного использования оборудования, отвечающего требованиям 719-го постановления правительства, в требования к содержанию заявочной документации.

Э.П.: ***Как идет процесс импортозамещения в производстве оборудования СПГ? Какая доля иностранного оборудования, перспективы сокращения?***

Д. В. Мантуров: Совместно с «НОВАТЭКом» и «Газпромом» мы проанализировали потребность до 2035 года и определили перечень приоритетных направлений, реализация которых позволит российским производителям уже к 2023 году освоить производство широкой линейки СПГ-оборудования.

Финансирование разработок будет осуществляться в рамках универсальной субсидии на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по современным техноло-

гиям – ожидаем, что правила ее предоставления будут утверждены правительством в начале 2020 года. Чтобы мы могли провести все необходимые тесты разработанного оборудования, предусмотрено создание стендового комплекса для проведения криогенных испытаний, оператор строительства уже определен – это госкорпорация «Росатом».

В контексте СПГ не могу не упомянуть и работу, которая параллельно с созданием оборудования идет по программе стандартизации развития технологий и техники в области сжижения природного газа и систем подводной добычи для освоения морских нефтегазовых месторождений – до 2022 года нам предстоит сформировать по ней 300 государственных стандартов.

В рамках дорожной карты по локализации оборудования для средне- и крупнотоннажного производства СПГ разработано соглашение о намерениях между «Роснефтью», «Газпромом» и «НОВАТЭКом», которое подразумевает сотрудничество сторон в сфере создания технологий и оборудования.

Данное соглашение подразумевает поставки российского оборудования, созданного в рамках новой программы поддержки НИОКР, которая будет осуществляться с 2020 года.

Э.П.: ***Как идут работы судоверфи «Звезда» и южнокорейской Samsung по строительству танкеров-газовозов для проекта «Арктик СПГ-2»? Планируется ли в дальнейшем работать по такой же схеме с Samsung по другим проектам, например, для обеспечения судов Севморпути?***

> Показатель обеспечения 100% импортозамещения далеко не всегда является экономически обоснованным и достижимым в сложившихся рыночных условиях и международной кооперации

Д. В. Мантуров: как вы знаете, ССК «Звезда» сейчас находится в стадии строительства: ведутся работы в рамках первой очереди проекта. В рамках соглашения, которое было подписано на Восточном экономическом форуме в этом году между «Звездой» и Samsung Heavy Industries, корейская компания станет технологическим партнером проекта и передаст российскому заводу техническую спецификацию, а также права на проектную документацию. Разработкой рабочей конструкторской документации займется ЦКБ «Лазурит» при поддержке Samsung Heavy Industries. Важно, что суда будут находиться под управлением российской компании и будут зарегистрированы под российским флагом – это в полной мере будет соответствовать требованиям кодекса торгового мореплавания и интересам России.

В строительстве крупных газовозов ледового класса мы используем возможности международного сотрудничества для ускорения развития потенциала отечественных проектных бюро и заводов, и я не исключаю расширения этого сотрудничества с ведущими мировыми судостроительными центрами в перспективе.

Танкер «Михаил Ульянов»

Транспортировка основания для морской платформы

Э.П.: ***Удалось ли окончательно отказаться от идеи обнуления ввозных пошлин на импортные суда-газовозы, как предлагал «Новатэк»?***

Д. В. Мантуров: На мой взгляд, введение дополнительных льготных условий использования иностранных судов может оказать уже негативное влияние на конкурентоспособность отечественных судов, и такое решение должно приниматься только на основе соответствующих технико-экономических обоснований. Сейчас в интересах обеспечения создания конкурентоспособного производства сжиженного природного газа в нашей стране российским компаниям уже оказывается существенная поддержка. Я напомню, в марте правительство разрешило морские перевозки газа и газового конденсата, добытых на территории России, с использованием судов, плавающих под флагами иностранных государств.

Э.П.: ***Какие новые предложения по поддержке судов арктического класса готовит Минпромторг, в том числе в связи с запуском Пайяхского проекта и развитием Севморпути?***

Д. В. Мантуров: В целом, для обеспечения развития судостроения мы используем как общепромышленные механизмы и финансовые инструменты господдержки, так и специализированные отраслевые. Перечень мер поддержки, в том числе в интересах транспортных компаний, осуществляющих деятельность в арктическом регионе, на сегодняшний день достаточно широк и позволяет создать необходимые условия как для функционирования действующих проектов, так и развертывания новых. Немаловажное значение в этом вопросе имеет поддержка развития импортозамещающих проектов в области создания гражданских судов и судового комплектующего оборудования.

Э.П.: ***Когда в итоге удастся перейти на целевые показатели по 90%-му импортозамещению? Почему продукция российских проектов получается дороже зарубежных аналогов? Что нужно сделать для того, чтобы исправить ситуацию?***

Д. В. Мантуров: В соответствии со стратегией развития судостроительной промышленности на период до 2035 года, которая была утверждена в конце октября, к 2035 году мы должны достигнуть показателя по доле отечественного в стоимости конечной гражданской продукции на уровне 75%. Показатель обеспечения 100% импортозамещения далеко не всегда является экономически обоснованным и достижимым в сложившихся рыночных условиях и международной кооперации. При этом, в сравнении с зарубежными аналогами, характеризующимися, прежде всего, крупносерийными поставками и иными экономическими условиями производства, российские проекты в рамках импортозамещения на первом этапе зачастую стоят дороже, однако по мере освоения и развития будет расти их потенциал, в том числе экспортный, и конкурентоспособность, в том числе и по цене.

> Показатель обеспечения 100% импортозамещения далеко не всегда является экономически обоснованным и достижимым в сложившихся рыночных условиях и международной кооперации

П.А. ЛИВИНСКИЙ

СТРАТЕГИЯ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ

Павел Анатольевич ЛИВИНСКИЙ – генеральный директор компании «Россети»

Известное правило «хочешь быть успешным – иди в ногу со временем» сегодня актуально, как никогда. Мы все видим, с какой скоростью технологический прогресс меняет существующий жизненный уклад. Поэтому «Россети» поставили перед собой амбициозную задачу: быть современной высокотехнологичной компанией, предлагающей своим клиентам широкий спектр инфраструктурных и клиентских услуг. Этот подход стал одной из задач новой стратегии группы «Россети», которая была представлена в Минэнерго осенью 2019 года.

В стратегии нашли свое отражение основные тренды глобальной электроэнергетики: децентрализация, активное внедрение интеллектуальных систем оперативно-технологического и ситуационного управления, применение технологий предиктивной аналитики, развитие рынка хранения энергии и электрозарядной инфраструктуры, появление «просьюмеров» – клиентов, которые одновременно потребляют и производят электроэнергию. Это ответ на веяния времени, а если быть точнее, то на нынешние и перспективные требования наших потребителей.

Очевидно, что нельзя ответить на эти вызовы без внедрения современных технологий. И речь не только о замене аналоговых сигналов на цифровые, а о полной автоматизации процессов управления электросетями, развитии автоматических алгоритмов оптимизации принятия управленческих решений на основе сбора и анализа больших данных, применении новых киберфизических принципов и механизмов, включая механизмы дополненной и виртуальной реальности, внедрении блокчейн-технологии и smart-контрактов.

Все эти меры позволяют решить первоочередную задачу – повысить эффективность всей группы «Россети» за счет совершенствования логики бизнес-процессов.

Как показывают реализуемые нашими дочерними структурами пилотные проекты, такой подход позволит нам достичь существенного улучшения многих показателей группы компаний, в том числе надежности электроснабжения (сокращение длительности и частоты перерывов электроснабжения на точку поставки), а также повышения производительности труда оптимизации операционных и капитальных затрат.

> Потребители заинтересованы в переходе на цифровое управление, это даст им возможность экономить на затратах на электроэнергию

Поскольку предпринимаемые нами шаги ведут к существенной экономии, то с учетом внесения изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике», предусматривающих переход к установлению долгосрочных тарифов, когда средства, получаемые от повышения эффективности, остаются у сетевых компаний, мы будем реинвестировать эти средства в реализацию намеченных планов.

С другой стороны, наши потребители заинтересованы в переходе энергосистемы на цифровое управление, поскольку это даст им возможность экономить на затратах на электроэнергию.

Стоит также отметить, что одним из шагов на пути к переходу на полную цифровую трансформацию электросетевого комплекса является внедрение интеллектуальных систем учета. Согласно принятому в конце 2018 года федеральному закону, ответственность за реализацию данной программы и её финансирование ложится на плечи сбытовых компаний, когда речь идет о многоквартирных домах, и сетевых компаний при установке умных приборов учета для всех остальных категорий потребителей.

> У «Россетей» есть «дочка», занимающаяся оптоволоконной связью, поэтому одно из возможных направлений развития – выход на рынок передачи огромных объемов информации, включая видео самого широкого разрешения

Ранее группа «Россети» уже приступила к реализации концепции «Цифровая трансформация 2030», которая по сути, представляет собой объемную стратегическую программу. На ее основе компания обкатывает те или иные предложения в отдельных районах электрических сетей, чтобы по итогам работы пилотных проектов принять окончательное решение о выборе конкретных технологий, их адаптации в зависимости от их эффективности, в том числе экономической, и стоимости.

Цифровые технологии открывают для инфраструктурных корпораций двери в мир будущего, потому что дают возможность предложить клиентам то, что ими востребовано уже сегодня: от индивидуального анализа профиля потребления и программ повышения энергоэффективности, создания сетей с использованием распределенной генерации и накопителей большой емкости до обработки огромных массивов данных. Для промышленных потребителей речь может идти об экономии в десятки, а то и сотни миллионов рублей в год.

Установка опор ЛЭП

ЛЭП

Центр управления сетями

И не стоит забывать, что у «Россетей» есть дочерняя компания, занимающаяся оптоволоконной связью, прокладываемой с использованием нашей инфраструктуры, поэтому одно из возможных направлений нашего развития – выход на рынок передачи огромных объемов информации, включая видео самого широкого разрешения. Перед компанией стоят другие важные стратегические задачи. В частности, «Россети» работают над тем, чтобы решить текущие вопросы поддержания надежности электроснабжения, в том числе в тех регионах, где у сетевых «дочек» есть финансовые трудности. Внутренние возможности повышения эффективности компаний в таких регионах находятся уже на пределе, поэтому мы рассматриваем весь спектр доступных вариантов. На данный момент «Россети» совместно с представителями исполнительной и законодательной ветвей власти, а также субъектами Российской Федерации работают над проработкой наиболее оптимальных решений.

Еще одной проблемой является неоплачиваемый резерв мощности. Она не только мешает стабильному развитию электросетевой инфраструктуры, но и создает риски надежного электроснабжения всех категорий потребителей в крайне недалеком будущем.

> Неоплачиваемый резерв мощности не только мешает развитию электросетевой инфраструктуры, но и создает риски надежного электроснабжения всех потребителей в недалеком будущем

В дополнение к вопросу неоплачиваемого и неиспользуемого резерва мощности назрела необходимость изменения системы льготного технологического присоединения, и справедливого распределения перекрестного субсидирования на все категории потребителей, кроме, естественно, населения, и консолидации электросетевых активов системообразующими сетевыми компаниями.

Внесение изменений в нормативно-правовую базу по данным направлениям позволит обеспечить финансово-экономическую стабильность электросетевого комплекса, провести модернизацию инфраструктуры, что, на самом деле, в высших интересах наших потребителей. В результате этих изменений потребители получают гарантированно высокий уровень качества электроснабжения, возможность участвовать в управлении энергосистемой и даже стать её активным участником, а также программу повышения собственной энергоэффективности и, как следствие, снижение расходов на электричество.

Все наши инициативы поддержаны руководством страны, а также представителями палат Федерального Собрания, и когда они будут приняты, потребители увидят для себя колоссальный положительный эффект.

Е.П. ГРАБЧАК
E.P. GRABCHAK

УДК 621.311

ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ:

К ЧЕМУ ДОЛЖНА ПРИЙТИ ОТРАСЛЬ?

Евгений Петрович ГРАБЧАК – заместитель министра энергетики России, к. э. н.,
e-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Аннотация. Одной из ключевых тем в топливно-энергетическом комплексе, в том числе в электроэнергетике, в последние годы стала цифровизация отрасли. Компании реализуют первые пилотные проекты, пробуют оптимизировать привычный ход работы. Задача Минэнерго России при этом – создать благоприятные условия для применения новых технологий, стимулировать отрасль к внедрению цифровых решений и к переходу на новые бизнес-модели. Показателем успешной работы станет взрывной рост производительности труда.

Ключевые слова: цифровизация, сквозные технологии, цифровые данные, трансформация.

Сегодня при работе по цифровой трансформации электроэнергетики мы руководствуемся, прежде всего, указом президента России 2018 года. В числе основных целей в нем обозначены гарантированное обеспечение доступной электроэнергией и преобразование энергетической инфраструктуры, которые достигаются с развитием и использованием новых технологий и платформенных решений, интеллектуальных систем управления, отечественных «сквозных» – то есть имеющих наибольший потенциал преобразования экономики – цифровых технологий.

Помимо этого, в 2019 году правительство приняло две ключевых концепции: национальной системы управления данными и государственной единой облачной платформы. Эти документы регулируют порядок создания ядра информационного обмена внутри каждой отрасли и необходимой, экономически эффективной инфраструктуры.

Напомню, цифровая экономика – это не просто разрозненное использование цифровых технологий в привычных бизнес-процессах, а новая форма ведения деятельности и модели управления, принципиально отличающиеся от традиционных подходов.

Основные составляющие цифровой экономики – это, во-первых, данные в цифровом виде, и только, во-вторых, пакет новых «сквозных» технологий, который использует эти данные. Мы все – компании, Минэнерго – должны четко определить, что мы вкладываем в понятие цифровизации, как именно работаем с данными. Когда мы будем находиться в одной системе координат, можно будет говорить о кардинальных изменениях в отрасли.

Синергия цифровых данных и «сквозных технологий» при правильном смешивании должна выявлять новые бизнес-модели. Ключевым индикатором того, что конкретная модель удалась и стала эффективной, будет взрывной рост производительности труда. Если мы видим, что новая модель управления привела к взрывному росту производительности, значит, нам удалось с помощью «сквозных» технологий, которые были использованы, убрать некое несовершенство существующей системы, оптимизировать цепочку создания стоимости и получить то, к чему мы стремились.

> Основа цифровой экономики – это, во-первых, данные в цифровом виде, и только, во-вторых, пакет новых «сквозных» технологий

Чтобы это произошло, данные должны быть «умными», то есть понятными, согласованными и предоставленными в достаточном объеме, а сами технологии – опробованными, зрелыми, пригодными для решения нужной задачи и адекватными по стоимости.

В первую очередь, нам необходимо правильно выстроить работу с данными. В мире существуют примеры того, как компании начинали создавать масштабные цифровые модели, собирали большой массив цифровой информации, что-то пытались получить, но результат не достигался, и проекты признавались неудачными. Это происходило потому, что применялись, по сути, не структурированные, не верифицированные и не понятные пользователям данные, которые невозможно использовать. Разбираться в огромном количестве неразмеченной, неструктурированной информации – это путь в никуда. Поэтому, конечно, нам надо прививать культуру работы с данными, и мы, понимая это, как регулятор ведем большую работу по стандартизации. В ноябре Росстандарт подписал приказы об утверждении первых национальных стандартов серии «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики». Документы сформированы на базе международного стандарта CIM (Common Information Model, общая информационная модель), но с учетом российско-

Evgeniy Petrovich GRABCHAK – Deputy Minister of Energy of the Russian Federation, Candidate of Economic Sciences,
e-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

DIGITALIZATION IN ELECTRIC POWER:

WHERE SHOULD THE INDUSTRY LEAD?

Abstract. One of the key topics in recent years in the fuel-and-energy complex, including the electric-power industry, has been the industry's digitalization. Companies are implementing the first pilot projects, trying to optimize their usual way of doing business. At the same time, the objective of the Ministry of Energy of the Russian Federation is to create favorable conditions for the application of new technologies, to give the industry impetus for the introduction of digital solutions and transition to new business models. An explosion in workforce productivity will become the indicator of success.

Keywords: digitalization, end-to-end technologies, digital data, transformation.

го опыта и при активном участии специалистов Минэнерго и компаний отрасли.

Новая серия стандартов закладывает основу для формирования единого информационного пространства и системы управления информацией в электроэнергетике. Мы надеемся создать на основе CIM-стандарта общую систему координат: все данные, которые будут генерироваться, все взаимоотношения и операции, совершаемые в энергосистеме, будут описываться одним стандартом. Национальный стандарт, определяющий правила создания цифровых моделей энергосистемы, позволит Минэнерго активно внедрять новые принципы цифрового взаимодействия и управления в отрасли.

> Мы надеемся создать на основе CIM-стандарта общую систему координат: все данные, которые будут генерироваться, все взаимоотношения и операции, совершаемые в энергосистеме, будут описываться одним стандартом

С нашей поддержкой уже создана цифровая модель электрической сети от 35 кВ и выше, прорабатывается концепция единой идентификации объектов и оборудования электроэнергетики, готовятся изменения в нормативную базу, стимулирующие использование цифровых моделей на всех этапах жизненного цикла. В настоящее время в высокой степени готовности находятся правовые акты, содержащие требования по созданию цифровых моделей при проектировании линий электропередачи и подстанций с напряжением 35–750 кВ. На основе цифровых моделей будет осуществляться сбор отраслевой оперативной информации, а также расчет показателей надежности электроснабжения.

Одна из задач министерства – создать благоприятную экосистему для цифровой энергетики и снизить барьеры на пути развития высокотехнологичного бизнеса. Нам необходимо обеспечить поддержку для разработки и внедрения цифровых платформ, поддержку стартапов, стимулировать апробацию новых технологий и переход от автоматизированного производства к роботизированному.

В качестве целевого изменения бизнес-процессов в отрасли мы видим переход от традиционной к сервисной модели владения ресурсами – покупке эффекта вместо приобретения оборудования. В таких изменениях основная ценность инфраструктурных энергокомпаний – это уникальные модели управления.

Второй большой массив работы в рамках цифровизации электроэнергетики – это развитие «сквозных» цифровых технологий. Нужно создать условия для их разработки, внедрения, а также масштабирования успешных примеров.

Центр управления сетями

Ночная Москва

Энергетика предъявляет свои требования и использует свой набор цифровых технологий. В октябре президент России утвердил национальную стратегию развития искусственного интеллекта на период до 2030 года. Стратегия и дорожная карта выделяют шесть технологий: компьютерное зрение, обработку естественного языка, распознавание и синтез речи, интеллектуальную поддержку принятия решений, перспективные методы и технологии искусственного интеллекта.

> В электроэнергетике наиболее применимые цифровые технологии — это компьютерное зрение и системы поддержки принятия решений, куда и нужно вкладывать большие силы и средства

По нашему мнению, в электроэнергетике наиболее применимы компьютерное зрение и системы поддержки принятия решений, куда и нужно вкладывать большие силы и средства. Это две флагманские вещи, которые позволят прийти к существенному изменению бизнес-процессов внутри отрасли. Они дадут возможность перейти на контракты жизненного цикла, позволят в большей степени рассматривать оборудование как объект сервиса. Компании перестанут оперировать огромными цифрами капитальных затрат и будут конкурировать внутри электроэнергетики моделями управления, которые и позволят прийти к взрывному росту производительности труда.

Цифровая трансформация – не набор отдельных мероприятий, а комплексное движение, нацеленное на достижение стратегических целей. Новейшие технологии позволяют перенести объект управления в цифровой вид, описать и увидеть все сложные взаимосвязи и влияния. Следующий этап – с помощью «сквозных» технологий преобразовать модели управления объектами. Перенеся в единое информационное пространство модели деятельности, можно найти точки, которые создают основные издержки.

Конечно же, целевым уровнем является опережение. Например, все издержки, которые сейчас создаются на этапе строительства и эксплуатации любого энергообъекта, с помощью цифрового двойника можно понять и устранить еще на этапе проектирования самого объекта и даже отдельного оборудования в его составе. То есть действовать на опережение означает понимать и управлять себестоимостью своей будущей деятельности, реально управлять жизненным циклом энергосистемы.

Будущее электроэнергетики неразрывно связано с настоящим. Выбор цифровых технологий и решений должен осуществляться в соответствии со стратегией развития электроэнергетики и текущих задач. Отмечу, у цифровых решений и технологий длинный период вызревания и короткий период

эксплуатации. Уже на ранних этапах планирования важно проектировать целевые бизнес-модели. В каждой внедренной технологии и решении должен быть заложен потенциал перехода на новые принципы управления.

Сегодня и энергокомпании, и Минэнерго пробуют новые модели ведения деятельности. Для нас основная цель – совершенствование контрольно-надзорной работы, снижение административной нагрузки на компании отрасли, а также финансовых и временных затрат со стороны регулятора на проведение проверок. Главное для компаний – эффективное управление имеющимися производственными фондами и ресурсами при ведении своей деятельности.

Минэнерго начало предметную работу с цифровыми технологиями в 2016 году, спустя два года она организационно была оформлена в виде ведомственного проекта «Единая техническая политика – надежность энергоснабжения». На сегодняшний день уже реализуются 25 пилотных проектов в разных энергокомпаниях, их планируется завершить до 2024 года. Эти «пилоты» направлены не только на использование цифровых технологий, но и на изменение отдельных бизнес-процессов.

Пилотные проекты предусматривают среди прочего внедрение цифрового дистанционного управления оборудованием и режимами работы объектов электроэнергетики, разработку и апробирование систем удаленного мониторинга, оценки технического состояния и прогнозирования вероятности отказа оборудования. Планируется также создать систему поддержки принятия решений по управлению аварийно-восстановительными работами при крупных и массовых технологических нарушениях, систему планирования годовых графиков ремонтов, модернизации и реконструкции на основе предиктивной аналитики и оценки рисков возникновения отказов оборудования. Предполагается, что оценка готовности энергокомпаний к отопительному сезону тоже будет полностью осуществляться с учетом данных телеметрии и с использованием автоматизированной системы поддержки принятия решений.

На данный момент несколько пилотов уже перешли в стадию опытно-промышленной эксплуатации (мониторинг оборудования и устройств релейной защиты и автоматики, автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии в облаке). Несколько проектов, в том числе по прогнозной аналитике, находятся в разной стадии завершения.

Сервер цифровых данных

Как я уже упомянул, в ноябре был утвержден национальный стандарт общей информационной модели электроэнергетики – основа для единого отраслевого информационного пространства и системы управления данными. Именно на нем создается цифровая модель энергосистемы, будут выстраиваться новые типы информационного взаимодействия субъектов электроэнергетики, смежных отраслей и потребителей.

Это основа накопления упорядоченного массива отраслевых данных для внедрения прогнозной аналитики и передовых технологий, таких как машинное обучение, искусственный интеллект. Следующий шаг – создание полномасштабной цифровой платформы. Ее прототип опробован в Минэнерго под задачу сбора данных для расчета показателей надежности. Этот подход к созданию отраслевого информационного пространства полностью соответствует концепциям национальной системы управления данными и государственной единой облачной платформы.

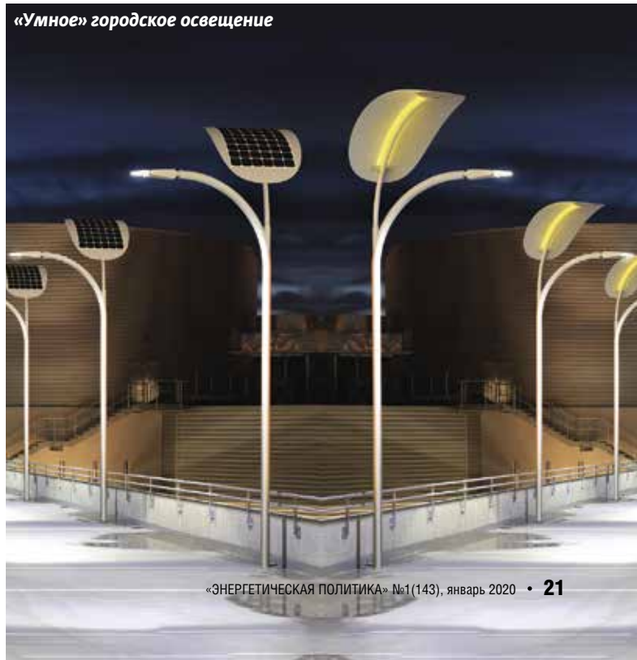
Цифровая трансформация затрагивает инфраструктурные, технологические, организационные и социальные аспекты. Успех преобразований зависит от умения их правильно развивать и сочетать. Основополагающим является трансформация корпоративной культуры и работа с изменениями. Для успешной цифровой трансформации необходимо, чтобы каждый специалист и руководитель разделял ее подходы, понимал, зачем именно она ему нужна. Пока этого не будет, мы продолжим сталкиваться с одними и теми же барьерами, среди которых не только и не столько недостаток финансирования, сколько боязнь прозрачности на всех уровнях по разным причинам. Как следствие, мы видим отсутствие согласованности бизнес-стратегий и стратегий цифровой трансформации энергокомпаний, неготовность к трансформации корпоративной культуры, нежелание цифровых изменений и неготовность к ним, отсутствие российских решений по ряду технологий, недостаток навыков работы с данными, инертность нормативной базы, затрагивающей интересы различных субъектов. Деятельность некоторых из них может кардинально измениться в новых условиях, в чем компании видят новые угрозы для безопасности, прежде всего информационной.

Преодоление существующих барьеров предполагает масштабный вклад всех участников отраслевой экосистемы, включая регуляторов, субъектов отрасли, технологические компании, производителей оборудования. Сейчас со многими участниками мы уже формируем единое информационное пространство, переходим на модель жизненного цикла объектов и оборудования, внедряем цифровое проектирование, разрабатываем новые бизнес-процессы и развиваем культуру экосистем.

Конечно, мы работаем над тем, чтобы нормативно-правовая база позволяла эффективно вести работу по созданию, внедрению и тестированию новых технологий в отрасли. Не всегда пока это получается в короткие сроки: электроэнергетика – отрасль фундаментальная, стабильная и в ней очень трудно экспериментировать по всем направлениям сразу. При этом отмечу позитивный опыт с компаниями с государственным участием, с компаниями, которые являются естественными монополиями и утверждают инвестиционные программы в Минэнерго России. Мы выделяем соответствующие пилотные проекты и активно их реализуем, опробуя всевозможные «сквозные» технологии, в том числе часть технологий искусственного интеллекта – компьютерное зрение и прогностику. По результатам внедрения этих пилотов есть полное понимание того, как надо корректировать нормативно-правовую базу. Мы этим занимаемся, и по запросу компаний готовы рассматривать отдельные послабления, например, своего рода «регуляторные песочницы».

Безусловно, пласт технических вопросов, которые необходимо решить, сейчас весьма масштабный, и значительная часть из них относится к кибербезопасности, но мы можем видеть, что движение вперед, развитие необходимых технологий идет достаточно активно. При этом основная тема, с которой нам необходимо работать – это кадры. Компаниям отрасли нужно четко представлять образ будущего, объяснять необходимость преобразований своим сотрудникам. Не зря даже в крупных индустриальных компаниях, мировых лидерах, только от 1% до 5% людей готовы работать с искусственным интеллектом, понимают, что это такое, и согласны внедрять его в бизнес-процессы. Поэтому, в первую очередь, необходимо работать над внутренней корпоративной культурой, то есть начинать с себя, и тогда мы станем готовы к изменениям, работе с новейшими технологиями, и сделаем еще один шаг к реализации цифрового потенциала отрасли.

> Даже в крупных индустриальных компаниях, мировых лидерах, только от 1% до 5% людей готовы работать с искусственным интеллектом, понимают, что это такое, и согласны внедрять его в бизнес-процессы



«Умное» городское освещение

А. МАРКОТХСКАЯ

СЧЁТЧИК НА НОЧЬ

Анна МАРКОТХСКАЯ –
обозреватель журнала
«Энергетическая политика»

В 2020 году в России начнутся масштабные изменения в сфере учета электроэнергии. Потребители больше не должны будут отвечать за покупку, установку, замену и обслуживание счетчиков – все это перейдет в ведение энергокомпаний, которые, начиная с 2022 года, будут обеспечивать интеллектуальный учет электроэнергии. Новая система должна принести плюсы, как потребителям, так и энергетикам.

