Организатор
Группа
компаний ITE

MIOGE
Moscow

ufi
Approved
Event

ПАРТНЕРЫ

ГАЗПРОМ

IGU

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017
КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • Залы 13 и 14
www.mioge.ru

Впервые
- 40 мероприятий Технической программы выставки от ведущих экспертов отрасли
- 8 тематических разделов выставки

RPGC
Moscow

13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС
в рамках выставки

МОСКВА
МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

www.oilgascongress.ru

ДО ВСТРЕЧИ
В ИЮНЕ
В КРОКУС ЭКСПО!

ст. метро МЯКИНИНО

РЕКЛАМА

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Министерство природных ресурсов и экологии РФ
РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей
Союз нефтегазопромышленников России

НЕФТЬ РОССИИ № 4 2017

Апрель
2017

Нефть России

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

https://neftrossii.ru

Восточная сказка «ЛУКОЙЛа»

Открытые газовые угрозы

Новые горизонты Арктики

Американский СПГ в поисках рынков

Месторождения становятся «умными»

Амбиции и реалии глобального ТЭК

Посторонним вход разрешён

На глобальном энергетическом рынке всё большую роль начинают играть вчерашние импортёры углеводородного сырья

Валерий АНДРИАНОВ

Россию уже давно упрекают в том, что она-де прочно сидит на нефтяной игле. Мол, в эпоху, когда мир переживает четвёртую промышленную революцию, переходит на электронные технологии, создаёт полностью роботизированные производства и начинает использовать 3D-принтеры, стыдно жить за счёт продажи углеводородных ресурсов. Безусловно, диверсификация экономики – вещь крайне необходимая. Современная развитая держава не может опираться только на свой сырьевой потенциал. Но это вовсе не означает, что реализация новых проектов по добыче и экспорту нефти и газа – признак отсталости.

Более того, сегодня, несмотря на захватывающие дух футуристические прогнозы и невзирая на падение нефтяных цен, многие государства, расталкивая друг друга локтями, пытаются прорваться на глобальный углеводородный рынок. Ещё несколько десятилетий назад в мире обозначилось чёткое «разделение труда»: развитые страны двигают вперёд науку и производство, а развивающиеся – служат для них сырьевым придатком. Теперь же карты смешались – государства, ранее являвшиеся «нефтяной бочкой» для западного мира, «дышат в затылок» передовым державам. А лидеры мировой экономики не только не брезгуют ролью экспортёров энергоресурсов, но и прилагают огромные усилия, чтобы блистать в этом амплуа.

Яркий пример – проекты по сжижению и экспорту природного газа, которые реализуют США и Австралия. Как отмечает наш автор Константин Сергеев, ещё в 2012–2013 гг. США поставили перед собой цель существенно потеснить Россию на европейском газовом рынке. «Сланцевая революция» должна была не только полностью обеспечить внутренние потребности страны в дешёвом газе, но и создать возможности для его масштабных поставок за пределы американского континента. Причём первоочередными адресатами назывались Европа и азиатские «тигры». Очередная вспышка надежд на динамичное освоение этих наиболее перспективных рынков была вызвана началом отгрузки СПГ с первой очереди терминала Sabine Pass в феврале прошлого года (см. статью «Американский СПГ в поисках рынков»).

Начатая новым президентом США Дональдом Трампом «раскрутка» второго витка «сланцевой революции» обещает триумф не только в газовой, но и в нефтяной сфере. Как отмечает наш автор П. Богомолов, за океаном фактически взят курс на обгон и Саудовской Аравии, и России по добыче нефти через несколько лет. Ещё один залог этого – сообщение от 7 апреля о предстоящем выходе директивы Трампа по свободному бурению на шельфе страны (см. статью «Дональд Трамп и ОПЕК: энергия раздоров»).

В свою очередь, Австралия в прошлом году стала лидером по приросту производства сжиженного газа. Поставки, идущие в основном в страны АТР, увеличились на 15 млн т, до 44,3 млн т. К 2020 г. Австралия рассчитывает увеличить экспорт СПГ до 75 млн т в год. Австралийское «голубое топливо» уже конкурирует с российским сжиженным газом проекта «Сахалин-2» на рынках Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ещё одно развитое государство, настойчиво стремящееся в «клуб газовых экспортёров», – Израиль. На шельфе этой страны начинается разработка крупного месторождения Левиафан, чьё сырьё должно пойти в Турцию и Европу (см. статью М. Кутузовой «Открытые угрозы»).

Такой наплыв «посторонних» на глобальный энергетический рынок не может не вызывать беспокойства. Он способен породить значительное превышение предложения над спросом и ещё в большей степени обвалить цены на энергоресурсы. Тем более что и «традиционные» поставщики углеводородов не сидят сложа руки. Во многих регионах мира планируются масштабные добычные и инфраструктурные проекты. Типичный пример – Каспийский регион, который намерен в ближайшие годы значительно увеличить поставки УВС как в западном, так и восточном направлениях. Правда, на фоне обостряющейся международной конкуренции эти планы оказались под большим вопросом (см. статью В. Мишина «Газовые узлы Каспия»).

На чём же тогда основан такой оптимизм «посторонних»? Видимо, на том, что ведущие экономики мира весьма сдержанно и трезво оценивают ход упомянутой четвёртой промышленной революции. Да, мир ждут большие изменения. Но вряд ли они приведут к коренной трансформации мирового энергобаланса. Роль нефти в обозримой перспективе останется весьма существенной, а роль газа – даже возрастёт.

Как отмечают эксперты Всемирного экономического форума, хотя ряд стран демонстрируют значительный прогресс, в среднем энергоэффективность в мировом масштабе растёт вяло. Многие государства испытывают сложности в реформировании национальных ТЭК в связи с нестабильностью конъюнктуры и высоким уровнем политической непредсказуемости. Общее восстановление глобальной экономики идёт медленно, катастрофа на АЭС «Фукусима» в Японии повернула общественное мнение против использования ядерной энергии, низкие цены на нефть обрушили инвестиции в геологоразведку и добычу углеводородного сырья, а расходы на энергоснабжение оказались на самом низком уровне с 2010 г.

Структура мирового потребления энергии изменилась за период с 2010-го по 2014 г. незначительно. На 1,4% выросла доля возобновляемых источников энергии, несколько снизилась доля нефти и газа, в то время как потребление угля увеличилось на 0,2%. В целом в мире инвестиции в использование ВИЭ возросли. Тем не менее в развитых странах произошло их сокращение с рекордного уровня, достигнутого в 2011 г. (см. статью Ю. Лаврова «Индексы энергетического Давоса»).

Таким образом, сегодня не время сетовать на зависимость от «нефтяной иглы» и под этим соусом свёртывать новые проекты в сфере НГК. Свято место пусто не бывает. Найдётся немало желающих заменить Россию в роли поставщика энергоресурсов в Европу и АТР. Поэтому надо думать не только о диверсификации национальной экономики, но и о повышении конкурентоспособности самой нефтегазовой промышленности. Иначе толпы «посторонних» могут её просто затоптать. ■

Нефть России
16+

Журнал «Нефть России»
Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-52775, выдано 08.02.2013 Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН

Александр НЕКИПЕЛОВ
Академик РАН, председатель Совета директоров ОАО «Роснефть»

Виктор МАРТЫНОВ
Д. э .н., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Генадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН
Президент Союза производителей нефтегазового оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК
Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН
Д. с. н, профессор (Институт социологии РАН)

Владимир ТЕТЕЛЬМИН
Д. т. н., академик РАЕН, заместитель председателя Центрального совета Всероссийского общества охраны природы

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАЕН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Издатель
Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работала:
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72, +7 (916) 138-52-99
e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: https://neftrossii.ru

Отпечатано в типографии
ООО «Типография ТалерПринт»
109202, Москва, ул. 1-я Фрезерная, д. 2/1, стр. 1

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 28.04.2017
Цена свободная

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, содержащейся в рекламных объявлениях и других рекламных материалах

При перепечатке ссылка на журнал «Нефть России» обязательна © «Нефть России»

Обложка – © ОАО «Газпром нефть».

СОДЕРЖАНИЕ

NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Посторонним вход разрешён

На глобальном энергетическом рынке всё большую роль начинают играть вчерашние импортёры углеводородного сырья **1**

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

Ю. ЛАВРОВ,
специальный корреспондент журнала «Нефть России» в странах Бенилюкса

Индексы энергетического Давоса

Эксперты измерили энергоэффективность стран мира и представили своё видение дальнейших перспектив глобального ТЭК **5**

«Совкомфлот»

ФОРУМ

В Тюмени состоялась XVII Научно-практическая конференция «Информационные технологии в инжиниринге» **17**

ДЕЛА КОМПАНИЙ

К. СЕРГЕЕВ

Восточная сказка становится былью

«ЛУКОЙЛ» демонстрирует заметные успехи на зарубежных рынках, в первую очередь на Ближнем Востоке **13**

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ

А. УСОВ,
партнёр, руководитель практики по работе с компаниями нефтегазового сектора;
И. БАРСОЛА,
старший менеджер;
В. ЛУКИН,
менеджер
Группа по оказанию услуг в области корпоративного управления и устойчивого развития КПМГ в России и СНГ

Углеродный след

Всё больше количество компаний изучает возможности сокращения эмиссии парниковых газов в течение всего жизненного цикла товара или услуги **18**

«Газпром нефть»

РЕГИОН

Ю. БАНЬКО

Северный углеводородный путь

Логистика в Арктическом регионе во многом будет опираться на транспортировку грузов для нефтегазовых проектов, а также добытого сырья 23

РЕСУРСЫ

Е. ХАРТУКОВ,
профессор кафедры менеджмента, маркетинга и внешнеэкономических связей МГИМО, генеральный директор Центра нефтегазового бизнеса, руководитель Группы анализа и прогнозирования мирового энергосырьевого рынка, доктор экономических наук

Когда запас карман тянет

Проведение «избыточных» ГРР и хранение стратегических товарных запасов приводят к значительным расходам экспортёров и импортёров нефти 30

ГАЗОВЫЙ РЫНОК

К. СЕРГЕЕВ

Американский СПГ в поисках рынков

Несмотря на наращивание поставок, «голубое топливо» из США остаётся малопривлекательным для европейских и азиатских потребителей 36

М. КУТУЗОВА

Открытые угрозы

Левиафан и другие новые газовые проекты создают конкуренцию «Газпрому» на европейском рынке 43

БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ

В. МИШИН

Газовые узлы Каспия

Дефицит сырья на западном берегу моря и нехватка экспортных мощностей на восточном – уравнение XXI века, решить которое пытаются Баку и Ашхабад 49

НАУКА И ТЕХНИКА

М. ЧЕРКАСОВ,
директор по работе со стратегическими клиентами Schneider Electric в России и СНГ

Месторождения становятся «умными»

Один из инструментов снижения энергозатрат – комплексная автоматизация процессов добычи, переработки и транспортировки нефти 53

МИРОВОЙ РЫНОК

П. БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Дональд Трамп и ОПЕК: энергия раздоров

Оказывая давление на Саудовскую Аравию, новый президент США вместе с тем хочет сохранить её как союзника и противовеса России 56

БЫЛОЕ

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

Газовый командарм

К 110-й годовщине со дня рождения Алексея Кортунова, первого министра газовой промышленности СССР 60

Petroleum Offshore of Russia
RPI

XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ
2017

www.rpi-conferences.com

ОРГАНИЗАТОР RPI

18–19 мая,
Москва, «Балчуг Кемпински»

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2017! СУДЬБА ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ В УСЛОВИЯХ НЕГАТИВНОЙ ЦЕНОВОЙ КОНЪЮНКТУРЫ И ЗАПАДНЫХ САНКЦИЙ

НОВОЕ!
Технический семинар «Проектирование, строительство и эксплуатация наземных и подводных трубопроводов: технологические вызовы сегодняшнего дня»

Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: перспективы нефтегазоносности месторождений, опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения

2,5 года санкций для нефтегазовой отрасли РФ – первые итоги импортозамещения. Оборудование и технологические решения для реализации шельфовых нефтегазовых проектов

Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе РФ. Как достичь экономической эффективности проектов в современных российских условиях и снизить риски?

РЕКЛАМА

14 ЛЕТ
ВЕДУЩЕМУ МЕРОПРИЯТИЮ ОТРАСЛИ, ежегодно проходящему при поддержке ПАО «ГАЗПРОМ»

130+
ВЕДУЩИХ ИГРОКОВ ОТРАСЛИ

30+
АВТОРИТЕТНЫХ СПИКЕРОВ ЭКСПЕРТОВ

+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32 Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru www.rpi-conferences.com

Индексы энергетического Давоса

Эксперты измерили энергоэффективность стран мира и представили своё видение дальнейших перспектив глобального ТЭК

Юрий ЛАВРОВ,
специальный корреспондент журнала «Нефть России» в странах Бенилюкса

Энергосистемы Швейцарии и стран Скандинавии по своей эффективности лидируют среди 127 государств мира, тогда как Россия занимает 48 место, а США – 52. Такие оценки приводятся в исследовании «Глобальный индекс эффективности энергетической архитектуры 2017» (Global Energy Architecture Performance Index Report 2017), подготовленном экспертами Всемирного экономического форума (ВЭФ) совместно с бельгийской консалтинговой компанией Accenture. В чём суть глобального индекса и какова методология его расчёта?

Треугольник энергетической эффективности

Ежегодный доклад «Глобальный индекс эффективности энергетической архитектуры 2017» был представлен в Брюсселе в конференц-зале Европейской комиссии. В этом мероприятии приняли участие заместитель председателя ЕК по вопросам Энергетического союза Марош Шефчович, генеральный секретарь Энергетической Хартии Урбан Руснак, президент международной Комиссии по энергетическому переходу (The Energy Transitions Commission) лорд Адэр Тернер, сотрудники энергетических подразделений ЕС, представители бизнеса, аналитических центров и СМИ.

«В ЕС регулярно проводится бенчмаркинговый анализ деятельности стран-членов, – отметил во вступительной речи главный куратор европейской энергетики М. Шефчович. – *В связи с этим глобальный обзор энергетической эффективности очень полезен для нас, поскольку позволяет увидеть, где мы находимся, что*

мы делаем хорошо, у кого мы должны перенимать опыт и кто нуждается в нашей помощи». В связи с формированием в ЕС Энергетического союза М. Шефчович предложил авторам доклада в следующий раз рассчитывать также консолидированный индекс стран ЕС.

Индекс энергоэффективности, по замыслам разработчиков, предназначен для сравнения текущего состояния и эффективности управления топливно-энергетическим комплексом в различных странах мира. Расчёт такого индекса консолидирует три важнейших направления современного государственного регулирования: содействие развитию национальной экономики, поддержание экологической устойчивости и достижение приемлемого уровня энергетической безопасности. Эти направления экспертами ВЭФ условно названы «треугольником энергетической эффективности».

Разработчики индекса ставят перед собой амбициозную задачу: содействовать национальным правительствам в построении новой энергетической архитектуры, способной справиться с вызовами, которые стоят сегодня перед глобальной энергетикой. Конечной целью провозглашается стимулирование экономического роста и обеспечение равного доступа к источникам энергии.

Как справедливо считают эксперты ВЭФ, топливно-энергетический комплекс является основой национальной экономики, поскольку от него зависит стоимость продукции и услуг. Следовательно, от того, насколько эффективно функционирует энергетическая архитектура, зависит общее социально-экономическое состояние страны.

На презентации V ежегодного издания индекса член исполнительного комитета ВЭФ директор секции энергетики и промышленности Роберто Бокка напомнил о результатах недавнего опроса, проведённого среди участников Давоского форума. Политикам и руководителям ведущих международных энергетических компаний был задан вопрос о том, каких именно изменений глобальной энергетической системы они ожидают в течение следующих 10 лет. Около 90% опрошенных выразили убеждение, что значительные трансформации произойдут в национальных энергетических архитектурах. А одна треть предсказывала радикальные подвижки в способах получения, передачи и потребления энергии. Фактически все проинтервьюированные участники ВЭФ привлекали внимание к темам экономического роста, экологии и энергобезопасности.

Начиная с 2000 г. доля солнечной энергии в мировом производстве электроэнергии удваивается каждые два года, а доля ветровой энергии увеличивается вдвое каждые четыре года. С каждым двукратным расширением доли в энергобалансе себестоимость солнечной энергии снижается на 24%, а ветровой энергии – на 19%.

Мировое потребление энергии ежегодно растёт, хотя в последние годы и не такими высокими темпами, как прежде. Данный рост происходит во многом благодаря увеличению потребления энергоресурсов в развивающихся странах. Средняя цена нефти в 2016 г. была на 60% ниже, чем пять лет назад, что решительным образом сказалось на всех национальных топливно-энергетических комплексах и макроэкономических показателях. Снижение мировых цен на «чёрное золото» привело к тому, что общая рыночная стоимость активов 20 ведущих мировых нефтегазовых компаний в 2015 г. сократилась почти на треть. А вот капитализация 10 крупнейших коммунальных предприятий увеличилась более чем на 26%.

Использование нетрадиционных источников энергии, повышение энергоэффективности и замедление роста в странах с формирующейся рыночной экономикой способствовали появлению устойчивого избытка предложения энероресурсов. И начиная с конца 2014 г. наблюдается нисходящий тренд цен на них. В качестве ответной реакции произошло сокращение более чем на 30% ранее запланированных инвестиций в геологоразведку и добычу углеводородного сырья, что в перспективе неминуемо должно привести к дефициту источников энергии.

По мнению аналитиков ВЭФ, радикальные изменения на глобальных рынках электроэнергии трансформируют энергетическую архитектуру и в целом положительно влияют на экологическую устойчивость инфраструктуры. Начиная с 2000 г. доля солнечной энергии в мировом производстве электроэнергии удваивается каждые два года, а доля ветровой энергии увеличивается вдвое каждые четыре года. С каждым двукратным расширением доли в энергобалансе себестоимость солнечной энергии снижается на 24%, а ветровой энергии – на 19%.

Положительное влияние на экологию оказывают реальное повышение энергоэффективности во многих странах, рост электрификации, применение новейших цифровых технологий в энергосетях, расширяющееся использование электродвигателей на автотранспорте. В 2015 г. к всеобщему большому удивлению предварительные заказы на новую модель электромобиля Tesla побили все исторические рекорды рыночного спроса на новую продукцию.

В ноябре 2016 г. вступило в силу Парижское соглашение об изменении климата, что можно считать свидетельством решимости мирового сообщества ускорить переход к экономике чистой энергии. Принятие ООН экологической программы действий до 2030 г. также свидетельствует о намерении мирового сообщества добиваться производства недорогой и экологически чистой энергии.

Многие страны для удовлетворения растущих потребностей в энергии принимают амбициозные планы по созданию но-

вых энергетических архитектур с целью более широкого использования технологических разработок и диверсификации поставок энергосырья. Как считают эксперты ВЭФ, сланцевый бум может превратить США ещё в этом десятилетии в нетто-экспортёра газа. Кроме того, с 2016 г. Соединённые Штаты отменили 40-летний запрет на поставку за рубеж сырой нефти.

Как свидетельствует статистика, растущую долю на мировом энергетическом рынке занимает сжиженный природный газ. Меняется расстановка позиций: исторические импортёры энергии становятся экспортёрами и наоборот. В результате формирования более гибкого глобального энергетического рынка почти одна треть поставляемого СПГ торгуется на спотовом рынке, сужая существовавшую ранее практику применения долгосрочных контрактов с фиксированными объёмами и ценами.