Федеральный закон, определяющий основы работы интеллектуальных систем учета, был принят в конце 2018 года. Он предполагает, что с середины 2020 года счетчики электроэнергии и все, что связано с их приобретением, установкой, обслуживанием, заменой, перейдет в ведение энергетических компаний и перестанет быть заботой потребителей. Обязательные требования к счетчикам на первом этапе не изменятся. Но уже на втором этапе, с января 2022 года, они станут гораздо более сложными.

В Минэнерго России полагают, что принятие закона позволит потребителям в будущем использовать новые сервисы, которые обеспечат прозрачность, доступность и точность информации о потреблении электроэнергии, оплату только оказанных услуг, сокращение количества перерывов электроснабжения и их длительности, возможность управления с использованием ресурсов и их стоимостью, повышение качества обслуживания.

В настоящее время требования к приборам учета, которыми пользуются граждане, заключаются только в классе точности (не ниже 2.0) и соответствию требованиям о единстве измерения. Требования, вступающие в силу с 2022 года, предусматривают установку «умных» счетчиков, которые станут ключевым элементом интеллектуальных систем учета энергии. Такие системы помимо приборов учета включают, в частности, каналообразующую аппаратуру, программное обеспечение и так далее.

> Требования предусматривают установку с 2022 года «умных» счетчиков, они станут ключевым элементом интеллектуальных систем учета энергии

Сами счетчики могут быть снабжены специальными sim-картами, которые будут оперативно отправлять данные с помощью сотовой связи. Рядовым потребителям «умные» счетчики позволят проверять показатели сразу в «личном кабинете» на компьютере или в телефоне в любое удобное время. При этом, сохранится возможность подойти к прибору учета и проверить правильность показаний. Те же самые данные автоматически будут передаваться в энергокомпании. Кроме такого привычного функционала «умные» счетчики дадут потребителям возможность следить за качеством электроэнергии – они будут фиксировать уровень напряжения и частоту.

Установка «умного» счётчика

Еще одно важное преимущество «умных» счетчиков – дистанционная смена тарифа без замены прибора учета. Сейчас существуют три группы тарифов на электроэнергию, разделенные в зависимости от времени потребления в течение суток. Есть одноставочные тарифы, предусматривающие единую стоимость электроэнергии – в этом случае прибор учета показывает одну цифру общего потребления электроэнергии. Тариф по двум зонам суток устанавливает разную стоимость электроэнергии для дневного и ночного времени (например, в Москве во втором полугодии 2019 года дневной тариф для городского населения составлял 6,29 рубля за кВт·ч, а ночной – 2,13 рубля за кВт·ч). Такой тариф позволяет экономить, включая часть электроприборов ночью (допустим, стиральную машинку), но требует установки специального прибора учета, который фиксирует отдельно дневное и ночное потребление и показывает две цифры. Существуют также тарифы для трех зон суток: ночное время в нем сохраняется и цена электроэнергии для него самая низкая, а дневное делится на самое дорогое пиковое (оно приходится на утро и непоздний вечер) и среднее по стоимости полупиковое. Для применения такого тарифа также требуется отдельный «счетчик», дающий в итоге три показателя. Если потребитель хочет сменить один тариф на другой, то ему придется за счет своих средств устанавливать новый прибор учета. Интеллектуальные системы делают этот процесс гораздо проще – они позволяют сменить тариф без замены самого «счетчика» и дистанционно: потребителю надо будет только выбрать желаемое тарифное меню в «личном кабинете».

> Кроме привычного функционала «умные» счетчики дадут потребителям возможность следить за качеством электроэнергии – они будут фиксировать уровень напряжения и частоту

Интеллектуальные системы учета также будут востребованы при развитии микрогенерации, позволяя фиксировать разнонаправленные потоки энергии: при покупке электроэнергии из сети и при продаже в сеть излишков от микрогенерации.

Энергокомпании, получая обязанность по учету энергии, должны будут взять на себя и связанные с этим расходы. Приборы учета у потребителей, живущих в многоквартирных домах, станут зоной ответственности гарантирующих поставщиков (это основные энергосбытовые компании в регионах), со всеми остальными, в том

Проверка работы оборудования

числе с жителями частного сектора, будут работать электросетевые компании.

При этом, интеллектуальный учет электроэнергии позволит компаниям снизить свои расходы. «Умные» приборы учета дают возможность оперативно узнавать о нарушении энергоснабжения в зоне их действия. С помощью интеллектуальных систем можно значительно быстрее находить места повреждений и, следовательно, сокращать время восстановления энергоснабжения потребителей. Это означает и уменьшение претензий от потребителей, и увеличение объема переданной и проданной электроэнергии. Также «умные» счетчики позволяют оперативно выявлять хищения энергии, случаи несанкционированного вмешательства в работу приборов учета.

Кроме того, энергокомпании могут снизить свои расходы на поквартирный и подомовой обход потребителей, который сейчас делается для сверки показаний счетчиков. Дистанционная передача данных прибора учета в режиме реального времени позволит компаниям четко фиксировать объемы покупки энергии на оптовом рынке и продажи конечным потребителям, сводить баланс. В итоге, расчеты на рынке в целом должны стать более прозрачными, а число споров между потребителями, сбытовыми компаниями и сетями – должно уменьшиться. Косвенно это тоже позволит снизить расходы, например, на судебные издержки.

Внедрение интеллектуального учета электроэнергии должно стать основой для дальнейшего развития отрасли и возможности перехода на новый уровень внедрения технологий и подход в принятии решений, считают в Минэнерго. Речь идет о цифровизации электроэнергетики, создании «интеллектуальной сети», возможности более легкой интеграции возобновляемых источников генерации и микрогенерации в существующую систему электроснабжения.

Замена счетчиков не будет происходить одномоментно. Новые приборы учета будут устанавливать новым потребителям в рамках технологического присоединения. Действующее оборудование будет меняться по мере выхода из строя или истечения межповерочного интервала, то есть замена по всей стране будет постепенной. Если потребитель заметит, что прибор учета у него сломался, то он может обратиться в электросетевую компанию, к гарантирующему поставщику или в управляющую организацию и сообщить о проблеме. Такой счетчик будет меняться внепланово. Кроме того, проблемы в работе действующих счетчиков во время проверки могут обнаружить энергокомпании – в этом случае они также должны будут поставить новый прибор учета.

Начиная с 1 января 2022 года, правила по интеллектуальному учету энергии будут обязательны к применению по всем вновь устанавливаемым приборам учета, а граждане России будут получать в «личных кабинетах» дополнительный набор информации о ежедневном почасовом потреблении, качестве оказываемых услуг и иной важной информации. С 1 января 2023 года энергокомпании будут получать штрафы, если не смогут обеспечить минимально необходимый функционал интеллектуальных систем учета или надлежащее качество их работы.

С переносом с 1 июля 2020 года ответственности за приборы учета электроэнергии на гарантирующих поставщиков и сетевые компании, потребители не будут обязаны покупать счетчики, платить за их установку и обслуживать их. Также с потребителя снимается вся ответственность за поверку приборов учета, то есть, не нужно следить за счетчиком и бояться получить штраф, если пропущен срок поверки. Но, важно отметить, что за потребителем остается обязанность следить за сохранностью прибора учета, если он установлен в его зоне ответственности (например, на земельном участке, где стоит частный дом).

На сегодняшний день Минэнерго вместе с другими ведомствами разработали всю нормативную базу, необходимую для реализации закона о новых системах учета энергии. Одним из основополагающих документов является проект постановления Правительства РФ «Об утверждении правил предоставления минимального функционала интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)», пояснили в министерстве. Эти правила определяют исчерпывающий перечень функций приборов учета и интеллектуальных систем. В их числе почасовые измерения электроэнергии, мониторинг параметров надежности и качества электроснабжения, дистанционный сбор данных и программирование приборов учета, расширенное тарифное меню, мониторинг состояния счетчиков (например, фиксация вмешательства в работу прибора учета), возможность дистанционного ограничения неплательщиков, предоставление всей информации потребителям через «личный кабинет» в интернете, мониторинг состояния электросетей (например, аварии и анализ балансов электроэнергии для определения источников энергопотерь или воровства).

> С переносом с 1 июля 2020 года ответственности за приборы учета электроэнергии на гарантирующих поставщиков и сетевые компании, потребители не будут обязаны покупать, платить за установку и обслуживать счетчики

Следующий этап работы – уже за гарантирующими поставщиками и электросетевыми компаниями. Необходимые расходы разрешено включать в тарифы энергокомпаний и в плату за техническое присоединение к электросетям. Крупнейший электросетевой холдинг страны – «Россети» – уже пообещал внедрять «умные» счетчики без повышения тарифов. Детальные стратегии по учету электроэнергии компании еще не представляли, поэтому непонятно, какой объем замены приборов они закладывают и продолжат ли пока устанавливать привычные счетчики или же сразу приступят к внедрению интеллектуальных систем.

Городское освещение ночью

Д.А. СОЛОВЬЕВ
D.A. SOLOVIEV

УДК 621.221

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС РОССИИ:
НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Дмитрий Александрович СОЛОВЬЕВ – старший научный сотрудник ФГБУН «Объединенный институт высоких температур РАН» (ОИВТ РАН), к. ф.-м. н.,
e-mail: dsolp@ya.ru

Аннотация. В статье рассматриваются актуальные задачи развития гидроэнергетического комплекса России. Выполнен обзор экспортных возможностей перспективных ГЭС. Проанализированы основные водохозяйственные эффекты, оказывающие влияние на отрасли экономики, использующие водные ресурсы, на условия и качество жизни населения и на экологические условия.

Ключевые слова: гидроэнергетика, электроэнергетика, ГЭС, экспорт электроэнергии, водное хозяйство.

Введение

Гидроэнергетика является одним из элементов гидросферы, определяющими эффективное техногенное и антропогенное использование водных ресурсов в рамках единого социоприродного водохозяйственного комплекса континента.

Наша страна располагает значительным потенциалом использования водных ресурсов, что определяет широкие возможности развития гидроэнергетики [1]. На ее территории сосредоточено около 9 % мировых запасов гидроэнергии. По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами Россия занимает второе, после Китая, место в мире, опережая США, Бразилию, Канаду.

Валовой (теоретический) гидроэнергопотенциал Российской Федерации определен в 2784,3 ТВт·ч годовой выработки электроэнергии или 170 МВт·ч на 1 км² территории. Из этой величины потенциал крупных и средних рек составляет 2394,4 ТВт·ч или 83 %. Это основной фонд водных ресурсов, на котором базируется строительство гидроэлектростанций.

Валовой (теоретический) потенциал речного стока по федеральным округам России приведен в таблице 1.

Технически достижимый уровень использования гидроэнергоресурсов составляет без малых рек около 1 670 ТВт·ч (около 70 % от валового гидроэнергопотенциала).

> Технически достижимый уровень использования гидроэнергоресурсов составляет без малых рек около 1670 ТВт·ч или 70 % от потенциала

Экономический потенциал был определен в начале 60-х годов в размере 852 ТВт·ч в целом по России (без малых рек) на основе обобщения многочисленных проектных материалов предыдущих лет. Порядка 80 % этой величины приходится на восточные районы страны (Сибирь, Дальний Восток). Из потенциала европейской части России около 70 % приходится на районы Севера, Поволжья и Северного Кавказа.

Освоенность гидроэнергетических ресурсов России невелика. Суммарная выработка электроэнергии действующими ГЭС России в 2013 году по данным Минэнерго РФ [2] равна 186,7 млрд кВт·ч, что составляет около 20 % от величины экономического потенциала. В настоящее время это один из самых низких уровней использования гидропотенциала не только среди развитых, но и среди развивающихся стран. В большинстве государств использование этого бестопливного ресурса превысило 50–60 % экономического потенциала, а европейские страны практически полностью освоили все свои ресурсы [3].

Экспортные возможности использования перспективных ГЭС России

Развитие электроэнергетики в регионах Сибири и Дальнего Востока темпами, опережающими собственные потребности, на базе гидроэнергетики будет способствовать развитию экспортного потенциала электроэнергии в сопредельные страны (Китай, Япония, Южная Корея) [4].

Одним из вариантов интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки может стать обсуждаемое несколько лет назад предложение о строительстве «Азиатского суперэнергокольца» – глобального проекта интеграции отдельных энергосистем в национальных рамках. Проект может быть реализован по частям. Так, уже идут поставки электроэнергии в Китай. Ранее поднимался вопрос о возможности строительства энергомоста с Сахалина на остров Хоккайдо. На текущий момент проект признается экономически нерентабельным в действующих макроусловиях, однако это не означает полный отказ от него.

Глобальная электроэнергетическая система. В ближайшие 20 лет основные работы по созданию глобальной электроэнергетической системы (ГЭЭС)

Dmitry Alexandrovich SOLOVIEV – Senior Fellow of the Federal State-Financed Scientific Institution «Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences» (JIHT RAS), Candidate of Physical and Mathematical Sciences,
e-mail: dsolp@ya.ru

RUSSIA'S HYDROPOWER COMPLEX:
NEW OPPORTUNITIES AND PROSPECTS FOR DEVELOPMENT

Abstract. The article explores what must now be done to develop Russia's hydropower complex. A review has been carried out on the export capabilities of hydroelectric power plants in the future. The main consequences of water management, which affect those sectors of the economy that use water resources, on the population's living conditions and quality of life, as well as on the environment, are analyzed here.

Keywords: hydropower, electric power, hydroelectric power plant (HPP), electricity export, water management.

Федеральный округ РФ	Валовый (теоретический) гидроэнергопотенциал, всего		В том числе	
	ТВт·ч	В% от итога	Крупных и средних рек, ТВт·ч	Малых рек, ТВт·ч
Северо-Западный	116,6	4,2	98,9	17,7
Центральный	19,5	0,7	16,9	2,7
Приволжский и Уральский	178,1	6,4	149,3	28,8
Северо-Кавказский и Южный	148,1	5,3	128,4	19,7
Сибирский, в т. ч.	1183	42,5	992,5	190,5
Западная Сибирь	185,4	6,7	144	41,4
Восточная Сибирь	997,6	35,8	848,5	149,1
Дальневосточный	1139	40,9	1008,4	130,6
Итого	2784,3	100	2394,4	389,9

Таблица 1. Теоретический потенциал речного стока по федеральным округам РФ

Источник: [1]

развернутся на Евразийском континенте, где сейчас имеются центры генерации мощности более 30 ГВт. В проекте ГЭЭС Россия занимает ключевые позиции в силу своего географического положения, через ее территорию можно проложить электроэнергетические мосты между мощными центрами производства возобновляемой электроэнергии ГЭС в Сибири и на Дальнем Востоке, и центрами потребления в европейской части. На первом этапе создания евроазиатской части ГЭЭС предполагается объединить энергосистемы России, Казахстана, Белоруссии и стран Европы.

Для повышения эффективности энергетического сотрудничества со странами АТР и Европы также необходимо рассматривать возможность развития электрических связей. Созданию единого энергетического пространства на Евроазиатском континенте могут способствовать проекты Балтийского и Черноморского кольца, передачи постоянного тока мощностью 4000 МВт «Россия – Беларусь – Польша – Германия» и ряд других международных проектов.

Дальний Восток. Основные ресурсы Дальнего Востока, представляющие интерес для экспорта в сопредельные страны, сосредоточены в Республике Саха (Якутия), в южной ее части на притоках реки Алдан – реках Учур, Тимптон, Мая. В состав Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса (ЮЯГЭК) входят две ГЭС на реке Учур – Среднеучурская и Учурская (контррегулятор) и две ГЭС на реке Тимптон – Иджекская и Нижнетимптонская (контррегулятор). Общая мощность комплекса 5 ГВт, а годовая энергоотдача 23,5 ТВт·ч.

ЮЯГЭК может стать крупным экспортером электроэнергии в соседние страны: Японию, Корею, Китай (учитывая их заинтересованность в импорте электроэнергии). Для этого потребуется сооружение линий электропередачи постоянного тока от 800–850 км (при экспорте в Китай) до 1800 км с прокладкой участков подводного кабеля (при экспорте в Японию).

БоГЭС, верхний бьеф

Кроме того, для экспорта электроэнергии в страны АТР предлагаются Усть-Юдомская ГЭС и Нижнемайская (контррегулятор) ГЭС, расположенные в Усть-Майском районе Республики Саха (Якутия) на реке Мая.

Хинганский гидроузел будет работать на зарегулированном стоке рек Зеи и Буреи, что позволит получить, при сравнительно небольших напоре (16 м) и затоплениях, 1200 МВт и около 6 ТВт·ч электроэнергии. Китайская сторона высказывала свою заинтересованность в сооружении Хинганского гидроузла, поэтому целесообразна организация совместных с КНР работ по проектированию пограничных гидроузлов на Амуре.

Бурейская ГЭС

Восточная Сибирь. Основные неиспользованные гидроэнергетические ресурсы региона для экспорта электроэнергии сосредоточены на реке Енисей и его притоке Нижняя Тунгуска, реках Ангара, Витим, Мамакан, Шилка.

Объектами, ориентированными на экспорт электроэнергии в Китай и Монголию по линиям постоянного тока, рассматриваются Эвенкийская ГЭС с контррегулятором (вторая очередь), Тувинская, Шивелигская, Шуйская, Бурейская, Нижне-Бурейская ГЭС суммарной мощностью более 10,8 ГВт и выработкой электроэнергии около 45 ТВт·ч.

Нижне-Бурейская ГЭС введена в промышленную эксплуатацию в сентябре 2019 года. Станция вышла на проектную мощность в 320 МВт, в проектном рабочем состоянии находятся все четыре ее гидроагрегата. С учетом водных режимов реки Бурея, ожидается среднегодовая выработка данной ГЭС в объеме 1,67 миллиарда кВт·ч. Основные потребители электроэнергии – космодром «Восточный», Транссиб, газотранспортная инфраструктура, для магистрального газопровода «Сила Сибири».

Эвенкийская ГЭС с контррегулятором. На притоке Нижнего Енисея – реке Нижняя Тунгуска находится наиболее значительный перспективный гидроэнергетический объект не только региона, но и России – Эвенкийская ГЭС с мощностью 12000 МВт, выработкой 47,5 ТВт·ч и контррегулятором мощностью 815 МВт и выработкой 3,8 ТВт·ч.

Энергию и мощность Эвенкийской ГЭС (первая очередь 6000 МВт) предполагается использовать в ОЭС европейской части России (возможно для экспорта в Европу) для чего потребуется сооружение ЛЭП постоянного тока с напряжением ±750 кВ протяженностью 2200 км до ОЭС Урала. Вторая очередь в объеме 6000 МВт предполагается для поставок электроэнергии в Китай и Монголию по двум ЛЭП напряжением ±750 кВ протяженностью 1900 и 2700 км.

Для успешной интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетиче-

Переход через реку Лена

ские рынки Евразии, помимо строительства новых гидростанций и создания транснациональных связей на базе высоковольтных линий постоянного тока, крайне важно также обеспечить формирование общих принципов функционирования рынка электроэнергии Евразии. Это потребует развития системы торгово-экономических отношений, обеспечение свободного перемещения энергоресурсов и доступа к системам их транспортировки, а также развития энерготранспортной инфраструктуры и создания условий для ее эффективного функционирования.

Водохозяйственные эффекты гидроэнергетики

Водохранилища для ГЭС, также как и водоемы, предназначенные в основном для неэнергетических целей, выполняют разные функции и оказывают влияние на отрасли экономики, использующие водные ресурсы, на условия и качество жизни населения и на экологическую систему региона [1].

Воднотранспортный эффект. На судоходных реках, к которым относится значительная часть водотоков, протекающих по равнинным территориям, водохранилища способны существенно улучшить навигационные условия, как глубины, так и продолжительность судоходства – за счет подпора в верхнем бьефе гидроузлов и повышения расходов воды в реке ниже гидроузла в маловодные осенние месяцы.

На приплотинных и срединных участках водохранилищ глубины в несколько раз превышают необходимые для судоходства. При этом, судовой ход может прокладываться не по руслу реки, а практически по любой трассе. За счет спрямлений длина судового хода по водохранилищам, в сравнении с длиной хода по реке, сокращается на 5–15%.

С созданием водохранилищ в несколько раз увеличивается ширина судового хода и радиусы закругления, что дает возможность повысить скорость движения судов на 10–15%.

Водохранилища в несколько раз увеличивают ширину судового хода и радиусы закругления, а скорость движения судов вырастает на 10–15%

Экологический эффект. Водохранилища являются аккумулятором загрязнений, поступающих со сточными водами населенных пунктов и промышленных предприятий. Значительная часть этих загрязнений вместе с наносами осаждается на дне водохранилищ, из которых в нижний бьеф гидроузла поступает осветленная и очищенная вода. В маловодные годы водохранилища могут обеспечить весной подачу в нижний бьеф дополнительных объемов воды, необходимой для нереста рыб.

Водохранилища также улучшают санитарно-гигиенические условия в нижних бьефах гидроузлов в связи с повышением расходов воды в реках в летне-осеннюю и зимнюю межень, а также предотвращают гибель рыб в зимовальных ямах в маловодном году.

Водоснабженческий эффект. Водохранилища обеспечивают бесперебойную работу водозаборов в верхних бьефах гидроузлов, где уровни всегда выше, чем в естественных условиях, а также в нижних бьефах плотин, где и в маловодную межень поддерживаются необходимые уровни (расходы) воды.

Накапливая половодный сток, водохранилища круглый год снабжают водой города и промышленные предприятия, как расположенные на их берегах, так и находящиеся на большом расстоянии от них. Благодаря водохранилищам условия забора воды водопроводами становятся лучше и дешевле. Вода становится менее мутной, с ослабленной цветностью, с меньшим запахом, окисляемостью и бактериальной загрязненностью. Это упрощает ее очистку на водопроводных станциях, снижает расход коагулянта и хлора для приведения воды к стандарту; выравнивает сезонные колебания качества и температуры речной воды, благодаря чему водопроводные станции работают более равномерно в течение года.

Благодаря водохранилищам условия забора воды водопроводами становятся лучше и дешевле. Вода делается менее мутной, с ослабленной цветностью, с меньшим запахом, окисляемостью и бактериальной загрязненностью

Рекреационный эффект. Водохранилища, создаваемые близ населенных пунктов, являются привлекательными рекреационными водоемами. Они дают возможность отдохнуть, заняться любительской рыбалкой и водными видами спорта, смягчают летнюю жару и, наконец, создают живописные ландшафты.

Водохранилища, расположенные в горных и северных районах, как правило, имеют лучшие транспортные подходы, чем озера, и могут успешно соперничать с ними в рекреационной привлекательности.

Климатический эффект. Влияние водохранилищ на климат в различных природных поясах и зонах неодинаково. В зоне недостаточного увлажнения это влияние менее значительно, чем в зоне избыточного увлажнения, где оно ощущается сильнее и распространяется на большие территории с менее резкими переходами. Масштабы изменений климата зависят также от рельефа (чем выше берега, тем быстрее затухают эти изменения), от морфометрических характеристик водохранилища, особенно от объема водной массы.

ВДСЛ плотина

Весной водохранилища оказывают охлаждающее влияние на прибрежные территории, а во второй половине теплого периода (вплоть до ледостава) – делают микроклимат теплее. Под воздействием водохранилищ, как правило, уменьшается континентальность климата: нагрев воздуха становится более плавным, суточная амплитуда температур уменьшается, влажность увеличивается, весенние заморозки прекращаются, осенние наступают позже и т. п. За счет большего (чем с суши) испарения с увеличившейся водной поверхности возрастает относительная и абсолютная влажность воздуха, что особенно заметно сказывается в засушливых зонах.

Энергетический эффект. Преодоление неравномерности естественного стока является основной задачей создания водохранилищ. Регулирование ими стока позволяет развить установленную и увеличить гарантированную мощность ГЭС, обеспечить годовую выработку энергии и степень энергетического использования стока.

При отсутствии регулирующих водохранилищ гидроэлектростанции вырабатывали бы электроэнергию не в соответствии с требованиями энергетических систем, а в зависимости от водности реки в тот или иной период. Поскольку расходы воды в реках в разное время года меняются десятки и сотни раз, гидроэлектростанции без регулирующих водохранилищ также бессистемно меняли бы свою мощность.

Основное назначение гидроэнергостанций в современных энергосистемах – участвовать в покрытиях пиков суточной нагрузки энергосистем. Разница максимальной и минимальной нагрузки суточного графика во всех энергосистемах с каждым годом значительно возрастает, и в некоторых системах составляет миллионы кВт. Покрытие пиков нагрузки тепловыми электростанциями, не говоря об атомных, которым это абсолютно противопоказано, что подтверждает опыт Чернобыльской АЭС, не всегда возможно и целесообразно по техническим и экономическим причинам. Частое чередование глубокой разгрузки и полной нагрузки тепловых агрегатов сокращает срок службы оборудования, увеличивает частоту и объем ремонтных работ, повышает удельный расход топлива на производство электроэнергии.

Воткинская ГЭС

Ирригационный эффект. Водохранилища ГЭС, создаваемых как на территории ОЭС Юга, так и в других регионах, где возможны засушливые сезоны, повышают водообеспеченность существующих оросительных систем и могут служить надежным источником для новых площадей орошения.

Противопаводковый эффект. Самым эффективным способом борьбы с наводнениями является регулирование стока водохранилищами с созданием в водохранилище противопаводковой емкости, которая заполняется в период паводка, или с повышением (форсированием) уровня водохранилища над нормальным подпорным уровнем во время пропуска паводка. Благодаря этому, в период паводка резко уменьшается расход, сбрасываемый из водохранилища, по сравнению с притекающим в него, и соответственно, снижается уровень воды в реке и сокращаются ущербы.

КВГЭС

Защита от наводнений является одной из важнейших экономических, социальных и природоохранных задач, решаемых водохранилищами.

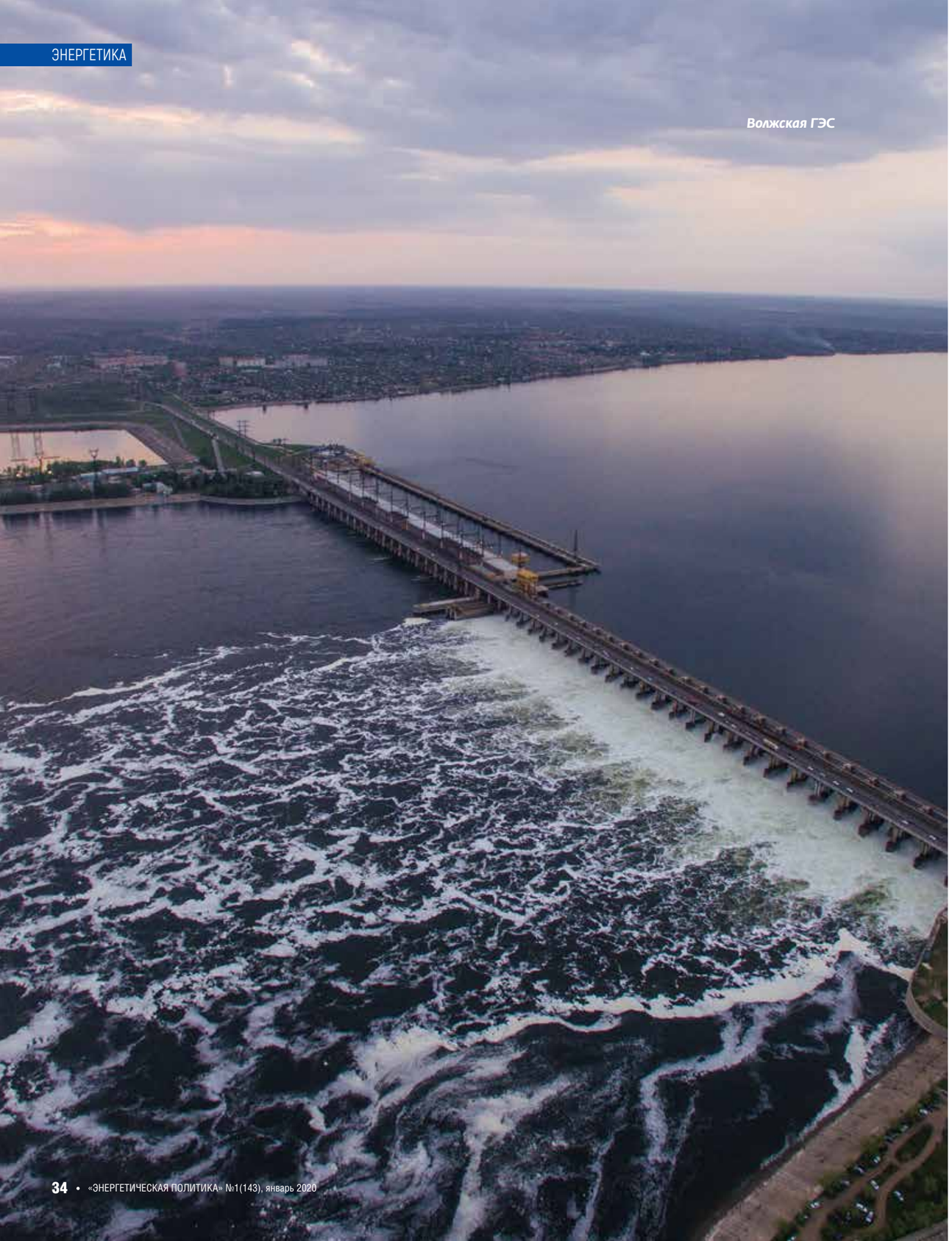
Комплексное использование водных ресурсов остается основополагающим принципом при строительстве гидроэнергетических объектов во всех странах мира в настоящее время. Комплексное использование водохранилищ позволяет эффективно решать глобальные проблемы, которые особенно остро встали перед человечеством в настоящее время: дефицит пресной воды, борьба с наводнениями и др.