С учётом происходящих геополитических изменений национальные правительства в настоящее время всё больше озадачены обеспечением энергетической безопасности своих стран. Избыточный рынок энергии предоставил больше возможностей покупателям, чем продавцам, что привело к изменению энергетических стратегий ряда стран. Наиболее яркий пример – это Саудовская Аравия. Крупнейший в мире производитель нефти определил для себя новые цели энергетической диверсификации до 2030 г.

Показатели индекса эффективности энергетической архитектуры

Источники: Global Energy Architecture Performance Index Report 2017, World Economic Forum, Switzerland, 2017. P.8.

Амбиции и реалии

Хотя ряд стран демонстрируют значительный прогресс, в среднем глобальный индекс эффективности энергетической архитектуры растёт вяло. Это подтверждает то, что многие государства испытывают сложности в реформировании национальных ТЭК в связи с нестабильностью мировой конъюнктуры и высоким уровнем политической непредсказуемости. Общее восстановление мировой экономики идёт медленно, катастрофа на АЭС «Фукусима» в Японии повернула общественное мнение против использования ядерной энергии, низкие цены на нефть обрушили инвестиции в геологоразведку и добычу углеводородного сырья, а расходы на энергоснабжение оказались на самом низком уровне с 2010 г.

Структура мирового потребления энергии за период с 2010-го по 2014 г. изменилась незначительно. На 1,4% возросла доля возобновляемых источников энергии (включая гидроэнергетику и биотопливо), незначительно снизилась доля нефти и газа, в то время как потребление угля увеличилось на 0,2%. Правда, более быстрым стал рост доли ВИЭ при производстве электроэнергии, даже выше, чем динамика потребления угля. Хотя в целом в мире инвестиции в использование ВИЭ увеличились, тем не менее в развитых странах произошло их сокращение с рекордного уровня, достигнутого в 2011 г.

Серьёзной проблемой остаётся доступ к электричеству: более 17% населения мира по-прежнему его не имеют. А ещё больший процент сталкивается с проблемами в энергопоставках.

Тем не менее, по мнению Роберто Бокка, переход к более устойчивой, доступной, безопасной и комплексной энергетической системе приобрёл ярко выраженную актуальность и безусловную неизбежность.

На презентации индекса выступил также президент английской энергетической сервисной компании Centrica Иэн Конн. Он подчеркнул необходимость повышения тарифов на выбросы CO_2 во всех странах ЕС. Это может ускорить переход на экологические энергоресурсы. Поэтому британский эксперт призвал к координации международных систем торговли квотами на эмиссию углерода.

В свою очередь, председатель Комиссии по энергетическому переходу, директор института «Новое экономическое мышление» лорд Адаир Тернер отметил: *«К 2050 г. выбросы CO_2, связанные с энергетикой, должны быть сокращены на 70% по сравнению с уровнем 2010 г. Чтобы осуществить необходимую революцию в энергетических системах, требуется вклад многих игроков – правительств, компаний, инвесторов и НПО. Международная комиссия по энергетическому переходу ставит цель собрать вместе всех этих игроков, которые могут иметь разные точки зрения по отдельным направлениям. Но они едины в своём обязательстве – стремиться к тому, чтобы глобальное потепление ограничилось уровнем 2 ^{0}C»*.

Все участники дискуссии отмечали, что управление переходом к новой энергетической архитектуре – дело не из лёгких и что ещё многое предстоит сделать для достижения энергетических и экологических показателей, указанных в Парижском соглашении по климату.

Как измерить трудно измеряемое

В докладе «Глобальный индекс эффективности энергетической архитектуры 2017» освещается опыт стран с лучшими показателями этого индекса и представлены рекомендации по оптимизации энергетических систем в переходный период. Эксперты Всемирного экономического форума впервые начали рассчитывать такой индекс пять лет назад. В настоящее время этот показатель принято считать своеобразным бенчмаркинго-

вым ориентиром для национальных энергетических систем. Если в докладе за 2012 г. фигурировали 105 стран, то за 2017 г. – включены результаты сравнительного анализа 127 государств.

Разработчики индекса признают, что, как и любой агрегированный показатель, индекс не способен полностью отразить всю сложность топливно-энергетических комплексов и качество управления ими. Тем не менее он может использоваться для оценки эффективности национальных энергосистем, обеспечивает основу для сравнения различных стран, помогает формировать энергетическую политику и фокусировать целевые области для улучшения.

Глобальный индекс рассчитывается на основе данных статистики. В общей сложности подлежат оценке 3 сегмента, 8 индикаторов и18 показателей, раскрывающих суть вышеупомянутого «энергетического треугольника» (см. рис.).

Для каждого из этих показателей даётся оценка по шкале баллов от 0 до 1. Полученные баллы агрегируются на основе определённой значимости (веса) каждого показателя. А затем проводится ранжирование.

I. Сегмент «Экономический рост и развитие» (3 индекса, показатели 1–6)

Интенсивность

1. Энергоёмкость, рассчитанная как ВВП на единицу использованной энергии (вес показателя 0,25).

Влияние на экономический рост

2. Стоимость импорта энергоносителей в % от ВВП (0,125).

3. Стоимость экспорта энергии в % от ВВП (0,125).

Позволительность

4. Степень искусственного искажения цен на бензин (0,125).

5. Степень искусственного искажения цен на дизельное топливо (0,125).

6. Цены на электроэнергию для промышленности, в долл. за кВт • ч (0,25).

II. Сегмент «Экологическая устойчивость» (2 индекса, показатели 7–12).

Воздействие выбросов CO_2

7. Выбросы CO_2 при производстве электроэнергии, всего / кВт • ч (0,2).

8. Выбросы метана в энергетическом секторе (тыс. метрических тонн CO_2-эквивалента) на одного жителя (0,1).

9. Выбросы окиси азота в энергетическом секторе (тыс. метрических тонн CO_2-эквивалента) на одного жителя (0,1).

10. Пыль фракций PM 2,5, уровень по стране, микрограммы на м^3 (0,2).

Индексы эффективности энергетической архитектуры

№	Страна	Глобальный индекс	Экономический рост и развитие	Экологическая устойчивость и безопасность	Доступ к энергии	Тенденция 2009–2017
1	Швейцария	0,80	0,74	0,77	0,88	1
2	Норвегия	0,79	0,67	0,75	0,95	–1
3	Швеция	0,78	0,63	0,80	0,90	1
4	Дания	0,77	0,69	0,71	0,91	1
5	Франция	0,77	0,62	0,81	0,88	–2
6	Австрия	0,76	0,67	0,74	0,88	2
7	Испания	0,75	0,65	0,73	0,87	4
8	Колумбия	0,75	0,73	0,68	0,83	2
9	Новая Зеландия	0,75	0,59	0,75	0,90	3
10	Уругвай	0,74	0,69	0,71	0,82	15
11	Португалия	0,74	0,63	0,73	0,85	2
12	Финляндия	0,73	0,55	0,79	0,87	–6
13	Словения	0,73	0,58	0,73	0,88	6
14	Коста-Рика	0,73	0,68	0,76	0,74	–5
15	Великобритания	0,72	0,62	0,66	0,89	0
16	Ирландия	0,72	0,69	0,65	0,81	6
17	Латвия	0,71	0,62	0,73	0,80	0
18	Хорватия	0,71	0,63	0,68	0,84	12
19	Германия	0,71	0,62	0,64	0,88	–5
20	Словакия	0,71	0,56	0,74	0,84	12
21	Венгрия	0,71	0,62	0,72	0,79	8
22	Парагвай	0,70	0,68	0,81	0,62	2
23	Люксембург	0,70	0,73	0,62	0,76	14
24	Румыния	0,70	0,66	0,65	0,79	15
25	Албания	0,70	0,63	0,78	0,70	10
26	Исландия	0,70	0,38	0,90	0,82	–10
27	Перу	0,70	0,75	0,64	0,70	–9
28	Аргентина	0,70	0,78	0,59	0,73	21
29	Италия	0,70	0,58	0,67	0,84	–6
30	Бразилия	0,70	0,58	0,71	0,80	–23
31	Чешская Республика	0,69	0,58	0,62	0,88	5
32	Канада	0,69	0,58	0,61	0,88	–4
33	Нидерланды	0,69	0,54	0,65	0,88	–13
34	Бельгия	0,69	0,52	0,71	0,83	–7
35	Литва	0,68	0,57	0,70	0,78	–9
36	Азербайджан	0,67	0,65	0,57	0,79	9
37	Польша	0,67	0,66	0,56	0,80	4
38	Греция	0,67	0,61	0,59	0,81	–4
39	Сингапур	0,67	0,65	0,55	0,81	–1
40	Чили	0,67	0,60	0,58	0,82	16
41	Турция	0,66	0,59	0,62	0,78	2
42	Болгария	0,66	0,57	0,65	0,76	10
43	Корея	0,66	0,59	0,54	0,85	5
44	Мексика	0,66	0,61	0,62	0,75	15
45	Япония	0,66	0,57	0,56	0,84	–24
46	Таджикистан	0,65	0,45	0,80	0,71	20
47	Панама	0,65	0,66	0,64	0,65	–7
48	Россия	0,65	0,55	0,60	0,80	–15
49	Сальвадор	0,65	0,53	0,71	0,70	1
50	Индонезия	0,65	0,58	0,64	0,72	11
51	Израиль	0,65	0,60	0,49	0,84	–5
52	США	0,65	0,54	0,50	0,89	2
53	Австралия	0,64	0,65	0,40	0,88	7
54	Конго	0,64	0,61	0,76	0,55	–23
55	Грузия	0,64	0,46	0,74	0,72	–13
56	Эстония	0,64	0,57	0,60	0,75	–5

Индексы эффективности энергетической архитектуры

№	Страна	Глобальный индекс	Экономический рост и развитие	Экологическая устойчивость и безопасность	Доступ к энергии	Тенденция 2009–2017
57	Марокко	0,64	0,59	0,56	0,76	14
58	Армения	0,63	0,49	0,72	0,70	–1
59	Шри Ланка	0,63	0,70	0,61	0,59	–4
60	Филиппины	0,63	0,57	0,65	0,67	3
61	Куба	0,63	0,74	0,51	0,64	–17
62	Казахстан	0,62	0,54	0,55	0,77	–4
63	Доминикана	0,62	0,64	0,56	0,65	21
64	Тайланд	0,61	0,53	0,54	0,78	9
65	Тунис	0,61	0,43	0,62	0,79	–18
66	Намибия	0,61	0,59	0,74	0,49	13
67	Кипр	0,60	0,59	0,55	0,65	3
68	Эквадор	0,60	0,49	0,61	0,69	–4
69	Гватемала	0,59	0,46	0,73	0,58	–7
70	Сербия	0,59	0,50	0,54	0,73	нет данных
71	Мальта	0,58	0,60	0,54	0,61	–3
72	Никарагуа	0,58	0,46	0,70	0,59	23
73	Украина	0,58	0,30	0,65	0,79	4
74	Гана	0,58	0,60	0,70	0,43	6
75	Македония	0,58	0,50	0,51	0,72	нет данных
76	ЮАР	0,58	0,58	0,53	0,62	10
77	Вьетнам	0,57	0,44	0,59	0,70	21
78	Боливия	0,57	0,38	0,59	0,74	–3
79	Молдова	0,57	0,41	0,61	0,69	9
80	Камерун	0,57	0,53	0,78	0,40	–8
81	Алжир	0,57	0,39	0,56	0,75	–28
82	Гондурас	0,56	0,43	0,72	0,53	18
83	Кения	0,55	0,45	0,83	0,38	4
84	Босния и Герцеговина	0,55	0,48	0,52	0,66	5
85	Узбекистан	0,55	0,43	0,57	0,66	нет данных
86	Малайзия	0,55	0,34	0,50	0,82	–3
87	Индия	0,55	0,54	0,49	0,62	4
88	Замбия	0,55	0,45	0,89	0,30	–7
89	Белоруссия	0,55	0,36	0,62	0,66	–15
90	Египет	0,55	0,41	0,53	0,71	–12
91	Ботсвана	0,55	0,59	0,56	0,49	2
92	Ямайка	0,54	0,43	0,56	0,64	24
93	Судан	0,54	0,46	0,77	0,39	нет данных
94	Киргизия	0,54	0,23	0,75	0,63	–25
95	Китай	0,53	0,46	0,42	0,72	–1
96	Бруней	0,53	0,45	0,41	0,74	–11
97	Венесуэлла	0,53	0,30	0,61	0,68	–32
98	Мозамбик	0,53	0,41	0,90	0,28	–8
99	Камбоджа	0,53	0,58	0,66	0,35	16
100	Зимбабве	0,53	0,40	0,78	0,41	–8
101	Пакистан	0,52	0,48	0,49	0,59	11
102	БСК	0,52	0,46	0,73	0,38	–26
103	Сенегал	0,52	0,49	0,58	0,49	0
104	Бангладеш	0,51	0,63	0,43	0,46	9
105	Ливия	0,50	0,32	0,48	0,71	–38
106	Ирак	0,50	0,48	0,29	0,73	нет данных
107	ОАЭ	0,50	0,40	0,28	0,81	–11
108	Иордания	0,49	0,43	0,40	0,66	9
109	Тринидад и Тобаго	0,49	0,38	0,42	0,69	–4
110	Нигерия	0,49	0,41	0,72	0,35	–28
111	Того	0,49	0,40	0,78	0,29	9
112	Монголия	0,49	0,38	0,50	0,58	–3

11. Средний расход топлива для легковых автомобилей, л /100 км (0,2).

Соотношение низкоуглеродных источников топлива в энергетическом балансе

12. Альтернативная и ядерная энергия (% от общего потребления энергии, включая биомассу, 0,2).

III. Сегмент «Доступ к энергии и безопасность» (3 индекса, показатели 13–18)

Уровень и качество доступа к энергии

13. Уровень электрификации, % населения (0,2).

14. Качество электроснабжения (0,2).

15. Процент населения, использующего твёрдое топливо для приготовления пищи (0,2).

Многие лидеры по показателю индекса энергоэффективности (Швейцария, Норвегия, Швеция, Дания, Австрия) представляют собой небольшие экономически высокоразвитые государства с объёмом валового внутреннего продукта, существенно уступающим ведущим державам мира.

Диверсификация поставок

16. Диверсификация предложения первичной энергии (индекс Херфиндаля).

Самообеспечение

17. Зависимость от импорта энергии (0,2).

18. Диверсификация импортных аналогов (индекс Херфиндаля) (0,1/0,2).

На основе такой методологии эксперты ВЭФ провели расчёты и получили данные для каждой страны (см. табл.).

О чём говорят индексы

Глобальная энергетическая система часто воспринимается как инерционная к изменениям. Так, в среднем по миру индекс энергоэффективности с 2009 г. до 2017-го вырос менее чем на два базисных пункта. Однако ряд стран, например Аргентина, Уругвай, Мексика, Ямайка, Никарагуа, Вьетнам, продемонстрировали значительный прогресс. По мнению авторов доклада, это свидетельствует о том, что любая страна может перейти к современному производству энергии и безопасному, доступному и экологически устойчивому её потреблению, независимо от размеров экономики и уровня обеспеченности энергосырьём.

Индексы эффективности энергетической архитектуры

№	Страна	Глобальный индекс	Экономический рост и развитие	Экологическая устойчивость и безопасность	Доступ к энергии	Тенденция 2009–2017
113	Непал	0,49	0,46	0,67	0,33	–3
114	Эфиопия	0,49	0,32	0,88	0,26	0
115	Кувейт	0,48	0,42	0,18	0,84	–8
116	Катар	0,48	0,41	0,25	0,77	–19
117	Туркмения	0,47	0,29	0,34	0,78	–6
118	Гаити	0,47	0,48	0,69	0,24	10
119	Танзания	0,47	0,36	0,80	0,24	17
120	Иран	0,46	0,27	0,36	0,75	–14
121	Саудовская Аравия	0,46	0,36	0,21	0,81	–17
122	Оман	0,45	0,30	0,27	0,78	–23
123	Эритрея	0,44	0,30	0,64	0,39	–22
124	Бенин	0,44	0,39	0,61	0,32	–5
125	Ливан	0,44	0,42	0,37	0,53	–7
126	Йемен	0,42	0,53	0,31	0,40	–4
127	Бахрейн	0,37	0,15	0,24	0,73	–6

Источники: Global Energy Architecture Performance Index Report 2017, World Economic Forum, Switzerland, 2017. P. 8.

Многие лидеры по показателю индекса энергоэффективности (Швейцария, Норвегия, Швеция, Дания, Австрия) представляют собой небольшие экономически высокоразвитые государства с объёмом валового внутреннего продукта, существенно уступающим ведущим державам мира. Результаты исследования показывают, что страны с высоким уровнем дохода на душу населения более успешно, чем другие, осуществляют переход к новой энергетической архитектуре.

Европейские страны по показателю индекса энергоэффективности, как и в прошлые годы, занимают доминирующее положение, входят в группу 20 лидеров. Пятеро из 10 лучших являются государствами-членами ЕС, и ещё два европейских государства тесно сотрудничают с ЕС в энергетической области. В список 30 лидеров входят уже 18 членов ЕС. Эти страны традиционно ориентируются на рыночное ценообразование и придерживаются диверсификации топливно-энергетического баланса. Их слабые места – энергетическая безопасность и высокая стоимость энергии, подрывающая национальную конкурентоспособность.

Крупнейшие мировые производители и потребители энергии уступают европейским странам. «Чем больше ресурсов, тем ниже эффективность их использования», – этот парадокс отмечают эксперты ВЭФ. Большинство стран ОПЕК оказались в числе аутсайдеров: Саудовская Аравия – 121-я строчка в индексе, Катар – 116-я, Кувейт – 115-я, ОАЭ – 107-я.

В то же время колоссальное потребление энергии затрудняет эффективное управление национальными ТЭК (Китай – 95-е, Индия – 87 место), полагают эксперты ВЭФ. Это тревожный знак, учитывая, что крупнейшие энергопотребляющие страны также оказывают большее влияние на мировую экологию и глобальную торговлю.

При этом увеличивается разрыв между странами с самым высоким и самым низким рейтингом. Только за последний год в 20 ведущих государствах индексы энергетической эффективности возросли вдвое по сравнению со средними показателями в других странах. Успешные государства продолжают совершенствовать свои энергетические архитектуры, тем самым демонстрируют пример для других держав.

В 2017 г. по показателю «Экономический рост и развитие» среди промышленно развитых стран лидируют Швейцария (0,74), Люксембург (0,73), Дания (0,69). По показателю «Экологическая устойчивость» – Исландия (0,90), Франция (0,81), Швеция (0,80). По критерию «Доступ к энергии и безопасность» – Норвегия (0,95), Дания (0,91), Швеция (0,90).

Наиболее значительное понижение индекса энергоэффективности в 2009–2017 гг. отмечено в Ливии (–38), Венесуэле (–32), Алжире (–28), Нигерии (–28), Кот-д'Ивуаре (–0,26), Киргизии (–25), Бразилии (–23), Конго (–23). Из промышленно развитых стран – в Японии (–24), Нидерландах (–13) и Исландии (–10).