Комплексное использование водохранилищ ГЭС с учетом интересов всех водопользователей, влияния на окружающую среду и прилегающие территории в зоне водохранилищ и в нижнем бьефе позволяет существенно повысить эффективность его создания для экономики региона. При этом, чем больше функций выполняет водохранилище, тем рациональнее использование водных и земельных ресурсов, тем более эффективным и оправданным с позиции государства становится его создание.

Во многих случаях ведущим участником водохозяйственного комплекса является энергетика, но режимы эксплуатации водохранилища должны определяться с учетом интересов всех участников водохозяйственного комплекса, а также с учетом решения экологических проблем. Очень часто решение этих задач ведет к снижению энергетического эффекта.

> Сооружение ГЭС, особенно в отдаленных малоосвоенных и трудных для проживания населения районов, дает начальный импульс хозяйственному развитию и благоустройству территории

На данной стадии проектирования дать точные оценки комплексного воходозяйственного эффекта в денежном выражении по перспективным гидроэнергетическим объектам до 2030 года и, тем более, до 2050 года – не представляется возможным. В работе [1] проведен аналитический обзор водохозяйственных эффектов, которые могут возникнуть в различных смежных отраслях экономики в результате строительства и ввода в эксплуатацию перспективных ГЭС в различных регионах Российской Федерации. При последующем проектировании конкретных объектов будут определены и конкретные участники комплексов, помимо электроэнергетики.



Волжская ГЭС

Выводы

Электроэнергетика является основой функционирования экономики любой страны и региона. Электроэнергия – это базовый ресурс не только для эффективной организации хозяйственной деятельности и создания национального богатства страны, но и для повышения качества жизни ее населения. Поэтому усиление экономических стимулов развития отрасли становится необходимым для успешной реализации национальной политики [4].

Опыт гидростроительства показывает, что сооружение ГЭС в большинстве случаев, особенно в отдаленных малоосвоенных и трудных для проживания населения районов, дает начальный импульс хозяйственному развитию и благоустройству территории и остается постоянно действующим фактором для региональной экономики.

Новая энергетическая база не только способствует развитию местной промышленности, но и привлекает в регион крупных электроемких потребителей. В результате, в реальном секторе производства создаются привлекательные рабочие места, обеспечиваются более комфортные условия для населения (транспортные и прочие услуги, электрификация быта, наличие жилья и др.), возникает положительная динамика рабочей силы, растут налоговые поступления в региональные бюджеты.

Сооружение гидроузлов в республиках Северного Кавказа позволяет привлечь часть незанятого населения как непосредственно в строительство, так и в обслуживание ГЭС (коммунально-бытовые услуги, снабжение, транспорт, общепит и др.), способствует уменьшению безработицы.

Опыт сооружения гидроэлектростанций в Сибири и на Дальнем Востоке показал, что после окончания строительства часть приезжих рабочих остается на эксплуатации ГЭС, объектах инфраструктуры, в сфере обслуживания.

Важной социальной предпосылкой сооружения ГЭС являются ежегодные налоговые поступления в бюджет района.

В свою очередь создание водохранилищ позволяет снизить ущербы от катастрофических наводнений в сельскохозяйственном производстве и снять ущербы от затоплений населенных пунктов, дорог и линий связи. Наиболее значительно противопаводковый эффект гидроузлов проявится на Дальнем Востоке на территориях Приморского и Хабаровского краев и Амурской области.

> Водохранилища позволяют снизить ущерб от катастрофических наводнений для населенных пунктов, дорог, линий связи и сельского хозяйства

Также следует отметить, что в отличие от тепловой энергетики (основная альтернатива строительству ГЭС) в процессе производства электроэнергии на ГЭС не происходит выбросов в атмосферу вредных веществ, что в результате позволяет снизить антропогенное воздействие на воздушный бассейн.

Исследование выполнено в рамках госзадания ОИВТ РАН АААА-А16–116051810068–1.

Чебоксарская ГЭС

Использованные источники

1. *Программа развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года (Отчет о НИР по лоту № 1-ИА-2014-ДНТР ПАО «РусГидро»). Москва, 2015. 342 с.*
2. *Основные показатели электроэнергетики РФ (Министерство энергетики) [Электронный ресурс]. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1161 (accessed: 15.02.2018).*
3. *Бушуев В. В., Соловьев Д. А. Ресурсы гидросферы: энергетика, экология, климат. Москва: ИД «Энергия», 2019. 212 с.*
4. *Беллендир Е. Н., Ваксова Е. И., Тулянкин С. В. Невостребованный экономический гидропотенциал России // Энергетическая политика. 2016. № 1. С. 50–57.*

С. АГИБАЛОВ

ЗАПРЕТИТЬ НЕЛЬЗЯ ОСТАВИТЬ:

К ЧЕМУ ПРИВЕДУТ НОВЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ IMO?

Сергей АГИБАЛОВ – руководитель направления «Нефть и нефтепродукты», Argus Consulting

С января 2020 года вступили в силу новые правила Международной морской организации (IMO), согласно которым все суда должны резко сократить выбросы серы, образующиеся при сжигании топлива. Для этого на глобальном уровне вводится лимит на содержание серы в любом жидком судовом топливе не выше 0,5% по массе. При этом, топливо с содержанием серы до 3,5% с 2020 года разрешается применять лишь на судах, оборудованных скрубберами – специальными системами очистки выхлопных газов.

Ужесточение мировых экологических требований по выбросам для судового топлива происходит не в первый раз. Ранее, глобальный норматив по содержанию серы был снижен с 4,5% до 3,5%. В зоне SECA (Sulfur Emission Control Areas: Северное море, Балтийское море и Ла-Манш, а также отдельная зона побережья Северной Америки и Карибских островов) еще в 2015 году был установлен лимит по содержанию серы в 0,1%. Но текущее ограничение отразится на рынке куда жестче. Основная причина связана с масштабом изменений, которые затронут не только сферу судоходства.

Потребление сернистого мазута в судоходстве составляет порядка 200 млн тонн. Это основной вид судового топлива, который используется более 70% мирового флота. При этом на сам сегмент бункеровки приходится практически половина всего потребляемого сернистого мазута в мире. Перестройка этого рынка затрагивает не только сферу судоходства, но и нефтеперерабатывающую отрасль в целом. Международные торговые потоки уже начали изменяться под давлением едва введенных новых правил.

Реакция рынков на вступление нового регулирования начала активно проявляться еще осенью 2019 года, когда четко обозначилась тенденция снижения цен на сернистый мазут и пропорциональный рост цен на другие виды бункерного топлива, которые становятся востребованы после 2020 года. Параллельно увеличиваются крэк-спреды (то есть разница между стоимостью топлива и ценой нефти) на дизельное топливо и малосернистый мазут (LSFO). В октябре 2019 года спред между дизтопливом и сернистым мазутом достиг рекордных значений в 42 доллара за баррель, а к концу года он вырос до примерно 50 долларов за баррель.

Двигатели экономики

В первую очередь стоит понимать, что судоходная отрасль является одним из двигателей мировой торговли. На нее приходится более двух третьих от всех перевозимых товаров. Большинство грузовых судов использует традиционные дизельные

Бочки с топливом в Роттердаме

установки, а также газовые турбины, работающие на мазуте. Учитывая мировые тенденции перехода на производство экологически чистых видов топлива, IMO еще с 1960-х годов разрабатывает мероприятия по уменьшению негативного воздействия судоходства на экологию.

Как правило, для судов используется три основных вида топлива: дизельное топливо с серой менее 0,5%, судовое маловязкое топливо с показателями уже в 0,5%–1,5%, а также остаточное топливо с показателями по сере в более чем 1,5%. Сжигание сернистого топлива порождает относительно высокие уровни загрязнения, среди которых особую опасность представляют оксиды серы. Примечательно, что IMO установила единый норматив по сере для всех видов топлива, при этом как такового мазута с содержанием серы 0,5% ранее на глобальном рынке нефтепродуктов практически не было.

> В 2020 году из 200 млн тонн сернистого мазута на рынке останется около 70 млн тонн, из них 40 млн тонн придется на потребление судов, оборудованных скрубберами, а 30 млн тонн – на заправку в обход требований IMO

С вводом новых требований перед нефтяной и шиппинговой отраслями поставлен ряд сложных вопросов: как произвести низкосернистое бункерное топливо в достаточном объеме, удовлетворяющее широкому набору технических требований (определенный уровень вязкости, смешиваемость, стабильность и пр.), при этом ограничить рост цен приемлемыми для потребителей значениями и найти новые рынки сбыта для высокосернистого мазута.

По оценке Argus, в 2020 году рынок бункеровки ждет серьезная трансформация. Из 200 млн тонн ранее потребляемого сернистого мазута на рынке останется порядка 70 млн тонн, из которых 40 млн тонн придется на потребление судов, оборудованных скрубберами и еще 30 млн тонн может составить потребление в обход установленных требований. Соответственно, ожидаемый объем замещения сернистого мазута малосернистым топливом в 2020 году может достичь порядка 130 млн тонн. Сернистый мазут будет замещаться малосернистым дистиллятным топливом (MGO) и тяжелым топливом с серой 0,5%. Переход с мазута на малосернистое топливо несомненно приведет к увеличению затрат шиппинговых компаний, которые, в свою очередь, постараются перенести их в рост стоимости фрахта.

Балансировка рынка вслед за введением нового регулирования произойдет не одномоментно. Этот процесс может занять около двух-трех лет. Один из ключевых вопросов – это поиск рынков сбыта для сернистого мазута. На фоне существенного падения

цен на мазут вероятно увеличение его потребления в сегменте генерации. Особенно актуально это может быть для стран Ближнего Востока, где сейчас в генерации используется нефть. Одновременно могут возрасти потоки экспорта высокосернистого мазута в США для его дальнейшей переработки на установках замедленного коксования. Ряд НПЗ могут столкнуться с необходимостью сокращения объемов выпуска сернистого мазута.

Особый подход

Российские заводы встречают новые требования IMO не в лучшей форме. Основная причина – задержка реализации программ модернизации НПЗ. Изначально по четырехсторонним соглашениям предполагалось, что основной цикл модернизации российских заводов будет завершен к 2020 году. По факту лишь несколько компаний в полном объеме выполнили заявленные программы.

Уже на протяжении многих лет российские заводы характеризуются невысоким уровнем глубины переработки нефти. Это обусловлено недостаточным уровнем инвестиций в углубляющие процессы переработки нефти на фоне значительного расширения мощностей по первичной переработке. В последние годы, благодаря постепенной реализации части проектов в рамках четырехсторонних соглашений, завершению налогового маневра и расширению налоговых стимулов к модернизации, технологический профиль российской переработки заметно усилился. Только за 2015–2018 годы объем ввода крекинговых мощностей составил 18 млн тонн. Крупнейшим реализованным проектом стала установка гидрокрекинга на Волгоградском НПЗ мощностью 3,5 млн тонн, запущенная в 2016 году, а также гидрокрекинг на Орском НПЗ мощностью 1,6 млн тонн. Заметно пополнился пул установок по переработке нефтяных остатков, в первую очередь, это установка замедленного коксования на Пермском НПЗ мощностью 2,1 млн тонн, запущенная в 2015 году, а также установка на 2 млн тонн на НПЗ «ТАНЕКО», введенная в эксплуатацию в 2016 году. Тем не менее, несмотря на реализацию этих проектов, уровень вторичных процессов на российских нефтеперерабатывающих заводах остается невысоким, порядка 78 %, тогда как для современных технологически продвинутых НПЗ этот уровень может превышать 200 %.

Заправка лодок в Сибири

В итоге в России продолжается выпуск значительных объемов мазута. Если смотреть на официальную статистику ЦДУ ТЭК, то выпуск топочного мазута составил 46,4 млн тонн в 2018 году. Это заметно ниже пика 2014 года (–41 %), в том числе благодаря новым вводам и оптимизации загрузки. По факту, снижение было не столь масштабным, так как тенденцией последних лет стало активное переименование мазута в различные судовые, котельные и прочие тяжелые топлива. По факту, с учетом реклассификации, выпуск мазутов и их переименованных аналогов сократился только на 25 % до 62 млн тонн.

Российские регуляторы, опасаясь резкого увеличения финансового давления на отечественных судовладельцев, приняли решение отсрочить до 2024 года введение на территории России и ЕАЭС мировых экологических ограничений. При этом требования конвенции в международных водах будут полностью соблюдаться. Но эффект от этих действий, скорее всего, будет малозаметным, так как подавляющий объем рынка приходится именно на международный сегмент бункеровки. Так, общий объемы рынка бункеровки в российских портах, по оценке Минэнерго, в 2018 году составил около 10,7 млн тонн, из которых около 8,7 млн тонн пришлось на мазут с содержанием серы до 3,5 %. А на внутренние водные пути приходится, также по оценке Минэнерго, лишь 0,6 млн тонн топлива в год – менее 6 % всей бункеровки в РФ.

Победители и проигравшие

По своей сути, новыми ограничениями IMO вводится своеобразный «налог на серу», что отразится на стоимости не только всех сернистых нефтепродуктов, но и нефти. Все легкие малосернистые сорта получат дополнительную премию в цене, а тяжелые сорта, как, например, российская Urals, будут торговаться с дисконтом. Для Urals дисконт может достигать 4–5 долларов на баррель по отношению к малосернистому эталону North Sea Dated.

Таким образом, IMO затронет не только переработчиков, но и производителей нефти. И если экспортеры Urals скорее понесут потери из-за IMO, экспортеры малосернистой смеси ВСТО наоборот, окажутся в выигрыше.

Падение цен на сернистый мазут, составляющий все еще значительную долю в выпуске российских НПЗ, должно подстегнуть переработчиков к более ускоренному уходу от выпуска мазута, и, в то же время, привести к дальнейшему снижению рентабельности не успевающих с модернизацией НПЗ. В то же время для комплексных заводов, располагающих установками переработки нефтяных остатков, IMO может стать наградой за предыдущие вложения в углубляющие мощности, т. к. маржа и привлекательность переработки Urals для комплексных НПЗ только повысятся. Этот эффект сложится из-за удешевления Urals по отношению к малосернистому эталону и одновременного увеличения крэк-спредов на светлые нефтепродукты.

Перспективы

Как российский, так и мировой рынок бункеровки ожидает существенная трансформация. Две трети потребляемого ранее высокосернистого мазута будет замещено малосернистым топливом. Предварительные оценки свидетельствуют в пользу того, что потребители отдадут предпочтение новому тяжелому топливу с серой 0,5 %, из-за меньшей стоимости по сравнению с дистиллятным топливом,

Судно для перевозки химикатов на приколе

Танкер

причем доля этого тяжелого топлива будет год от года возрастать. Но потребление дистиллятов также существенно возрастет, что приведет к росту крэк-спредов на все малосернистые средние дистилляты (до 19–20 долларов за баррель). Кроме того, вырастет крэк-спред на гидроочищенный ВГО и, как следствие, крэк-спред на бензин. Все сернистые продукты будут торговаться с существенными дисконтами в перспективе 2020–2022 годов.

В определенной степени трансформация будет связана с низким уровнем проникновения скрубберов. На начало 2020 года количество этих установок едва ли превысит порядка 3 тысяч судов при общей величине коммерческого флота свыше 90 тысяч судов. Хотя это и наиболее привлекательный в операционном плане вариант, он требует инвестиций порядка 1–6 млн долларов, в зависимости от размера судна. При этом технически этот проект можно реализовать только на судах средней и высокой тоннажности.

Значительный спред в стоимости дистиллятных топлив и высокосернистого мазута, который может составить порядка 50 долларов за баррель в 2020 году, будет стимулировать расширение использования скрубберов на судах. Постепенно будет увеличиваться спрос и потребление сернистого мазута. Вместе с этим будут восстанавливаться цены на сернистый мазут.

Пытаясь соблюсти технические требования и нормы ИМО, производители будут пытаться подобрать оптимальный состав новых топлив с серой 0,5%, решая одновременно несколько задач – сделать продукт с привлекательной стоимостью, из широко доступных ресурсов и, при этом, с максимально возможным вовлечением сернистого мазута. В свою очередь, потребители могут столкнуться с различными сложностями – как с доступностью того или иного продукта, так и техническими проблемами (например, не смешиваемостью топлив различных производителей, нестабильностью новых топлив и пр.).

> ИМО затронет не только переработчиков, но и производителей нефти. И если экспортеры Urals скорее понесут потери, поставщики малосернистой смеси ВСТО, наоборот, окажутся в выигрыше

Временным прибежищем для высокосернистого мазута может стать сектор генерации, но это в большей степени применимо для внешних рынков. Потенциал внутреннего рынка существенно меньше (до 2 млн тонн) и ограничивается отдельными регионами. В любом случае отечественный рынок будет неспособен поглотить те объемы, которые ранее шли на рынок бункеровки.

Одновременно производители будут пытаться уйти от выпуска высокосернистого мазута, как инвестируя в новые перерабатывающие мощности, так и путем оптимизации продуктовой корзины, в том числе в пользу прямогонного мазута, при наличии проблем с поиском рынка для крекингового сернистого мазута.

Сухогруз в порту

УДК 339.166.2

СОГЛАШЕНИЕ ОПЕК+:
АНАЛИЗ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ РОССИИ

Валерий Константинович АКИНФИЕВ –
ведущий научный сотрудник,
доктор технических наук
Института проблем управления
им. В.А. Трапезникова РАН,
e-mail: akinf.valery@yandex.ru

Аннотация. В статье анализируется влияние соглашения ОПЕК+ на мировой рынок нефти. Предложена математическая модель рынка нефти, основанная на балансе спроса и предложения. Модель используется для оценки будущих поставок нефти странами ОПЕК+ и производителями сланцевой нефти в США в зависимости от мировых цен на нефть. Мы попытались ответить на вопрос: выгодно ли соглашение ОПЕК+ для России?

Ключевые слова: соглашение ОПЕК+, математическая модель, баланс спроса и предложения, рынок нефти.

Введение

Появление технологии гидроразрыва пласта (фрекинга) в США резко изменило перспективы мировой нефтедобывающей отрасли за последнее десятилетие. Именно сланцевая отрасль США стала основной причиной резкого роста предложения нефти на рынке в 2013–2015 годах, который привел к резкому падению цен на нефть до 30 долларов за баррель в середине 2014 года.

Но уже к 2016 году мировой рынок нефти перешёл от фазы жесткой конкуренции и ценовой войны 2014–2015 годов к регулированию рынка, направленному на стабилизацию цен на заданных уровнях. Так, в ноябре 2016 года страны ОПЕК договорились о сокращении добычи нефти на 1,2 млн баррелей в сутки. В декабре к соглашению присоединились еще 11 стран, не входящих в ОПЕК, включая Россию. Участники соглашения договорились уменьшить добычу уже на 1,75 млн баррелей в сутки по сравнению с уровнем октября 2016 года.

Аналогичное соглашение было подписано и в декабре 2018 года. По нему страны ОПЕК и десять не входящих в организацию производителей сырья, включая Россию, совместно выполняют соглашение о сокращении добычи нефти на 1,2 млн баррелей в сутки. Целевой ориентир для цены нефти, установленный при подписании соглашения, составил 70 долларов за баррель.

> Сланцевая революция в США изменила параметры модели глобального нефтяного рынка: предложение нефти стало более эластичным

Саудовская Аравия и ряд других членов ОПЕК в сложившейся ситуации рассчитывают на взаимодействие с нефтедобывающими странами во главе с Россией, которые помогут противостоять экспансии США и ослабят негативные последствия сланцевого бума. Меры ОПЕК+, направленные на восстановление баланса спроса и предложения на мировом рынке, могут оказаться достаточно эффективными. Сокращение добычи в странах ОПЕК+ приводит к увеличению резервных добывающих мощностей, что позволяет уменьшить волатильность цен.

Тем не менее, при реализации принятой стратегии регулирования рынка странами ОПЕК+ сланцевые нефтяные компании способны развиваться и наращивать добычу высокими темпами. В соответствие с прогнозом ОПЕК ожидается годовое увеличение добычи сланцевой нефти в 2019–2020 годах в среднем на 1,4 млн баррелей в день [1]. Затем, после 2023 года прогнозируется замедление роста добычи сланцевой нефти в США и достижение пика в 2027–2028 годах на уровне 14,3 млн баррелей (что составит примерно 13,5% от рынка). Затем добыча будет снижаться, достигнув 12,1 млн баррелей в день к 2040 году (что составит примерно 10,5% от рынка). Для сравнения, в 2018 году добыча сланцевой нефти в США вышла на уровень 7,5 млн баррелей в день, что составляет около 7,5% рынка [1].

ОПЕК также ожидает годовой рост общемирового спроса на нефть в среднесрочной перспективе на 1,2 млн баррелей в день – до 104,5 млн баррелей в день к 2023 году. Затем прогнозируется постепенное замедление темпов роста спроса, который достигнет пика в 2040 году на уровне 110–111,5 млн баррелей в день. Такой прогноз в целом соответствует прогнозу Международного энергетического агентства (IEA), который также предполагает замедление роста общемирового спроса на нефть после 2040 года. Между тем, некоторые ведущие мировые нефтяные компании, например Royal Dutch Shell, ожидают пика общемирового спроса уже в 2025–2030 годах, а BP в 2035 году на уровне 110,3 млн баррелей в сутки.

Возникает вопрос – насколько участие в соглашении ОПЕК+ выгодно для России? Приведенный прогноз ОПЕК сделан при условии поддержания нефтяных цен на уровне 70 долларов за баррель. При таком сценарии доля сланцевой нефти через 7–9 лет может увеличиться почти в два раза. При этом доля остальных участников рынка, в том числе

Valery Konstantinovich AKINFIEV –
Leading Research Fellow and
Doctor of Engineering at the
V. A. Trapeznikov Institute of
Control Sciences of the Russian
Academy of Sciences,
e-mail: akinf.valery@yandex.ru

OPEC AGREEMENT:
ANALYSIS OF CONSEQUENCES FOR RUSSIA

Abstract. This paper analyzes the impact of the OPEC+ agreement on the global oil market. A mathematical model of the oil market based on the balance of supply and demand is presented. The model is used for estimating the future oil supplies by OPEC+ countries and U.S. shale oil producers depending on global oil price. We tried to answer the question: is the OPEC agreement favorable for Russia?

Keywords: OPEC agreement, a mathematical model, balance of supply and demand, oil market.

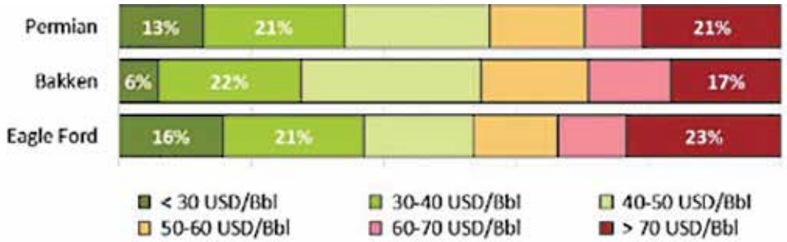


Рис. 1. Распределение запасов нефти по интервалам цен безубыточности

Источник: Rystad Energy ShaleWell Cube, August 2018

и России, уменьшится. Понятно, что для гармоничного развития нефтяной отрасли в России желательно сохранить свою долю мирового рынка, которая в 2018 году составляла 1,8% [2]. Но, очевидно, эта возможность возникает при более низких ценовых уровнях.

> При цене нефти WTI порядка 50 долларов за баррель рост добычи на сланцевых проектах будет незначительным или даже нулевым

Следует отметить, что темпы роста добычи сланцевой нефти в значительной степени зависят от ценовых уровней нефти на глобальном рынке. Практический интерес представляет исследование сценариев, при которых ОПЕК+ будет поддерживать другие ценовые диапазоны, например: 60–70, 50–60, 40–50 долларов за баррель. Везде далее, если это специально не оговорено, под ценой нефти имеется в виду цена эталонного сорта Brent.

Какая цена нефти нужна России для выполнения бюджетных обязательств и экономического развития, а также для сохранения своей доли на глобальном рынке нефти? Статья посвящена обсуждению этих важных вопросов.

Оценка будущих поставок сланцевой нефти в зависимости от изменения мировых цен на нефть

Сланцевая революция в США изменила параметры модели глобального нефтяного рынка: предложение нефти со стороны производителей стало более эластичным. Сланцевые компании США увеличивают добычу нефти в ответ на повышение цен, и, наоборот, сокращают добычу, если нефть дешевеет. Быстрая реакция со стороны сланцевой отрасли на изменение ситуации на нефтяном рынке способна удерживать цены в узком диапазоне, который зависит также от стратегии добычи нефти других игроков рынка. До «сланцевой революции» скачки цен были обычным явлением из-за неэластичности предложения традиционной нефти.

Здание ОПЕК

Сланцевая добыча в бассейне Permian, США

Возникает важный вопрос – как может быть описано поведение сланцевых компаний в зависимости от динамики мировых цен на нефть?

В настоящее время в США ведется бурение и добыча на пяти основных бассейнах, которые значительно различаются между собой, в том числе по профилям добычи, по производительности скважин, по динамике роста дебитов на скважине, по транспортным издержкам и цене реализации. Основным показателем, который влияет на доходность инвестиций в сланцевые проекты и способность их генерировать положительный денежный поток, является показатель «цена безубыточности». На рис. 1 показано распределение запасов нефти по интервалам цен безубыточности WTI для основных сланцевых бассейнов США. Расчёт цены безубыточности основан на традиционной модели DCF, которая включает все инвестиции, операционные и фискальные расходы (за исключением затрат на землю, которые рассматриваются как ресурсная рента) плюс 5% доходности.

> По мере эксплуатации месторождений сланцевой нефти компаниям придется переходить от площадей с меньшей ценой безубыточности к площадям с большей ценой безубыточности

Следует иметь в виду, что по мере эксплуатации месторождений компаниям придется переходить от площадей с меньшей ценой безубыточности к площадям с большей ценой безубыточности. По этой причине в дальнейшем медианная цена безубыточности основных сланцевых бассейнов США будет расти, несмотря на совершенствование технологии добычи, и снижению издержек по некоторым статьям затрат.

Другим важным фактором, способным оказать влияние на темпы добычи сланцевой нефти в США, является также объем ресурсной базы месторождений. Согласно последним данным, предоставленным SEC, ресурсы в бассейне Permian (наиболее перспективном в плане разработки) могут достигать всего 3,8 млрд баррелей. Бассейны Eagle Ford и Bakken могут располагать пятью млрд баррелей каждый.

Проблеме прогнозирования добычи сланцевой нефти США посвящен ряд публикаций [3, 4, 8,9]. Наиболее популярным является подход, связанный с использованием различных модификаций моделей авторегрессии. В [8] для оценки будущих поставок сланцевой нефти (на примере бассейна Bakken) предлагается использовать модель нелинейного и линейного прогнозирования на основе метода Auto Regressive Integrated Moving Average (ARIMA). В [9] для прогнозирования добычи сланцевой нефти в США предложена новая гибридная модель NMGM-ARIMA, в которой метод ARIMA дополнен нелинейной моделью коррекции остаточного члена последовательности. Эмпирические результаты показывают, что метод NMGM-ARIMA может улучшить эффективность прогнозирования [9]. Данные методы предназначены для прогнозирования на горизонте в несколько кварталов.

Другой подход связан с рассмотрением моделей, которые учитывают при моделировании большое

Добыча нефти, Саудовская Аравия

число взаимосвязанных факторов и существенно используют экспертную информацию. Данные методы позволяют строить прогнозы с горизонтом в несколько лет. В этих методах также рыночная цена нефти задается экзогенно, в виде набора сценариев.

Так в [3, 4] приводятся результаты исследований, полученные при использовании краткосрочной модели сланцевой отрасли США. Модель генерирует прогнозы шести основных показателей по каждому из пяти нефтяных сланцевых бассейнов (Bakken, Eagle Ford, Anadarko, Niobrara и Permian). Модель позволяет строить сценарные прогнозы по динамике добычи в зависимости от динамики цены на нефть WTI, возможного роста производительности буровых установок и других технологических и ресурсных ограничений.

Рис. 2. Зависимость прироста добычи сланцевой нефти от цены WTI

По прогнозам Института экономики и финансов (ИЭФ), если цена нефти WTI будет на уровне 70 долларов за баррель и выше, то годовой рост добычи в ближайшие два-три года может составить 2–2,5 млн баррелей в день [4]. При цене нефти WTI в интервале 60–70 долларов за баррель рост добычи прогнозируется на уровне роста мирового спроса, то есть на уровне 1,2–1,4 млн баррелей в день. При цене нефти WTI порядка 50 долларов за баррель рост добычи будет незначительным или даже нулевым. При цене ниже 50 долларов за баррель сланцевые проекты перестанут быть привлекательными для инвесторов. Нужно иметь в виду, что цена нефти WTI отличается от цены нефти Brent в среднем на 10% в сторону уменьшения.

> При более низких целевых уровнях цены нефти, которые устанавливает ОПЕК+, рост добычи нефти сланцевых компаний будет ограничен

Мы будем использовать эти результаты и прогнозы других аналитиков при построении модели поведения сланцевых компаний США. Пусть G^t_{shale} – прирост добычи сланцевой нефти в период t. G^t_{shale} зависит от динамики цены на нефть и времени, прошедшего от начала прогнозного периода. Тогда $G^t_{shale} = \Psi(P^{t-1}, t)$, где P^t – цена нефти на рынке. Эта зависимость может быть задана в виде серии графиков. Усредненные зависимости прироста добычи сланцевой нефти США от цены нефти WTI для периодов 2019–2020 гг., 2023–2024 гг., 2026–2027 гг. представлены на рис. 2.

Тогда добыча сланцевой нефти может быть задана следующей рекуррентной формулой:

$$S^t_{shale} = S^{t-1}_{shale} + \Psi(P^{t-1}, t) \quad (1)$$

Заметим, что цена нефти (P^t) не известна заранее и определяется на основе рыночного механизма ценообразования в зависимости от соотношения спроса и предложения.

Модель рынка нефти на основе баланса спроса и предложения

Проблеме построения модели рынка нефти и прогнозирования нефтяных цен с учетом влияния на них динамики добычи сланцевой нефти США посвящен ряд публикаций [10–12]. В [10] предложен игровой подход к анализу стратегий стран ОПЕК+ с учетом динамики добычи сланцевой нефти США. Использованы различные игровые модели равновесия Курно, в которых модель формирования цены на рынке задается в виде линейной функции спроса. При этом предполагается, что спрос на нефть со стороны потребителей линейно зависит от ее рыночной цены. Данный подход не учитывает низкую эластичность спроса на нефть от ее цены. На основе проведенных расчетов и сравнения полученных результатов с историческими данными за период 2014–2016 годы авторы делают вывод, что предложенный подход не позволяет объяснить реальные данные и требует доработки.

В [11] с использованием модели структурной векторной авторегрессии (VAR) анализируются факторы, влияющие на появление шоков нефтяного рынка. Исследование позволило сделать ряд интересных выводов относительно важности фактора баланса спроса и предложения для объяснения колебаний рынка нефти, а также влияния различных допущений относительно показателей эластичности рынка нефти. В [12] анализируется взаимосвязь между ценами на нефть и макроэкономическими показателями на основе модели общего равновесия, в которой учитываются технологические шоки, зависящие от развития новых технологий, шоки от поставок нефти и прогнозы о будущих поставках нефти.

Мы предлагаем имитационную динамическую игровую модель, представленную на рис. 3. Модель описывает взаимосвязи между спросом на нефть, стратегией поставок нефти на рынок со стороны игроков и динамикой изменения цены на нефть. Модель позволяет, задавая различные стратегии поведения игроков, моделировать движение нефтяных цен, которые в свою очередь влияют на выбор игроками своих решений по добыче нефти и поставкам ее на рынок. В модели представлены три игрока: сланцевые компании США, страны ОПЕК+ (включая Россию), а также страны, не входящие в ОПЕК+ (включая добычу традиционной нефти в США).

Добыча нефти, Саудовская Аравия

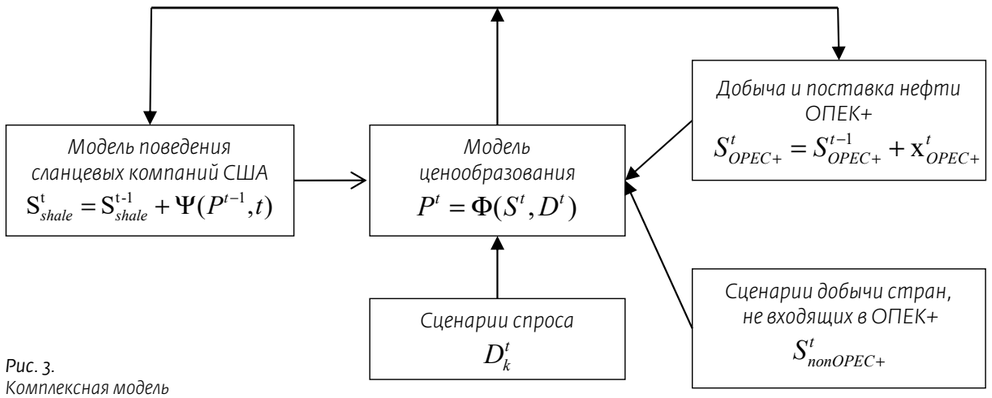


Рис. 3.
Комплексная модель

Методология исследования основана на сценарном моделировании и анализе стратегий ОПЕК+ по управлению балансом спроса и предложения на нефтяном рынке (снижение или увеличение добычи) для таргетирования нефтяных цен на заданных целевых уровнях. При моделировании каждого сценария оцениваются два критерия: валовая выручка от продажи нефти за определенный период и динамика изменения доли рынка.

Пусть x^t_{OPEC+} – управление со стороны ОПЕК+ в виде сокращения или увеличения добычи нефти в периоде t. Величина x^t_{OPEC+} устанавливается в зависимости от соотношения цены нефти на рынке в предшествующем периоде t-1 и границ заданного целевого диапазона. Механизм выбора x^t_{OPEC+} обозначим через ω, $x^t_{OPEC+} = \omega(P^t, P_н, P_в)$, где $P_н$ и $P_в$ – границы целевого диапазона. Например, данный механизм может состоять в следующем: $x^t_{OPEC+} = (D^{t-1} - S^{t-1}) \cdot k^t$, где k^t коэффициент, который зависит от степени отклонения P^{t-1} от целевого уровня $(0 \le k^t \le 1)$.

D^t_k – сценарии глобального спроса на нефть. Предполагается, что спрос D^t_k заранее неизвестен участникам рынка. Модель ценообразования на рынке $P^t = \Phi(S^t, D^t)$ задается рекуррентной формулой [4]:

$$P^t = P^*(t) \cdot \left(1 + \gamma(t) \cdot \left(\frac{\sum_{t-2}^{t} D^t_k - \sum_{t-2}^{t} S^t}{\sum_{t-2}^{t} D^t_k}\right)\right) \quad (2)$$

Здесь S^t – суммарное предложение нефти на рынке, $S^t = S^t_{shale} + S^t_{OPEC+} + S^t_{nonOPEC+}$. В соответствии с [5–7], коэффициент эластичности в модели $\gamma(t) = \gamma^+$, если $D^t_k - S^t \ge 0$ и $\gamma(t) = \gamma^-$ в противном случае. Усредненное значение равно 9,75 и, соответственно, равно 28,7. В модели при формировании прогнозной цены используется информация о динамике спроса и предложения за два предшествующих периода. Параметр $P^*(t)$ вычисляется следующим образом: $P^*(t) = P^*(0)$, где $P^*(0)$ – цена нефти на начало прогноза. Если в некоторый период t^* $D(t) = S(t)$, то $P^*(t) = P^t$ для всех $t \ge t^*$. Модель учитывает свойство «гистерезиса» при формировании цены, равновесное значение цены может установиться на уровне, отличном от первоначального.

В [5, 7], показано, что коэффициент эластичности в зоне дефицита нефти меньше, чем коэффициент эластичности в зоне профицита. Это объясняется тем, что в период высоких цен на нефть даже при дефиците нефти (спрос превышает поставки) нефтяным компаниям выгоднее нарастить добычу и не поднимать цены слишком высоко, так как это может привести к необратимому снижению спроса, вследствие адаптации рынка к новым условиям. В период профицита нефти на рынке (предложение превышает спрос) нефтяным компаниям выгоднее резко снизить цену на нефть и, тем самым, стимулировать спрос. Причем, компании с низкой точкой безубыточности имеют преимущество по снижению цены без потери положительной рентабельности. В результате происходит уход некоторых игроков с рынка и, соответственно, предложение нефти и ее поставки снижаются.

> При высоких ценах даже с учетом дефицита нефтяным компаниям выгоднее нарастить добычу и не поднимать цены слишком высоко

На рисунках 4 и 5 приведены результаты тестирования предложенной модели на данных о спросе, предложении нефти и цене за период: II квартал 2013 года – IV квартал 2018 года.

Результаты показывают, что график цены нефти, полученный с помощью модели, в достаточной степени совпадает с историческими данными о цене нефти. Отклонение прогнозной цены от исторической в некоторые периоды можно объяснить усилением роли факторов, не связанных с оценкой рынком баланса спроса и предложения. Так, например, в период с IV квартала 2017 года по III квартал 2018 года на цену нефти влияли также внешнеполитические факторы, связанные, в основном, с событиями в Венесуэле и санкциями США против Ирана.

Модель, описанная в данном разделе, позволяет, задавая на ее входе варианты динамики изменения спроса D^t_k, сценарии добычи стран не входящих в ОПЕК+ $S^t_{nonOPEC+}$, механизм формирования квот ОПЕК+ x^t_{OPEC+} рассчитать на основе модели (2) динамику цены на нефть.

Задача состоит в выборе в каждый период t параметра x^t_{OPEC+}, при котором цена нефти будет оставаться в заданном целевом диапазоне $(P_н \le P^t \le P_в)$. Программно имитационная модель (рис. 3) и методы оптимизации и подбора параметров x^t_{OPEC+} реализованы средствами MS EXCEL.

Рис. 4. Баланс спроса и предложения на рынке нефти

Рис. 5. Цена и баланс нефти на рынке

Источник: International Energy Agency. URL: https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic

1	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
2	101,2	102,2	103,2	104,1	105,0	105,9	106,7	107,6	108,4	109,2
3	7,40	9,20	10,64	11,79	12,71	13,45	14,04	14,51	14,89	15,08
4	7,3%	9,0%	10,3%	11,3%	12,1%	12,7%	13,2%	13,5%	13,7%	**13,8%**
5	48,4	47,6	47,1	46,9	46,9	47,0	47,3	47,7	48,1	48,7
6	47,8%	46,6%	45,7%	45,1%	44,6%	44,4%	44,3%	44,3%	44,4%	**44,6%**
7	0,0	-0,8	-0,5	-0,2	0,0	0,2	0,3	0,4	0,4	0,6
8	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4

Таблица 1. Прогноз динамики добычи нефти и доли рынка в период 2019–2028 годы

Результаты моделирования

Глобальный спрос D^t_k в модели не является эластичным, то есть в краткосрочной перспективе не зависит от изменения рыночной цены и задается в модели экзогенно в виде множества сценариев. В качестве базового сценария D^t_k принят прогноз ОПЕК роста глобального спроса в период 2019–2028 годы[1]. В таблице 1 представлены результаты расчетов динамики добычи и доли рынка сланцевой нефти США, динамика добычи и доли рынка ОПЕК+, а также снижение/рост добычи год к году ОПЕК+ для поддержания цены на целевом уровне 65 долларов за баррель.

В первом столбце таблицы 1 приняты следующие обозначения: 1 – периоды; 2 – спрос, млн баррелей в сутки (прогноз ОПЕК); 3 – среднегодовая добыча сланцевой нефти США, млн баррелей в сутки; 4 – доля рынка сланцевой нефти США; 5 – среднегодовая добыча ОПЕК+, млн баррелей в сутки;

6 – доля рынка ОПЕК+; 7 – снижение/рост добычи год к году; 8 – среднегодовая добыча не ОПЕК+, млн баррелей в сутки.

Кроме этого, рассмотрены еще два сценария: прогноз роста глобального спроса ОПЕК плюс 15% и прогноз роста глобального спроса ОПЕК минус 15%. Результаты анализа доли рынка и валютной выручки России от продажи нефти в зависимости от целевого уровня цены представлены в таблице 2.

Выводы

Проведённые расчеты (таблица 1) подтверждают, что ОПЕК+, снижая добычу с целью поддержать цену нефти на высоком целевом уровне, создает свободную нишу на рынке. Эту нишу занимают производители вне соглашения, в основном производители сланцевой нефти, которые могут продолжать наращивать добычу. При более низких целевых уровнях цены нефти, которые устанавливает ОПЕК+, рост добычи нефти сланцевых компаний будет ограничен и, при определённых сценариях роста глобального спроса, квоты ОПЕК+ могут быть установлены и в сторону увеличения добычи, что будет способствовать сохранению их доли рынка.

Однако при существующей стратегии ОПЕК+ (целевой уровень цены нефти в интервале 60–70 долларов за баррель) лидером по росту добычи останутся США. Расчеты, проведенные на модели, показывают, что к 2028 году добыча сланцевой нефти в США по сравнению с 2018 годом может увеличиться почти в два раза и достигнет 15,1 млн баррелей в сутки. Сланцевая нефть США будет занимать 13,8% рынка, при этом доля рынка российской нефти снизится до 10,5%.

> Участие России в соглашении ОПЕК+, как и участие в нем других стран, в сложившихся условиях является разумной стратегией

Расчеты показывают, что для России наиболее выгодным с точки зрения сохранения доли рынка является вариант таргетирования цены нефти на более низких уровнях, но при этом заметно сокращается валютная выручка от продажи нефти. В целом можно сделать вывод, что участие России в соглашении ОПЕК+, как и участие в нем других стран, в сложившихся условиях является разумной стратегией.

Таблица 2. Показатели России в зависимости от целевого уровня цены нефти

Целевой уровень цены нефти ОПЕК+	40–50	50–60	60–70	70+
Прогноз роста глобального спроса ОПЕК в период 2019–2028 годы				
Доля рынка к 2028 году,%	12,0%	11,1%	10,5%	10,1%
Валютная выручка России от продажи нефти, трлн долларов	13,338	15,280	17,334	19,443
Прогноз роста глобального спроса ОПЕК плюс 15%				
Доля рынка к 2028 году,%	12,1%	11,2%	10,7%	10,3%
Валютная выручка России от продажи нефти, трлн долларов	13,596	15,595	17,706	19,873
Прогноз роста глобального спроса ОПЕК минус 15%				
Доля рынка к 2028 году,%	11,8%	10,9%	10,4%	10,0%
Валютная выручка России от продажи нефти, трлн долларов	13,083	14,968	16,965	19,017

В кулуарах ОПЕК

Использованные источники

1. *World oil outlook 2018. The annual OPEC forecast, 2018, 364 p. URL: https://woo.opec.org/.*
2. *Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефть в пространстве и «пространство нефти» // Энергетическая политика, 2018, №3. С. 69–73.*
3. *Фейгин В.И., Титов А.В. Нефтяной рынок в зоне турбулентности // Нефтегазовая вертикаль, 2019, №1–2. С. 54–61.*
4. *Салихов М.Р., Курилов В.В. Сланцевая добыча в США: сценарные прогнозы // Институт энергетики и финансов, Аналитика, 31 октября 2018, 35 с.*
5. *Акинфиев В.К. Анализ волатильности нефтяного рынка // РИСК: Ресурсы, Информация, Снабжение, Конкуренция, 2017, № 2. С. 193–196.*
6. *Акинфиев В.К. Модель конкуренции между нефтедобывающими компаниями с традиционным и нетрадиционным способом добычи // Управление большими системами, Вып. 67, М.: ИПУ РАН, 2017. С.52–80.*
7. *V. Akinfiev. An Analysis and Forecasting Volatility of Crude Oil Market / Proceedings of the 11th International Conference «Management of Large-Scale System Development» (MLSD). Moscow: IEEE, 2018. DOI: 10.1109/MLSD.2018.8551767.*
8. *JL Smith. Estimating the future supply of shale oil: A Bakken case study - Energy Economics, 2018 – Elsevier Energy Economics 69 (2018) P. 395–403.*
9. *Q. Wang, X. Song, R. Li. A novel hybridization of nonlinear grey model and linear ARIMA residual correction for forecasting U.S. shale oil production. Energy 165 (2018) P. 1320–1331.*
10. *D. Ansari. OPEC, Saudi Arabia, and the shale revolution: Insights from equilibrium modeling and oil politics. Energy Policy, Volume 111, December 2017, P. 166–178.*
11. *D. Caldara, M. Cavallo, M. Iacoviello. Oil price elasticities and oil price fluctuations - Journal of Monetary Economics, August 2018 – Elsevier.*
12. *C. Olovsson. Oil prices in a general equilibrium model with precautionary demand for oil. Review of Economic Dynamics, Volume 32, April 2019, P. 1–17.*

С.М. СЕНДЕРОВ, Н.А. ЮСИФБЕЙЛИ, В.И. РАБЧУК, В.Х. НАСИБОВ, С.В. ВОРОБЬЕВ, Р.Р. АЛИЗАДЕ
S.M. SENDEROV, N.A. YUSIFBEYLI, V.I. RABCHUK, V.KH. NASIBOV, S.V. VOROBEV, R.R. ALIZADE

УДК 31.19+66.2

ГЕОПОЛИТИКА НА ШЕЛЬФЕ КАСПИЯ
И ЕЁ ВЛИЯНИЕ НА ДОБЫЧУ АЗЕРБАЙДЖАНА

Сергей Михайлович СЕНДЕРОВ –
д. т. н., замдиректора ИСЭМ СО РАН,
e-mail: ssm@isem.irk.ru

Нурали Адилович ЮСИФБЕЙЛИ –
д. т. н., заместитель председателя, ГААВИЭ

Виктор Иванович РАБЧУК –
к. т. н., в. н. с., ИСЭМ СО РАН,
e-mail: rabchuk@isem.irk.ru

Валех Халилович НАСИБОВ –
к. т. н., заместитель директора, АНИПИИЭ

Сергей Валерьевич ВОРОБЬЕВ –
к. т. н., с. н. с., ИСЭМ СО РАН,
e-mail: seregavorobev@isem.irk.ru

Рена Рафаэль АЛИЗАДЕ –
к. т. н., с. н. с., АНИПИИЭ,
e-mail: rena_alizade@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу геополитических факторов в освоении Азербайджаном шельфа Каспийского моря. Подробно описана ситуация вокруг нефтегазового шельфа Азербайджана в ретроспективе. Основные геополитические интересы стран Каспийского региона представлены в отношении шельфа и добычи углеводородов на нем. Показана важность шельфа Каспийского моря для Азербайджана. Приведены значения основных показателей развития и функционирования нефтегазового комплекса Азербайджана, подчеркивающих роль шельфа Каспийского моря. Делается вывод о том, что геополитические факторы играют особую роль в освоении нефтегазового Каспийского шельфа Азербайджана сегодня, как препятствуя освоению этого шельфа, так и способствуя его освоению.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, стратегические угрозы, прикаспийские регионы, шельф Каспийского моря.

Введение

Статья описывает неблагоприятныеи благоприятные факторы, определяющие ситуацию с освоением Азербайджаном нефтегазового шельфа Каспийского моря на современном этапе. Особое внимание уделено факторам геополитики, поскольку каспийский шельф или дно Каспийского моря принадлежит пяти государствам – Азербайджану, Казахстану, Ирану, России и Туркменистану. Каспийский шельф имеет исключительное значение для экономики Азербайджана, обеспечения энергетической безопасности страны на общегосударственном уровне, экспорта углеводородов [1, 2]. При этом, на сегодня отсутствует четко согласованный всеми прикаспийскими государствами документ о разделе дна Каспийского моря, который позволил бы всем этим странам, включая Азербайджан, бесконфликтно вести добычу нефти и газа. Отсутствие такого документа – важнейший фактор геополитики, оказывающий негативное влияние на освоение шельфа Азербайджаном. С другой стороны, политическое руководство страны уделяет внимание созданию благоприятных условий для внешних инвесторов, и решению вопроса транзита через третьи страны своих экспортируемых углеводородов. Играют свою роль и созданная в предыдущие годы инфраструктура добычи и транспортировки нефти, эффективная кооперация с международными компаниями в добыче и транспортировке нефти, а также юридическая база, основанная на «Контракте века» [3], подписанного в 1994 году.

> Сейчас отсутствует согласованный всеми каспийскими государствами документ о разделе Каспия, позволяющий бесконфликтно вести добычу

Сложившаяся ситуация вокруг нефтегазового каспийского шельфа Азербайджана

В азербайджанской части шельфа Каспийского моря находится более 90 % всех запасов углеводородов страны (оценка авторов – с учетом [4, 6]). Запасы на суше практически истощены, эти месторождения разрабатываются последние 150 лет и добыча на них давно вышла «на полку». Нефтегазовый комплекс Азербайджана обеспечивает около 95 % спроса на первичные энергоресурсы [4], на него приходится 85 % всего экспорта страны [5].

В Казахстане, Иране, России и Туркмении нефтегазовые комплексы также играют значительную роль в экономике, но основные регионы добычи в этих странах сосредоточены в материковой части, а не на шельфе Каспийского моря. В таблице 1 представлены ресурсы нефти и газа с расчетом по шельфу Каспия. Исходя из данных таблицы 1, для сохранения и дальнейшего увеличения уровня добычи нефти Азербайджану нужен документ о разделе дна Каспийского моря. На последней встрече глав пяти прикаспийских государств в Актау в августе 2018 года была принята Конвенция о правовом статусе Каспийского моря [7], но вопросы раздела дна здесь не были затронуты.

С подписанием «Контракта века» [3] в 1994 году началось интенсивное освоение нефтегазового шельфа в той части акватории Каспийского моря, которая признавалась всеми прикаспий-

GEOPOLITICS ON THE CASPIAN SHELF
AND ITS INFLUENCE ON AZERBAIJAN'S PRODUCTION

Sergey SENDEROV –
Doctor of Technical Sciences, Deputy Director, the Melentiev Energy Systems Institute (ISEM), Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
e-mail: ssm@isem.irk.ru

Nurali YUSIFBEYLI –
Doctor of Technical Sciences, Deputy Chairman, the State Agency for Alternative and Renewable Energy Resources of the Republic of Azerbaijan

Viktor RABCHUK –
Candidate of Technical Sciences, Senior Research Fellow, the Melentiev Energy Systems Institute (ISEM), Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
e-mail: rabchuk@isem.irk.ru

Valekh NASIBOV –
Candidate of Technical Sciences, Deputy Director, the Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Power-Engineering Institute

Sergey VOROBIEV –
Candidate of Technical Sciences, Senior Research Fellow, the Melentiev Energy Systems Institute (ISEM), Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
e-mail: seregavorobev@isem.irk.ru

Rena ALIZADE –
Candidate of Technical Sciences, Senior Research Fellow, the Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Power-Engineering Institute,
e-mail: rena_alizade@mail.ru

Abstract. The article is devoted to the analysis of geopolitical factors in the development of the Caspian Sea oil and gas shelf by Azerbaijan. The situation around the oil and gas shelf of Azerbaijan in retrospect is described in detail. The main geopolitical interests of the countries of the Caspian region are presented in relation to the shelf and hydrocarbon production on it. The importance of the shelf of the Caspian Sea for Azerbaijan is shown. The values of the main indicators of the development and functioning of the oil and gas complex of Azerbaijan are given, highlighting the role of the shelf of the Caspian Sea. It is concluded that geopolitical factors play a special role in the development of the oil and gas Caspian shelf of Azerbaijan today, both inhibiting the development of this shelf and conducive to its development.

Keywords: energy security, strategic threats, Caspian regions, Caspian shelf.

Таблица 1. Запасы нефти и газа стран Прикаспия с расчетом по Каспийскому морю (2018 год)

Показатели	Россия		Азербайджан		Туркменистан		Казахстан		Иран	
	Нефть, млн т	Газ, млрд м³	Нефть, млн т	Газ, млрд м³	Нефть, млн т	Газ, млрд м³	Нефть, млн т	Газ, млрд м³	Нефть, млн т	Газ, млрд м³
Доказанные запасы: всего,	14600	38900	1000	2100	100	19500	4300	1000	22600	3400
в т. ч. на шельфе Каспийского моря,	*350*	*700*	*900*	*1900*	*20*	*н/д*	*2000*	*250*	*1600*	*1400*
доля запасов шельфа к общим запасам	2,4%	1,9%	90%	90%	20%	0%	47%	25%	7%	4,1%
Объем добычи: всего,	563,3	669,5	39,2	18,8	10,6	61,5	91,2	22,4	220,4	239,5
в т. ч. на шельфе Каспийского моря,	***6,9***	***0***	***36***	***18,8***	***1,5***	***0***	***13***	***9***	***0***	***0***
доля объемов добычи на шельфе к объему всей добычи	1,2%	0%	92%	100%	14%	0%	14,2%	40%	0%	0%
Внутреннее потребление	360,1*	454,5	4,6*	10,8	7,1*	28,4	16,4*	19,4	86,2*	225,6
Экспорт	203,2	215	34,6	8	3,5	33,1	74,8	3	134,2	13,9

** Объемы переработки сырой нефти внутри страны для получения нефтепродуктов, используемых внутри страны и идущих на экспорт*

Источники: [5, 6, 8]

скими государствами азербайджанской. В этой части находится большое число месторождений нефти и газа с суммарными доказанными запасами (на 2018 год) жидких углеводородов в 900 млн тонн, а газа – в 1,9 трлн кубометров, геологические запасы – более 1,5 млрд тонн нефти и более 2,3 трлн кубометров газа [6].

За счет освоения этих запасов Азербайджаном успешно выполнялись все основные требования по обеспечению энергетической безопасности, как в части снабжения своих внутренних потребителей энергоресурсами, так и в части выполнения всех обязательств по экспорту углеводородов. Росла интенсивность геологоразведочных работ на нефтегазовом шельфе Каспийского моря, шло обустройство новых месторождений углеводородов, набирали обороты годовые уровни добычи и газа.

Запасы Азербайджана на суше практически истощены, эти месторождения разрабатываются последние 150 лет и добыча на них давно вышла «на полку». Более 90% запасов углеводородов страны находятся на шельфе Каспия

С 2010 года ситуация с развитием нефтегазового комплекса страны начала ухудшаться. На этот год приходится пик добычи нефти (50,8 млн тонн). Уровень добычи ее начал снижаться, к 2017 году он упал на 23,9% – до 38,7 млн тонн. Для продолжения работ на месторождении «Азери – Чираг – Гюнешли» (АЧГ), расположенного в азербайджанском секторе Каспийского моря, 23 декабря 2017 года между SOCAR и Азербайджанской международной операционной компанией (АМОК) был подписан протокол о продлении «Контракта века» до 2050 года. Согласно новому договору, доля участия SOCAR в АЧГ повысилась с 11,65% до 25%. При этом ежегодная добыча нефти на этом месторождении ожидается на уровне около 40 млн тонн в год. В 2018 году в Азербайджане наблюдается некоторое увеличение добычи нефти, как на суше, так и на море. При этом уровень добычи газа, включая попутный, за 2010–2018 годы вырос на 15,9%.