Россия в 2017 г. улучшила свой рейтинг по сравнению с предыдущим годом и заняла 48 место. Отмечая высокую степень энергобезопасности и самообеспеченности, большую стоимость экспорта энергоисточников, сильные позиции РФ в сегментах нефти и газа, атомной энергетики, эксперты ВЭФ считают слабым местом сегмент производства энергии из ВИЭ. Они также низко оценивают темпы экономического роста. Препятствия для перемещения на более высокие строчки в списке – сохраняющаяся в России высокая энергозатратность, применение государственных субсидий на углеводородное топливо, неиспользованные резервы для повышения экологической устойчивости. Как отмечается в докладе, энергетический сектор РФ, на который приходится 25% ВВП и который является локомотивом национального экономического развития, может столкнуться с серьёзными вызовами в связи с падением мировых цен на нефть.

США оказались в списке на 52 месте, ухудшив свой рейтинг по сравнению с предыдущим годом на 4 позиции. Имея высокие показатели по доступу к энергии и безопасности, диверсификации энергобаланса, использованию ВИЭ (в особенности солнечной энергетики), Соединённые Штаты отстают от ряда стран ОЭСР в сфере экологической устойчивости, сокращения выбросов парниковых газов. Сохраняется высокая энергоёмкость производства, снижаются инвестиции в разработку нефти и газа.

Очевидно, для совершенствования энергетической архитектуры потребуется существенное время. Сегодня энергетический ландшафт выглядит совершенно по-другому, чем десятилетие назад. И скорее всего, сильно переменится за последующие 10 лет. Так, по прогнозу МЭА, к 2020 г. США станут крупнейшим производителем нефти. Китай обещает сократить энергоёмкость ВВП на 16% к 2015 г., ЕС – снизить спрос на энергоресурсы на 20% к 2020 г., Япония – потребление электроэнергии на 10% к 2030 г.

Для удовлетворения растущего спроса на энергию необходимы существенные инвестиции. По оценкам МЭА, на период до 2035 г. потребуются 48 трлн долларов. Столь масштабные капиталовложения возможны только при условии стабильности как для государственных, так и для частных инвесторов. Каждой стране нужен индивидуальный подход в построении энергетической архитектуры, но контекст экономического треугольника остаётся всеобщим, а энергетическое сотрудничество объективно неизбежным. ■

Организатор: VOSTOCK CAPITAL

Восточный нефтегазовый форум

Владивосток, 5–6 июля 2017 г.

Среди докладчиков и почетных гостей 2017:

Денис Тихонов, генеральный директор, **Корпорация развития Дальнего Востока**

Рубен Геворкян, генеральный директор, **Якутская топливно-энергетическая компания**

Павел Игнатьев, Первый заместитель генерального директора, **Агентство по развитию человеческого капитала на Дальнем Востоке**

Александр Гордеев, Генеральный директор, **Амурская энергетическая компания**

Александр Коробков, Генеральный директор, **Газпромнефть-Сахалин**

Иван Меньшиков, Генеральный директор, **РНГ (Ростнефтегаз)**

Георгий Шперлинг, генеральный директор, **Газпром газораспределение Дальний Восток**

Дайске Харада, Заместитель директора, Департамент анализа и исследований, **Jogmec**

Владимир Рыженко, Директор Приморского филиала, **Bank of China**

Спонсор 2017:

Среди участников 2017:

РОСНЕФТЬ · BASF The Chemical Company · Honeywell · FESCO · SIAD MACCHINE IMPIANTI · TechnipFMC · ГАЗПРОМ НЕФТЬ · Atlas Copco · Air Liquide · Корпорация развития Дальнего Востока

РЕКЛАМА

+7 (499) 505 1 505 (Москва), events@vostockcapital.com

www.eastrussiaoilandgas.com

Caspian Oil&Gas
Azerbaijan

ufi Approved Event

24-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

24th AZERBAIJAN INTERNATIONAL

CASPIAN OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.caspianoilgas.ru

6–9 ИЮНЯ / JUNE 2017

АЗЕРБАЙДЖАН, БАКУ
AZERBAIJAN, BAKU

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В АЗЕРБАЙДЖАНЕ

THE LEADING OIL & GAS EVENT IN AZERBAIJAN

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY

ITE CONNECTING YOUR BUSINESS TO THE WORLD

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0826
oil-gas@ite-expo.ru
www.caspianoilgas.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

РЕКЛАМА

Восточная сказка становится былью

«ЛУКОЙЛ» демонстрирует заметные успехи на зарубежных рынках, в первую очередь на Ближнем Востоке

Константин СЕРГЕЕВ

Мировой рынок недолго испытывал эйфорию от декабрьского соглашения ОПЕК и ряда независимых производителей нефти об ограничении её добычи. Даже на пике доверия к этой новости (во второй декаде января 2017 г.) котировки «чёрного золота» едва дотянули до 60 долл./барр. А уже в середине марта они вновь просели до психологического порога – 50 долл./барр. Оправдывая несоответствие «медвежьей» реальности своим «бычьим» прогнозам, отраслевые аналитики (преимущественно из стран, не присоединившихся к соглашению о сокращении добычи) настойчиво пытаются объяснить это несоблюдением ведущими производителями принятых на себя ранее обязательств. Под прицелом критиков вполне ожидаемо оказываются Саудовская Аравия, Иран и, конечно, Россия.

Отечественная добывающая отрасль отвечает на все подозрения конкретными цифрами. Как раз 30 марта в ходе выступления на Арктическом форуме глава Минэнерго Александр Новак официально сообщил о сокращении добычи «чёрного золота» на 200 тыс. барр./сут, а к концу апреля пообещал довести этот показатель уже до 300 тыс. барр./сут. Тем не менее, чем сильнее волатильность нефтяных цен, тем более пристально западные эксперты следят за успехами российских добывающих компаний за пределами России. Фокус этого внимания вполне естественно сосредотачивается на компании «ЛУКОЙЛ» – крупнейшем частном российском операторе, который отнюдь не скрывает намерений по дальнейшему расширению своего присутствия как в дальнем, так и ближнем зарубежье.

Восточные приоритеты «ЛУКОЙЛа»

Дополнительный всплеск подобного интереса был вызван серией сообщений о существенном приросте доказанных запасов углеводородов, контролируемых этой корпорацией, особенно с учётом географии их расположения. Так, согласно официальной информации «ЛУКОЙЛа», по итогам 2016 г. общий коэффициент восполнения доказанных запасов нефти и газа составил 81%. Причём собственно по «чёрному золоту» данный показатель достиг 85%. Это достаточно впечатляющий результат на фоне вполне обоснованных опасений по поводу истощения запасов в России, необходимых для поддержания её добычи на плановом уровне (см. *«Российская нефть: расписание на послезавтра»*, № 3/2017). Тем более что достичь его удалось на фоне ещё недавнего снижения мировых цен на нефть до критических минимумов.

В частности, согласно подсчётам SEC (Комиссия по ценным бумагам и биржам США), по состоянию на конец 2016 г. суммарные доказанные запасы нефти и газа

«ЛУКОЙЛа» увеличились почти до 16,4 млрд барр. нефтяного эквивалента, что на 673 млн барр. н. э. больше по сравнению с 2015 г.

По данным независимого внешнего аудита (Miller&Lents), порядка 76% этих запасов приходится именно на нефть (см. табл. 1). Благодаря достигнутым результатам, компания обеспечена доказанными запасами углеводородов по крайней мере на 20 лет.

Табл. 1. Запасы углеводородов Группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 31.12.2016 г.

	Нефть, млн барр.	Газ, млрд ф^3	Нефть и газ, млн барр. н. э.
Доказанные, в том числе	12482	23493	16398
разбуренные	8025	8374	9421
неразбуренные	4457	15119	6977
Вероятные	5071	9680	6684
Возможные	2358	3738	2981

Источники: «ЛУКОЙЛ», Miller&Lents.

Основная доля этого прироста (+556 барр. н. э.) была обеспечена за счёт активизации ГРР, в том числе разведочного бурения. Ещё 117 млн барр. н. э. принесла коррекция предыдущих оценок, которая в основном связана с увеличением доли компании в проектах в Узбекистане и главным образом в Ираке. Последнее обстоятельство привлекает особое внимание западных (прежде всего, американских) наблюдателей, достаточно ревниво следящих за расширением присутствия России в ключевых нефтедобывающих регионах.

Несмотря на частный и даже «интернациональный» статус своего капитала, именно «ЛУКОЙЛ», который при необходимости всегда может рассчитывать на широкую государственную поддержку, рассматривается в качестве своеобразного авангарда России в грядущих «сырьевых войнах». При этом особо учитывается почти 17-летний опыт работы компании на Востоке, в том числе непосредственно по реализации добычных проектов.

Действительно, начав свою активную деятельность в регионе ещё в 1995 г. (Казахстан, Египет), в 1996-м «ЛУКОЙЛ» уверенно вошёл в Азербайджан, а в 2004-м – в Саудовскую Аравию. Очередным этапом освоения ближневосточных недр стал успешный дебют компании в Ираке (2010 г.), который получил своё дальнейшее развитие два года спустя, с началом интенсивных ГРР в южной части страны (Блок 10).

Кстати, недавнее открытие очередного перспективного месторождения в этом районе (скважина Eridu 1 в феврале 2017 г.) привело к тому, что западные отраслевые источники вынуждены были заговорить о необыкновенной устойчивости восточных приоритетов «ЛУКОЙЛа». Приверженность к ним компании удалось сохранить, несмотря на жёсткий прессинг как рыночных (цены на нефть), так и нерыночных (внутренняя нестабильность страны пребывания) факторов. Отмечается также, что дальнейшему укреплению позиций компании не только в Ираке, но и на Ближнем Востоке в целом могут в значительной степени способствовать некоторые изменения правил валютного контроля, ожидаемые на федеральном уровне.

Как известно, именно на этих вопросах «ЛУКОЙЛ» сосредоточил особое внимание в своих предложениях по проекту Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г., внесённых в январе 2017 г. Суть их состоит в освобождении российских добывающих компаний от ответственности за невозврат в РФ валютных инвестиций в зарубежные проекты ГРР, которые не увенчались успехом. Одновременно компания предложила до начала промышленной добычи в рамках иностранных проектов отменить налог на проценты по займам, выданным российским операторам для ГРР за рубежом.

Подобные предложения выглядят вполне естественно на фоне усиления налогового прессинга на нефтяные компании. Они не столько напоминают традиционные жалобы на высокие налоги, сколько предлагают государству достаточно конструктивный компромисс, направленный на развитие национальной добывающей отрасли за пределами территории страны.

Западные отраслевые источники полагают, что в сложившейся обстановке подобные изменения валютного законодательства действительно могут быть приняты руководством РФ. Такое решение частично компенсирует последствия отлучения операторов-частников (с «ЛУКОЙЛом» во главе) от разработки месторождений углеводородов на российском арктическом шельфе, стимулируя взамен освоение ими недр в наиболее перспективных районах за рубежом.

Хитрости географии

Что касается зоны интересов «ЛУКОЙЛа», то её можно условно разделить на три основных региональных сегмента. Первый традиционно охватывает страны ближнего зарубежья – Азербайджан, Казахстан и Узбекистан.

Второй – со штаб-квартирой в Хьюстоне (Техас) – контролирует проекты не только в Северной и Южной Америке, но и в Западной Африке (Нигерия, Камерун, Гана), а также в Европе (от Норвегии до Румынии). Подобное сочетание географических направлений на первый взгляд может показаться странным. Но именно техасский Хьюстон является своеобразной столицей для добывающих компаний США, большинство которых также ориентированы на интенсивные ГРР и промышленую добычу углеводородов за пределами национальной юрисдикции. К тому же большинство проектов в названных регионах связаны с разработкой шельфовых месторождений, преимущественно – глубоководных.

Кстати, факт участия американской «дочки» «ЛУКОЙЛа» в недавнем (декабрь 2016 г.) конкурсе на разработку глубоководного месторождения Trion у побережья Мексики вызвал широкий резонанс в США (см. *«Русские идут»*, № 1-2/2017). Правда, в данном случае окончательного успеха добиться не удалось. Однако готовность осваивать залежи нефти, расположенные более чем на 2-километровой глубине моря, свидетельствует в пользу устойчивого финансового положения и технологической обеспеченности российской компании.

Что касается проектов «ЛУКОЙЛа» на африканском шельфе, то их предварительные результаты пока оцениваются на Западе достаточно скромно. В самой же компании их характеризуют как интересные разработки, позволившие получить позитивный опыт для использования в будущем.

На фоне успехов первых двух региональных сегментов зарубежной деятельности «ЛУКОЙЛа» всё большее значение приобретает третий – ближневосточный – со штаб-квартирой в Дубае (ОАЭ). О том, что государства Ближнего Востока в ближайшей перспективе станут основными объектами приложения сил и средств этой российской компании, наглядно свидетельствуют последние заявления её руководства. При этом западные наблюдатели отмечают существенное возрастание интенсивности информационного потока на эту тему в феврале – марте нынешнего года.

В частности, старший вице-президент «ЛУКОЙЛа» Гати Саади Аль-Джебури в сво-

их обширных интервью (арабским Gulf News и британской Energyboard) особо подчёркивает значение Ближнего Востока в планах компании по наращиванию добычи «чёрного золота» за пределами РФ. По его словам, речь идёт о значительном расширении присутствия «ЛУКОЙЛа» именно в этом регионе. Причём помимо традиционных партнёров к активному сотрудничеству будут привлекаться и новые страны. В соответствии с данными, приведёнными г-ном Аль-Джебури, на Ближний Восток сейчас приходится около 5% углеводородного сырья, добываемого «ЛУКОЙЛом». Это считается далеко не достаточным.

Старший вице-президент компании (по совместительству глава её «дочки» Lukoil Overseas) полагает, что этот показатель может быть доведён более чем до 20%. При этом доля Ближнего Востока в зарубежной добыче должна вырасти до 40%, то есть увеличиться вдвое по сравнению с сегодняшним днём. Какие же шаги предпринимаются для реализации этих масштабных планов?

С Багдадом – всё спокойно

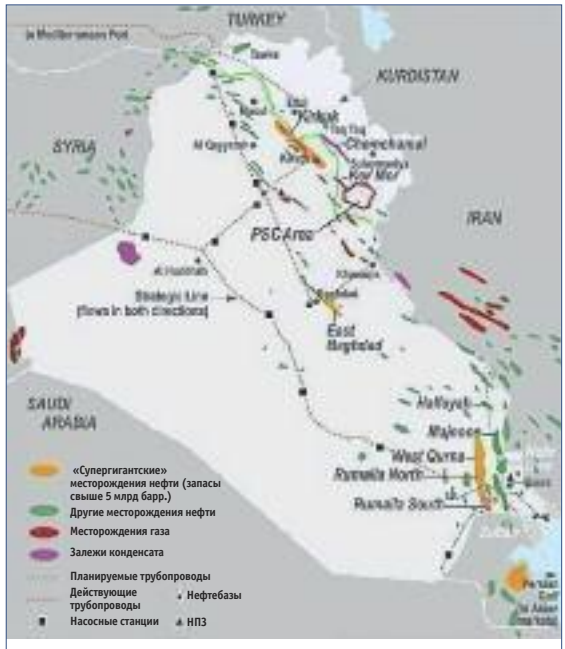
Ирак по-прежнему остаётся главным нефтяным оазисом «ЛУКОЙЛа» на Ближнем Востоке. При этом добыча с одного только месторождения проекта «Западная Курна II» (см. рис. 1) в настоящее время оценивается в 400 тыс. барр./сутки.

Однако, по словам г-на Гати Аль-Джебури, «ЛУКОЙЛ» уже рассматривает различные варианты действий, которые бы позволили оперативно нарастить этот показатель до 1,2 млн барр./сут, и готов выделить для этого соответствующие средства.

Согласно данным агентства Bloomberg, в течение 2017 г. «ЛУКОЙЛ» планирует инвестировать в дальнейшее развитие проекта «Западная Курна II» около 2 млрд долларов, в дополнение к 7,5 млрд, уже вложенным за предшествующие семь лет. Этот шаг связывается с ожидаемым приобретением российской корпорацией миноритарного пакета акций проекта у норвежской Statoil (18,75%). Указанная сделка была одобрена правительством Ирака в начале марта, так что её реализация не вызывает сомнений. Помимо этого российская компания планирует начать строительство нового нефтепровода.

Приятные сюрпризы в последние месяцы преподнёс и второй крупный иракский проект «ЛУКОЙЛа» – так называемый Блок 10 из лицензионного пакета, реализация которого началась в Ираке в 2012 г. (см. рис. 2).

Рис. 1. Схема месторождений углеводородов и инфраструктуры в районе нефтеносного поля Западной Курны



Источник: Global Energy Research Institute.

Рис. 2. Схема месторождений Блока 10 (Южный Ирак)

Это перспективное нефтяное месторождение расположено в 150 км к западу от Басры и занимает площадь 5600 км^2. Оно разрабатывается совместными усилиями «ЛУКОЙЛа» (в лице Lukoil Overseas Exploration – 60%) и иракской Inpex (Inpex South Iraq – 40%). Первая же разведочная скважина (Eridu I), бурение которой завершилось 11 февраля 2017 г., оказалась успешной, позволив предварительно оценить добычной потенциал месторождения в 8 тыс. барр./сут. До конца нынешнего года предполагается закончить бурение как минимум ещё одной скважины (Eridu II), что даст возможность уточнить прежние оценки и ускорить начало добычи «чёрного золота» в промышленных масштабах. При этом руководство Lukoil Overseas вполне осознаёт, что дальнейшее освоение Блока 10 потребует дополнительных инвестиций и оно готово их предоставить.

Помимо реализации уже перечисленных проектов на территории Ирака, российская компания рассматривает возможность активной разработки месторождения Аль-Нассирия (расположено к северо-западу от Басры). Поставки сырья с этого месторождения планируется осуществлять на одноименный нефтеперерабатывающий завод, контроль над которым иракское правительство предполагает сохранить за собой (см. рис. 3).

Западные эксперты отмечают также значительную финансовую устойчивость «ЛУКОЙЛа». Согласно мартовским подсчётам Lukoil Overseas, за последние полтора года просроченный долг Ирака перед компанией достиг 1,5 млрд долларов, однако она пока не собирается ни сворачивать, ни даже частично замораживать свои проекты в стране, с пониманием относясь к её нуждам и временным сложностям.

Тегеран уполномочен заявить

Как и следовало ожидать, Иран занимает ведущее место в перспективных планах «ЛУКОЙЛа» на Ближнем Востоке. После официального снятия санкций стране удалось в значительной степени восстановить свой экспортный потенциал благодаря росту объёмов добычи (см. рис. 4).

Однако дальнейшее поддержание производства «чёрного золота» на достигнутом уровне требует значительных инвестиций в развитие отраслевой инфраструктуры. Важным источником средств должны стать иностранные инвестиции. Отнюдь не случайно в феврале 2017 г. официальный Тегеран обнародовал список 29 компаний более чем из дюжины государств, которые могут рассчитывать

на участие в конкурсе по реализации нефтяных проектов на территории страны. При этом они могут получить льготные условия в рамках так называемого Иранского нефтяного контракта (IPC).

Поскольку санкции с Ирана были сняты благодаря активной помощи России, мало кто на Западе сомневается, что именно российские добывающие компании могут рассчитывать на максимально комфортные условия сотрудничества. Судя по сообщениям отраслевой печати, эта уверенность только окрепла по итогам недавних (28–29 марта) переговоров президентов России и Ирана в Москве, в ходе которых было достигнуто соглашение об освоении российскими операторами крупных месторождений углеводородов в Исламской Республике.

«ЛУКОЙЛ» входит в список 29 потенциальных счастливчиков. И руководство компании не скрывает своего интереса, по крайней мере, к двум из этих крупных проектов. Названия месторождений и детали возможных партнёрских соглашений пока не освещаются. Впрочем, как и информация о других потенциальных объектах российско-иранского сотрудничества в нефтегазовой сфере. Это связывается с тем, что финальные условия IPC ещё не утверждены Тегераном.