Одной из серьезных причин снижения уровней добычи нефти в Азербайджане после 2010 года стали трудности разграничения шельфа каспийского моря между Азербайджаном и Туркменией, а также между Азербайджаном и Ираном. Так, Туркмения не согласилась расширить на восток площадь азербайджанских нефтегазовых проектов в акватории Каспийского моря. Причиной отказа стал спорный вопрос о праве стран на нефтяное месторождение «Сардар – Кяпаз», которое Азербайджан считает продолжением месторождения «Азери – Чираг – Гюнешли». Против расширения азербайджанского шельфа, но уже на юге Каспия, выступил и Иран, оспаривая у Азербайджана право на разработку газового месторождения «Алов – Араз – Шарг».

Разногласия с Ираном по поводу спорного газового месторождения мало повлияли в целом на ситуацию с освоением Азербайджаном своих газовых месторождений на шельфе. У страны здесь много других «бесспорных» газовых участков. Это «Шахдениз» с прогнозируемыми запасами газа в 1,2 трлн кубометров; «Апшерон», «Умид», «Ашрафи» и другие – с прогнозируемыми суммарными запасами более 2,5 трлн кубометров. Разногласие между Азербайджаном и Туркменией по поводу самого разграничения каспийского шельфа оказалось весьма серьезным. Дело в том, что сегодня три четверти всей нефти Азербайджана добывается в зоне глубоководного шельфа Каспийского моря на мощной нефтеносной площади АЧГ. По мере геологоразведки площадь АЧГ непрерывно увеличивалась с выдвижением ее границ все дальше на восток. До какого-то момента времени ни одна прикаспийская страна не предъявляла претензий к Азербайджану по этому вопросу, считая такое продвижение вполне законным.

На 2010 год приходится пик добычи нефти Азербайджана в 50,8 млн тонн. Затем, уровень производства нефти начал снижаться. В итоге, к 2017 году он упал на 23,9% – до 38,7 млн тонн

Благоприятный инвестиционный климат, высокие мировые цены на нефть, а главное, динамика роста запасов делали проект «Азери – Чираг – Гюнешли» весьма привлекательным для внешних инвесторов. Достаточно сказать, что только в освоении АЧГ принимали участие более десяти мировых нефтяных компаний (среди которых – BP, Statoil, SOCAR и др.).

Ситуация изменилась после того, как Туркмения выразила свое несогласие с дальнейшим продвижением границ комплекса месторождений АЧГ на восток. Расширение этих границ прекратилось, прекратилось фактически и открытие новых нефтяных залежей, стали падать дебиты скважин на месторождениях АЧГ. Годовые объемы добычи нефти здесь стали сокращаться.

Ситуация усугублялась из-за отсутствия у прикаспийских государств четкой договоренности о разделе дна Каспийского моря. У Азербайджана есть двухсторонние соглашения с Россией и Казахстаном о демаркации границы своей зоны шельфа, и все еще нет подобных соглашений с Туркменией и Ираном.

Кроме того, падению годовых объемов добычи нефти в Азербайджане с 2010 по 2017 годы способствовали резкое снижение мировых цен на нефть в 2013 году, рост себестоимости добычи нефти на эксплуатируемых месторождениях, увеличение затрат на обеспечение промышленной безопасности на платформах и т. д.

В результате, иностранные инвестиции в нефтяной сектор Азербайджана стали сокращаться с 6,7 млрд долларов в 2014 году до 3,1 млрд долларов в 2018 году. Сокращение объемов добычи углеводородов при фактически неизменном уровне потребления первичных энергоресурсов привели к падению экспорта. Например, необходимость обеспечения газом внутренних потребителей при

Добыча на шельфе Азербайджана

выполнении обязательств по его экспорту, заставило Азербайджан (по согласованию с Россией) отказаться от поставок газа в Россию. А ведь еще в 2010 году по газопроводу «Баку – Махачкала» в Россию было поставлено 1,5 млрд кубометров азербайджанского газа. Мало того, «Газпром» стал поставлять в Азербайджан до 4 млрд кубометров газа в год [5] (2 млрд кубометров – по соглашению с государственной компанией SOCAR и 2 млрд кубометров – по соглашению с Азербайджанской метановой компанией). Доходы Азербайджана от экспорта углеводородов стали падать, сократились его инвестиционные возможности.

Таблица 2. Ожидаемые к 2020 году объемы ввода возобновляемых источников энергии

	МВт
Ветроэлектростанции	350
Солнечные электростанции	50
Электростанции на биотопливе	20
Всего	420

Основные показатели развития и функционирования нефтегазового комплекса Азербайджана с выделением роли шельфа Каспийского моря

С 2017 года экономика Азербайджана стабилизируется из-за роста мировых цен на нефть, диверсификации структуры ВВП за счет опережающего развития не нефтяных отраслей и резкого роста экспорта несырьевой продукции. Ожидается, что в 2019–2020 годах рост в не нефтяном секторе экономики Азербайджана составит около 9 % годовых.

В то же время, для стабилизации объемов использования газа в энергетическом балансе страны был принят ряд стратегических документов. Так, в стратегических дорожных картах национальной экономики предусмотрено интенсивное развитие альтернативных и возобновляемых источников энергии. В таблице 2 показаны объемы и сроки ввода новых возобновляемых источников энергии в энергосистему Азербайджана к 2020 году.

Ввод к 2020 году 420 МВт новых генерирующих мощностей на основе ВИЭ должен привести к высвобождению дополнительно примерно 250 млн кубометров газа, что позволит увеличить

Таблица 3. Основные показатели развития нефтегазового комплекса Азербайджана (с 2010 по 2018 гг. и ожидаемые – в 2019–2020 гг.) с выделением роли шельфа Каспийского моря

Показатели	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Доказанные запасы нефти: в целом по стране, млрд т	1	1	1	1	1	1	1
в т. ч. на шельфе Каспийского моря, млн т	$0{,}9 \cdot 10^3$	$0{,}9 \cdot 10^3$	$0{,}9 \cdot 10^3$	$0{,}9 \cdot 10^3$	$0{,}9 \cdot 10^3$	$0{,}9 \cdot 10^3$	$0{,}9 \cdot 10^3$
Объемы добычи нефти: в целом по стране, млн т	50,8	42	41,4	39,1	39,2	39–39,5	39–40
в т. ч. на шельфе Каспийского моря, млн т	45	38	37	36	36	35,5–36	35,5–36
Экспорт нефти всего, млн т	46,1	35,5	34,9	32,6	32,9	33–33,5	33,2–33,7
Внутреннее потребление нефти, млн т	4,7	6,5	6,5	6,5	6,3	6,3–6,4	6,3–6,4
Доказанные запасы природного газа: в целом по стране, трлн м³	1,2	1,3	1,3	1,3	2	2,3–2,5	2,5–3
в т. ч. на шельфе Каспийского моря, трлн м³	1,15	1,25	1,25	1,25	2,05	2,5–2,7	2,7–3
Добыча природного газа: в целом по стране, млрд м³	16,3	18,8	18,3	17,8	18,8	19–20	19–20
в т. ч. на шельфе Каспийского моря, млрд м³	16,3	18,8	18,3	17,8	18,8	19–20	19–20
Внутреннее потребление газа, млрд м³	8,1	11,5	10,9	10,6	10,8	10,5–11	10,5–11
Импорт природного газа в Азербайджан, млрд м³	-	-	1	1,7	1,7	1,5–1,7	1,3–1,5
Экспорт азербайджанского природного газа, млрд м³	8,2	7,3	8,4	8,9	9,7	10–11	10–11

Источники: [5, 6, 8]

Платформа проекта «Азери – Чираг – Гюнешли»

объем его экспорта. К 2025 году, в результате использования ВИЭ, будет высвобождаться 1,6 млрд кубометров газа, который можно будет экспортировать.

В таблице 3 показаны прогнозные значения основных показателей развития и функционирования нефтегазового комплекса Азербайджана в 2019–2020 годах, включая ожидаемые значения доказанных запасов углеводородов на его каспийском шельфе и объемы добычи здесь нефти и газа. Указанные прогнозные значения получены, исходя из предположения, что:

- доказанные запасы нефти (в целом, по стране, и на Каспийском шельфе) останутся примерно на том же уровне, что и в 2018 году;
- годовые приросты уровней добычи и экспорта нефти, если и будут, то весьма незначительны;
- внутреннее потребление фактически должно остаться на уровне 2018 года;
- доказанные запасы газа, скорее всего, будут расти;
- отсутствие ожиданий по росту добычи газа и его внутреннему потреблению в 2019–2020 гг.;
- существенное увеличение экспорта газа ожидается в последующие годы в результате реализации проекта ТАР;
- объемы импорта газа Азербайджаном в 2019 и 2020 гг. останутся на прежнем уровне.

Таблица 2 не содержит сведений о попутном газе, который производится на нефтяных месторождениях страны в объеме до 14 млрд кубометров в год, так как он практически весь закачивается обратно в нефтяные пласты для поддержания в них приемлемого давления.

Заключение

Нефтегазовый комплекс Азербайджана, основа которого – месторождения углеводородов на шельфе Каспийского моря, имеет исключительное значение для экономики страны и для обеспечения ее энергетической безопасности на общегосударственном уровне. Особую роль при освоении нефтегазового каспийского шельфа Азербайджана сегодня играют факторы геополитики – как тормозящие освоение этого шельфа, так и благоприятствующие его освоению. Естественно, первые факторы требуют смягчения или полного прекращения их действия, а вторые требуют их усиления. Для Азербайджана необходимо разрешение проблемы раздела дна Каспийского моря между прикаспийскими государствами. Кроме того, крайне важно сохранение в нефтегазовой сфере благоприятного инвестиционного климата. С целью снижения зависимости страны от нефтегазового сектора, необходимо постараться увеличить приток инвестиций в другие сектора экономики, к примеру, как уже упоминалось, в создание генерирующих мощностей на основе ВИЭ.

Доказанные запасы нефти на шельфе Азербайджана – 900 млн тонн, газа – 1,9 трлн кубометров

Исследование проводилось в рамках проекта государственного задания III.17.5.1 (рег. № АААА-А17–117030310451–0) фундаментальных исследований СО РАН и при частичной финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 18–58–06001.

Использованные источники

1. *Сендеров С. М., Юсифбейли Н. А., Рабчук В. И., Гусейнов А. М., Насибов В. Х., Воробьев С. В., Гулиев Г. Б., Смирнова Е. М. Энергетическая безопасность прикаспийских регионов России и Азербайджана: анализ проблем и пути обеспечения // Энергетическая политика. № 6, 2018. С. 108–117.*
2. *Senderov S., Yusifbeyli N., Rabchuk V., Huseynov A., Nasibov V., Vorobev S., Guliev G., Smirnova E. Geopolitical Features of Energy Security in the Caspian Regions of Russia and Azerbaijan / Geopolitics of Energy. Volume 41, Issue 1, January 2019. – P. 5–12.*
3. *«The Contract of the Century» 20 years later: an indisputable benefit. URL: https://www.bbc.com/Russian/business/2014/09/140919_azerbaijan_century_oil_contract_anniversary*
4. *Энергетика Азербайджана. Проблемы и перспективы развития энергетики Азербайджанской Республики. URL: http://matveev-igor.ru/articles/366220*
5. *State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan. Azerbaijan in Figures, 2016. URL: http://istmat.in-fo/bilis/uploads/53204/Azerbaijan_in_figures_2016.pdf*
6. *Российский Совет по международным делам. Рабочая тетрадь. Нефть и газ Каспийского моря: между Европой и Азией. № 39, 2017. С. 68.*
7. *Convention on the legal status of the Caspian Sea. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Convention_on_the_legal_status_of_the_Caspian_Sea*
8. *BP Statistical Review of Word Energy June 2019. URL: http://www.bp.com/ statisticalreview*
9. *Decree of the President of the Republic of Azerbaijan On approval of strategic roadmaps for the national economy and major sectors of the economy. URL: https://azertag.az/ru/xeber/Ukaz_Prezidenta_Azerbaidzhanskoi_Respubliki_Ob_utverzhdenii_strategicheskih_dorozhnyh_kart_po_nacionalnoi_ekonomike_ i_osnovnym_sektoram_ekonomiki-1016982*

Е.А. ТЕЛЕГИНА, Л.А. СТУДЕНИКИНА, Д.О. ТЫРТЫШОВА
E.A. TELEGINA, L.A. STUDENIKINA, D.O. TYRTYSHOVA

УДК 338.12.017

ТРАНСФОРМАЦИЯ ГАЗОВЫХ РЫНКОВ: ГЛОБАЛИЗАЦИЯ И КОНКУРЕНЦИЯ

Елена Александровна ТЕЛЕГИНА –
РГУ нефти и газа
им. Губкина,
член-корреспондент
РАН, д. э. н.,
e-mail: meb@gubkin.ru

Elena TELEGINA –
associate member
of RAS, D. Sc. Economics,
Gubkin University,
e-mail: meb@gubkin.ru

Людмила Алексеевна СТУДЕНИКИНА –
РГУ нефти и газа
им. Губкина, к. э. н.,
e-mail: las@gubkin.ru

Lyudmila STUDENIKINA –
C. Sc. Economic,
Gubkin University,
e-mail: las@gubkin.ru

Аннотация. В статье рассматривается трансформация глобального газового рынка, особое внимание уделяется усилению роли СПГ, что обусловливает новое качество спроса и предложения на природный газ. Проведен анализ экономики поставок американского СПГ, факторов роста его доли в структуре потребления стран Северо-Западной Европы. Понимание причин и следствий происходящих изменений особенно важно для своевременной адаптации стратегий и бизнес-моделей.

Ключевые слова: глобальный газовый рынок, СПГ, США, Россия, спотовая торговля газом.

Глобальный энергетический ландшафт стремительно меняется. Динамичная трансформация мировых рынков и энергетического пространства происходит под воздействием множества факторов, таких как рост численности населения, климатические изменения, энергетический переход от углеводородной экономики к альтернативной энергетике и цифровизации, истощение природных ресурсов, декарбонизация и так далее.

По прогнозам, к 2050 году энергопотребление увеличится вдвое по сравнению с сегодняшним днем, при этом около 10 % населения из почти 10 миллиардов человек будут иметь ограниченный и нестабильный доступ к энергоресурсам, а еще 10 % – будут лишены и такой возможности, что не может не сказываться на устойчивости мирового развития.

Климатические вызовы требуют согласованной политики и всестороннего участия всего мирового сообщества в достижении целей, определенных Парижским соглашением – ограничении роста температуры в мире двумя градусами по Цельсию к 2040 году. Этот вызов касается не только сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу, но и поиска новых более надежных и экологичных ресурсов.

> Несмотря на сокращение использования угля, вопрос масштабов востребованности газа как низкоуглеродного энергоресурса остается открытым

Несмотря на политику резкого сокращения использования угля и нефти, вопрос масштабов востребованности природного газа как низкоуглеродного и экологически более чистого энергоресурса остается открытым.

Мировой экономический рост, увеличение темпов промышленного производства (особенно в Азиатском регионе), климатические вызовы, межтопливная конкуренция

GAS-MARKET TRANSFORMATION: GLOBALIZATION AND COMPETITION

Диана Олеговна ТЫРТЫШОВА –
РГУ нефти и газа
им. Губкина, к. э. н.,
e-mail: diana.tyrtyshova@gmail.com

Diana TYRTYSHOVA –
C. Sc. Economic,
Gubkin University,
e-mail: diana.tyrtyshova@gmail.com

в секторах электрогенерации и транспорта обуславливают рост спроса на природный газ.

На газовых рынках меняется содержание конкуренции. Теперь газовые поставки вынуждены соревноваться не только с альтернативными видами топлива (включая ВИЭ), способами доставки и источниками получения (сжиженный природный газ, трубопроводный газ, традиционные месторождения, сланцевые участки), но и проходить через новый тип внутритопливной конкуренции – между поставщиками различных газоэнергетических продуктов, наиболее полно соответствующих запросам потребителей по направлениям, условиям и срокам поставок.

Развитие СПГ-индустрии в мире позволяет удовлетворить растущий спрос на энергоресур-

Abstract. The article deals with the transformation of global gas market, with special attention to the increasing role of LNG, which leads to a new quality of supply and demand for natural gas. The economics of the US LNG deliveries and the factors of its share growth in the consumption structure of the Northwest Europe countries are analyzed. The reasons and consequences of current transformations are particularly important in order to understand and adapt prompt strategies and business mode.

Keywords: global gas market, LNG, Russia, United States, spot gas trading.

Загрузка СПГ-танкера, Северный морской путь

Этап (годы)	Глобальный нефтяной рынок		Глобальный рынок газа	
1940-е	ВИНК доминировали в структуре межрегиональной торговли	Вертикально интегрированный и негибкий		Вертикально интегрированный и негибкий
1950-е			1959 год: Первые поставки СПГ из Алжира	
1960-е				
1970-е	Северное море стало первым рынком, на котором отсутствовала жесткая привязка к рынкам сбыта, что создало гибкость поставок. 1973 год: Нефтяной кризис привел к формированию рынков физической спотовой поставки нефти, высоких и волатильных цен			
1980-е	1970–1980-е годы: Появление сортов нефти: WTI, Brent, Forties и т. д. 1980-е годы: Избыток предложения привел к ужесточению конкуренции и появлению посредников. 1983 год: Начало торговли нефтяными фьючерсами. 1980 год – наст. время: Рынок нефти стал глобальным: • появились инструменты управления ценовыми рисками, хеджирования; • объем торговли на финансовых рынках вырос до 500 млн тонн, превышая физические объемы	Коммодитизированный и гибкий		
1990-е				
2000-е			2004–2005 годы: BG формирует портфель в размере 14 млн тонн со 100 %-ой гибкой поставкой	Ускоренная коммодитизация
2010-е по наст. время			2011 год: Авария на Фукусиме привела к росту спроса на СПГ в Японии, спотовые цены повысились и стали более волатильными. 2012 год: Американская компания Cheniere приняла окончательное инвестиционное решение по СПГ-терминалу Sabine Pass. Все объемы гибкие и привязаны к Henry Hub. 2017 год: Объем финансовых деривативов на азиатских биржах показывает уверенный ежегодный рост	

Таблица 1. Газ как глобальный энергетический продукт в сравнении с рынком нефти

Источник: составлено авторами по материалам [1]

сы, осуществлять поставки газа в регионы, где отсутствует газотранспортная инфраструктура или необходимо развивать диверсификацию поставок энергоресурсов.

Значительно повышается также оперативность доставки. Экспортер может быстро реагировать на изменения спроса, перенаправляя СПГ с одного регионального рынка на другой, что дает преимущества по сравнению с поставками газа по трубопроводам, расстояние по которым не превышает 4 000 км, в то время, как в 2017 году маршрут метановоза составлял в среднем около 15 000 км.

Мобильность поставок СПГ дала возможность расширить круг экспортеров, включив в него те страны, которые ранее из-за отдаленности от рынков сбыта (Нигерия) или из-за своего островного характера (Австралия, Индонезия) не могли быть поставщиками трубопроводного газа, а теперь экспортируют сжиженный газ, что в свою очередь способствует обострению конкуренции [3].

Растущий спрос на СПГ обусловлен его конкурентоспособностью по сравнению с другими энергоресурсами, используемыми в секторе электрогенерации (особенно с углем). Это объясняется

Рис. 1. Крупнейшие экспортеры и импортеры СПГ в мире, млрд м³, 2018 год

Источник: [5]

целым рядом факторов: значительным снижением цен на СПГ за последние годы, ужесточением европейских требований по выбросам CO_2, ростом конкуренции и расширением числа стран-экспортеров, развитием регазификационных мощностей в разных регионах, не говоря уже об экологических преимуществах использования газа.

Активное инвестирование в перспективные проекты и развитие глобального рынка постепенно придают СПГ свойства энергетического товара за счет роста его физической и финансовой ликвидности и развитию спотовой торговли. Однако в будущем эта тенденция может привести к перенасыщению рынка за счет избытка предложения, при этом сбыт не будет гарантирован, поскольку доля долгосрочных контрактов будет неуклонно сокращаться.

В настоящее время на долю СПГ приходится до 40 % мировой торговли газом. Экспортерами сжиженного газа являются 18 стран, в том числе Россия, а импортерами – 42 страны, но их количество будет только увеличиваться [4, 5].

Перевозка СПГ по СМП танкером «Река Обь»

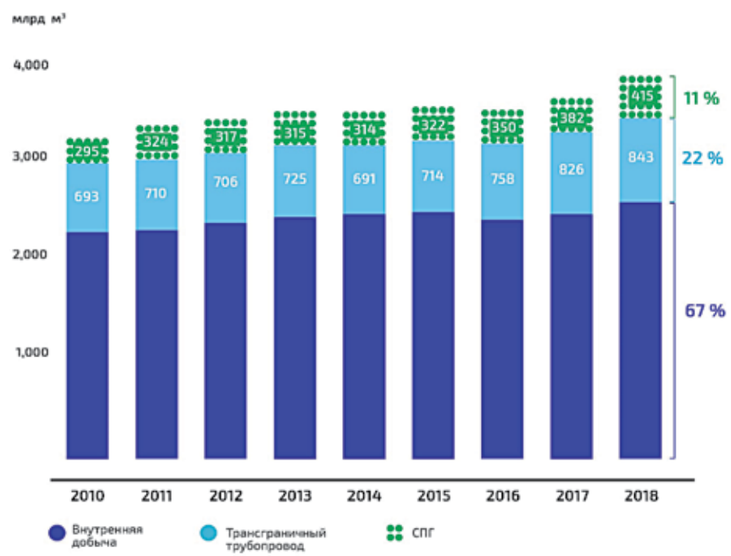
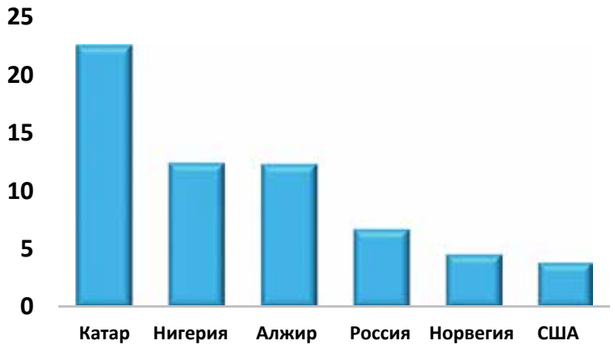


Рис. 2. Объемы международной торговли газом, млрд м³

Источник: [6]

Рис. 3.
Поставки СПГ в Северо-Западную Европу в 2018 году, млрд м³



Источник: [5]

По итогам 2018 года две трети прироста мировой торговли газом было достигнуто за счет СПГ (рисунок 2). Ключевыми поставщиками СПГ в Европу в 2018–2019 годах являлись Катар, Нигерия, Алжир, Россия, Норвегия и США.

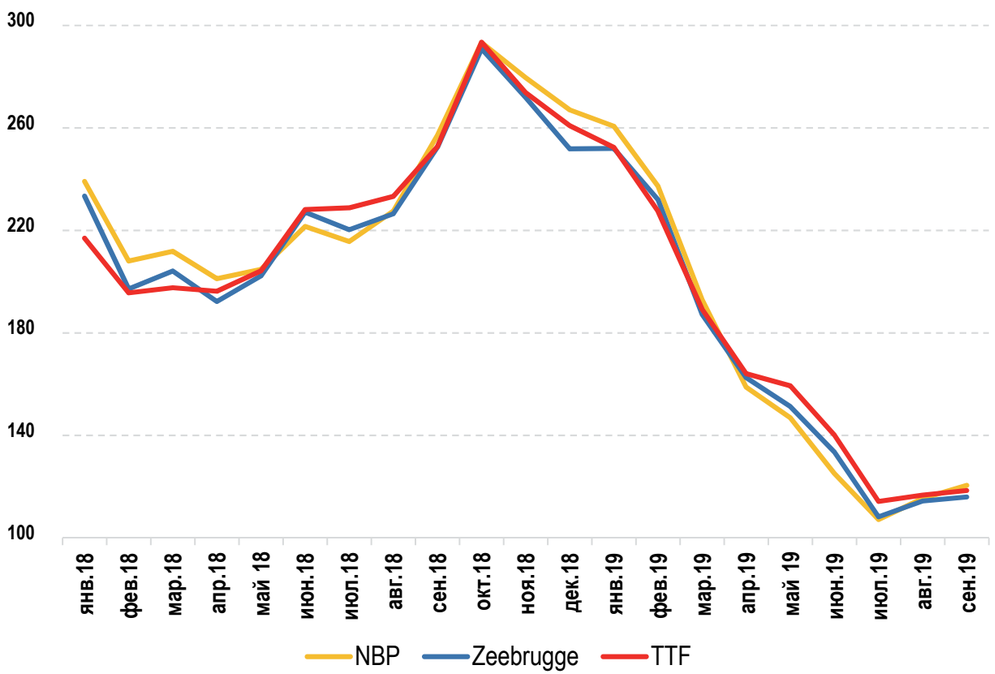
По итогам 2018 года средний индекс цен на газ на ключевых европейских площадках снизился на 2,1 $/MMBTU. Как следствие, низкие цены способствовали усилению конкурентных преимуществ газа по сравнению с углем при выработке электроэнергии (Рисунок 5). Наиболее существенное сокращение стоимости генерации электроэнергии по сравнению с 2018 годом произошло в Азии, в среднем на 29%. В Германии и Великобритании аналогичный показатель сокращения издержек составил 20% и 19% соответственно.

Стоит отметить, что в 2019 году Россия существенно нарастила поставки СПГ по сравнению с другими экспортерами. Мало того, в феврале 2019 года нашей стране удалось даже занять лидирующую позицию по данному показателю [6].

В 2018–2019 годах в Северо-Западной Европе значительно выросло предложение СПГ, которое обрушило цены на газ и потеснило традиционные

Рис. 4. Динамика индексов NBP, ZBB и TTF «месяц вперед» в январе 2018 – апреле 2019 гг., евро/тыс. м³

Источник: [7]



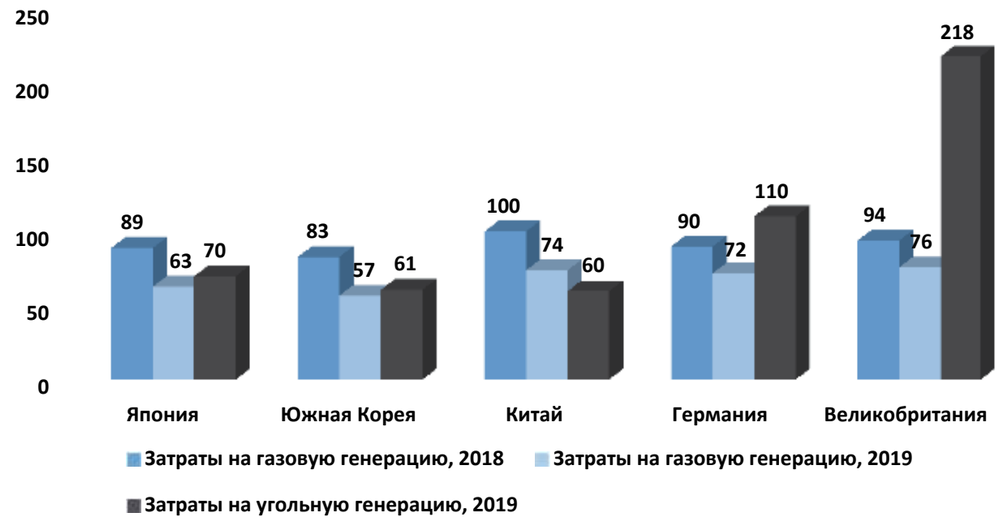


Рис. 5. Усредненные затраты на выработку электроэнергии из угля и газа в 2018–2019 гг., долл./МВт·ч

Источник: [6]

«трубопроводные» поставки. В 2018 году Бельгия, Великобритания, Нидерланды и Франция импортировали рекордное с 2012 года количество СПГ – 24,1 млрд кубометров. При этом уже в первой половине 2019 года страны Северо-Западной Европы импортировали больше СПГ, чем за весь 2018 год – 26 млрд кубометров.

При сложившейся ценовой конъюнктуре европейские импортеры активно заполняют свои подземные хранилища дешевым газом (Рисунок 6).

Рост спроса на сжиженный газ в Европе обусловлен как макроэкономическими, так и другими, связанными с внутренней политикой ЕС, факторами:

- дополнительные объемы СПГ из США стали поступать в Европу в результате ухудшения торговых отношений между Китаем и США. В конце сентября 2018 года Китай ввел 10% пошлину на импорт американского СПГ в качестве ответных мер на действия США в сфере торговли. После дальнейшего ужесточения мер со стороны США в конце мая 2019 года пошлина была повышена до 25%;
- рост доли СПГ в энергобалансе Европы поддерживается в рамках стратегии ЕС по диверсификации системы газоснабжения.