Но, по мнению руководства Lukoil Overseas, после принятия иранской стороной соответствующего решения, все необходимые контракты могут быть подписаны уже во второй половине 2017 г. или в самом начале 2018-го. При этом предполагается, что структура взаимных обязательств будет аналогична соглашениям «ЛУКОЙЛа» с Багдадом, однако с лучшими экономическими показателями.

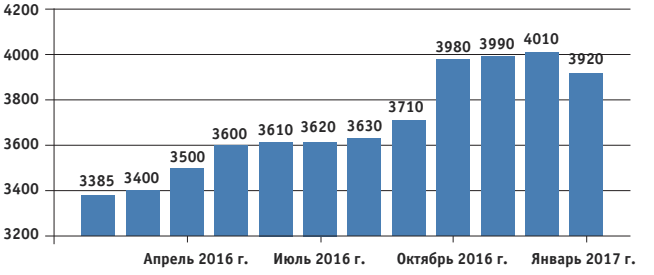
Новые ближневосточные плацдармы

«ЛУКОЙЛ» предполагает расширять своё присутствие и в других государствах Ближнего Востока. В качестве потенциальных партнёров рассматриваются ОАЭ, Оман, Кувейт, Катар и Бахрейн.

Рис. 3. Схема расположения месторождения и НПЗ Аль-Нассирия (Ирак)

Источник: BBC.

Рис. 4. Динамика добычи нефти в Иране, тыс. барр./ сут

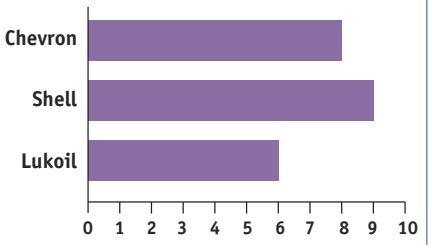


Источники: ОПЕК, TradingEconomics

При этом компания считает проекты, реализованные в Ираке, своеобразной визитной карточкой для расширения связей в регионе. Особое внимание уделяется первой тройке «нефтяных королевств», причём ставка делается на их желание диверсифицировать список традиционных инвесторов нефтегазового сектора.

В частности, ведущий государственный оператор ОАЭ – Национальная нефтяная компания Абу-Даби (ADNOC) – недавно заключил долгосрочные (на 40 лет) соглашения по разработке сухопутных месторождений углеводородов с шестью крупными зарубежными операторами. Два из них оказались из КНР – Китайская национальная нефтяная корпорация (CNPC) и Китайская энергетическая компания (CEFC). Помимо них в перечень «избранных» сумели попасть Total, BP, иракская Inpex и южно-корейская GS Energy. Как видим, российских игроков в этом списке нет. Однако «ЛУКОЙЛ» собирается изменить эту ситуацию уже в следующем году, когда руководство ОАЭ планирует выдать ещё ряд лицензий на разработку морского шельфа.

Рис. 5. Средний период между открытием месторождения и началом промышленной добычи нефти (лет)



Источники: IHS Herold, Ernst & Young.

Надежды «ЛУКОЙЛа» стать первой российской компанией, получившей доступ к нефтяным кладовым ОАЭ, косвенно поддерживаются и ведущими западными отраслевыми специалистами. В частности, согласно подсчётам экспертов Ernst & Young, «ЛУКОЙЛ» существенно опережает своих крупнейших западных коллег по темпам ввода в эксплуатацию открываемых месторождений «чёрного золота» (см. рис. 5). Заметим, что приведённые данные касаются именно освоения шельфовых месторождений. Хотя, согласно широко распространённому мнению, в этой сфере россияне существенно уступают иностранным операторам.

Что же касается Омана и Кувейта, то «ЛУКОЙЛ» уже присутствует на рынках нефтепродуктов этих стран. В частности, с лета 2016 г. российская компания (в содружестве с Suhail Bahwan Group) начала поставку в регион автомобильных и промышленных смазочных материалов.

Таким образом, нефтяная сказка Ближнего Востока постепенно превращается для российских добывающих компаний в повседневную реальность. Причём смелые планы «ЛУКОЙЛа» могут послужить соблазнительным примером и для других отечественных операторов. ■

В Тюмени состоялась XVII Научно-практическая конференция «Информационные технологии в инжиниринге»

Актуальные вопросы применения современных IT-технологий в деятельности проектных институтов и инжиниринговых компаний обсудили на XVII Научно-практической конференции «Информационные технологии в инжиниринге», которая состоялась 5 апреля в Тюмени.

Организатором конференции традиционно выступил ПАО «Гипротюменнефтегаз» (АО «Группа ГМС»). Мероприятие собрало более 130 специалистов – представителей инжиниринговых, нефтегазовых и промышленных компаний, проектных и научных центров из 19 городов России и ближнего зарубежья. Новые программные решения и технологии представили 12 международных и российских компаний-производителей и интеграторов программного обеспечения. Среди них – мировые и российские лидеры в области разработки комплексных IT-решений для проектирования и инжиниринга.

Формат конференции включал в себя пленарное заседание и работу трех тематических секций. В ходе мероприятия участниками было представлено 37 докладов.

В рамках пленарного заседания ведущие специалисты компаний Bentley Systems, AVEVA, НЕОЛАНТ, CSoft Development и Группы компаний «Русский САПР» представили прогрессивные IT-решения для повышения эффективности проектных и инжиниринговых производств. В рамках докладов были сделаны акценты на развитие информационного моделирования, использование информационных моделей при проектировании, строительстве и эксплуатации инфраструктурных промышленных объектов.

Тематические секции форума были посвящены вопросам разработки и применения современных информационных технологий, среди которых технологии трехмерного моделирования, GIS-технологии, системы динамических расчётов и управления проектами. Особый интерес участников вызвали выступления российских разработчиков специализированных программных продуктов, а также дискуссия по вопросам импортозамещения в области информационных технологий.

По отзывам участников научно-практическая конференция еще раз подтвердила статус эффективной площадки для делового общения и повышения профессиональных компетенций специалистов в области управления и проектирования технологических объектов. ■

Углеродный след

Всё большее количество компаний изучает возможности сокращения эмиссии парниковых газов в течение всего жизненного цикла товара или услуги

www.kpmg.ru

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель практики по работе с компаниями нефтегазового сектора;
Иван БАРСОЛА,
старший менеджер;
Владимир ЛУКИН,
менеджер
Группа по оказанию услуг в области корпоративного управления и устойчивого развития КПМГ в России и СНГ

В настоящее время глобальное изменение климата, вызванное накоплением парниковых газов антропогенного происхождения в атмосфере, – одна из наиболее острых проблем современности. Нефтегазовый сектор – крупнейший эмитент, его доля в общих выбросах РФ составляет 26%*. Что должны делать компании отрасли с этим фактом, что такое углеродная отчётность и как она влияет на инвестиционную привлекательность нефтегазовых корпораций?

Что такое углеродная отчётность

Согласно последнему отчёту Всемирного экономического форума по глобальным рискам, изменение климата на планете является одной из ключевых опасностей для человечества. На протяжении последних двух десятилетий государство и бизнес объединяют усилия в борьбе с глобальным потеплением.

В то же время климатическая политика разных государств существенно отличается. Это обусловлено национальными интересами и целями. Однако практически все её инструменты оказывают прямое или косвенное воздействие на внешнюю торговлю и экономику других стран. Инструменты регулирования могут включать установление лимитов и национальных квот на выбросы парниковых газов, введение углеродного налога, добровольные обязательства и требования о предоставлении углеродной отчётности международным финансовым институтам, развитие рынка углеродных единиц и т. д.

Учитывая вышеперечисленное, деятельность компаний в области сокращения выбросов парниковых газов становится всё более важным фактором их инвестиционной привлекательности и конкурентоспособности. В частности, разработка корпоративной стратегии низкоуглеродного развития и публикация отчётности, отражающей соответствие целям и задачам в области сокращения эмиссии парниковых газов, позволяют продемонстрировать способность компании эффективно управлять рисками, связанными с реализацией государственной и международной политики в этой области.

Деятельность компаний в области сокращения выбросов парниковых газов становится всё более важным фактором их инвестиционной привлекательности и конкурентоспособности.

Объёмы выбросов парниковых газов компаниями нефтегазового сектора являются существенными. В связи с этим формирующееся на национальном и международном уровнях регулирование и новые требования в части учёта и сокращения выбросов парниковых газов, а также предоставления отчётности, безусловно, затронет игроков нефтегазовой отрасли. Управление новыми рисками и использование новых возможностей, связанных с выбросами парниковых газов, включая оценку и заверение углеродного следа продукции, станет дополнительным фактором, влияющим на эффективность компаний.

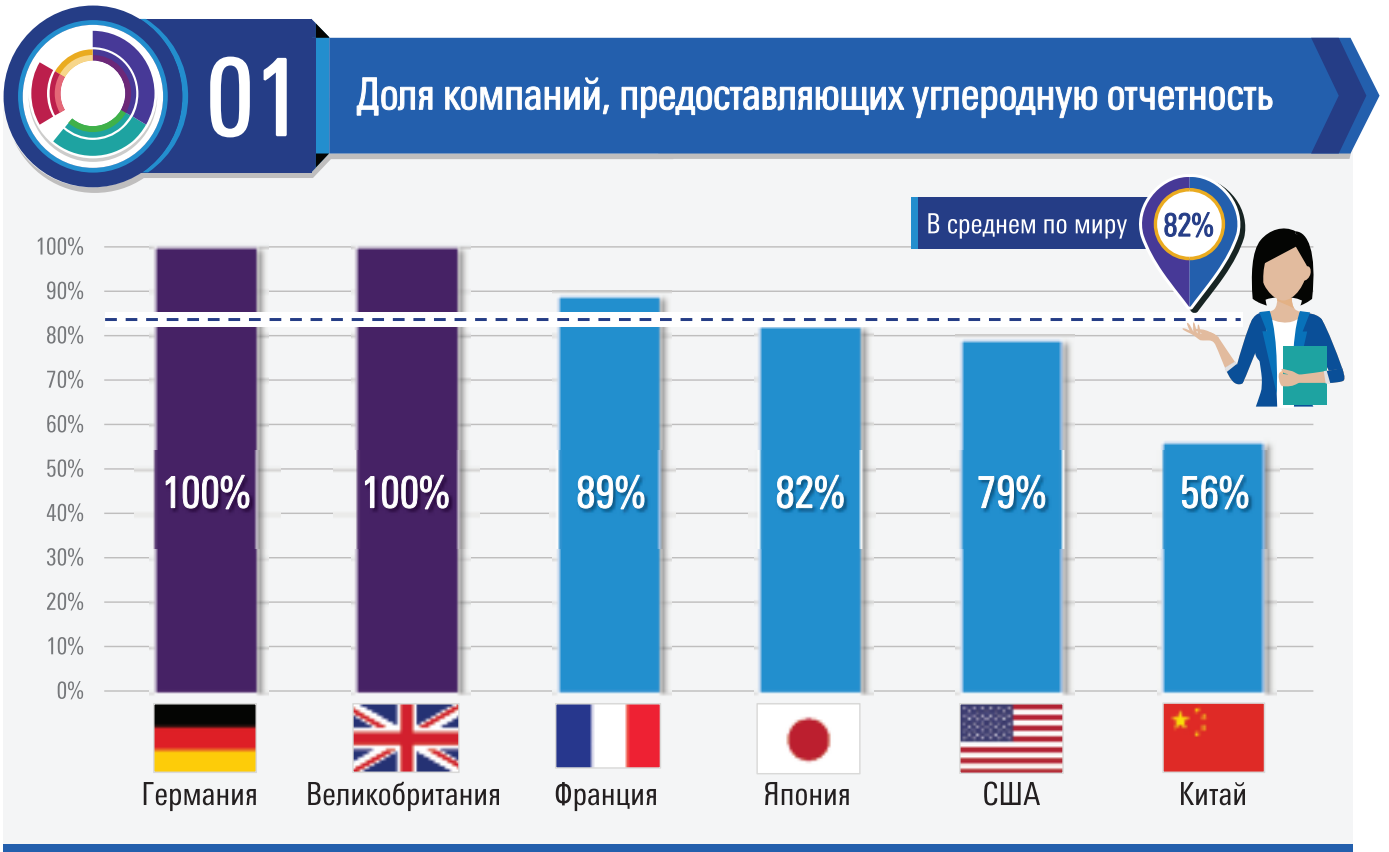
В настоящее время представления о глобальном характере воздействия эмиссии парниковых газов на окружающую среду лежат в основе применяемых в международной практике механизмов регулирования их выбросов и поглощений. В рамках заключённого в конце 2015 г. международного климатического соглашения, пришедшего на смену Киотскому протоколу (который обязывал страны-участницы протокола сокращать выбросы парниковых газов), данные механизмы развиваются по трём направлениям:

- разрабатываются национальные и межгосударственные программы низкоуглеродного развития, а также определяются добровольные целевые показатели сокращения эмиссии парниковых газов;
- поддерживается проектная деятельность, направленная на сокращение выбросов и/или увеличение поглощения парниковых газов;
- реализуются меры по адаптации к изменяющимся климатическим условиям.

Проведённое экспертами КПМГ в 2015 г. глобальное исследование «Отчётность в области устойчивого развития» показывает рост заинтересованности компаний в предоставлении потребителям информации об углеродной результативности (см. рис. 1).

Объектом этого исследования стало содержание нефинансовой отчётности, публикуемой 250 крупнейшими компаниями в различных секторах экономики, в том числе в топливно-энергетическом комплексе и химической промышленности. По данным исследования, регулярно публикуют углеродную отчётность более 80% компаний. Наиболее подробную информацию по выбросам парниковых газов обнародуют предприятия, работающие в транспортной отрасли и индустрии отдыха. Компании

*В соответствии с данными Национального кадастра о выбросах парниковых газов за 2014, без учета землепользования.



База: Компании группы G250, публикующие углеродную отчетность
Источник: Исследование КПМГ «Отчетность в области устойчивого развития», 2015

же нефтегазового сектора предоставляют более общую информацию.

Более половины проанализированных в рамках исследования отчётов включают среднесрочные и долгосрочные цели и обязательства по сокращению выбросов парниковых газов. Около половины компаний демонстрируют понимание экономических преимуществ низкоуглеродного развития и соответствующим образом обосновывают принятые обязательства.

Также около двух третей всех компаний осуществляют независимое заверение углеродной отчётности, чтобы обеспечить уверенность потребителей в объективности, полноте и достоверности предоставленной информации.

Результаты исследования показывают, что углеродная отчётность позволяет повысить конкурентоспособность продукции компаний, поскольку даёт возможность потребителю выбирать наименее углеродоёмкие товары и услуги.

Что такое углеродный след продукции?

Обычно корпоративная отчётность по выбросам парниковых газов охватывает источники, являющиеся физическими активами компаний или связанные с производством потребляемой электрической и тепловой энергии. Однако в последнее время всё большее количество предприятий ставит перед собой цели по сокращению выбросов парниковых газов, не связанных с их операционной деятельностью напрямую, и изучает возможности сокращения эмиссии в течение всего жизненного цикла товара или услуги (так называемый углеродный след).

Таким образом, углеродный след продукции представляет собой количественную оценку суммарных выбросов и поглощений парниковых газов на протяжении жизненного цикла продукта – от момента добычи сырья до утилизации и конечного размещения отходов, – приведённую к единице выпускаемой продукции.

По оценкам CDP[1], суммарные выбросы парниковых газов в цепочке поставок превышают прямые и энергетические косвенные выбросы от производственных процессов в среднем в два раза. А в отраслях, не связанных с выработкой энергии, добычей и первичной переработкой полезных ископаемых, этот показатель выше в четыре раза. По этой причине компании, реализующие стратегии низкоуглеродного развития, должны учитывать углеродоёмкость закупаемых товаров и услуг.

Компаниям-производителям оценка углеродного следа продукции позволяет существенно расширить спектр мероприятий в рамках реализации стратегии низкоуглеродного развития, ставить более амбициозные цели в области сокращения выбросов парниковых газов и выбирать наиболее экономически эффективные пути их достижения.

Как оценить углеродный след?

Процесс оценки углеродного следа продукции базируется на принципах и методах, изложенных в стандарте ISO TS 14067-2013 «Greenhouse gases – Carbon footprint of products – Requirements and guidelines for quantification and communication»[2]. Его российский аналог –

[1] Carbon Disclosure Project – независимая организация, которая ведёт крупнейшую в мире базу данных по выбросам компаниями парниковых газов.

[2] Парниковые газы – Углеродный след продукции – требования и предписания по количественному определению и предоставлению информации.

ГОСТ Р 56276-2014/ISO/TS 14067:2013 «Газы парниковые. Углеродный след продукции. Требования и руководящие указания по количественному определению и предоставлению информации» – введён в действие 1 января 2016 г. Данный стандарт разработан с целью определить формальные требования к оценке выбросов парниковых газов, «встроенных» в цепочку поставок.

Процесс оценки углеродного следа базируется на анализе жизненного цикла продукции и, в соответствии с международными стандартами серии ISO 14040, включает четыре этапа.

Этап I. Должны быть сформулированы цели и область применения анализа углеродного следа продукции. Целью оценки является количественное определение влияния, которое оказывает та или иная продукция (товар, услуга, деятельность) на глобальное потепление путём учёта количества значимых выбросов всех парниковых газов на протяжении жизненного цикла продукции.

В зависимости от стратегических задач компании и ожиданий заинтересованных сторон может быть выбрана специфическая формулировка цели. Например, информирование покупателя об углеродной нейтральности продукции или о её соответствии определённой экологической категории по величине углеродного следа, установленной государственной, региональной или отраслевой климатической программой.

Область применения оценки углеродного следа включает:

• определение границы продукционной системы, в том числе физических границ, в которых осуществляется жизненный цикл продукции, стадии и процессы в рамках жизненного цикла, выбранные для оценки углеродного следа;

• выбор функциональной единицы – итоговой количественной меры продукции или процесса, к которой приводится объём выбросов парниковых газов;

• определение требований к составу и качеству данных, в том числе перечень учитываемых парниковых газов, погрешность измерений, внешние источники;

• определение периода времени, в течение которого продукционная система не претерпевает существенных изменений, влияющих на количественную оценку углеродного следа;

• выбор методологии расчёта;

• решение о включении специфических выбросов / удалении парниковых газов, например, из-за изменения землепользования, режима управления лесами и сельскохозяйственными угодьями;

• содержание отчёта и иных итоговых документов по количественной оценке углеродного следа продукции.

Этап II. Основным этапом оценки углеродного следа продукции является инвентаризационный анализ жизненного цикла. В ходе него на каждой стадии жизненного цикла определяются процессы, при которых возникают значимые выбросы парниковых газов. Для каждого процесса проводится анализ входных и выходных потоков материалов, топлива и энергии, в отношении которых рассчитывают объём выбросов. В рамках этого этапа осуществляется сбор данных о выбросах по цепочке поставок (добыча, транспортировка и предварительная обработка сырья, производство энергии) и по последующим стадиям жизненного цикла продукции (применение, утилизация, конечное размещение отходов). При этом компании используют внешнюю информацию, которая мо-

жет быть получена в рамках контрактов с поставщиками либо собрана посредством аналитических исследований.

Этап III. Осуществляется количественное определение углеродного следа в течение всего жизненного цикла. Данные о выбросах парниковых газов выражаются в общих единицах, которыми традиционно являются тонны CO2-экв., и приводятся к функциональной единице продукционной системы.

Этап IV. Интерпретация результатов является заключительным этапом количественной оценки углеродного следа. В соответствии с целями и задачами исследования формулируются выводы. В частности, выводы могут быть сделаны относительно:

• соответствия углеродного следа отраслевым нормам, бенчмаркам и/или определённым экологическим категориям;

• результативности выполнения количественных обязательств в области сокращения выбросов парниковых газов;

• соответствия ожиданиям заинтересованных сторон.

Отчётность и её заверение

Количественная оценка углеродного следа продукции может использоваться для внутренних целей компании. Например, как элемент мониторинга результативности мер по реализации стратегии низкоуглеродного развития. Но зачастую она служит для информирования потребителей и иных заинтересованных сторон.

Если компания принимает решение о необходимости публикации результатов количественной оценки углеродного следа, стандарт определяет требования, направленные на обеспечение объективности информации и возможности потребителя осуществлять выбор на основании сравнения данных по углеродному следу в сходных категориях продукции. Информацию по результатам количественной оценки углеродного следа компания может опубликовать в форме одного из следующих типов документов:

• отчёт по оценке углеродного следа продукции для внешних пользователей;

• отчёт с отслеживанием характеристик углеродного следа продукции;

• знак углеродного следа продукции;

• декларация по углеродному следу продукции.

Процесс заверения отчёта по количественной оценке углеродного следа осуществляется независимой экспертной организацией. Основные принципы, применимые к данному процессу, сформулированы в международном стандарте ISO 14064-3-2006 «Газы парниковые. Часть 3. Требования и руководство по валидации и верификации утверждений, касающихся парниковых газов», а также в других документах, детализирующих требования к заверению в соответствии со спецификой конкретных программ. Процедура независимой проверки и заверения отчётности по углеродному следу должна обеспечивать необходимый уровень надёжности и достоверности информации для принятия решений, направленных на сокращение выбросов парниковых газов.

Для выполнения этой задачи процесс независимого заверения должен отвечать следующим принципам: беспристрастность, компетентность, обоснованность, прозрачность и конфиденциальность.

Оценка углеродного следа позволяет компаниям, в частности нефтегазовым, повысить конкурентоспособность их продукции, так как даёт возможность потребителю контролировать свой вклад в антропогенные климатические изменения при выборе наименее углеродоёмких товаров и услуг.

Полноценная методическая база для выполнения инвентаризации выбросов парниковых газов, количественной оценки углеродного следа и заверения углеродной отчётности в Российской Федерации представлена официально изданными национальными стандартами и Методическими указаниями.

В то же время наиболее важными преимуществами оценки углеродного следа можно считать следующие.

Дополнительные возможности в области сокращения выбросов парниковых газов для потребителя. Доступность точной и согласованной информации по углеродному следу позволяет потребителям сравнивать идентичные виды продукции и услуг на свободном рынке и принимать решения в соответствии с установленными целями и политикой в области предотвращения антропогенных климатических изменений.

Разработка и реализация стратегии управления выбросами парниковых газов и низкоуглеродного развития. Оценка углеродного следа способствует реализации стратегии низкоуглеродного развития и общего сокращения выбросов парниковых газов, позволяя выбрать наименее углеродоёмкие материалы, сырьё, способы изготовления продукции, условия транспортировки, а также внедрить процессы повторного использования отходов и других процессов в конце жизненного цикла продукции.

Улучшение системы мониторинга и отчётности по выбросам парниковых газов. При оценке углеродного следа продукции осуществляются выбор наиболее объективных и точных методов количественной оценки выбросов парниковых газов, разработка и внедрение эффективных и согласованных процедур предоставления информации по углеродному следу заинтересованным сторонам.

К дополнительным преимуществам от проведения независимого заверения отчётности можно отнести следующие.

Уверенность в достоверности и объективности представленной информации. Независимое заверение обеспечивает объективность представленной информации по углеродному следу продукции, что позволяет использовать её при принятии решений в области ограничения выбросов парниковых газов.

Дополнительное конкурентное преимущество продукции, произведённой с использованием низкоуглеродных технологий и материалов. В рамках независимого заверения подтверждается использование низкоуглеродных технологий и материалов, возобновляемых источников энергии, вторичного использования отходов и других мер, направленных на сокращение выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла продукции.

Демонстрирование результативности в области сокращения выбросов парниковых газов. Независимое заверение подтверждает выполнение обязательств по сокращению выбросов для производителей и потребителей продукции.

Суммировав всё вышеизложенное, можно заключить, что оценка углеродного следа позволяет компаниям, в частности нефтегазовым, повысить конкурентоспособность их продукции, так как даёт возможность потребителю контролировать свой вклад в антропогенные климатические изменения при выборе наименее углеродоёмких товаров и услуг. ■

21-я специализированная выставка с международным участием

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2017

7-9 ИЮНЯ

Официальная поддержка:
Правительство Саратовской области
Министерство промышленности и энергетики Саратовской области
Союз нефтегазопромышленников РФ
Союз производителей нефтегазового оборудования
Российский Союз химиков

РЕКЛАМА

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ
(СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ РАЗДЕЛ)

нефть России
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФИТ ЭКСПО
Тел.: (8452) 227 247, 227 248
http://expo.sofit.ru
http://vk.com/sofit.expo
EXPO

Северный углеводородный путь

«Совкомфлот»

Логистика в Арктическом регионе во многом будет опираться на транспортировку грузов для нефтегазовых проектов, а также добытого сырья

Юрий БАНЬКО

Ещё во время первого визита Владимира Путина в ранге Президента России в Мурманск, в апреле 2000 г., тогдашний министр транспорта Сергей Франк на совещании, которое проходило на борту атомного ледокола «Россия» оптимистично заявил: «Самого серьёзного внимания заслуживает и транзитный потенциал Северного морского пути, который, по предварительным расчётам, может приносить экономике России от 3 до 10 млрд долларов ежегодно».

Позднее звучали цифры и посерьёзнее. Но реально от использования иностранными компаниями кратчайшего пути из Европы в страны Азиатско-Тихоокеанского региона Россия не получит ни гроша. Разве что за ледокольное обеспечение при проводке судов через ледовые поля и за услуги ледовых лоцманов. Если же вода будет свободна ото льда, шансы заработать на транзитном проходе иностранных судов по СМП равны нулю.

Так неужели Северный морской путь ничего не даст России? Конечно, даст. Не зря его называют валютным цехом страны. Северо-Запад России, благодаря его производственному потенциалу, развитой инфраструктуре, в том числе морским портам, выгодному стратегическому положению и колоссальным запасам углеводородного сырья шельфовой и прибрежной зон арктических морей, может играть огромную роль в развитии экономики страны. Не стоит забывать, что одно рабочее место, созданное в арктической зоне, обеспечивает 14 рабочих мест в центральных регионах страны.

Кладовая ресурсов

Прибрежные регионы и шельф арктических морей – та кладовая полезных ископаемых (в том числе углеводородного сырья), которая в обозримом будущем обеспечит потребности не только России, но и всего мирового сообщества в энергоносителях, цветных металлах, древесине и т. д.

По оценкам учёных, на шельфе Арктики сосредоточены запасы нефти, газа и газоконденсата эквивалентные 130 млрд т условного топлива. При нынешнем уровне потребления их хватит всему человечеству на 30 лет. В арктической зоне уже открыто 594 месторождения нефти и 159 газа.

Кроме того, по данным Министерства природных ресурсов, в арктических широтах России сконцентрировано примерно 10% активных мировых запасов никеля, около 19% металлов платиновой группы, 10% титана, более 3% цинка, кобальта, золота, серебра, а также редкоземельных металлов.

«Совкомфлот»

Палуба танкера «СКФ Балтика»

На Севере проживает 12% населения России. Северяне дают в казну пятую часть национального дохода и обеспечивают более 60% экспорта, добывая 92% газа, около 80% нефти, практически всё золото, серебро, олово, ртуть, молибден, алмазы, половину деловой древесины, апатитовые концентраты.

А воротами к этим кладовым является незамерзающий глубоководный порт Мурманск, где базируются атомный ледокольный флот, сухогрузы и танкеры усиленного ледового класса. Отсюда открывается прямой путь в Мировой океан и на трассы Северного морского пути. Без этого порта и арктического флота немыслимо освоение природных богатств Арктики.

Мурманск так же, как и порт Находка, не связан с прохождением судами проливов. А эта проблема может стать актуальной в случае принятия Турцией и странами ЕС односторонних мер, усложняющих транзит российских нефтеналивных судов через Босфор и Балтийские проливы. В этих условиях Мурманский порт становится особо значимым с точки зрения обеспечения экономической безопасности России, её стратегических интересов, сохранения транзитного потенциала.

Нельзя забывать и о том, что Севморпуть, являясь морской магистралью, объединяет 27 субъектов РФ. Он служит ключевым фактором обеспечения национальной безопасности, экономической и социальной стабильности на Севере России. Программа развития Арктики включает свыше 150 проектов, а инвестиции в них оцениваются в триллионы рублей.

На Севере проживает 12% населения России. Северяне дают в казну пятую часть национального дохода и обеспечивают более 60% экспорта, добывая 92% газа, около 80% нефти, практически всё золото, серебро, олово, ртуть, молибден, алмазы, половину деловой древесины, апатитовые концентраты.

Нужна новая инфраструктура

Понятно, что без создания транспортной инфраструктуры, без строительства новых атомных ледоколов, судов ледового класса, новых портов, морской добычной техники разговоры о вовлечении этих природных ресурсов в экономический оборот так и останутся декларацией о намерениях.

Во время упомянутого визита в 2000 г. в Мурманск Владимир Путин записал в Книге почётных посетителей атомного ледокола «Россия»: *«Северный морской путь, атомные ледоколы и будущее России неразрывно связаны между собой»*.

И уже 24 апреля 2000 г. вышло постановление Правительства РФ № Пр-852, которое определило источники финансирования работ, направленных на продление ресурса действующих судовых атомных энергетических установок и сроков эксплуатации атомного ледокольного флота.

Но тогда заявления о развитии Северного морского пути были больше похожи на декларацию. Всего за два года до того момента в России разразился дефолт, и поэтому в стране не было денег на строительство атомных ледоколов нового поколения, судов усиленного ледового класса, на создание новой портовой инфраструктуры. И всё же за счёт продления ресурса работы атомных ледоколов удалось преодолеть разрыв в цикле их обновления.

К теме развития Севморпути и строительства атомных ледоколов Правительство и Президент вернулись летом 2007 г., на заседании Президиума Государственного совета и Морской коллегии, которое прошло в Мурманске.

«Именно благодаря морским перевозкам на Севере, – подчеркнул Владимир Путин, – *осуществляется круглогодичная добыча природных ресурсов. Особое стратегическое значение для России имеет освоение природных богатств арктической зоны и континентального шельфа. Как известно, все перспективные запасы газа находятся в море. И здесь альтернативы морским технологиям нет. Это главное средство реализации целого комплекса приоритетов общегосударственной политики на Севере».*

Именно тогда были приняты решения о строительстве атомных ледоколов нового поколения. И эта программа реализуется на практике.

Сейчас «Балтийский завод» строит по заказу госкорпорации «Росатом» сразу три атомных ледокола проекта 22220: головной ледокол «Арктика» и серийные ледоколы «Сибирь» и «Урал». Всего же для ФГУП «Атомфлот» будет построена целая флотилия ледоколов – от линейных для работы на трассах Северного морского пути до портовых, которые будут обеспечивать порт Сабетта.

Восьмого декабря 2016 г. в Мурманске генеральный директор «Росатома» Алексей Лихачёв встретился с капитанами атомных ледоколов на борту ледокола «Ленин». Он отметил: *«Единственный в мире атомный ледокольный флот РФ является эффективным инструментом обеспечения геополитических интересов России в Арктике. Развитие узоперевозок по Северному морскому пути, освоение арктического шельфа и транспортировка углеводородов, проводка судов ВМФ и арктические научные исследования, – все эти задачи решаются с помощью судов “Росатомфлота”. Мы намерены и дальше развивать атомный ледокольный флот – уникальное конкурентное преимущество нашей страны».*

Ледоколам предстоит обеспечивать проводку судов, транспортирующих углеводородное сырьё с месторождений Ямальского и Гыданского полуостровов, шельфа Карского моря на рынки стран Атлантического и Тихого океанов.

В перспективе однозначно потребуется создание ледокола «Лидер» для обеспечения круглогодичной работы в Арктике. Такой ледокол должен быть способен прокладывать каналы для судов во льдах толщиной от 4 до 5 м. Возможно, придётся продолжить строительство серии атомных ледоколов. Причина проста – рост объёмов перевозок грузов по Северному морскому пути.

Принимая участие в IV Международном форуме «Арктика – территория диалога» в марте нынешнего года Владимир Путин сказал: *«Я бы очень просил Правительство Российской Федерации ускорить доработку новой редакции госпрограммы социально-экономического развития арктической зоны. Там должны быть предусмотрены новые подходы к развитию частно-государственного партнёрства в реализации масштабных инфраструктурных проектов, включая освоение шельфов и повышение конкурентоспособности Северного морского пути».*

«Изменение ледовой обстановки, появление новых, современных судов делает его практически круглогодичной артерией», – подчеркнул Президент РФ. Он сообщил, что поручил проработать вопросы создания структуры, ответственной за комплексное развитие Севморпути и прилегающих опорных территорий.

Сегодня 62% грузов в мире перевозится морским транспортом. Россия в этом грузопотоке пока занимает только 6%. Но у нас есть шанс изменить ситуацию. Возрождение Севморпути даёт этому процессу новый экономический импульс.

Сегодня 62% грузов в мире перевозится морским транспортом. Россия в этом грузопотоке пока занимает только 6%. Но у нас есть шанс изменить ситуацию. Возрождение Севморпути даёт этому процессу новый экономический импульс. Плавание по СМП открывает возможность доставлять этим маршрутом грузы из Шанхая в Роттердам на две недели быстрее, чем через Суэцкий канал. Маршрут Мурманск – Нингбо (Китай) занимает 20–23 дня. Дорога через Суэцкий канал составляет 35–38 дней.

Если же использовать высокоширотные маршруты, то прохождение по СМП можно ещё сократить. Пример этого – высокоширотный рейс в июле 1999 г. атомного ледокола «Россия» с теплоходами «Кола» и «Амдерма». Прибрежный маршрут от Мурманска до Берингова пролива имеет протяжённость 3500 миль, центральный – 3029, высокоширотный – 2890, а приполюсный – 2700 миль. «Россия», выполнив два рейса по высокоширотному маршруту, сократила путь в общей сложности на 2400 миль.

СМП объединяет в единую транспортную сеть крупнейшие речные артерии Сибири. Для некоторых районов арктической зоны – Чукотки, островов арктических морей и ряда населённых пунктов побережья Таймырского автономного округа – морской транспорт является единственным средством перевозок грузов и жизнеобеспечения населения.

Будущее за СМП

В Мурманске прекрасно понимают роль и значение Северного морского пути для экономики страны, необходимость строительства атомного ледокольного флота и судов усиленного ледового класса, развития транспортной инфраструктуры и приграничного сотрудничества.

Отнюдь не случайно ежегодно в столице Кольского Заполярья организуется международная конференция «Логистика в Арктике». Вот и 5 апреля в Мурманске, всего через неделю после проведения в Архангельске международного форума «Арктика – территория диалога», состоялось это мероприятие (уже в седьмой раз). Выступивший на конференции первый заместитель губернатора Мурманской области Алексей Тюкавин отметил, что этот форум востребован и отечественными, и зарубежными специалистами.

«Будущее Мурманской области мы связываем с реализацией крупных инфраструктурных проектов, в том числе в сфере развития транспортной инфраструктуры, которая является связующим звеном между центрами добычи, производства и сбыта любой продукции. И таким связующим звеном является наш регион, который уже стал воротами в Арктику и началом Северного морского пути, который становится базой по разработке, добыче и транспортировке углеводородов Западного арктического шельфа. И сейчас мы работаем над тем, чтобы Мурманск играл главную роль в распределении грузопотоков и обеспечении освоения Арктики», – подчеркнул А. Тюкавин.

Он также напомнил, что сейчас реализуется приоритетный проект развития Мурманского транспортного узла. Порт Мурманск является базой ледокольного флота. Здесь также находится опорная база, выбранная компаниями «Газпром», «Роснефть» и «НОВАТЭК» для строительства площадок по обеспечению шельфовых месторождений.

Конференция не могла остаться вне поля зрения норвежской стороны. Как подчеркнул генеральный консул Норве-

Танкер-газовоз СПГ «Кристоф де Маржери»

гии в Мурманске Уле Андреал Линдеман, более 80% морских перевозок из северных портов России осуществляется через норвежские воды. Морской транспорт обеспечивает доступ к мировым рынкам и способствует экономическому развитию. Норвегия активно стремится к участию в расширении транспортной системы на Севере. Вовсе не случайно в норвежском Киркенесе строится мощный нефтеперевалочный терминал и открыт Центр логистики Крайнего Севера, который будет представлять необходимую информацию по арктическому судоходству. Ведь к 2030 г., как считают норвежцы, до 25% морских перевозок из Европы в страны Азиатско-Тихоокеанского региона будут осуществляться по Северному морскому пути.

О том, что СМП становится всё более востребованным, говорили и другие участники конференции. К примеру, Святослав Степченков, начальник отдела судоходства ФГКУ «Администрация Северного морского пути», отметил, что в 2016 г. было выдано 718 разрешений на плавание по СМП, из них 144 – иностранным судам и лишь в трёх случаях был отказ.

Не транзитом единым

Из года в год растут морские перевозки грузов по Севморпути. Если в 2014 г. они составили 3,7 млн т, в 2015 г. – 5,4 млн т, то в 2016 г. – 7,27 млн т. Это больше, чем было перевезено в СССР в рекордном 1987 г. (6,5 млн т).

Но объём транзитных перевозок остаётся пока небольшим. На это влияет и то, что отсутствуют подробные карты морских глубин. Это вызывает у судовладельцев и грузоотправителей опасения по поводу использования крупнотоннажных судов с большой осадкой. К примеру, глубины пролива Санникова составляют всего 12,8 м.

Но транзитное плавание иностранных судов не столь и важно для России. Прежде в таком качестве СМП никогда всерьёз не использовался: в 1985 г. транзит составлял всего 38 тыс. т. А лучший результат был достигнут в 1993 г., когда за одну навигацию было проведено 22 судна и перевезено 226 тыс. т грузов. В 2000 г. транзит вообще достиг нуля.

Из года в год растут морские перевозки грузов по Севморпути. Если в 2014 г. они составили 3,7 млн т, в 2015 г. – 5,4 млн т, то в 2016 г. – 7,27 млн т. Это больше, чем было перевезено в СССР в рекордном 1987 г. (6,5 млн т).

Поэтому начальник штаба морских операций ФГУП «Атомфлот» Владимир Арутюнян подчеркнул, что и сегодня, и в ближайшей перспективе для России важны не транзитные перевозки, которые не приносят в бюджет ни копейки, а транспортировка народнохозяйственных грузов, энергоносителей, металлов, биоресурсов.