Таблица 2.
Поставки СПГ в Европу в январе-мае 2019 года, млрд м³

Страна	Объем
Катар	22,6
Нигерия	12,5
Алжир	12,4
Россия	6,8
Норвегия	4,6
США	3,9

Источник: [7]

США становятся ключевым игроком в сфере СПГ, активно закрепляясь на европейском и азиатском рынках. Общий объем мощностей по сжижению газа в США на конец мая 2019 года составил 46 млрд кубометров, что на 12 млрд кубометров (37%) больше, чем в 2018 году. Ожидается, что к концу 2025 года после ввода в эксплуатацию всех проектов, находящихся в настоящий момент на стадии строительства, общий объем мощностей по сжижению газа в США составит 120 млрд кубометровв год. Общий объем эксплуатируемых мощностей СПГ в мире на текущий момент находится на уровне 561 млрд кубометров. К концу 2025 года после ввода в эксплуатацию всех строящихся проектов общий объем по сжижению в мире составит 679 млрд кубометров (IHS Markit).

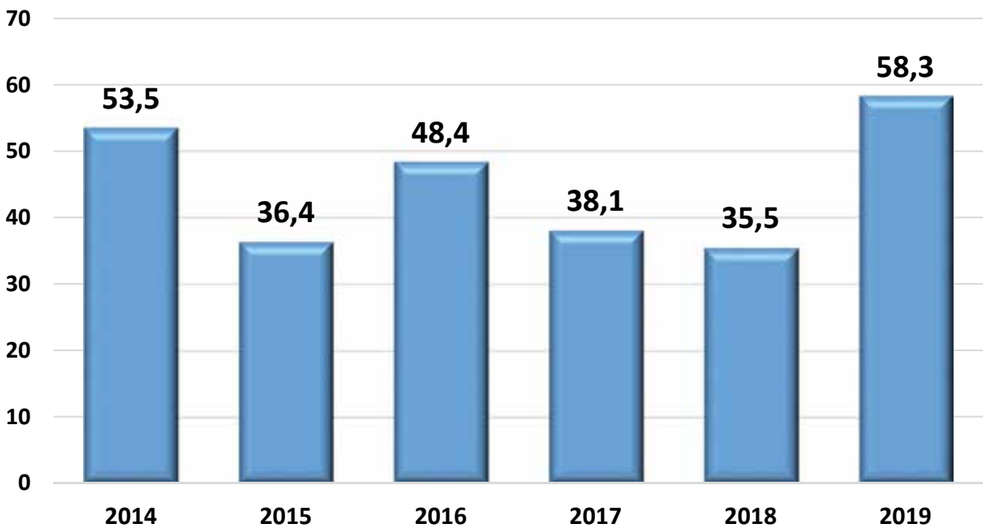
> В первой половине 2019 года страны Северо-Западной Европы импортировали больше СПГ, чем за весь 2018 год – 26 млрд кубометров

В 2018 году экспорт СПГ из США достиг рекордного уровня – 29 млрд кубометров, превысив по-

казатель 2017 года на 63 %. В 2018 году основными направлениями поставок СПГ из США стали: Южная Корея, Мексика, Япония, Китай и Индия. Доля экспорта в Европу при этом составила 13 % (3,8 млрд кубометров). Однако с IV квартала 2018 года структура экспорта СПГ из США претерпела значительные изменения. Сокращение спреда между ценами на СПГ в Азии и Европе, и эскалация торговой войны между США и Китаем привели к тому, что дополнительные объемы американского СПГ были перенаправлены в Европу. В первом полугодии 2019 года Соединенные Штаты резко увеличили европейскую составляющую в своих поставках СПГ. Доля Европы в экспорте сжиженного газа из США выросла с 5 % (0,7 млрд кубометров) до 37 % (7,3 млрд кубометров) по сравнению с аналогичным показателем 2018 года [7].

Рис. 6. Заполненность ПХГ Европы по состоянию на 23 мая в 2014–2019 гг., млрд м³

Источник: [10]



Наращивание объемов импорта СПГ в Европу сопровождалось снижением спотовых цен на газ на торговых площадках. Так, 3 июня 2019 года цена TTF «день вперед» достигла минимального значения с 2009 года, составив 119,5 долларов США/тыс. кубометров (4,27 долларов США/млн БТЕ). При этом Tellurian приводит данные полной себестоимости СПГ на условиях FOB на уровне 4,5–2,35 долларов США/млн БТЕ, где максимально низкая себестоимость формируется на газ бассейна Permian (Рисунок 7).

Американская модель бизнеса СПГ отличается от традиционной, согласно которой производитель газа сжижает газ на собственном заводе и продает потребителю на условиях DES[1]. В США добывающие компании, владельцы завода по сжижению и экспортеры СПГ – разные компании. Так, компания-собственник заводов по сжижению закупает сырье у американских производителей сланцевого газа, сжижает его и реализует на условиях FOB[2] покупателям. Также в США применяется схема толлинга – предоставление мощностей по сжижению экспортерам СПГ, которые самостоятельно приобретают газ у добывающих компаний.

Используется следующая формула расчета стоимости американского СПГ:

Цена СПГ = цена газа в США (Henry Hub) * 1,15 + k

Коэффициент 1,15 отражает затраты на доставку газа от хаба до завода по сжижению. Коэффициент k отражает затраты на сжижение и варьируется в зависимости от завода и технологической линии. По данным Tellurian, диапазон затрат на сжижение сейчас составляет 0,5–0,75 долларов США/млн БТЕ (Рисунок 7).

В 2018 году цены на региональных газовых рынках Европы и Азии покрывали полную себестоимость реализации СПГ на экспорт. В 2019 году наблюдалось снижение эффективности экспорта СПГ из США на рынки Европы и Азии. В феврале цена продажи СПГ в Европе упала ниже полной себестоимости экспорта из США, а в марте 2019 года – в Азии. Тем не менее, спотовые поставки СПГ из США на рынки Европы и Азии продолжились, что обусловлено более высокими убытками от остановки экспорта, чем его продолжения, в связи с контрактными обязательствами «сжижай или плати».

Кроме того, важно отметить, что покупатели американского СПГ могли заранее хеджировать стоимость своих поставок и получать от реализации более высокую цену, нежели котировки на тот момент времени.

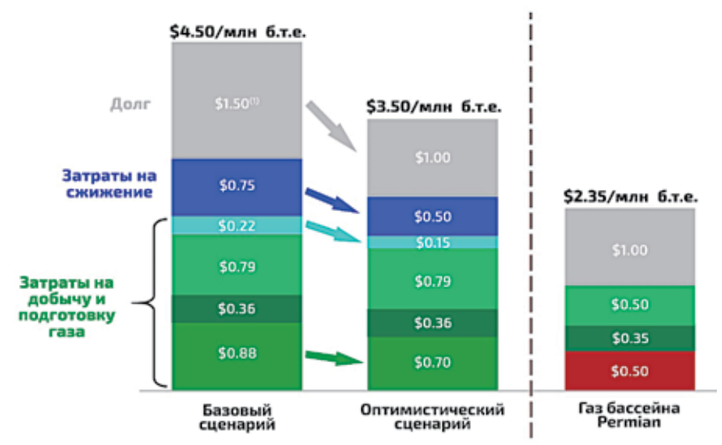
По итогам 2018 года доля спотовой торговли СПГ выросла до 32 % и составила 99,3 млн тонн (Рисунок 8).

Именно в спотовом сегменте развивается конкуренция между Атлантическим бассейном (TTF) и Тихоокеанским (JKM). Например, когда ценовой спрэд между JKM и TTF превышает 1 доллар США/млн БТЕ, то выгодно направлять СПГ в тихоокеанский бассейн, однако уровень спрэда может меняться в зависимости от стоимости фрахта.

Еще одной особенностью развивающегося рынка СПГ является возможность его кратковременного хранения в карго, в том числе и в малотоннажных хранилищах, в зависимости от складывающегося сезонного спрэда с учетом уровня ставки фрахта.

Россия стремится расширить свои конкурентные возможности, используя потенциал динамичного торгового инструмента – Электронной торговой платформы (ЭТП) ООО «Газпром экспорт». По данным компании, в момент завершения торговой

Рис. 7. Структура стоимости американского СПГ на условиях FOB



Источник: [1]

[1] *Delivered ex-ship – продавец отвечает за транспортировку СПГ до рынков сбыта и несет все расходы и риски по доставке груза в установленный порт назначения до момента его разгрузки.*

[2] *Free on board – продавец оплачивает доставку товара до момента погрузки, погрузку на борт судна и экспортные пошлины. Покупатель оплачивает перевозку, страховку, разгрузку и транспортировку в точку назначения.*

Загрузка СПГ-танкера

сессии 11 ноября 2019 года объем газа, проданного через ЭТП, превысил 15 млрд кубометров. Максимальный спрос на газ, проданный через ЭТП, зафиксирован в июле 2019 года – около 2,8 млрд кубометров. В значительной степени этот рекорд продаж объяснялся падением спотовых цен на газ в Европе и возможностью закачать дешевый газ в подземные хранилища, особенно в условиях неопределенности с транзитом российского газа через Украину.

«В целом, развитие российской биржи следует в русле основных мировых трендов биржевой торговли газом, и российские электроэнергетические и газовые предприятия обладают значительным потенциалом повышения эффективности, особенно в плане увеличения гибкости продаж и более активной экспансии в сектор организованной краткосрочной торговли» [8].

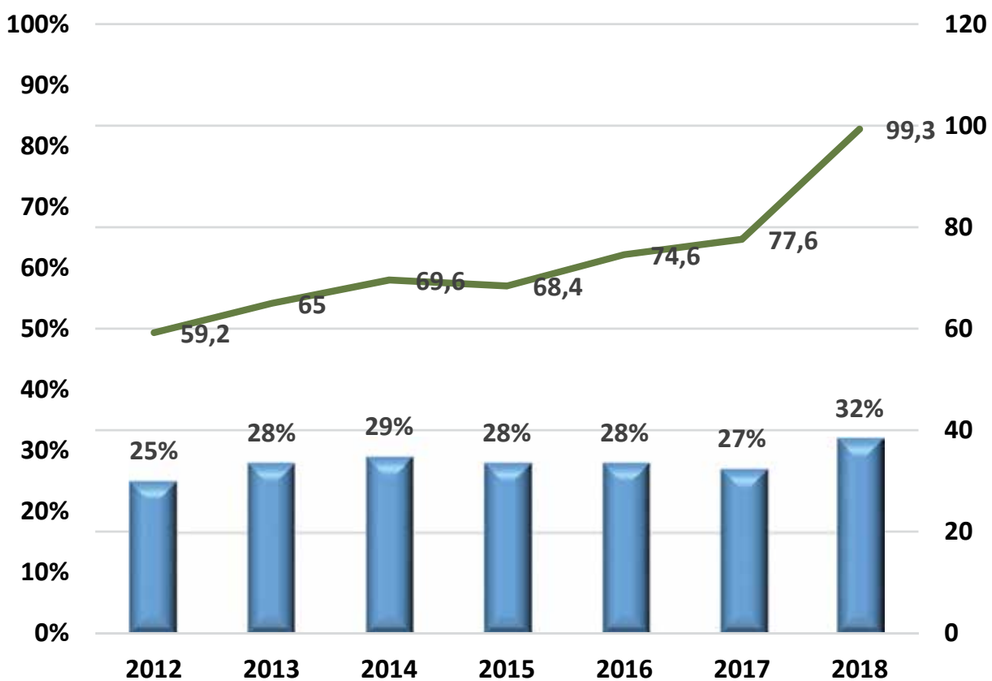
По прогнозам Международного энергетического агентства, объем торговли сжиженным природным газом к концу 2020-х годов превысит аналогичный показатель по традиционному трубопроводному газу за счет спроса со стороны Азии. Объем торговли СПГ к 2030 году вырастет на 70 %, до 598 млрд кубометровпо сравнению с 2018 годом, а к 2040 году – еще на 22 % – до 729 млрд кубометров. При этом продажи трубопроводного газа к 2030 году увеличатся только на 21 %, до 528 млрд кубометров, а к 2040 году еще на 4 %. Рост продаж трубопроводного газа в долгосрочной перспективе будет поддерживаться, главным образом, спросом со стороны Китая, который к 2040 году утроит его потребление. Это, в свою очередь, компенсирует снижение чистого импорта трубопроводного газа Европой к концу 2030-х годов из-за увеличения покупок СПГ [9].

> Объем торговли СПГ к 2030 году вырастет на 70 %, до 598 млрд кубометров, а к 2040 году – еще на 22 % – до 729 млрд кубометров. При этом, продажи трубопроводного газа к 2030 году увеличатся только на 21%, до 528 млрд кубометров

Таким образом, в ходе трансформации мировых энергетических рынков развиваются и усложняются их структуры, возникают новые формы конкуренции в энергетической сфере. Одновременно под воздействием цифровизации становятся востребованными децентрализованные энергетические системы, где на первый план выходят диверсификация и гибкость поставок, надежность и устойчивая безопасность энергообеспечения, при этом природный газ может занимать высококонкурентную нишу среди других энергоносителей.

Рис. 8. Рост спотовой торговли на мировом рынке СПГ, в процентах, млн тонн/год

Источник: [1]



СПГ-танкер «Northwest»

«В выигрыше останется тот, кто быстрее других сумеет адаптироваться к новому бизнес-ландшафту» [2].

Эти тенденции наряду с динамичным политическим пространством и активной ролью наднациональных и государственных регуляторов приводят к тому, что классическая модель цепочки создания стоимости в газовом бизнесе трансформируется. Это влияет на подходы к оценке инвестиционных проектов и бизнес-моделей, методы расчета стоимости инфраструктурных активов, набор инструментов, необходимых и доступных для структурирования товарных позиций и управления рисками.

В целом, можно говорить, что в ближайшее десятилетие газовый рынок перейдет в фазу глобального с высокой долей спотовой торговли, расширением поставок СПГ, избытком предложения при сохранении низких равновесных цен на глобальном газовом пространстве. А это, в свою очередь, приведет к ужесточению конкуренции по издержкам и по диверсификации источников поставок.

Использованные источники

1. *Tellurian corporate presentation, summer 2019. URL: https://www.tellurianinc.com/wp-content/uploads/2019/08/TELL_Corporate-Presentation_August-2019-FINAL-1.pdf*
2. *Телегина Е.А., Еремин С. В., Тыртышова Д. О. Новая роль природного газа в условиях децентрализации производства и потребления электроэнергии // Мировая экономика и международные отношения. – 2018. – Т. 62, № 5. С. 51–60.*
3. *Гурков А. Мировой рынок сжиженного газа: проснувшийся гигант// DW, 04.03.2019. URL: https://www.dw.com/ru/мировой-рынок-сжиженного-газа-проснувшийся-гигант/a-47735120*
4. *Топорков А. С начала года США вдвое увеличили мощности по производству сжиженного газа // Ведомости, 13.08.2019. URL: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/08/13/808752-ssha-uvelichili*
5. *BP Statistical Review of World Energy 2019, p. 39–40, URL: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html*
6. *International Gas Union, Global gas report 2019, p. 17. URL: https://www.igu.org/global-gas-report-2019*
7. *IHS Markit, Waterborne Commodity Intelligence: LNG, Database. URL: https://ihsmarkit.com/products/waterborne-commodity-intelligence.html*
8. *Телегина Е. А., Студеникина Л. А., Тыртышова Д. О. Энергетическое противостояние – есть ли общее будущее? // Энергетическая политика, 2018, № 6. С. 11–17.*
9. *World Energy Outlook 2019, ср.186. URL: www.iea.org*
10. *Gas Infrastructure Europe, Storage Database. URL: https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/databases/storage-database*

Р. СТЕФАН

КТО ЗАЖЖЁТ ЭТОТ МИР В БУДУЩЕМ?

ЭНЕРГЕТИКУ ЖДЕТ НЕ РЕВОЛЮЦИЯ, А ЭВОЛЮЦИЯ

Роб СТЕФАН – президент СИГРЭ

Если сегодня взглянуть на электроэнергетику в глобальном масштабе, то мы увидим, что отрасль меняется буквально на глазах. Еще недавно энергию поставляли преимущественно крупные станции, связанные с потребителями разветвленной системой электрических сетей. Теперь же в разных точках мира появляется все больше небольших генераторов, напрямую ориентированных на своих клиентов.

Снижается стоимость энергии из возобновляемых источников (ВИЭ), особенно солнечных электростанций, и, по моим прогнозам, к концу 2020 года необходимость в государственных субсидиях для этого направления во многих странах может полностью отпасть. Возникает новый вид потребителей-производителей – просьюмеров, которые сами становятся частью генерирующих мощностей.

Все это оказывает существенное влияние на положение дел в «традиционной» энергетике. Во-первых, снижается ее выручка, поскольку генерация «мимо счетчика» сокращает объемы энергопотребления. Проблема так называемой «мертвой спирали» (utility «death spiral») широко известна и активно обсуждается. Некоторые энергокомпании диверсифицируют бизнес, чтобы найти новые источники дохода. Во-вторых, из-за постоянного изменения структуры нагрузок усложняется работа электрических сетей на всех уровнях напряжения и затрудняется планирование их развития. Наконец, появляются проблемы с обеспечением надежности и безопасности энергетических систем.

Встает вопрос: если сформировавшиеся тенденции сохранятся (а есть все предпосылки к этому), то как будет устроена электрическая сеть уже в ближайшем будущем – через 10–15 лет? По-прежнему будет нужна гигантская инфраструктурная система или отрасль распадется на сотни и тысячи микрогридов – небольших по размеру сетей, никак не связанных друг с другом?

В теории возможны оба варианта. Но вернее всего, и к этому выводу приходит в том числе экспертное сообщество СИГРЭ, энергетику ждет не революция, а эволюция – компромиссная модель развития. Ведь даже если локальная генерация будет способна снабжать электричеством целые жилые районы и промышленные предприятия, дублирующие подключения к «большой» сети по-прежнему будут нужны в качестве поддерживающей системы.

На сегодня считаю невозможным построить достаточное количество ВИЭ-станций возле крупных центров потребления, например, таких огромных мегаполисов как Лондон, Нью-Йорк, Пекин или Москва. Кроме того, нужно гарантировать надежность электроснабжения при любых внешних условиях, что ВИЭ-генерация сама по себе пока не может обеспечить.

Идеальная картина будущего – производство энергии ветряными, солнечными и гидроэлектростанциями в той или иной части мира 24 часа в сутки. Правильно выстроенная сеть позволит передавать электричество к центрам нагрузки или в районы, где своих источников энергии недостаточно. Первые расчеты, включая анализ затрат, показывают, что данная концепция в принципе осуществима.

Однако для того, чтобы эта фантастическая картина воплотилась в жизнь, прежде всего необходимо научиться эксплуатировать такую «правильную» сеть. Например, органично встроить в нее не только сами локальные генераторы, но также аккумуляторные батареи, совокупная мощность которых во всем мире уже к 2025 году превысит 21 ГВт, что сопоставимо с 20 энергоблоками атомных станций. Для сравнения: в 2015 году во всем мире в сумме было всего 2,2 ГВт аккумуляторных батарей.

Внедрение «умных» счетчиков и цифровых систем управления, развитие интернета вещей, увеличение пропускной способности каналов связи – все это ведет к формированию больших массивов данных. Необходимо понимать тип этих данных, их принадлежность и конечное назначение, чтобы получать полезную информацию для эффективного управления работой энергосистемы.

Хочу коснуться еще некоторых важных аспектов, которым нужно уделять внимание. Один из краеугольных технических вопросов – интеграция силовой электроники и сетей постоянного тока. Как правило, распределенные энергоресурсы (в том числе ВИЭ) производят напряжение постоянного тока. Для его преобразования в переменный ток, привычный для «традиционных» электросетей, применяется инвертор. Но еще только предстоит изучить, как тысячи инверторов повлияют на сеть переменного тока, и понять, как должно быть организовано управление такими системами. А возможно, после этого вовсе придется создавать новую инфраструктуру. В Китае, например, преобразователи напряжения уже начали широко применяться на высоковольтных линиях постоянного тока с коммутируемыми линиями, обеспечивая большую гибкость и адаптивность данной технологии.

При этом, из-за дефицита земельных участков возводить новые линии электропередачи и другие сетевые объекты становится все труднее. Однако появляются инновационные технологии, позволяющие увеличить срок службы существующих энергообъектов и увеличить их эффективность – это вполне может быть решением проблемы.

> Идеальная картина будущего: производство энергии ветряными, солнечными и гидроэлектростанциями в одной части мира 24 часа в сутки. Правильно выстроенная сеть позволит передавать электричество к центрам нагрузки

Сегодня развитие электросети идет как на микроуровне, где просьюмеры подключаются через активное распределение, так и на макроуровне – посредством проработки новых механизмов, обеспечивающих доступ к дешевой и экологически чистой энергии большого числа пользователей. СИГРЭ, как крупнейшая научно-техническая отраслевая организация в мире, ведет работу по всем этим направлениям. Общая цель – выбор оптимального пути для устойчивого развития электроэнергетики. Тогда в будущем, когда глобальная сеть станет реальностью, все уголки земного шара смогут получить постоянный доступ к экологически чистой энергии.

Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения – СИГРЭ (Conseil International des Grands Réseaux Electriques – CIGRE) – одна из крупнейших неправительственных организаций в области электроэнергетики. СИГРЭ был создан в 1921 году во Франции, сегодня он объединяет ученых и экспертов из 98 государств. Российские специалисты принимают участие в деятельности ассоциации с 1923 года. Российский национальный комитет СИГРЭ с 2015 года возглавляет председатель правления «ФСК ЕЭС» Андрей Муров.

СТЭС Айвонпа, Калифорния, США

Д.Н. СИЛКА, В.В. АНИКЕЕВ
D.N. SILKA, V.V. ANIKEEV

УДК 662.74:552

НУЖНАЯ ВЕЩЬ:
ПОДХОДЫ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ОТХОДОВ ДОБЫЧИ УГЛЯ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

Дмитрий Николаевич СИЛКА –
НИУ МГСУ, д. э. н.,
e-mail: silkadn@mgsu.ru

Dmitriy SILKA –
D. Sc. Economic,
e-mail: silkadn@mgsu.ru

Виктор Владимирович АНИКЕЕВ –
РЭА Минэнерго РФ,
к. т. н.,
e-mail: vero1028@mail.ru

Viktor ANIKEEV –
C.Sc. Tech,
e-mail: vero1028@mail.ru

NECESSARY THING:
USE OF COAL MINING WASTE IN THE CONSTRUCTION INDUSTRY

Аннотация. В статье рассматриваются предложения по вовлечению отходов добычи и обогащения угля в производство строительных материалов, и препятствующие этому факторы. Они затрагивают особенности функционирования угольной отрасли в России.

Ключевые слова: угольная промышленность, отходы, добыча и обогащение угля, вторичное сырье, производство строительных материалов, система обращения с отходами.

Abstract. The article discusses the organizational measures to involve the waste of coal mining and processing in the production of building materials, and the factors that prevent this. Organizational measures affect the functioning of the coal industry in Russia.

Keywords: coal industry, waste, coal mining and enrichment, secondary raw materials, production of building materials, waste management system.

Введение

Угольная промышленность входит в число отраслей, оказывающих наибольшее негативное воздействие на окружающую среду. Актуальные в настоящее время технологии добычи и обогащения угля на различных стадиях предусматривают образование твердых отходов, которые выводят из пользования значительные площади земельных угодий, ухудшают состояние водных ресурсов. Кроме того, предприятия угольной промышленности несут значительные расходы, связанные с размещением отходов.

В 2017 году в угольной отрасли образовалось 3,598 млрд тонн отходов. Использовано на различные производственные цели 1,963 млрд тонн отходов, размещено во внешних породных отвалах 1,842 млрд тонн. Количество образованных отходов по сравнению с 2016 годом увеличилось на 8,2%; удельный показатель образования отходов на тонну добычи угля вырос на 4,8%. Объем использованных отходов увеличился на 273,1 млн тонн, или на 16,2%, вместе с тем на 314,9 млн тонн (на 20,6%) возросло количество отходов, размещенных во внешних породных отвалах [1].

К настоящему времени в отвалах и шламонакопителях на территории Российской Федерации в результате как добычи углей, так и их обогащения на фабриках, накоплено более 12 млрд тонн отходов [8]. Эти отходы представлены в основном вскрышными и вмещающими породами, а также продуктами обогащения минерального сырья.

> Нередко промышленные отходы по своему составу и свойствам близки к природному сырью, а в ряде случаев обладают преимуществами

Утилизация таких отходов осуществляется, как правило, в местах добычи и обогащения минерального сырья. В основном они используются при закладке горных выработок или рекультивации земель. Однако отходы добычи и обогащения угля могут также использоваться и в качестве вторичного сырья в строительных работах, например, при устройстве оснований дорог, а также при производстве строительных материалов, таких как портландцемент, пористые заполнители, стеновые керамические материалы и др.

Тем не менее, доля их использования в качестве вторичного сырья в Российской Федерации в настоящее время не соответствует аналогичному показателю в развитых странах [9]. Повышение уровня использования промышленных отходов при производстве товаров и выполнении различного вида работ является важнейшей задачей государственного значения [3].

Причинами относительно малой доли отходов угольной промышленности в качестве вторичного сырья являются отсутствие рынка сбыта отходов, несовершенство нормативно-правовой и технической базы в этой сфере и низкий уровень информированности общества в части возможностей повторного применения такого «мусора».

Нередко промышленные отходы по своему составу и свойствам близки к природному сырью, а в ряде случаев обладают преимуществами. Производство строительных материалов является материалоемкой отраслью. Поэтому применение таких отходов в этой отросли является одним из основных направлений снижения материалоемкости этого массового многотоннажного производства.

Появление на рынке новых технологий строительства с применением отходов промышленности в качестве вторичного сырья позволит уменьшить не только материалоемкость технологического процесса, но и снизить себестоимость строительных материалов, что ведет к сокращению затрат сооружения в целом.

Технологические и экономические факторы при выборе оптимального направления использования отходов добычи и обогащения угля

Наиболее важными свойствами отходов добычи и обогащения угля, которые определяют область их дальнейшего применения, являются химический состав и физико-механические характеристики.

Кроме того, влияние на область применения могут оказывать токсикологические, пожаро- и взрывоопасные характеристики.

Основные виды твердого топлива – каменные и бурые угли, добыча и обогащение которых сопровождается образованием побочных продуктов: шахтные и вскрышные породы, отходы углеобогащения (аргиллиты, алевриты, песчаники, известняки, граниты и др.). Кроме того, к отходам добычи относятся и остатки обжига пустых пород, сопутствующих месторождениям каменных углей. Это плотные породы, образовавшиеся на угольных месторождениях во время подземных пожаров (глиежи, земляные шлаки, порцелланит).

Одной из главных проблем при использовании отходов добычи и обогащения угля в качестве вторичного сырья является неоднородность и нестабильность их состава. Это обуславливает необходимость подготовки отходов перед их использованием.

Отходы добычи и обогащения угля как сырье для производства строительных материалов, могут использоваться в [4, 8]:

- в качестве компонента сырьевой шихты при получении цемента;
- при изготовлении керамических (керамические плитка и кирпич, дренажные трубы) материалов и силикатных (силикатный кирпич, стекло и др.) материалов;
- в качестве сырья при производстве пористых заполнителей (аглопорит, азерит, керамзит и др.);
- в качестве заполнителя бетона;
- в качестве замены земляного грунта при строительстве гидротехнических сооружений, фундаментов, автомобильных дорог и др.
- в качестве сырья при производстве пористого песка;
- в качестве сырья при производстве минеральной ваты;

Данные области применения отходов добычи и обогащения угля в строительных работах и при производстве материалов предусматривают возможность применения в шихте от 25 % до 100 % в зависимости от химического состава.

Использование отходов в качестве вторичного сырья может быть экономически оправданным

Апсацкий разрез, Забайкалье

Апсацкий разрез, Забайкалье

в том случае, если из них будут производить продукты такого же или более высокого качества. При этом, эти продукты будут востребованы в полном объеме на ограниченной территории вблизи места образования отходов. С точки зрения географии добычи и обогащения, разработка угля наиболее интенсивно ведется в Сибирском федеральном округе, где сосредоточена большая часть (более 80 %) запасов угля России. Здесь размещаются крупнейшие угольные бассейны – Кузнецкий (Кузбасс), Канско-Ачинский, а также другие перспективные бассейны: Иркутский (Черемховский), Тунгусский, Улуг-Хемский, Минусинский. Кроме того, добыча и обогащение угля осуществляется в Дальневосточном, и меньших объемах в Уральском, Северо-Западном и Южном федеральных округах [7].