Только с завода «Ямал СПГ» ежегодно будет вывозиться 16,5 млн т сжиженного газа. Атомным ледоколам предстоит работать с танкерами-газовозами грузовместимостью свыше 170 тыс. м^3 каждый. С вводом в эксплуатацию в Сабетте завода по сжижению природного газа «Росатомфлоту» предстоит обеспечивать и судозаход газовоза каждые 40 часов. Первый заход судна-газовоза «Кристоф де Маржери» в порт Сабетта был осуществлён 28 марта 2017 г. в тестовом режиме со швартовкой к причалу № 2 морского порта. Владимир Путин принял участие в видеоконференции по этому случаю.

«Кристоф де Маржери» представляет собой танкер усиленного ледового класса Arc7. Он может самостоятельно преодолевать лёд толщиной 1,5 м. Три винторулевые колонки типа «Азипод» обеспечивают ему высокую ледопроходимость и манёвренность. Для круглогодичного бесперебойного экспорта СПГ предусмотрено строительство 15 танкеров такого класса.

С Новопортовского месторождения компании «Газпром нефть» предстоит вывозить 8,5 млн т нефти в год. В конце осени 2016 г. к этой работе приступили танкеры усиленного ледового класса Arc7 «Штурман Альбанов», «Штурман Малыгин» и «Штурман Овцын». С тех пор они перевезли свыше 1,5 млн т нефти. Естественно, рейсы осуществляются при ледокольной проводке атомных ледоколов.

В интересах компании «ВостокУголь», разрабатывающей угольные пласты полуострова Таймыр, нужно будет вывозить 10 млн тонн угля.

В ходе форума «Арктика – территория диалога» «Атомфлот», «Атомредметзолото» и «ВостокУголь» подписали соглашение «О сотрудничестве в области комплексного освоения Арктической зоны Российской Федерации». В документе, помимо прочего, идёт речь об обеспечении ледокольной проводки судов. Направлениями партнёрства также станут совместное освоение Павловского свинцово-цинкового месторождения на острове Южный (архипелаг Новая Земля), создание инфраструктуры горно-обогатительного комбината мощностью до 3,5 млн тонн руды в год и портового комплекса.

А ведь ещё необходимо обеспечивать северный завоз, вывозить продукцию «Норильского никеля». Нельзя забывать и о транспортировке нефти с Варандейского терминала «ЛУКОЙЛа» и с МЛСП «Приразломная».

В 2016 г. атомными ледоколами ФГУП «Атомфлот» обеспечено 17 ледокольных проводок модулевозов с оборудованием для проекта «Ямал СПГ». Интересное сравнение: переход судна «RED ZED II» из порта Батам (Индонезия) в порт Сабетта через СМП занял 35 суток, а маршрут судна «KANG SHENG KOU» из порта Пенглай (Китай) в Сабетту через Суэцкий канал – 55 суток.

Отличились ледокольщики и сверхпоздней проводкой судна – в период с 21 декабря 2016 г. до 3 января 2017-го. А в фев-

Танкер-газовоз СПГ «Гранд Анива»

рале 2017 г. была обеспечена проводка судна «Нордик Борния» с грузом угля с полуострова Чайка.

Атомные ледоколы осуществляли проводку не только одиночных судов, но и целых караванов. К примеру, атомный ледокол «Вайгач» провёл караван из пяти судов – танкера Two million ways, теплоходов «Георгий Ушаков», «Инженер Трубин», танкеров «Индига» и «Борис Вилькицкий».

Новые горизонты

Впереди – новые горизонты. По оценкам специалистов, к 2050 г. арктический шельф должен обеспечить от 20% до 30% всей российской нефтедобычи. Понятно, что без ледокольного флота вывезти всё возрастающие объёмы нефти будет невозможно.

«Роснефть» уже начала бурение скважины «Центрально-Ольгинская-1» на Хатангском лицензионном участке. Сейчас компании принадлежит 28 лицензионных участков на шельфе северных морей с суммарными ресурсами 34 млрд т в нефтяном эквиваленте.

В свою очередь, «ЛУКОЙЛ» приступил к бурению на Восточно-Таймырском лицензионном участке первой поисково-разведочной скважины № 1П «Журавлиная» глубиной 5,5 тыс. м. Для этого проекта по Севморпути было завезено 20 тыс. т оборудования и материалов. Вывозить добываемую нефть тоже придётся морским путём. Тем более что «ЛУКОЙЛ» имеет уникальный опыт строительства морского арктического терминала для отгрузки нефти. Это СМЛОП «Варандей», построенный на собственном заводе компании в Калининграде и установленный в Печорском море.

«В 2013 г. я докладывал президенту России Владимиру Путину о том, что "ЛУКОЙЛ" готов работать на Восточно-Таймырском участке, несмотря на полное отсутствие инфраструктуры, сложные климатические условия и высокие затраты. Мы провели большую подготовительную работу, и сегодня в очередной раз подтвердили наши высокие компетенции и способность справляться со сложными задачами, начав бурение первой разведочной скважины на Восточно-Таймырском лицензионном участке на полгода раньше запланированного срока. Одна из наших основных задач – восполнение ресурсной базы в России и наиболее эффективная её разработка», – отметил президент «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов.

По оценкам специалистов, к 2050 г. арктический шельф должен обеспечить от 20% до 30% всей российской нефтедобычи. Понятно, что без ледокольного флота вывезти всё возрастающие объёмы нефти будет невозможно.

По мнению Михаила Григорьева, директора ООО «ГЕКОН», члена Научного совета при Совете безопасности РФ, к 2021 г. грузопоток по СМП может составить 21 млн т, а к 2025 г. – уже 75 млн тонн. К сожалению, одному атомному флоту с этой задачей не справиться. России необходимо строить суда усиленного ледового класса Arc7.

Увеличению перевозок по СМП мешает не только недостаточное количество судов усиленного ледового класса, слабая изученность глубин арктических морей, но и неразвитость инфраструктуры, плохая сопряжённость морских портов с железнодорожным и автомобильным транспортом, отсутствие новых технологий разгрузки, особенно на необорудованное побережье.

Коварная Арктика

С учётом ограниченных возможностей государства по развитию инфраструктуры СМП российское правительство обязано проводить протекционистскую политику во благо тех компаний, которые избрали Арктику сферой своих интересов, приложения сил и финансовых ресурсов. Необходимо создать условия, стимулирующие

инвестиции в развитие промышленности и транспортной системы.

Нужно дать отечественным предпринимателям возможность возродить Арктический регион РФ, Северный морской путь, иначе за это возьмутся иностранные компании. Нельзя рубить голову курице, несущей золотые яйца.

Ведь ещё в конце июня 2004 г. на конференции «Международная энергетическая политика, Арктика и международное морское право», состоявшейся в Санкт-Петербурге, ряд стран заявили о желании провести «интернационализацию» СМП, ввести свободу плавания для торговых и военных судов любых стран. В обмен они, в частности Норвегия, готовы вкладывать средства в развитие инфраструктуры Севморпути.

Понятно, что ни о каких логистических операциях в Арктике, покрытой льдами, без атомных ледоколов речи быть не может. Как и без опыта плавания судов ледового класса в арктических морях.

Профессор Анастасий Цонис из Висконсинского университета в Мэдисоне (США) отмечает, что потепление на планете прекратилось, а похолодание будет продолжаться 15 лет. Поэтому надежды некоторых стран на возможность свободного плавания по Севморпути без ледокольного сопровождения и на судах без усиленного ледового класса отнюдь не состоятельны.

О том, насколько коварна и опасна Арктика, насколько она требует к себе уважительного отношения, свидетельствуют события, связанные с Айонским массивом, Восточно-Сибирским и Чукотским морями. Там в ледовый плен в 1983-м и 1994 г. попали три десятка судов. Грузовой теплоход «Нина Сагайдак» был раздавлен льдами и затонул 9 октября 1983 г. Тогда аналогичной участи чудом избежали теплоходы «Каменск-Уральский», «Коля Мяготин» и танкер «Уренгой».

В эпопее, продолжавшейся с 1 октября по 4 декабря 1983 г. получили повреждения 17 судов Дальневосточного морского пароходства, в том числе 5 ледоколов («Капитан Хлебников», «Ленинград», «Владивосток», «Адмирал Макаров», «Ермак»), два ледокольно-транспортных судна «Амгуэма» и «Нижнеянск» (СА-15) класса УЛА, 12 судов типа «Пионер» и «Беломорсклес» категории Л1. От трагедии все эти суда и экипажи были спасены атомными ледоколами «Арктика» (в тот период он носил имя «Леонид Брежнев») и «Сибирь».

Аналогичная ситуация в Айонском массиве сложилась в 1994 году. В этот раз, спасая суда, отличился экипаж атомного ледокола «Россия».

Среди более свежих примеров того, как льды Арктики могут вмешаться в процесс мореплавания, в разработанные логистические операции – освобождение из ледового плена в Охотском море в декабре 2010 г. плавбазы «Содружество», транспортного рефрижератора «Берег Надежды», научно-исследовательского судна «Профессор Кизеветтер», траулера «Мыс Елизаветы» и судна «Антон Гурин». Их освобождением занимались ледоколы Дальневосточного морского пароходства «Адмирал Макаров» и «Красин». Операция была завершена 31 января 2011 г. и обошлась Дальневосточному морскому пароходству в 7 млн долларов.

В Арктике в XX веке затонуло немало военных и гражданских судов. И не только в результате боевых действий, ошибок судоводителей, штормовых условий, выбрасывавших корабли на скалы. Многие из них были раздавлены льдами. Среди них не только всем известный «Челюскин», ушедший на дно в 1934 г. Ещё почти два десятка судов были уничтожены ледовой стихией в советские годы. Среди них – шхуна «Элизиф» американского торговца Свенсона, шхуна «Крестьянка», пароходы «Рабочий», «Моссовет», «Можа», лесовоз «Витимлес», сухогруз «Нина Сагайдак».

Эти примеры говорят о том, что безопасность мореплавания в Арктике зависит от множества факторов: от наличия мощного ледокольного флота, транспортных судов усиленного ледового класса, современного навигационного, гидрографического и гидрометеорологического обеспечения, от выучки экипажей, наличия у них опыта арктического мореплавания. По оценке специалистов, более 20% аварий на судах происходят при плавании в ледовых условиях. С учётом того, что во льдах по сравнению с морями без ледового покрова плавает несоизмеримо меньше судов, 20% – очень приличная величина.

Приоритет – морским портам

В настоящее время в РФ действуют 62 порта. Однако российские грузопотоки продолжают идти через иностранные терминалы. Причина этого в том, что наши порты не соответствуют современным требованиям и потребностям отечественной экономики. Это относится и к крупнейшим портам, расположенным на Балтике, в Новороссийске, на Дальнем Востоке, на трассах Северного морского пути.

В результате грузы, предназначенные для обеспечения работ по освоению арктического шельфа, также могут уйти в порты Норвегии. Предпосылки к этому уже имеются. Свой интерес к этой проблематике проявляют порты Киркинеса, Хаммерфеста, имеющие опыт работы в этой сфере.

Ещё в 2007 г. на заседании Президиума Госсовета и Морской коллегии Президент РФ потребовал от Правительства незамедлительно принять комплекс мер по развитию в первую очередь этих портов, разработав программу конкретных действий для каждого из них.

Исходя из этого, Владимир Путин поручил Морской коллегии координацию действий по развитию морских портов, разрешив внести изменения в федеральную целевую программу модернизации транспортной системы. При этом приоритет должен быть отдан тем портам, которые входят в систему транспортных коридоров.

Президент отметил, что необходимо развивать железнодорожные и автодорожные структуры на ближних и дальних подходах к портам, формируя условия, чтобы грузы доставлялись в срок и без ущерба для их качества. Для выполнения этой главной задачи следует создавать и мощные логистические центры.

«Считаю важным, – сказал Владимир Путин, – *создание в крупнейших портах свободных экономических зон с льготным режимом налогообложения… Нужно решить все вопросы, касающиеся землепользования. Это одна из ключевых проблем, которая не даёт портам развиваться».*

С тех пор прошло 10 лет. В отношении Мурманского порта подвижки имеются. Ведётся строительство железнодорожной ветки до западного берега Кольского залива, где должны появиться угольный, контейнерный и нефтеналивной терминалы.

В Архангельске на полях международного форума «Арктика – территория диалога» правительство Мурманской области и китайская холдинговая компания Poly International заключили соглашение о сотрудничестве. Свои подписи под документом поставили губернатор Марина Ковтун и заместитель главы компании Хаун Гэминь. Соглашение предусматривает взаимодействие в сфере развития Мурманского транспортного узла, участие китайской стороны в финансировании инвестиционных проектов на территории области.

России следовало бы использовать опыт той же Южной Кореи, которая создавала современные порты на бюджетные средства, с последующей капитализацией и продажей частному бизнесу. ■

OGU Uzbekistan

ufi Approved Event

21-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

21st UZBEKISTAN INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.ogu-expo.ru

17–19 МАЯ / MAY 2017

УЗБЕКИСТАН, ТАШКЕНТ
UZBEKISTAN, TASHKENT

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В УЗБЕКИСТАНЕ

THE LEADING OIL & GAS EVENT IN UZBEKISTAN

РЕКЛАМА

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY

ITE CONNECTING YOUR BUSINESS TO THE WORLD

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.ogu-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

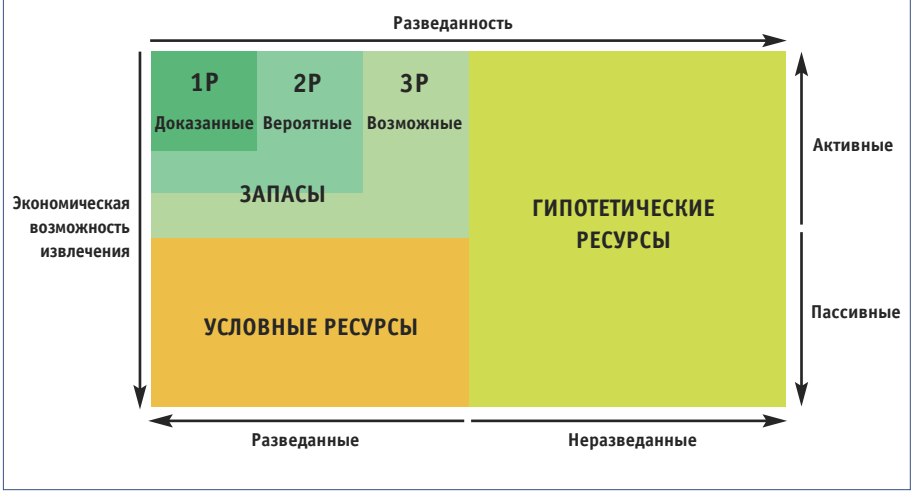
Когда запас карман тянет

Проведение «избыточных» ГРР и хранение стратегических товарных запасов приводят к значительным расходам экспортёров и импортёров нефти

Евгений ХАРТУКОВ,
профессор кафедры менеджмента, маркетинга и внешнеэкономических связей МГИМО, генеральный директор Центра нефтегазового бизнеса, руководитель Группы анализа и прогнозирования мирового энергосырьевого рынка, доктор экономических наук

Ресурсы и запасы – это в просторечии примерно одно и то же, то есть то, к чему прибегают в случае необходимости. Однако применительно к полезным ископаемым между ними есть принципиальное различие. Под ресурсом природного сырья (resources) или его ресурсной базой понимают общее его количество в недрах Земли.
В то же время под запасами (reserves) принято понимать лишь разведанную и извлекаемую часть рассматриваемого ресурса. Правда, существует не совсем верный, но укоренившийся термин «геологические запасы» (in-place reserves), под которыми подразумевают общее количество сырья на месторождении (в залежи) независимо от возможностей его извлечения.

Рис. 1. «Клетка Маккельви»



Когда кончится нефть?

Разница между ресурсами и запасами хорошо видна на схеме, составленной в своё время американским геологом Винсентом Эллисом Маккельви, бывшим в 1971–1978 гг. директором Геологической службы США (USGS) (см. рис. 1). Названная в его честь «клетка Маккельви» показывает основные элементы сырьевой (ресурсной) базы и выделяет запасы как её разведанную и извлекаемую (активную) часть.

В свою очередь, запасы подразделяются – по степени их разведанности – на доказанные (достоверные, или 1P), вероятные (2P) и возможные (3P). Причём под доказанными запасами (proven or proved reserves) понимается то количество полезного ископаемого, которое по оценке может быть извлечено при существующих экономических условиях и при использовании современных технологий.

Важно иметь в виду, что статистика приводит оценочные данные не о начальных, а об остаточных (текущих) запасах (remaining or current reserves) по состоянию на определённую дату. Так, по последней оценке компании BP, мировые доказанные запасы нефти и газоконденсата составили на начало 2016 г. 1697,6 млрд баррелей (или 239,4 млрд т) (см. табл. 1). Большая их часть (свыше 70%) сосредоточена в недрах стран-членов ОПЕК (см. рис. 2).

Рис. 2. Страновое распределение мировых доказанных запасов нефти и газоконденсата (по состоянию на начало 2016 г.)

Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2016. – Lnd.: BP, 2016, p. 6.

Однако некоторые западные специалисты считают оценку доказанных запасов в 1,7 трлн барр. явно завышенной – особенно в части пояса Ориноко. Ведь то, что относилось к этой категории при цене на нефть на уровне 100 долл./барр., после падения котировок перешло в разряд экономически не извлекаемых (условных) ресурсов. Так, по мнению одного из скептиков, приведённая оценка мировых доказанных запасов жидких углеводородов завышена примерно на 875 млрд барр. (порядка 125 млрд т).

При этом обеспеченность текущей мировой нефтедобычи доказанными запасами (или, как говорят профессионалы, кратность запасов) составляла 54,2 года. Это не значит, однако, что через 54 с небольшим года, или в 2067 г., как любят мрачно пророчить журналисты, мировые запасы нефти будут полностью исчерпаны и наступит небывалый нефтяной кризис. Ведь запасы постоянно пополняются в результате проводимых поисково-разведочных работ и увеличиваются с ростом извлекаемости нефти под влиянием технического прогресса. Так, к примеру, с 1985 г. кратность мировых запасов нефти возросла (с 42 лет) и продолжает повышаться (см. рис. 3).

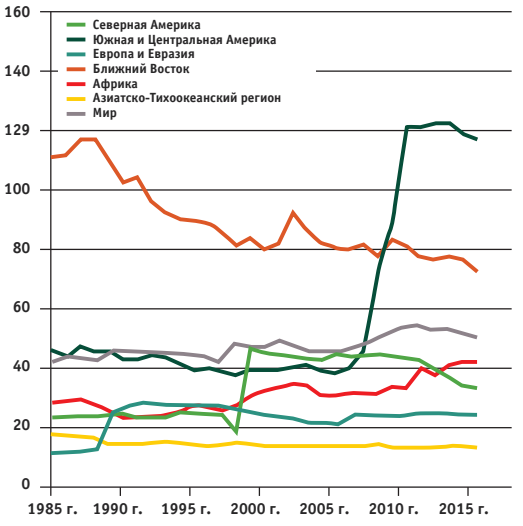
Кстати, высокий показатель кратности запасов (как в странах Ближнего и

Табл. 1. Мировые доказанные запасы нефти и газоконденсата (по состоянию на начало 2016 г.)