Учитывая, что производство 90 % строительных материалов сосредоточено в европейской части России, организация производства строительных материалов из отходов добычи и обогащения угля в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах будет способствовать снижению себестоимости материалов и сокращению транспортных расходов.

Для решения проблем, препятствующих широкому применению таких отходов в производстве строительных материалов, необходима разработка системы критериев с учетом применения отходов. В настоящее время за рубежом, для решения проблем вовлечения отходов в производство строительных материалов, широко применяются различные экономические модели, внедряемые компаниями угольной промышленности на локальном уровне и органами власти на федеральном и региональном уровнях. Использование таких моделей и их эффективное функционирование осуществляется на основе взаимной заинтересованности бизнес-сообщества и органов власти. Для этого необходима разработка и постоянное совершенствование нормативно-правовой базы, учитывающей интересы обеих сторон.

> Доля использования отходов добычи угля как вторичного сырья в России не соответствует аналогичному показателю в развитых странах

При выборе оптимальных областей использования отходов добычи и обогащения угля в качестве сырья необходимо учитывать следующие показатели:

- степень возможного использования отходов;
- качественные показатели продукции, произведенной с использованием отходов;
- однородность и стабильность состава отходов;
- возможность осуществления их переработки;
- экономия природного сырья и материальных ресурсов;
- экономия топливно-энергетических ресурсов;
- конкурентоспособность и востребованность продукции, произведенной с применением отходов на рынке;
- наличие транспортных коммуникаций в локации образования отходов;
- наличие постоянных потенциальных потребителей отходов.

Таким образом, организация массового вовлечения отходов добычи и обогащения угля является многофакторным процессом, сочетающим в себе

Пост, Назаровский разрез, Красноярский край

организацию взаимодействия различных отраслей промышленности и создание необходимой нормативно-правовой базы.

Состояние нормативно-правовой и нормативно-технической базы

В настоящее время в мировой практике существуют несколько технологий использования отходов угольной промышленности. Однако применение таких технологий на отечественных предприятиях, производящих строительные материалы, в настоящее время затруднено по ряду технологических или экономических причин. Одним из препятствий для масштабного вовлечения таких отходов в производство строительных материалов является несовершенство нормативно-правовой и нормативно-технической базы.

> Препятствием для широкого применения отходов является нечеткое правовое разграничение понятий «продукция» и «отход», и механизмов отнесения материала к товарам или мусору

ГОСТ Р 57011–2016 «Отходы добычи и обогащения углей» устанавливает классификацию отходов добычи и обогащения углей с целью определения направлений их дальнейшего использования. Классификация отходов осуществляется по происхождению, основным физическим и химическим характеристикам, литолого-минералогическому составу, стадиям метаморфизма, по основным полезным и потенциально опасным элементам.

Однако, данный ГОСТ в полной мере не решает проблему масштабного вовлечения отходов добычи и обогащения углей в производство строительных материалов. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Добыча и обогащение угля» [7] не предусматривает описания технологий вовлечения отходов добычи и обогащения угля в качестве сырья. Он ограничивается лишь общим перечнем направлений. Вместе с тем, описание таких технологий существует и содержится в различных отраслевых документах. Так, например, в СНиП 2.05.02–85 и СНиП 3.06.03–85 изложены правила, регламентирующие использование отходов добычи и обогащения угля в земляном полотне автомобильных дорог. Тем не менее, прямая связь между приведенными выше документами отсутствует, что во многом затрудняет организацию масштабного вовлечения отходов добычи и обогащения угля в качестве ВС при производстве строительных материалов.

Для определения направления использования отходов добычи и обогащения угля в качестве сырья необходимо наличие нормативно-технического документа, содержащего рекомендации на основе существующих практик по методам и направлениям утилизации отходов добычи и обогащения угля, позволяющих осуществить квалифицированный выбор необходимых технологий для вовлечения в производство данных отходов.

Другим препятствием для широкого применения таких отходов является нечеткое правовое разграничение понятий «продукция» и «отход», и механизмов отнесения материала к товарам или отходам [2].

Анализ законодательного регулирования в сфере повторного использования отходов в производстве в качестве сырья [2, 12, 13] показывает наличие пробелов и противоречий, которые препятствуют развитию рынка отходов. Вместе с тем, в ряде стран на законодательном уровне установлена необходимость использования таких отходов при проведении строительных работ и при производстве строительных материалов.

Большое значение при этом имеет экономическое стимулирование со стороны государства (финансирование, материальное стимулирование и др.). Кроме того, требует совершенствования нормативно-техническая база, в том числе развитие стандартизации отходов производства в целом. Необходимо также картирование и региональная каталогизация отходов добычи и обогащения угля с указанием их необходимых характеристик с одновременной организацией регионального статистического учета уже имеющихся и вновь образующихся объемов отходов добычи и обогащения угля. Необходима также разработка, популяризация и внедрение современных технологий производства высококачественных строительных материалов.

> Главной проблемой при использовании отходов добычи угля в качестве сырья является неоднородность и нестабильность их состава. Это обуславливает необходимость подготовки отходов перед их использованием

Пост, Назаровский разрез, Красноярский край

Следовательно, отсутствуют какие-либо инструменты для системного применения отходов добычи и обогащения угля в производстве строительных материалов.

Выводы

Осуществление масштабного вовлечения отходов добычи и обогащения угля в производство строительных материалов требует решения ряда организационных и технических проблем, разработки и реализации комплекса мероприятий.

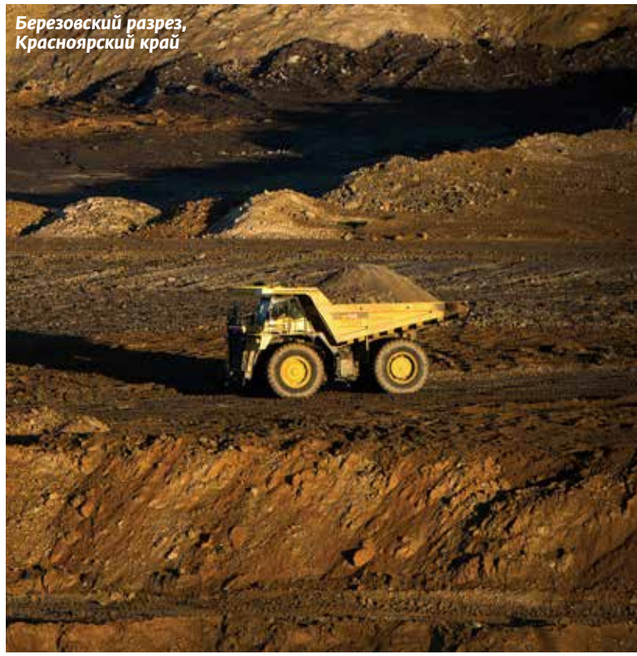
Решению перечисленных выше задач во многом будет способствовать создание государственной системы обращения с отходами, используемыми в строительстве и при производстве строительных материалов.

Бородинский разрез, Красноярский край

Создание такой системы будет способствовать решению задач в части развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов, усовершенствования промышленности строительных материалов, внедрения инновационных методов в строительной отрасли в целом [11].

Создание такой системы должно включать в себя формирование информационного ресурса, дающего максимально полные данные о количестве уже имеющихся и вновь образующихся отходов. Эта система должна предоставлять данные о характеристиках отходов, описание технологий необходимых для подготовки отходов перед их использованием в качестве вторичного сырья, о возможных направлениях использования отходов в строительстве и при производстве строительных материалов.

Создание данного информационного ресурса будет способствовать: повышению уровня информированности общества и предприятий; принятию наиболее эффективных управленческих решений на различных уровнях; созданию рабочих альянсов для усиления их коллективной конкурентоспособности в сфере производства строительных материалов, несмотря на принадлежность к разным отраслям; организованному объединению и кооперации предприятий и других участников рынка.



Березовский разрез, Красноярский край

Использованные источники

1. *Минприроды России. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2017 году». URL: http://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ob_okhrane_okruzhayushchey_sredy_rossiyskoy_federatsii/gosudarstvennyy_doklad_o_sostoyanii_i_ob_okhrane_okruzhayushchey_sredy_rossiyskoy_federatsii_v_2017_/*
2. *Юрченко Ю.В. «Отход или продукт: правовые аспекты использования отходов в производстве». Экологический вестник России. №11. 2017. С. 30–35.*
3. *Распоряжение правительства Российской Федерации «Об утверждении Стратегии развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года» от 25.01.2018 года № 84-р // Доступ из справочной правовой системы «КонсультантПлюс».*
4. *Дворкин Л.И., Дворкин О.Л. «Строительные материалы из отходов промышленности». – М.: Феникс, 2007.*
5. *ГОСТ Р 57011-2016 «Отходы добычи и обогащения углей». Классификация.*
6. *Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии». Бюро наилучших доступных технологий, 2017.*
7. *Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Добыча и обогащение угля». Бюро наилучших доступных технологий, 2017.*
8. *Шпирт М. Я. Использование твердых отходов добычи и переработки углей / М. Я. Шпирт, В. Б. Артемьев, С. А. Силютин. – М.: Издательство «Горное дело» ООО «Киммерийский центр», 2013. – 432 с.*
9. *Силютин С.А. «Основные положения классификации твердых отходов добычи и переработки углей как источника неблагоприятного воздействия на окружающую среду при их хранении и технологического сырья в процессах утилизации» // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2018. № 1. С. 5–11.*
10. *Распоряжение правительства Российской Федерации «О Стратегии развития промышленности строительных материалов на период до 2020 года и дальнейшую перспективу до 2030 года» от 10.05.2016 года № 868-р // Доступ из справочной правовой системы «КонсультантПлюс».*
11. *Минстрой России. Проект «Стратегия инновационного развития строительной отрасли Российской Федерации до 2030 года» // URL: http://www.minstroyrf.ru/upload/iblock/906/2_finalnaya-versiya-proekta-strategii_irso_28_06_206-s-dopolneniem.docx.*
12. *Sergey Stradanchenko, Stansilav Maslennikov, Vladimir Dmitrienko, Irina Kokun'ko, Irina Kapralova. Metallurgical and Mining Industry. No.10 – 2015, pp. 208-212. URL: http://www.metaljournal.com.ua/assets/Journal/english-edition/MMI_2015_10/033Stradanchenko.pdf*
13. *Отраслевой портал Wast.ru. URL: https://www.waste.ru/modules/documents/item.php?itemid=180*

УДК 669.1

ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕХОДА

К ЭКОНОМИКЕ ЗАМКНУТЫХ СЫРЬЕВЫХ ЦИКЛОВ

Александр Петрович ВЕРЖАНСКИЙ – профессор, д. т. н.,
e-mail: verzhanskiy@rosgorprom.com

Аннотация. На примере чёрной металлургии рассматривается проблема встраивания в рыночную экономику мер государственного регулирования, направленных на формирование устойчивых и эффективных замкнутых сырьевых циклов с целью достижения комплексной эффективности – экономической, энергетической и экологической. Отмечена важность для получения позитивного результата наличия соответствующих документов стратегического планирования и детальных математических моделей, адекватных реальным социально-экономическим процессам.

Ключевые слова: циркулярная экономика, замкнутые сырьевые циклы, стратегическое планирование, чёрная металлургия.

Введение

Переход к замкнутым сырьевым циклам в производстве и потреблении требует основательных политических, нравственных и культурных предпосылок. Для практической реализации принципов циркулярной экономики также необходимы объективные экономические условия и, разумеется, достаточные научно-технологические возможности. В настоящее время доводы сторонников циркулярной экономики в России не звучат достаточно убедительно для бизнеса и государства, поэтому обратимся к чёрной металлургии, являющей собой до очевидности понятный пример достижения комплексной эффективности рециклирования металла – экономической, энергетической и экологической. При этом будем опираться на мировой опыт, текущие процессы государственного регулирования, включая аспекты стратегического планирования.

По данным World Steel Association [1] в 2018 году в мире было произведено 1,808 млрд тонн сырой стали. На 35% больше, чем в 2008 году. Россия занимает шестое место (после Китая, Индии, Японии, США и Южной Кореи) по производству стали, третье по её экспорту (после Китая и Японии) и четвертое по экспорту металлического лома. Потребление стали в мире растёт и в перспективе вырастет еще больше. Вместе с тем, чёрная и цветная металлургия оказывают заметное давление на экологию в связи с высокой энергоёмкостью отрасли и вредными химическими выбросами, загрязняющими атмосферу, воду и почву.

Сталелитейная промышленность генерирует до 9% прямых выбросов от использования ископаемого топлива. В 2017 году на 1 тонну произведённой стали выброшено 1,83 тонны CO_2. Независимо от способа производства, чёрная металлургия также генерирует окислы азота и серы. Основные технологии по снижению этих загрязнений были внедрены к началу века. Дальнейшее сокращение эмиссий вредных веществ и аэрозолей может быть осуществлено за счёт новейших разработок. Вероятно, что расширение использования в металлообработке крупногабаритного аддитивного производства увеличит выбросы не только традиционных загрязнителей, но также добавок тяжелых и редкоземельных металлов, а также их соединений.

За последние 50 лет удельный расход энергии на производство стали уменьшился на 61% и составляет сегодня в среднем 20 ГДж на 1 тонну. Высокосортные стали, применяемые на транспорте и в электротехнике, при сроке службы стальных изделий от 15 лет и более, существенно сокращают выбросы парниковых газов. Экономия выбросов составляет 600% от эмиссии парниковых газов при производстве этой стали.

> За последние 50 лет удельный расход энергии на производство стали уменьшился на 61%, сегодня он составляет около 20 ГДж на тонну

Замечательная особенность стали состоит в том, что она допускает повторное использование практически на 100%, поэтому металлолом – лучшее сырьё и ликвидный товар во внешней торговле. В развитых странах мира доля металлолома в выпуске стали весьма высока: в Турции – 78%, в США – 72%, в Евросоюзе – 55%, в Южной Корее – 40%. В России всего 24,3%. Многократное использование стали существенно снижает потребности в минеральном сырье и энергии. Одна тонна металлолома позволяет отказаться от добычи и дальней транспортировки 1,8 тонн железной руды, 0,5 тонн кокса, 100 м³ природного газа. Расход энергии при производстве из металлолома алюминия сокращается на 95%, меди – на 83%, стали – на 74%, свинца – на 64%, цинка – на 60%. Выброс веществ, загрязняющих атмосферу, уменьшается

Aleksandr Petrovich VERZHANSKY – professor and Doctor of Engineering,
e-mail: verzhanskiy@rosgorprom.com

PECULIARITIES OF THE TRANSITION

TO A CIRCULAR COMMODITY ECONOMY

Abstract. The example of the iron and steel industry is used to examine the issue of introducing state regulation measures to the market economy, designed to create lasting and effective circular commodity cycles to achieve integrated effectiveness – economic, energy and environmental. The importance of the availability of relevant strategic planning documents and detailed mathematical models, suited to real socio-economic processes is noted for obtaining positive results.

Keywords: circular economy, closed commodity cycles, strategic planning, iron & steel industry.

Металлургическое производство

в 5–10 раз. Себестоимость выплавки стали из лома в 2–4 раза ниже, чем из руды.

Описание проблемы

В России высокая ценность металлолома, в том числе и в период социализма, имела статус экономической аксиомы. В СССР металлолом собирали все. В 90-е годы вопрос о необходимости законодательного ограничения резко возросшего экспорта чёрного и цветного лома мерами лицензирования деятельности и квотирования вывоза стоял очень остро. В наши дни, в условиях постепенного исчерпания богатых и доступных для отработки месторождений металлических руд, усиления экологических ограничений на горно-металлургическую отрасль, а также сокращения энергозатрат на единицу производимого металла, мировой спрос на лом металла существенно возрастает. А так как это происходит на фоне сокращения сталеплавильных мощностей Великобритании, Италии, Канады, Китая, Франции и до последнего времени США, то лом быстро дорожает.

Насколько Россия готова к переходу на замкнутые сырьевые циклы в целом и на циркулярную экономику металлов, в частности? Если судить по незначительному числу СМИ, специализирующихся на циркулярной экономике, то существенного научного интереса к этой тематике нет. Сравните с цифровой экономикой и цифровой трансформацией.

> При производстве стали из лома выброс загрязняющих веществ уменьшается в 5–10 раз, себестоимость выплавки снижается в 2–4 раза

В государственном докладе Минприроды России о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов [2] присутствуют отдельные сведения о вторичной переработке меди, цинка, золота, серебра. Однако состояние вторичной ресурсной базы не анализируется как по чёрным, так и по цветным металлам. В докладе также нет сведений об экологической и энергетической эффективности добычи, транспортировки и переработки минерально-сырьевых ресурсов. В «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» [3] отсутствуют цели и задачи развития минерально-сырьевой базы за счет рециклирования продукции, полученной из минерального сырья.

Положение о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации [4] содержит государственные полномочия министерства по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере охраны окружающей среды, включая вопросы, касающиеся обращения с отходами производства и потребления. Но даже на уровне парадигмы отсутствуют функции оценки, учёта и участия в использовании вторичных ресурсов, не говоря о выработке и осуществлении единой стратегии обеспечения сырьевой безопасности, включающей рециклинг сырья минерального происхождения.

С позиций экономики замкнутых сырьевых циклов, ежегодно издаваемый документ «Информация о наличии запасов полезных ископаемых в натуральном измерении и их изменении...», представляется чрезмерно усечённым по содержанию и методологии [5]. Однако, чтобы дополнить указанные документы целями, задачами, функциями, отвечающими требованиям циркулярной экономики, необходимо придерживаться процедуры, установленной Федеральным законом «О стратегическом планировании в Российской Федерации» [6].

Среди документов стратегического планирования в сфере целеполагания, разрабатываемых на федеральном уровне, в частности, доктрины и других документов в сфере обеспечения национальной безопасности, уместно бы смотрелась, например, доктрина сырьевой безопасности (или сырьевая доктрина).

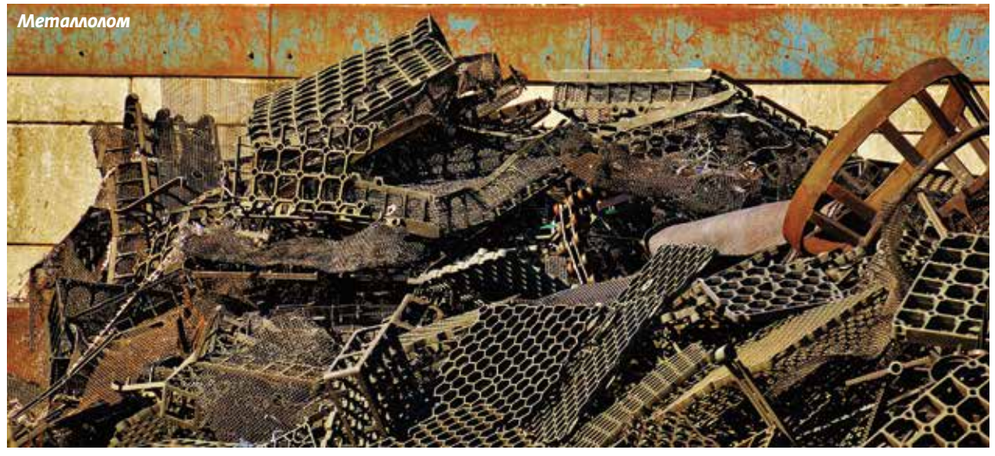
Тем не менее, и в отсутствие ключевых стратегических документов, принимаются необходимые решения в целях замыкания сырьевого цикла чёрной и цветной металлургии. Постановлением правительства Российской Федерации от 13.09.2012 года № 923, отходы и лом чёрных и цветных металлов включены в перечень стратегически важных товаров и ресурсов [7]. Ответственность за незаконное перемещение лома через таможенную границу приравнена к ответственности за незаконный вывоз оружия, ядерных материалов, отравляющих и взрывчатых веществ.

> Временное ограничение экспорта лома направлено на сдерживание роста себестоимости и цен реализации металлопродукции, поскольку цены на лом в 2017–2018 гг. увеличились на 50%

Постановлением правительства Российской Федерации от 3 июня 2015 года № 539 [8], отходы и лом черных и цветных металлов признаются существенно важными товарами для внутреннего рынка России, в отношении которых в исключительных случаях могут быть установлены временные ограничения или запреты экспорта.

Вследствие торговых войн, затеянных на сырьевых рынках администрацией США, а также из-за противоречивых тенденций на мировых рынках металлопродукции и металлического лома, в феврале 2019 года президент России утвердил перечень поручений [9], в том числе о необходимости представить предложения о совершенствовании правил обращения с ломом и отходами чёрных и цветных металлов, механизмов вовлечения указанных лома и отходов в повторный хозяйственный оборот, а также о введении процедуры их отчуждения путём продажи на публичных торгах, в том числе с использованием цифровых платформ.

Во исполнение поручения президента принято постановление правительства Российской Федерации от 31.08.2019 № 1134 «О введении временного количественного ограничения на вывоз отходов и лома черных металлов за пределы территории Российской Федерации в государства, не являющиеся членами Евразийского экономического союза»



Металлолом

[10]. Постановление устанавливает квоты вывоза из Евразийского экономического союза на период с 1 июля по 31 декабря 2019 года. Региональная квота определяется по регионам на основании статистики вывоза за период 2016–2018 годы с корректирующим коэффициентом. Максимальное значение коэффициента установлено для Архангельской области (1,5), минимальное – для Южного федерального округа (0,5). Продлевать пока данный порядок не собираются, поскольку это противоречило бы договору о Евразийском экономическом союзе.

Временное ограничение экспорта лома направлено на сдерживание роста себестоимости производства и цен реализации металлопродукции, поскольку цены на лом за 2017 и 2018 год увеличились на 50%, а из-за этого себестоимость производства металлических труб (помимо вкладов инфляции и роста цен на ферросплавы) выросла на 22,5%. Экспортируется, как правило, металлический лом самого лучшего качества, передел которого в металлопродукцию менее затратный. Оставляя у себя металлолом худшего качества и не имея стимулов к его полному использованию, мы усложняем себе жизнь в условиях действующего Парижского соглашения.

Директор Фонда развития трубной промышленности Игорь Малышев считает, что переориентация на внутренний рынок части экспортируемого объема лома позволит стабилизировать цены на него. Это, в свою очередь, позволит увеличить загрузку дуговых сталеплавильных печей до 70–72%, увеличить выручку металлургических предприятий на 50–60 млрд рублей, а отчисления в бюджеты и фонды – на 15 млрд рублей при выпадающих доходах экспортеров лома 1–1,5 млрд рублей [11].

У представителей Национальной саморегулируемой организации предприятий по обращению с ломом металлов, отходами производства и потребления, мнение о предпринятых правительством мерах несколько иное. Они считают их прямой дискриминацией ломозаготовителей и ограничением внешнеторговых операций. Приостановка экспорта лома черных металлов, по мнению этой организации, может привести к большим убыткам 40 специализированных портовых операторов, которые в 2018 году отгрузили на экспорт более 4 млн тонн металлолома. При этом у ряда портов металлолом составляет весомую долю грузооборота (до 30–40%).

Утилизация машин

Правительство пытается решать проблему системно и подготовило ряд проектов постановлений: об организации и порядке проведения продажи лома и отходов черных и цветных металлов на аукционе, в том числе и в электронной форме; о внесении изменений в правила обращения с ломом и отходами чёрных металлов; о лицензировании деятельности по заготовке, хранению, переработке и реализации лома чёрных и цветных металлов.

Значительные объемы бесхозного лома

С целью сокращения доли наличных денежных средств при расчётах за металлолом (она доходит до 95%), группа депутатов Государственной думы 30 ноября 2018 года внесла проект федерального закона [12], который предлагал ограничить выплату наличными денежными средствами одному физическому лицу суммой в 10 тысяч рублей при условии, что общая сумма расчётов с ним наличными денежными средствами в течение одного календарного месяца не превышает 50 тысяч рублей. В июле 2019 года правительство РФ поддержало законопроект и предложило его доработать. Новая редакция законопроекта подготовлена в сентябре. совет Государственной думы запланировал его рассмотрение в первом чтении на декабрь 2019 года. Если до конца текущего года проект будет принят и подписан президентом РФ, то он вступит в силу с 1 января 2020 года. Предельная сумма одного наличного платежа за лом чёрного металла составит 10 тысяч рублей, а за лом цветного металла – 120 тысяч рублей.

Ограничение экспорта лома позволит увеличить выручку металлопредприятий на 50–60 млрд рублей, отчисления в бюджеты – на 15 млрд рублей при потерях экспортеров лома в 1–1,5 млрд рублей

Сегодня еще не просматривается результат всех мер, закладываемых в систему регулирования сектора сбора и переработки лома чёрного и цветного металла. Понятно, что рыночный баланс сместится, как по учебнику микроэкономики, сначала в сторону избытка предложения, а затем в сторону его дефицита и повышения равновесной цены. И трудно предположить, с помощью каких механизмов, как долго и с каким участием государства, в том числе финансовым, будет достигнуто равновесие при оптимальных параметрах, обеспечивающих развитие этого бизнеса и чёрной металлургии в целом. Заметим, пока мы говорили о наиболее готовом сегменте циркулярной экономики – о металлургии. Другие сегменты настраивать, а многие и создавать с нуля, будет гораздо сложнее. Поэтому надо научиться строить адекватные математические модели и с их помощью проверять стратегии, разрабатывать прогнозы, а также определять для них оптимальные значения параметров. Тогда и нормотворчество будет адекватным и своевременным, особенно если модели будут создаваться и обсчитываться на основе наилучших цифровых методов.

Заключение

1. В настоящее время отсутствует цельная концепция перехода к экономике замкнутых сырьевых циклов. Существующие документы стратегического планирования не содержат цельного

Производство полного цикла ОЭМК

видения данной проблемы и путей ее решения. Однако проблема сырьевой безопасности страны достойна отражения в документах стратегического планирования, разрабатываемых в рамках целеполагания на федеральном уровне.

2. Мировая практика показывает, что замкнутые сырьевые циклы чёрных металлов эффективны экономически, энергетически и экологически. Критической областью указанного сырьевого цикла является обращение с металлическим ломом.
3. Российская чёрная металлургия при наличии значительного потенциала использования преимуществ замкнутого цикла чёрных металлов, не реализует его в полной мере из-за большой доли экспорта лома металла и недостаточных стимулов для сбора бесхозного лома.
4. Государственное регулирование обращения металлического лома в настоящее время осуществляется на прагматической основе вне сырьевой доктрины. Тем не менее, пакет нормативных правовых актов, подготовленных правительством РФ во исполнение поручений президента РФ, а также законопроект, разработанный депутатами Государственной думы, представляют собой комплекс действенных инструментов для замыкания сырьевого цикла чёрной металлургии по меньшей мере в рамках Евразийского экономического союза.
5. Модели экономических процессов рыночной экономики должны адекватно учитывать смещение параметров рыночного равновесия при осуществлении различных воздействий на экономическую систему, в том числе и мерами государственного регулирования. В связи с этим возникает потребность в создании детальных математических моделей, позволяющих проводить имитационное моделирование поэтапного ввода замкнутых сырьевых циклов в национальную и союзную экономику и прогнозировать их вклад в экономику и в «антипарниковые» мероприятия. Целесообразно профессиональное обсуждение таких моделей в рамках программ цифровизации экономики, а также обучение в высшей школе их разработке и применению.

Российская металлургия при наличии большого потенциала использования замкнутого цикла чёрных металлов, не реализует его в полной мере из-за большой доли экспорта лома и недостаточных стимулов для его сбора

Использованные источники

1. *World steel in figures 2019. – World Steel Association, Brussels. URL: www.worldsteel.org.*
2. *Государственный доклад Министерства природных ресурсов и экологии РФ «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2016 и 2017 годах». – М., 2018.*
3. *Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 № 2914-р.*
4. *Постановление от 11 ноября 2015 года № 1219 «Об утверждении положения о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации и об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации».*
5. *Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 4 сентября 2018 года № 413 «Об утверждении официальной статистической методологии оценки запасов полезных ископаемых в натуральном и стоимостном измерениях и их изменений за год».*
6. *Федеральный закон от 28.06.2014 года № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации».*
7. *Постановление Правительства Российской Федерации от 13.09.2012 года № 923.*
8. *Постановление Правительства РФ от 03.06.2015 года № 539 «О внесении изменений в перечень товаров, являющихся существенно важными для внутреннего рынка Российской Федерации, в отношении которых в исключительных случаях могут быть установлены временные ограничения или запреты экспорта».*
9. *Поручение Президента Российской Федерации от 06.02.2019 года № Пр-277 и Поручение Правительства РФ от 28.02.2019 года № ДМ-П13–1513 «Об обеспечении выполнения поручений Президента России по итогам форума Общероссийской общественной организации «Деловая Россия» 6 февраля 2019 года».*
10. *Постановление Правительства Российской Федерации от 31.08.2019 года № 1134 «О введении временного количественного ограничения на вывоз отходов и лома черных металлов за пределы территории Российской Федерации в государства, не являющиеся членами Евразийского экономического союза».*
11. *Российская трубная отрасль: развитие продолжается (Бурение и нефть, 06.05.2019) – Фонд развития трубной промышленности.*
12. *Проект федерального закона № 598453–7 «О внесении изменений в Федеральный закон «Об отходах производства и потребления». URL: https://sozd.duma.gov.ru/bill/598453–7.*

А.В. РЫБАКОВ, Е.В. ИВАНОВ, А.Ю. ЛЕБЕДЕВ
A.V. RYBAKOV, E.V. IVANOV, A.U. LEBEDEV

УДК 614.835.3

ВАРИАНТЫ ОЦЕНКИ
ЗАЩИЩЁННОСТИ ЗДАНИЙ ПРИ АВАРИЙНЫХ ВЗРЫВАХ

Анатолий Валерьевич РЫБАКОВ – АГЗ «МЧС России», *e-mail: anatoll_rubakov@mail.ru*

Anatoly RYBAKOV – Dr.sc.Tech ACP ESM of Russia, *e-mail: anatoll_rubakov@mail.ru*

Евгений Вячеславович ИВАНОВ – к. т. н., АГЗ «МЧС России», *e-mail: linia-zhizni@yandex.ru*

Evgeny IVANOV – C.sc. Tech ACP ESM of Russia, *e-mail: linia-zhizni@yandex.ru*

Аннотация. В работе представлен подход к оценке взрывоустойчивости зданий. Рассматриваемое решение основывается на комплексном применении существующих методик с учетом физических особенностей процессов, предшествующих и протекающих в момент аварийных взрывов. Для оценки состояния объектов, подвергшихся воздействию воздушной ударной волны осуществлялось проведение численного моделирования на основе метода конечных элементов, с практически измеренными значениями изменений жесткости.

Ключевые слова: аварийные взрывы, моделирование чрезвычайной ситуации, деформация конструкции, взрывоустойчивость.

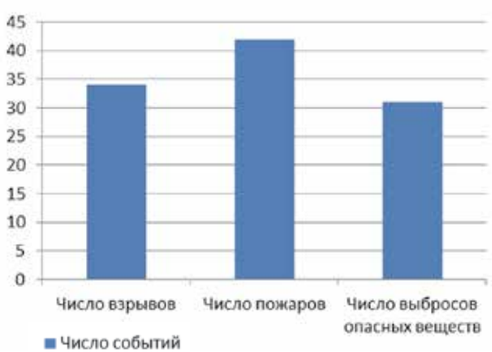
Введение

В настоящее время, несмотря на принимаемые меры, полностью исключить риск возникновения аварийных взрывов на объектах топливно-энергетического комплекса нельзя, об этом в частности свидетельствует статистика, приводимая в отчетах Ростехнадзора [1–5]. Из общего количества аварий в период 2012–2017 гг. взрывы занимают одну из лидирующих позиций (рисунок 1).

С другой стороны, проведенный анализ отчетных документов показал, что действие такого поражающего фактора как воздушная ударная волна стало причиной только одного несчастного случая со смертельным исходом за период с 2013 по 2018 годы [1–5].

Однако, помимо непосредственно погибших и травмированных в результате аварийного взрыва сотрудников, при оценке ущерба необходимо учитывать и ущерб зданиям и сооружениям, расположенным на территории опасного производственного объекта.

Рис. 1. Статистические данные по распределению аварий на объектах нефтехимического производства и нефтепродуктообеспечения (2013–2019 гг.)



Александр Юрьевич ЛЕБЕДЕВ – к. т. н., АГЗ «МЧС России», *e-mail: a.lebedev@amchs.ru*

Alexander LEBEDEV – C.sc. Tech ACP ESM of Russia, *e-mail: a.lebedev@amchs.ru*

OPTIONS FOR ASSESSING
THE SAFETY OF BUILDINGS IN CASE OF EMERGENCY EXPLOSIONS

Данные обстоятельства обуславливают необходимость проведения расчетов по оценке взрывоустойчивости зданий и сооружений при аварийных взрывах на опасных производственных объектах.

Порядок проведения оценки в настоящее время регламентируется положениями [6]. Результаты расчетов зон поражения, разрушения (последствий взрыва) и показателей риска взрыва применяются при выборе технических мероприятий по защите объектов и персонала от ударно-волнового воздействия облаков топливно-воздушных смесей (далее – ТВС) [7].

> Полностью исключить риск возникновения аварийных взрывов на объектах ТЭК нельзя, о чем свидетельствует статистика Ростехнадзора

В настоящее время для проведения такой оценки применяется ряд методик [6, 8–10].

При этом разные методики применяют разные подходы, дающие разный конечный результат, что в итоге затрудняет проведение объективной оценки взрывоустойчивости зданий.

Целью статьи является описание подхода к оценке взрывоустойчивости зданий на основе комплексного применения существующих методик с учетом физических особенностей процессов, предшествующих аварийным взрывам и протекающим непосредственно в момент воздействия аварии.

Abstract. The article describes the approach to assessing the explosion resistance of buildings. The solution is based on the integrated application of existing techniques, taking into account the physical characteristics of the processes that preceded and occurring at the time of emergency explosions.

Keywords: emergency explosions, emergency modeling, structural deformation, explosion resistance.

Постановка задачи

В качестве объекта исследования в статье рассматриваются резервуарные парки. По типу размещения резервуары подразделяются на надземные, подземные и подводные [11].

Пожар в резервуарном парке со светлыми нефтепродуктами обычно начинается со взрыва паровоздушной смеси в газовом пространстве резервуара и срыва крыши или с горения паровоздушной смеси в газовом пространстве резервуара без срыва крыши, но с нарушением ее целостности в наиболее слабых местах [12].

Травмирующий фактор	Число несчастных случаев со смертельным исходом*											
	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	число	%	число	%	число	%	число	%	число	%	число	%
Термическое действие	1	25	11	100	7	100	11	92	12	100	3	100
Недостаток кислорода	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Взрывная волна	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Разрушение технических устройств	3	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Высота	0	0	0	0	0	0	1	8	0	0	0	0

Таблица 1

** – для объектов нефтехимического производства и нефтепродуктообеспечения*

Кроме того, одним из возможных сценариев является разрушение емкости с нефтепродуктами с последующим растеканием по подстилающей поверхности и воспламенением топливно-воздушной смеси.

Таким образом, при проведении расчетов будем исходить из двух наиболее вероятно реализуемых сценариев:

- взрыв происходит во внутреннем пространстве резервуара (будет определяться по наихудшему сценарию, когда весь объем резервуара (номинальный) заполнен топливно-воздушной смесью);
- взрыв происходит на открытом пространстве за счет воспламенения, образовавшемся вследствие испарения со свободной поверхности облака топливно-воздушной смеси (поверхность испарения принимается как площадь обваловки).

В дальнейшем производится расчет значений параметров воздушной ударной волны, как основного поражающего фактора аварийного взрыва, воздействующей на рассматриваемый объект.

Основываясь на сведениях о характеристиках объекта воздействия и найденных значениях параметров воздушной ударной волны, делается вывод о состоянии объекта оценки.

Решение

Для определения массы паров нефтепродуктов, участвующих во взрывном превращении, применяется часть методики, изложенная в [13].

Масса паров нефтепродуктов при испарении со свободной поверхности в резервуаре определяется по формуле:

$$m_v = G_v \cdot \tau_E, \qquad (1)$$

Нефтеперерабатывающий комплекс ТАНЕКО

Нефтеперерабатывающий комплекс ТАНЕКО

где τ_E – время поступления паров из резервуара, с (Расчет проводится для времени испарения со свободной поверхности равным 3600 секундам [14]);

G_v – расход паров ЛВЖ, кг/с, который определяется по формуле:

$$G_v = F_R \cdot W, \qquad (2)$$

где F_R – максимальная площадь поверхности испарения ЛВЖ в резервуаре, м² (принимается равной площади основания резервуара для расчета взрыва внутри резервуара, и равной площади в пределах обваловки для расчета взрыва на открытой местности);

W – интенсивность испарения легковоспламеняющейся жидкости, кг/м²с (определяется в соответствии с разделом VIII приложения 3 приказа № 404).

Интенсивность испарения W для ненагретых жидкостей определяется по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot M^{0,5} \cdot P_H, \qquad (3)$$

где η – коэффициент, принимаемый для помещений по таблице 1 в зависимости от скорости и температуры воздушного потока над поверхностью испарения. При проливе жидкости вне помещения допускается принимать η=1;

M – молярная масса жидкости, кг/кмоль;

P_H – давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости, кПа.

Давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости находится по формуле Антуана [15].

$$\mathrm{Lg}\, P_H = -A/T + B, \qquad (3)$$

где T – температура (K);

A и B – константы.

Константы A и B, а также молекулярный вес в формуле (3) могут быть взяты из [16].

Для резервуаров принимаем, что в случае, если температура окружающего воздуха достаточна для образования топливно-воздушной смеси с верхним концентрационным пределом взрываемости, то расчет массы вещества ведем в соответствии с указанным критерием. Если нет, то рассчитывается максимальное количество вещества, находящегося в парогазовой фазе. Если метеорологические условия таковы, что концентрация топлива в топливно-воздушной смеси не достигает нижнего концентрационного предела взрываемости, то расчеты по взрыву емкости не производим.

Для бензина:

- верхний концентрационный предел взрываемости 5,2 %;
- нижний концентрационный предел взрываемости 0,75 %.

Для дизельного топлива:

- нижний концентрационный предел взрываемости 1,1 % [17].

Объёмная доля паров горючей жидкости φ определяется из соотношения:

$$\varphi = P_H / P_0, \qquad (4)$$

где P_o – атмосферное давление, Па;

P_H – давление насыщенных паров, Па.

При разных значениях температуры окружающей среды (3) рассчитываются разные значения давления насыщенных паров.

Масса горючего, участвующего во взрывном превращении составит:

$$m = ((\varphi\, V_{рез}) / V_м)\, M, \qquad (5)$$

где $V_{рез}$ – объем резервуара, Па;

$V_м$ – объем молярный (принимается 22,4 м³/кмоль);

M – молекулярная масса (принимаем 114 кг/кмоль (по октану));

P_H – давление насыщенных паров, Па.

Резервуарный парк на месторождении El Saharara в Ливии

Топливно-воздушные смеси, способные к образованию горючих смесей с воздухом, по своим взрывоопасным свойствам разделены на четыре класса [10].

Вид окружающего пространства выбирается исходя из степени загроможденности (применимо к рассматриваемым объектам – 3, средне загроможденное пространство: отдельно стоящие технологические установки, резервуарный парк) [10].

Диапазон скорости взрывного превращения выбирается согласно классу опасности горючего вещества и вида окружающего пространства.

При расчетах принимаем: для дизельного топлива диапазон скорости взрывного превращения – 5, для бензина – 4 [10].

После того как найдена масса нефтепродуктов, участвующих во взрывном превращении, энергозапас горючей смеси определяется выражением (6):

$$E = m \cdot q_г, \qquad (6)$$

где m – масса горючего вещества в облаке, участвующая в создании поражающих факторов взрыва, кг;

$q_г$ – удельная теплота сгорания горючего вещества, Дж/кг (принимается равным 44·β МДж/кг, где β=1 [10]).

При расчете дефлаграции гетерогенного облака ТВС (в дальнейшем расчеты ведутся именно по этому типу взрывного превращения), эффективный энергозапас (6) помножается на коэффициент 0,75.

Для вычисления параметров воздушной ударной волны необходимо определить безразмерное расстояние, которое зависит от величины энергозапаса топливно-воздушной смеси и удаленности объекта, для оценки устойчивости которого осуществляются расчеты.

Формула для проведения расчетов выглядит следующим образом:

$$R_x = r / (E/P_0)^{1/3}, \qquad (7)$$

где E – величина энергозапаса горючей смеси, Дж;

r – расстояние от центра облака, м;

P_o – атмосферное давление (принимается 101 325 Па).

Для проведения дальнейших расчетов определяются значения безразмерных величин давления P_x и импульса фазы сжатия I_x следует проводить с учетом агрегатного состояния детонирующей смеси. Смесь считается гетерогенной.

Для случая детонации облака гетерогенной смеси:

$$P_{x1} = 0{,}125/R_x + 0{,}137/R_x^2 + 0{,}023/R_x^3, \qquad (7)$$

$$I_{x1} = 0{,}022/R_x \qquad (8)$$

$$P_{x2} = V_г/C_0 \cdot (((\sigma-1)/\sigma) \cdot ((0{,}83/R_x) - (0{,}14/R_x)) \qquad (9)$$

$$I_{x2} = V_г/C_0 \cdot (((\sigma-1)/\sigma) \cdot (1-0{,}4) \cdot (\sigma-1) \cdot V_г/(\sigma \cdot C_0)) \qquad (10)$$

где R_x – величина приведенного расстояния;

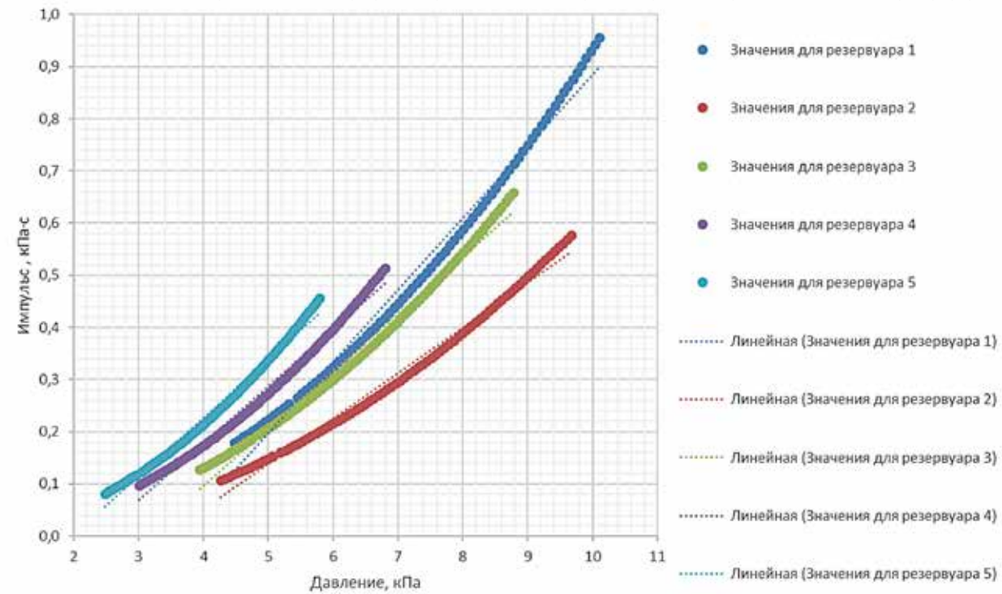
$V_г$ – скорость фронта пламени, м/с ($V_г = k \cdot m^{1/6}$ (k принимается равным 43));

C_o – скорость звука в воздухе (335 м/с);

σ принимаем равной 4 [10].

За окончательную величину безразмерных давления и импульса, по которым проводятся дальнейшие расчеты принимается минимальное из значений (7) и (9); (8) и (10) соответственно.

Рис. 2. Значения избыточного давления и импульса, рассчитанных при разных условиях для сценариев аварийных взрывов на нескольких резервуарах



После определения безразмерных величин давления и импульса фазы сжатия, вычисляются соответствующие им размерные величины:

$$P = P_x \cdot P_0, \qquad (11)$$

$$I = I_x \cdot P_0^{2/3} \cdot E^{1/3} \qquad (12)$$

Соответственно для разных реализуемых сценариев аварийных взрывов будут свои значения избыточного давления и импульса (рисунок 2).

Оценка взрывоустойчивости зданий к определенным параметрам воздействия воздушной ударной волны проводится путем расчета напряжено-деформационного состояния конструкций, возникающих от воздействия ударной волны.

Для расчета напряженно-деформационного состояния конструкций, осуществлялось проведение численного эксперимента, который включал в себя последовательное осуществление ряда операций:

1. Построение модели объекта нагрузки (при построении моделей каркасных объектов учитывались только свойства несущих элементов, вследствие слабой несущей способности материалов обшивки);
2. Приложение ранее рассчитанной нагрузки, вызываемой действием поражающего фактора (воздушной ударной волны) к построенной модели (для каждого объекта, в соответствие с ранее рассматриваемыми сценариями по наихудшему или наиболее вероятному варианту развития событий);
3. Определение величины перемещений (деформаций) для несущих элементов объекта при каждом рассматриваемом сценарии.

На основе полученных значений перемещений узлов и несущих элементов конструкции делается вывод о его устойчивости (степени разрушения).

Расчетные схемы объектов моделируются в трехмерном пространстве с шестью степенями свободы в узле. Расчет производится методом конечных элементов.

В расчетной модели учитываются характеристики сечений элементов, модуль упругой деформации, массовые и прочностные характеристики материала элемента. Нагрузка от избыточного давления принимается в соответствии с ранее проведенными расчетами параметров воздействия воздушной ударной волны (избыточное давление и импульс фазы сжатия).

Полученные результаты могут служить основой для подготовки инженерно-технических мероприятий, направленных на повышение взрывоустойчивости зданий, расположенных на опасном производственном объекте

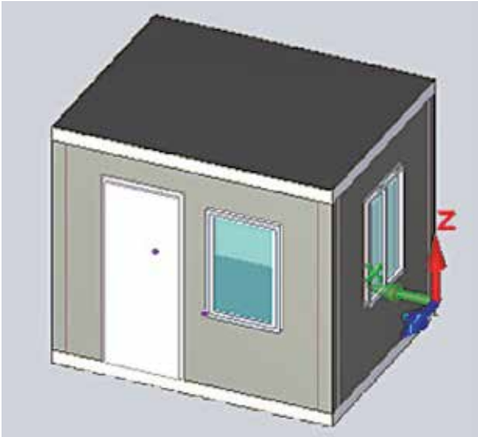


Рис. 3. Модель модульного здания, для которого осуществлялись расчеты

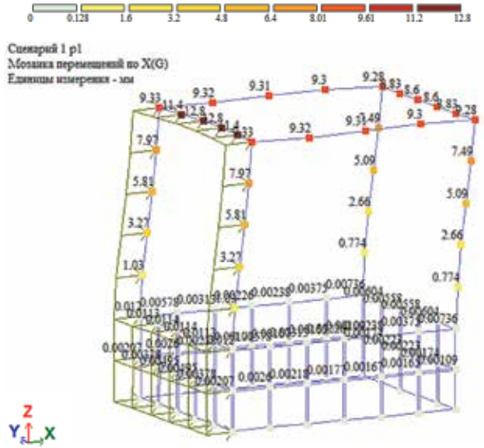


Рис. 4. Модель модульного здания, с рассчитанными величинами перемещений для узловых точек

В качестве примера можно привести результат численного эксперимента, проведенный для модульного здания каркасного типа (расчет для нагрузки в 10 кПа) (рисунки 3, 4).

Максимальные величины предельных перемещений относительно начальных состояний (сравниваются с предельными величинами перемещений, характеризующими разные степени разрушения) составляют более 1 сантиметра, что позволяет судить о разрушении слабой и средней степени (при этом разрушение оконных блоков и остеклений будет полным).

Аналогичные расчеты осуществляются для всех рассматриваемых объектов и по каждому сценарию строится модель и задается рассчитанная нагрузка.

Результаты оценки позволяют сделать вывод о состоянии объекта, в случае реализации аварийного взрыва.

В работе представлен подход к оценке взрывоустойчивости зданий, расположенных на территории резервуарных парков. В основе подхода лежит комплексное применение существующих методик с учетом физических особенностей процессов, предшествующих аварийным взрывам и протекающим непосредственно в момент воздействия поражающих факторов аварийного взрыва на объект воздействия.

Для определения состояния объекта, при реализуемых сценариях аварийных взрывов применялось численное моделирование на основе метода конечных элементов, с практически измеренными значениями изменений жесткости.

Полученные результаты могут служить основой для обоснования объемов инженерно-технических мероприятий, направленных на повышение взрывоустойчивости зданий, расположенных на опасном производственном объекте.

Безусловно, в дальнейшем необходимо проводить исследования по возможности учета выявленных факторов, которые приводят к расхождениям результатов эксперимента и практики.

Горящий факел на месторождении нефти

Использованные источники

1. *Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2014 году: [Электронный ресурс]. Доступ сайта Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/%D0%93%D0%94%202014.pdf (дата обращения 15.11.2019 г.).*
2. *Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2015 году: [Электронный ресурс]. Доступ сайта Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/%D0%93%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9%20%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%202015.pdf (дата обращения 15.11.2019 г.).*
3. *Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2016 году: [Электронный ресурс]. Доступ сайта Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/%D0%93%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9%20%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%20%D0%B7%D0%B0%202016%20%D0%B3%D0%BE%D0%B4%203.pdf (дата обращения 15.11.2019 г.).*
4. *Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2017 году: [Электронный ресурс]. Доступ сайта Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/%D0%93%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9%20%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%20%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%B0%D0%B4%D0%B7%D0%BE%D1%80%D0%B0%20%D0%B7%D0%B0%202017%20%D0%B3.%20(%D0%BE%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%87%D0%B0%D1%82).pdf (дата обращения 15.11.2019 г.).*
5. *Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2018 году: [Электронный ресурс]. Доступ сайта Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. URL: httpwww.gosnadzor.rupublicannual_reports%D0%93%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9%20%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%20%D0%B7%D0%B0%202018%20%D0%B3%D0%BE%D0%B4.pdf (дата обращения 15.11.2019 г.).*
6. *Методы обоснования взрывоустойчивости зданий и сооружений при взрывах топливно-воздушных смесей на опасных производственных объектах: рук. по безопасности. – Сер. 27. – Вып. 17. – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2016. 56 с.*
7. *Лисанов М.В., Жуков И.С., Базалий Р.В. Критерий взрывоустойчивости зданий и сооружений на опасных производственных объектах // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – №5. С. 40–46.*
8. *Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах: рук. по безопасности. – Сер. 27. – Вып. 16. – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2018. 56 с.*
9. *Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности. – Сер. 9. – Вып. 37. – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2019. 130 с.*
10. *Руководство по безопасности. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей: [Электронный ресурс]. Доступ из справочно-правовой системы «Кодекс». URL: http://docs.cntd.ru/document/1200133802 (дата обращения 15.11.2019 г.).*
11. *Киреев И.Р., Хасанова А.Ф. Безопасное хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках // Проблемы обеспечения безопасности при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. – 2015. – Т.1. С. 92–94.*
12. *Волков О.М. Пожарная опасность резервуаров с нефтепродуктами. Книга 1. – М.: Недра, 1984. 151 с.*
13. *Приказ МЧС России №404 от 10.07.2009 г. «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах»: [Электронный ресурс]. Доступ из справочно-правовой системы «Кодекс». URL: http://docs.cntd.ru/document/1200133802 (дата обращения 15.11.2019 г.).*
14. *ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля: [Электронный ресурс]. Доступ из справочно-правовой системы «Кодекс». URL: http://docs.cntd.ru/document/1200103505 (дата обращения 15.11.2019 г.).*
15. *Хафизов Ф.Ш., Краснов А.В. Давление насыщенных паров для нефтепродуктов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – №3. С. 406–413.*
16. *НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности: [Электронный ресурс]. Доступ из справочно-правовой системы «Кодекс». URL: http://docs.cntd.ru/document/1200032102 (дата обращения 15.11.2019 г.).*
17. *Гуреев А.А., Фукс И.Г., Лашхи В.Л. Химмотология. – М.: Химия, 1986. 368 с.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

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

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ПРОМСЫРЬЕИМПОРТ

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

ИНТЕР РАО ЕЭС энергия без границ

РОССЕТИ ФСК ЕЭС

СУЭК СИБИРСКАЯ УГОЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД TATNEFT

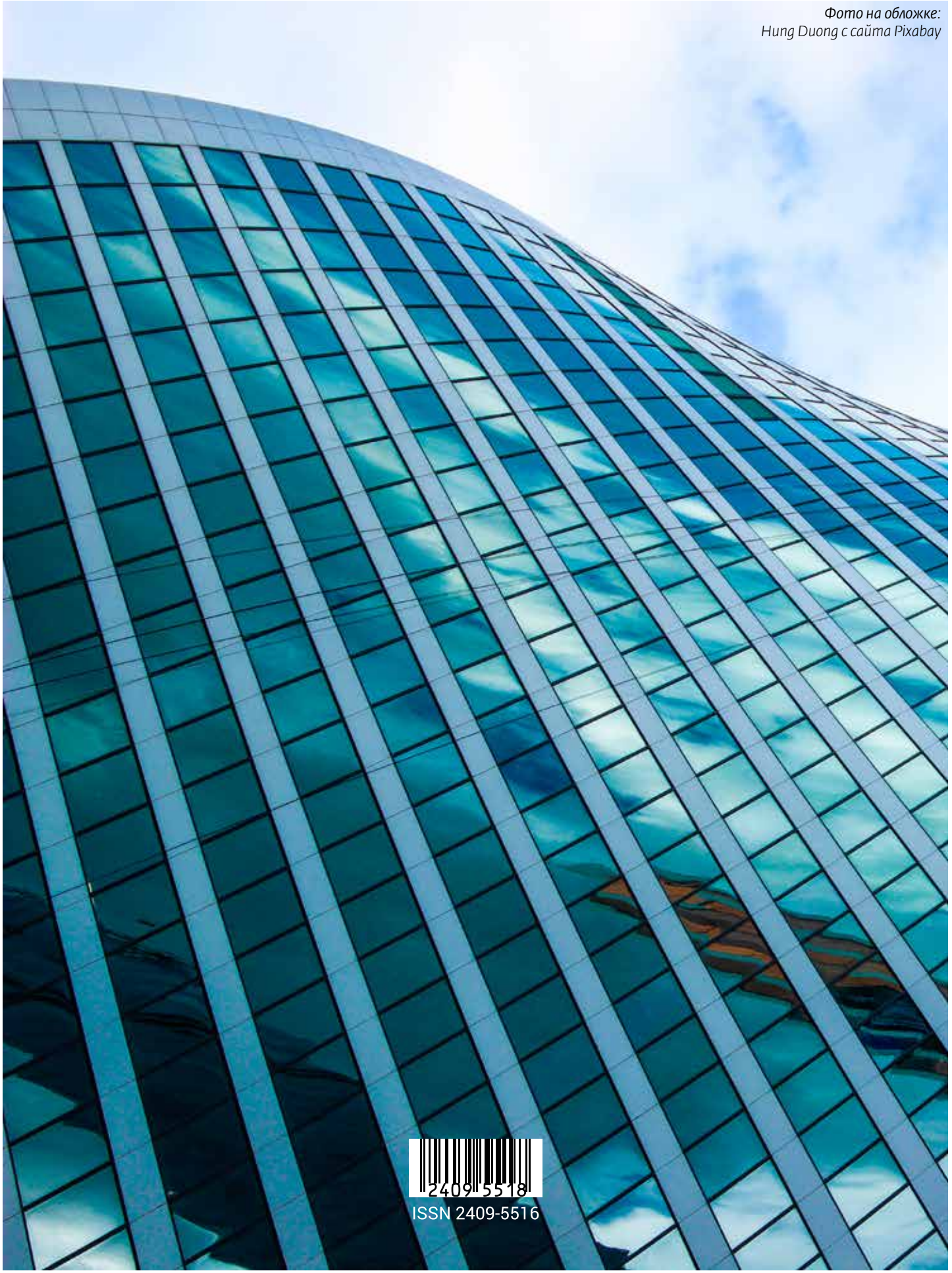


Фото на обложке:
Hung Duong с сайта Pixabay

ISSN 2409-5516