Страны и группировки	Запасы	
	млрд барр.	млрд т
Венесуэла (включая Пояс Ориноко)	300,9	47
Саудовская Аравия	266,6	36,6
Канада (включая битуминозные пески)	172,2	27,8
Иран	157,8	21,7
Ирак	143,1	19,3
Россия	102,4	14
Кувейт	101,5	14
Великобритания	97,8	13,0
США	55	6,6
Ливия	48,4	6,3
Нигерия	37,1	5
Казахстан	30	3,9
Катар	25,7	2,7
Китай	18,5	2,5
Бразилия	13	1,9
Ангола	12,7	1,7
Алжир	12,2	1,5
Мексика	10,8	1,5
Норвегия	8	1
Эквадор	8	1,2
Азербайджан	7	1
Индия	5,7	0,8
Оман	5,3	0,7
Вьетнам	4,4	0,6
Австралия	4	0,4
Индонезия	3,6	0,5
Малайзия	3,6	0,5
Египет	3,5	0,5
Южный Судан	3,5	0,5
Йемен	3	0,4
Великобритания	2,8	0,4
Сирия	2,5	0,3
Аргентина	2,4	0,3
Колумбия	2,3	0,3
Габон	2	0,3
Судан	1,5	0,2
Чад	1,5	0,2
Перу	1,4	0,2
Бруней	1,1	0,1
Тринидад и Тобаго	0,7	0,1
Дания	0,6	0,1
Италия	0,6	0,1
Румыния	0,6	0,1
Туркменистан	0,6	0,1
Узбекистан	0,6	0,1
Тунис	0,4	0,1
Таиланд	0,4	< 0,05
Всего по миру	1697,6	239,4
ОПЕК	1211,6	169,9
ЕС	5,6	0,7
СНГ	141,1	19,1
Битуминозные пески Канады	166,2	27
Пояс Ориноко Венесуэлы	222,3	35,7

Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2016. – Lnd.: BP, 2016, p. 6.

Рис. 3. Динамика кратности доказанных запасов нефти и конденсата по регионам мира в 1985-2015 гг., в годах



Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2016. – Lnd.: BP, 2016, p. 7

Среднего Востока или Латинской Америки) говорит скорее о бесплановости их наращивания и бесхозяйственности «закапывания денег в землю» (потраченных на ГРР). Нормальной и достаточной для бесперебойного функционирования отрасли считается текущая обеспеченность запасами на уровне 10 лет. Этот показатель (с незначительными колебаниями) характерен для большинства нефтедобывающих стран из числа промышленно развитых. Ведь на обнаружение и подготовку запасов тратятся немалые деньги.

Что же касается технически извлекаемых ресурсов, то в 2013-2016 гг. их объём оценивался в 460-570 млрд т (включая газоконденсат). Еще примерно столько же жидкого топлива (440-500 млрд т) содержится в нетрадиционных источниках УВС (скопления сверхтяжёлой, высоковязкой нефти, битуминозные пески, горючие сланцы и плотные, низкопроницаемые породы).

Достаточно типичной в этом плане является сводная оценка мировых остаточных технически извлекаемых ресурсов жидкого топлива, выполненная в 2015 г. специалистами Международного энергетического агентства (см. табл. 2).

Иными словами, доказанные запасы составляют лишь малую толику общих ресурсов, что хорошо видно на примере США, имеющими наиболее крупные ресурсы жидкого топлива среди промышленно развитых стран.

Стратегические резервы

Особое и крайне важное место занимают товарные запасы нефти и нефтепродуктов. К этой категории относятся стратегические нефтяные резервы (strategic oil or petroleum reserves or stockpiles, SPR). Они создаются многими странами (в основном нефтяными импортёрами) для экстренного противодействия серьёзным перебоям с поставками.

В настоящее время стратегические нефтяные резервы существуют или создаются, по крайней мере, в 35 странах мира. Наиболее известным и крупнейшим из них являются SPR США. В 1975 г. путём вымывания соли из природных соляных куполов в четырёх районах на территории штатов Техас и Луизиана были созданы 62 подземные каверны. Их сум-

Табл. 2. Мировые остаточные технически извлекаемые ресурсы жидкого топлива по регионам и видам (по состоянию на начало 2015 г., по данным МЭА), млрд т

Регион	Традиционные ресурсы		Нетрадиционные ресурсы			Всего	
	Нефть	ГК	Сверхтяжёлая нефть и битуминозные пески	Горючие сланцы	Плотные породы	Ресурсы	Доказанные запасы
ОЭСР	43,8	20,5	110,8	139,2	16,2	330,7	34,2
Америка	34,2	14,7	110,4	137	11,4	307,7	31,9
Европа	8,2	3,4	0,4	0,5	2,3	15,1	1,6
Азия и Океания	1,4	2,5	–	1,6	2,5	7,9	0,5
Не ОЭСР	261,4	56	146,3	7,8	31,5	503	199,5
Европа и Евразия	36,3	8,9	75,6	2,7	10,7	134,2	20
Азия	17,4	7	0,4	0,5	7,7	33,2	6,2
Ближний и Средний Восток	130,3	21,2	1,9	4,1	0	157,5	111,1
Африка	43,8	11,9	0,3	–	5,2	61,2	17,8
Латинская Америка	33,4	6,8	68,1	0,4	7,8	116,7	44,5
Мир в целом	305,2	76,6	257,3	147	47,5	833,6	233,7

Примечание. Пересчёт из баррелей в тонны сделан с использованием единого коэффициента (1 тонна = 7,3 барр.).
Источник: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2015/ WEM_Documentation_WEO2015

марная вместимость – 727 млн барр. (примерно 100 млн т) (см. рис. 4).

К SPR США официально относятся и наземные хранилища печного топлива объёмом 1965 тыс. барр. (порядка 250 тыс. т), построенные в 2000 г. в штатах Нью-Джерси и Коннектикут.

Максимальная возможность отбора нефти из SPR составляет 4,4 млн барр./сут. Иными словами, потребуется более 165 суток, чтобы полностью осушить подземные нефтехранилища в Техасе и Луизиане.

С начала создания SPR, обеспечивающих до 170 суток нетто-импорта США (см. рис. 5), использовались по прямому назначению четыре раза (не считая пробных эксплуатаций в 1985-м и 1990 г.):

- в 1990–1991 гг. во время военной операции «Буря в пустыне» (отбор 23 млн барр.);
- в 1996–1997 гг. для покрытия дефицитного спроса (28 млн барр.);
- в 2005 г. после урагана Катрина (11 млн барр.);
- в июне 2011 г. в связи с перебоями нефтяных поставок из Ливии.

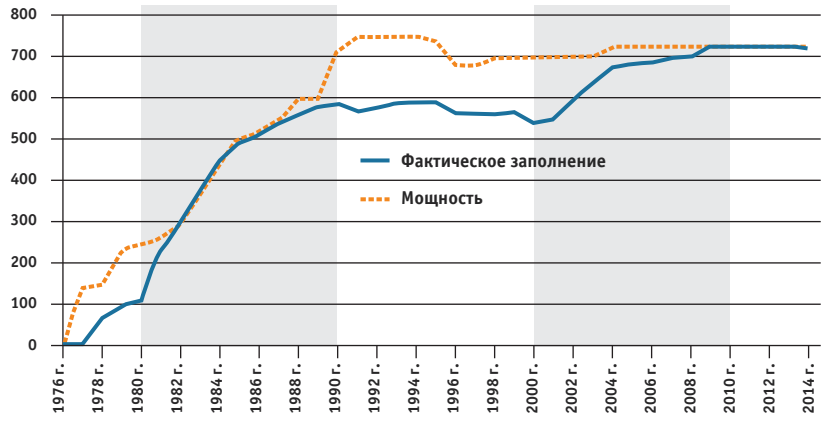
А нефтепродуктовый запас «раскупоривался» лишь однажды, в ноябре 2012 г. – после прохождения шторма Сэнди.

В целом же товарные запасы нефти в США превышали (в конце мая 2016 г.) уровень 1204 млн барр. (примерно 165 млн т) (см. рис. 6), из которых на долю SPR приходилось почти 60%.

Вторым по объёмам считается SPR КНР. Создание этих запасов начато в 2004 г., и сегодня они позволяют покрывать порядка 36 суток нефтяного нетто-импорта страны. К 2020 г. планируется довести объёмы жидкого топлива, хранимые в стратегических наземных, подземных и плавучих нефтехранилищах, до 684,34 млн барр. Это эквивалентно 90 суткам собственного перспективного потребления.

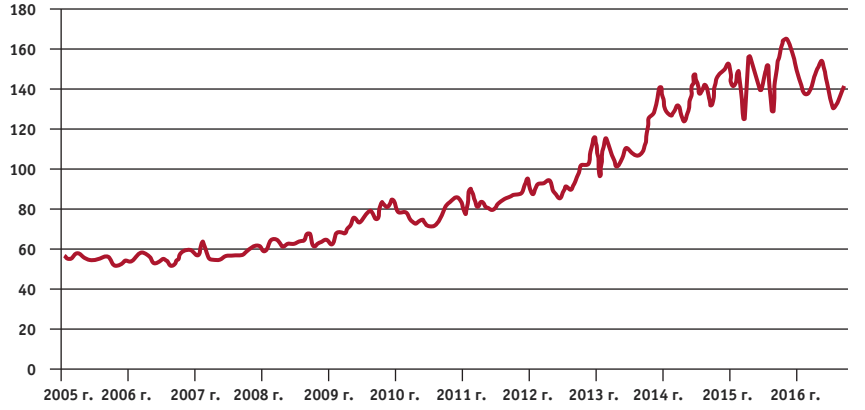
Надо иметь в виду, что создание и поддержание SPR – весьма дорогое удовольствие. Так, только на разбуривание и размывание соляных куполов под SPR США потребовалось почти 4 млрд долларов. Но хранение жидкого топлива в стоящих на приколе крупных танкерах (как это часто делается в Японии и некоторых других странах Восточной Азии) обходится ещё дороже. Согласно существующим оценкам, средняя стоимость хранения нефти и нефтепродуктов в Японии составляет 3 доллара на барр., в ЕС – 1,6 долл./ барр., а в США – 0,2 долл./барр.

Рис. 4. Мощность и фактическое заполнение нефтью SPR США в 1976–2014 гг., млн барр.



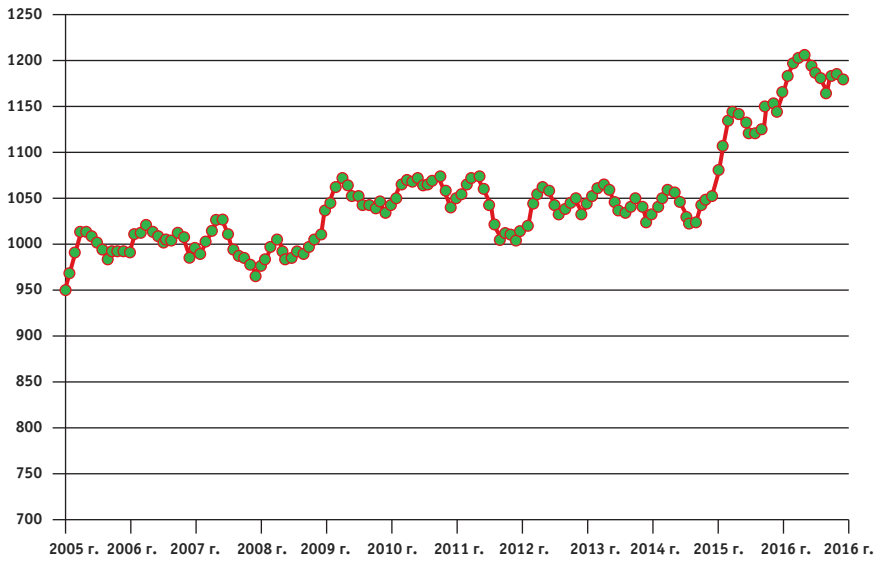
Источник: https://si.wsj.net/public/resources/images/BI-AB076_RESERV_9U_ 20151111173921

Рис. 5. Обеспеченность США нефтью SPR в 2005–2016 гг., в сутках нетто-импорта жидкого топлива



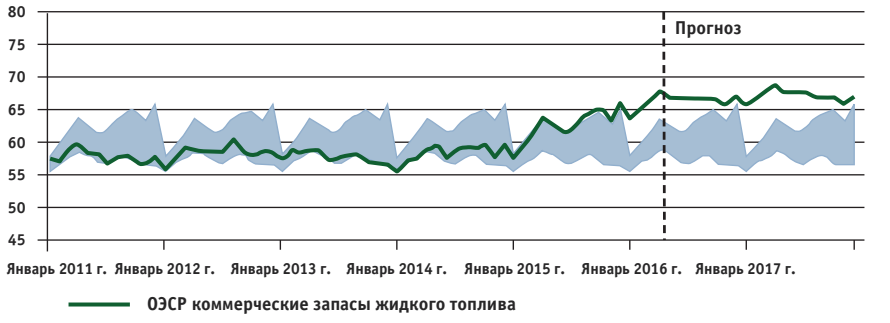
Источник: http://www.thefringenews.com/wp-content/uploads/2017/01/cdn.oilprice. comcunin1223A-ebbe55f5bb36db4a55a8c14f31d369da3dbf0825

Рис. 6. Динамика суммарных товарных запасов нефти в США в 2005–2016 гг., на конец января, млн барр.



Источник: http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=mcrstus1&f=m

Рис. 7. Динамика обеспеченности стран ОЭСР товарными запасами нефти и нефтепродуктов в 2011–2017 гг., в сутках внутреннего потребления



Источник: http://www.nasdaq.com/article/us-eia-raises-forecast-to-world-oil-demand-in-2016-and-2017-cm619107

К этому надо добавить немалые расходы на закупку хранимого топлива. С учётом всех затрат создание и эксплуатация SPR в Техасе и Луизиане лишь в период 1975–2004 гг. обошлись американским налогоплательщикам, по самым скромным подсчётам, в 41,2–50,8 млрд долларов (в долларах 2004 г.), или 64,64–79,58 доллара на каждый баррель хранимой здесь нефти.

В настоящее время SPR США являются крупнейшими в промышленно развитых странах (да и во всём мире). А большая часть остальных стратегических запасов жидкого топлива была создана другими членами Международного энергетического агентства (МЭА). В 2016–2017 гг. эти государства достигли небывалых прежде уровней обеспеченности товарными запасами (66–68 суток потребления).

При этом к концу 2016 г. общемировые товарные запасы превысили 5,7 млрд барр. (свыше 790 млн т), из которых на долю созданных в странах ОЭСР SPR приходилось почти 53% (см. рис. 7).

Что касается Европейского союза, то каждая из 28 стран-членов ЕС должна[1] иметь товарные запасы нефти и/или нефтепродуктов на уровне не менее 90 суток их нетто-импорта или 61 суток собственного потребления в предшествующем году (что больше). Эти запасы должны находиться в полной готовности к быстрому применению в случае перебоя нефтяных поставок в соответствии с обязательным (не считая самых экстренных случаев) согласованием с другими членами ЕС. При этом не менее трети этих запасов должно быть в форме нефтепродуктов.

В табл. 3 приводятся данные о товарных запасах жидкого топлива в странах ЕС по состоянию на конец 2016 г.

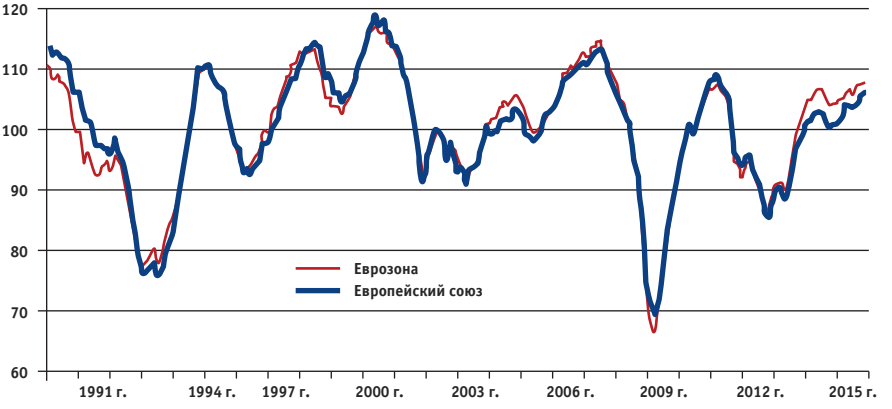
Динамика товарных запасов, во многом зависящая от соотношения спроса и предложения и уровня цен на нефть, довольно неустойчива и даже циклична. При этом всплески роста товарных запасов жидкого топлива в странах ЕС пришлись на 1994-й, 1997-й, 1999-й, 2003-й, 2006-й, 2009–2010 гг. и 2013 г., а их существенное снижение – на 1992-й, 1995-й, 1998-й, 2001-й, 2007–2008 гг. и 2011–2012 гг. (см. рис. 8).

Военно-морская нефть

Нефтяными резервами также называются месторождения, нефтеносные территории и скопления горючих сланцев, зарезервированные для нужд ВМС

[1] Согласно директивам 68/414/ЕЕС и 2009/119/ЕС, одобренными соответственно в декабре 1968 г. и октябре 2012 г.

Рис. 8. Относительная динамика товарных запасов нефти и нефтепродуктов в странах еврозоны и ЕС в 1991–2015 гг., 1990–2014 гг. = 100



Источник:http://ec.europa.eu/economy_finance/db_indicators/surveys/documents/2015/ esi_2015_11

Табл. 3. Товарные запасы жидкого топлива в странах ЕС (по состоянию на конец 2016 г.)

Страна	Категория I			Категория II			Категория III			Категории I-III			Запасы за рубежом, млн т
	Потребл. в 2015 г., млн т	Запасы		Потребл. в 2015 г., млн т	Запасы		Потребл. в 2015 г., млн т	Запасы		Потребл. в 2015 г., млн т	Запасы		
		млн т	сутки потребл.		млн т	сутки потребл.		млн т	сутки потребл.		млн т	сутки потребл.	
Австрия	0,25	0,09	134,2	1,01	0,25	89,7	0,05	0,09	1,32	0,43	118,6	0,00	0,25
Бельгия	0,18	0,08	174,4	1,83	0,45	90,0	0,05	0,04	2,05	0,58	102,3	0,37	0,18
Болгария	0,07	0,02	93,5	0,24	0,06	89,7	0,01	0,01	0,33	0,08	93,5	0,00	0,07
Кипр	0,05	0,01	92,4	0,12	0,03	102,6	0,15	0,05	0,33	0,09	103,7	0,05	0,05
Чехия	0,22	0,08	123,2	0,55	0,16	104,8	0,02	0,01	0,80	0,25	112,8	0,01	0,22
Дания	0,15	0,09	212,7	0,49	0,18	133,6	0,04	0,08	0,68	0,35	188,2	0,00	0,15
Эстония	0,04	0,01	114,5	0,08	0,02	92,1	0,00	0,00	0,12	0,03	99,4	0,02	0,04
Финляндия	0,23	0,08	127,9	0,67	0,27	145,0	0,13	0,06	1,03	0,41	145,0	0,00	0,23
Франция	1,08	0,40	133,5	7,20	2,18	110,4	0,22	0,18	8,51	2,76	118,3	0,07	1,08
Германия	2,65	0,99	135,9	7,90	2,62	121,0	0,70	0,30	11,25	3,91	126,8	0,20	2,65
Греция	0,44	0,13	107,4	0,91	0,26	102,7	0,22	0,14	1,57	0,52	121,3	0,00	0,44
Венгрия	0,17	0,04	94,3	0,40	0,11	100,3	0,00	0,01	0,57	0,17	106,0	0,00	0,17
Ирландия	0,19	0,05	96,5	0,64	0,28	159,8	0,04	0,02	0,87	0,35	147,1	0,00	0,19
Италия	1,12	0,38	125,6	4,24	1,05	90,5	0,14	0,53	5,49	1,96	130,3	0,31	1,12
Латвия	0,03	0,01	78,7	0,12	0,03	80,1	0,00	0,00	0,15	0,04	86,6	0,01	0,03
Литва	0,03	0,01	99,1	0,15	0,04	95,9	0,02	0,01	0,20	0,06	98,8	0,00	0,03
Люксембург	0,05	0,01	107,1	0,32	0,08	95,4	0,00	0,00	0,37	0,10	97,0	0,08	0,05
Мальта	0,01	0,00	92,4	0,04	0,01	100,0	0,07	0,02	0,13	0,03	93,5	0,00	0,01
Нидерланды	0,57	0,35	220,4	1,36	0,57	152,7	0,01	0,26	1,95	1,17	220,1	0,30	0,57
Польша	0,54	0,18	121,5	1,88	0,56	108,6	0,06	0,07	2,48	0,81	119,6	0,00	0,54
Португалия	0,17	0,09	190,3	0,86	0,26	108,2	0,10	0,05	1,13	0,40	127,3	0,06	0,17
Румыния	0,15	0,04	90,0	0,49	0,12	90,0	0,03	0,01	0,67	0,17	93,4	0,00	0,15
Словакия	0,10	0,03	99,1	0,21	0,06	100,1	0,01	0,00	0,33	0,09	100,0	0,00	0,10
Словения	0,08	0,02	101,7	0,25	0,06	92,6	0,00	0,00	0,33	0,09	94,8	0,02	0,08
Испания	0,74	0,28	137,9	4,92	1,32	97,8	0,41	0,29	6,06	1,88	113,3	0,02	0,74
Швеция	0,44	0,13	110,4	0,75	0,22	105,9	0,12	0,12	1,31	0,48	132,6	0,04	0,44
Великобритания	1,45	0,44	110,6	4,07	1,16	104,2	0,07	0,10	5,59	1,70	111,4	0,43	1,45
Итого ЕС	11,21	4,04	131,6	41,71	12,40	108,5	2,69	2,46	55,61	18,90	124,1	1,98	11,21

Примечание. Европейская комиссия различает следующие категории жидкого топлива применительно к его товарным запасам: I – автомобильный бензин и авиационное топливо [авиационный бензин (aviation spirit) и реактивное топливо бензинового типа], II - газойль, дизтопливо, керосин и реактивное топливо керосинового типа, и III - мазут; нефть и промежуточные продукты, которые учитываются в пропорции к производству на НПЗ рассматриваемой страны за предшествующий календарный год.

Источник: https://ec.europa.eu/energy/2017/en/topics/imports-and-secure-supplies/eu-oil-stocks

(Naval Petroleum and Oil Shale Reserves, NPOSR).

Всего таких резервов было создано четыре. Два из них существуют в настоящее время. Первый – NPR-2, месторождение Буэна Виста в штате Калифорния, зарезервированное в декабре 1912 г. Согласно Закону об энергетической политике от 2005 г., большая часть NPR-2 была передана в управление МВД, а отчасти – в ведение калифорнийских городов Тафт и Форд-Сити. Начальные доказанные запасы NPR-2 – 92 млн тонн нефти и свыше 9 млрд м^3 газа.

Второй резерв – NPR-A на Аляске, созданный в 1923 г. Его технически извлекаемые ресурсы – 1,27 млрд т нефти и 1,7 трлн м^3 газа. В конце 2011 г. администрация президента Б. Обамы вознамерилась продать в общей сложности 47752,91 млн км^2 (или более 51%) площади NPR-A.

Гигантское нефтяное месторождение Эльк-Хилс (начальные запасы – 193 млн т и 77 млрд м^3), также расположенное в Калифорнии, было зарезервировано в сентябре 1912 г. (NPR-1). Но в 1998 г. оно было продано компании Occidental Petroleum за 3,65 млрд долларов.

А NPR-3, месторождение Типот-Доум близ г. Каспер в штате Вайоминг (3 млн т нефти), было зарезервировано в апреле 1915 г. и до февраля 2015 г. управлялось Министерством энергетики США. В январе 2015 г. Минэнерго продало NPR-3 на аукционе. Теперь на его основе создана полевая лаборатория для испытания новых технологий нефтедобычи (Rocky Mountain Oilfield Testing Center).

Правительство США ещё в начале XX века также создало сланцевые резервы (Naval Oil Shale Reserves, NOSRs), управляемые Министерством энергетики: NOSR-1 и NOSR-3 в Колорадо, NOSR-2 в Юте.

В 2000–2001 гг. Минэнерго вернуло территорию NOSR-2 индейскому племени юта, что явилось крупнейшей передачей федеральной собственности коренным жителям континента за всю историю США.

Запасы (а точнее ресурсы) нефти в сланцевых резервах ВМС США не поддаются достаточно осмысленной оценке. Однако, по мнению некоторых наиболее отважных американских специалистов, они составляют более 18 млрд баррелей (примерно 2,5 млрд т) в пределах NOSR-1 и 843 млн барр. (свыше 115 млн т) в NOSR-2.

Понятно, что привязка нефтяных, особенно сланцевых, резервов к нуждам ВМС США носит не буквальный, а, скорее, номинальный, декларативный характер. Их правильнее было бы называть нефтегазовыми резервами, поскольку все они содержат значительное количество газа, а в NPR-A на Аляске и вовсе преобладает природный газ. ■

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

12 лет проекту!

КАЛЕНДАРЬ 2017-2018

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

OilGas conference

22 - 27 мая
Россия, Сочи

12-я Международная научно-практическая конференция

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ - 2017

ОРГАНИЗАТОР
НИТПО NITPO
ООО «НПФ «Нитпо»

18 - 23 сентября
Россия, Анапа

8-я Международная научно-практическая конференция

СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН - 2017

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР
Отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР
НИТПО NITPO
ООО «НПФ «Нитпо»

23 - 28 октября
Россия, Сочи

5-я Международная научно-практическая конференция

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ СКВАЖИНЫ ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ - 2017

ОРГАНИЗАТОРЫ
ООО «Издательский дом «Нефть. Газ. Новации»
НИТПО NITPO
ООО «НПФ «Нитпо»

2018 г. / Март
Россия, Сочи

7-я Международная научно-практическая конференция

СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ - 2018

ОРГАНИЗАТОР
НИТПО NITPO
ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

РЕКЛАМА

(861) 212-85-85 oilgasconference@mail.ru www.oilgasconference.ru

Американский СПГ в поисках рынков

Несмотря на наращивание поставок, «голубое топливо» из США остаётся малопривлекательным для европейских и азиатских потребителей

Константин СЕРГЕЕВ

Спрос на «голубое топливо» в Европе и Азии в ближайшие годы будет расти опережающими темпами. При этом, как полагают многие эксперты, поставки дешёвого СПГ, полученного из сланцевого газа, смогут не только кардинально решить проблему предложения, но и способствовать перераспределению экспортных ниш в пользу американских операторов. Но насколько это реально на практике?

Дополнительный интерес эта тема приобретает на фоне предстоящего начала поставок СПГ с Ямала и недавних заявлений высшего руководства РФ о том, что при определённых условиях Россия «не только может, но и станет» крупнейшим производителем сжиженного природного газа в мире.

Между тем, в середине января 2017 г., во время сенатских слушаний по утверждению на пост госсекретаря, недавний глава ExxonMobil Рекс Тиллерсон вполне прозрачно намекнул: как раз регулярные поставки природного газа из «стабильной страны» (то есть США) не позволят государствам Европы стать «заложниками единственного или доминирующего ресурса». Под доминирующим ресурсом вполне ожидаемо подразумевается газ из России.

Подобные заявления вполне укладываются в рамки американской стратегии по усилению экспортной экспансии на рынке энергоносителей, сформированной ещё при прошлой федеральной администрации. Однако привлекают внимание довольно обтекаемые и, главное, осторожные формулировки, которые могут быть следствием более реалистичной оценки обстановки, складывающейся для газа из США.

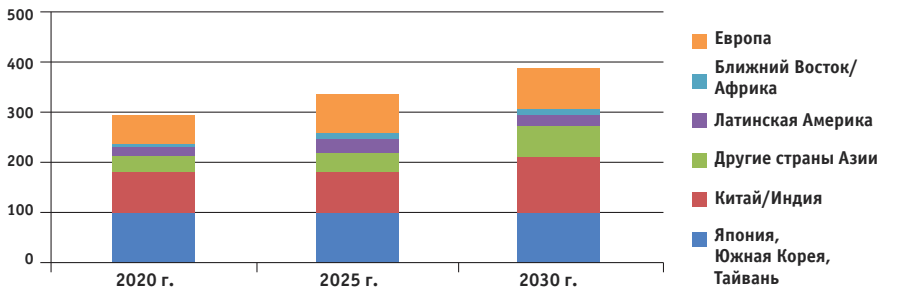
Трубы и танкеры

Буквально десять дней спустя после заявления Р. Тиллерсона (25 января) руководство «Газпрома» сообщило о достижении очередного рекорда экспортных поставок «голубого топлива» в западном направлении – 635,1 млн м^3 в сутки. При этом только один «Северный поток» перекачивал нашим соседям из дальнего зарубежья по 167,4 млн м^3/сут. Как же в этот период обстояли дела с так называемыми альтернативными поставками?

Как известно, идея существенно потеснить Россию на европейском газовом рынке восходит ещё к рубежу 2012–2013 годов, то есть к периоду начала «сланцевой революции» в США. Последняя должна была не только полностью обеспечить внутренние потребности страны в дешёвом газе, но и создать возможности для его масштабного экспорта за пределы американского континента. Причём первоочередными адресатами назывались именно Европа и азиатские «тигры».

Кстати, прогнозы Агентства энергетической информации США (EIA) на бли-

Рис.1. Динамика спроса на СПГ по регионам в 2020-2030 годах, млн тонн/год



Источник: EIA.

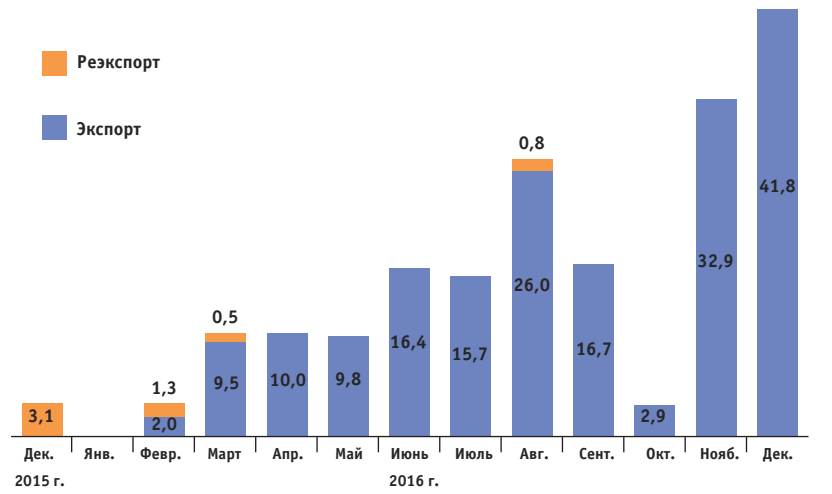
жайшие 13 лет предполагают максимальный прирост спроса на СПГ именно в этих регионах. Минимальное же его увеличение в рассматриваемый период ожидается в странах Ближнего Востока, Африки и Латинской Америки (см. рис. 1).

Очередная вспышка надежд на динамичное освоение наиболее перспективных рынков была вызвана началом отгрузки СПГ с первой очереди терминала Sabine Pass (оператор – компания Cheniere Energy) в феврале прошлого года. Однако, несмотря на все оптимистичные заявления, реальные объёмы экспорта сжиженного газа до плановой остановки в целях профилактики факельных систем в конце сентября 2016 г. составили лишь около 113 млрд ф^3 (порядка 3,2 млрд м^3). При этом, согласно подсчётам Министерства энергетики США, почти 70% (!) всего вывезенного газа пришлось на долю Латинской Америки, в то время как в Европу было отправлено лишь 7,4%, а в Азию – 15,5% (около 240 и 496 млн м^3 соответственно). В итоге за семь месяцев эксплуатации первого американского СПГ-терминала для обеспечения газовой независимости Европы удалось выделить примерно столько же «голубого топлива», сколько «Газпром» поставлял туда же за неполные сутки в разгар отопительного сезона.

Таким образом, ответ на вопрос, кто в действительности контролирует газовый рынок Европы на пятом году «сланцевой революции», пока представляется достаточно ясным. Тем больший интерес вызывает резкий рост темпов отгрузки СПГ на экспорт после завершения профилактических работ на обеих (I и II) линиях терминала Sabine Pass (см. рис. 2).

Как видим, с возобновлением активной эксплуатации обеих линий к началу 2017 г. месячные экспортные объёмы СПГ уверенно преодолели планку в 40 млрд ф^3 (около 1,133 млрд м^3). Причём

Рис. 2. Динамика экспорта и реэкспорта СПГ танкерами из США, млрд ф^3



Источник: Министерство энергетики США (USA Department of Energy).

Идея существенно потеснить Россию на европейском газовом рынке восходит ещё к рубежу 2012–2013 годов, то есть к периоду начала «сланцевой революции» в США. Последняя должна была не только полностью обеспечить внутренние потребности страны в дешёвом газе, но и создать возможности для его масштабного экспорта за пределы американского континента.

реэкспорт природного газа (ранее импортированного в США), упавший до нуля ещё в сентябре 2016 г., так и не возобновлялся. Куда же отправились эти дополнительные кубометры «голубого топлива»?

Европа: вход с юга

Вполне закономерно было бы предположить, что накануне начала отопительного сезона экспортёры устремят свои взоры на наиболее ёмкие рынки, которые к тому же являются ещё и наиболее платёжеспособными. С этой точки зрения Европа обладает преимуществом, хоть и уступает Азии по реальным объёмам потребления газа и темпам их прироста. Представлялось вполне вероятным, что, пользуясь сезонным всплеском спроса, американские операторы приложат все усилия, чтобы закрепиться на европейском рынке энергоносителей. Однако на практике из 23 газовозов, принявших СПГ на терминале Sabine Pass с начала октября по 31 декабря 2016 г., только один (!) был направлен к берегам Европы. Им стал танкер Wilpride с грузом 3,32 млрд ф^3 СПГ (около 94 млн м^3), который вышел в море 18 ноября и взял курс на Италию.

Таким образом, с учётом всего лишь двух предыдущих поставок сжиженного газа на континент (в Португалию в апреле и в Испанию – в июле) суммарный объём экспорта СПГ из США в страны Европы по итогам 2016 г. составил порядка 9,96 млрд ф^3, или около 282 млн м^3. Для сравнения – в Турцию за тот же период пришли три газовоза из Sabine Pass (по одному в сентябре, ноябре и декабре), доставив в общей сложности 8,76 млрд ф^3 (248 млн м^3) сжиженного «голубого топлива».

Сравнение именно с Турцией далеко не случайно – как известно, эта страна с полным правом позиционирует себя в качестве европейской, однако формально яв-

Табл. 1. Поставки СПГ из США в европейском направлении 24.02–31.12.2016 г.

Страна назначения	Кол-во судов	Объём поставок, млн ф³	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ
Португалия	1	3700,091	3,41
Испания	1	2930,435	4,51
Италия	1	3328,199	6,07
Итого	3	9958,725	4,66
Турция	3	8762,481	4,39
Всего по направлению	9	18721,206	4,53

Источник: Министерство энергетики США.

ляется лишь многолетним (и безуспешным) кандидатом на вступление в Евросоюз. Тем не менее значение Турции для снабжения европейцев газом трудно переоценить – она претендует на роль энергетического моста между странами Ближнего Востока, Россией и Южной Европой. На этом фоне поставки в Турцию ещё и СПГ (как раз накануне реализации «Турецкого потока») можно расценивать скорее как зондирование возможностей дальнейшего реэкспорта газа по уже проторённому пути – через Грецию и Балканы, а после прокладки подводного участка ТАР – напрямую в южную Италию.

Это и позволяет рассматривать пробный экспорт СПГ в Португалию, Испанию, Италию и Турцию в качестве единого европейского направления, с приоритетным освоением южного фланга континента, до которого магистральные газопроводы пока не дотянулись. Это кажется тем более вероятным, что средняя цена на заморский газ в европейских пунктах назначения и в турецких портах оказалась почти идентичной (см. табл. 1).

Итак, по итогам первого года экспорта СПГ из США обещанная широкая экспансия на европейский рынок ограничилась лишь осторожным прощупыванием его возможностей в «мягком южном подбрюшье». При этом Cheniere Energy продемонстрировала здоровый прагматизм: поставки в Турцию активизировались как раз во второй половине 2016 г., даже несмотря на явное охлаждение отношений между Анкарой и официальным Вашингтоном, а экспортные терминалы младоевропейцев (Польши и Литвы) американского СПГ по-прежнему так и не дождались.

Причины торжества экономической географии над политической (или, скорее, политизированной) экономикой становятся ещё более понятными с учётом чувствительного изменения цен на газ, произошедшего именно в последние месяцы прошлого года (см. табл. 2, рис. 3).

Судя по данным Федеральной комиссии по регулированию энергетики США, рост этого показателя, едва обозначившийся в октябре, существенно ускорился к декабрю. Однако и при этом страны Европы (за исключением южного фланга) не оказалась в числе лидеров. Зато рекордное увеличение цены (как в относительных, так и абсолютных значениях) продемонстрировали основные азиатские потребители – Индия, Китай, Япония и Южная Корея.

Табл. 2. Динамика мировых цен на СПГ с выгрузкой на берег в 2016 г., долл./млн БТЕ

Страна/порт	Январь	Сентябрь	Октябрь	Декабрь	% за год
Канада/Кэнэпорт	5,19	2,93	3,29	8,71	+67,8
США/Коув-Пойнт	4,44	1,89	4,35	6,66	+50,0
США/Лейк-Чарльз	2,13	2,76	3,06	3,34	+56,8
Мексика/Альтамира	5,69	5,61	6,19	7,94	+39,5
Бразилия/Рио-де-Жанейро	5,69	5,65	6,26	7,99	+40,4
Аргентина /Байя-Бланка	5,73	5,66	6,30	8,20	+43,1
Великобритания	4,65	4,68	5,81	5,86	+26,0
Бельгия	4,38	4,61	5,59	5,58	+27,4
Испания	5,23	5,31	6,05	6,76	+29,2
Индия	5,70	5,57	6,44	8,64	+51,6
Южная Корея	5,75	5,51	6,41	8,77	+52,5
Япония	5,75	5,51	6,41	8,77	+52,5
Китай	5,60	5,36	6,26	8,77	+56,6

Источник: Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США.

Рис. 3. Мировые цены на СПГ с выгрузкой на берег в декабре 2016 г., долл./млн БТЕ

Источник: Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC).

Табл. 3. Поставки СПГ из США в страны Юго-Восточной Азии, 24.02-31.12.2016 г.

Страна назначения	Кол-во судов	Объём поставок: экспорт/реэкспорт, млн ф³	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ
Индия	5	16915,408 / 546,528	4,65
Китай	5	17220,633	4,59
Япония	3	11137,261	3,72
Южная Корея	3	10166,100	6,07
Всего	**16**	**55985,93**	**4,76**

Источник: Министерство энергетики США.

Восток – дело тонкое

Подобная ценовая динамика сразу же отразилась на географических приоритетах экспорта СПГ из США. Только в ноябре – декабре 2016 г. объёмы отгрузки «голубого топлива» в регион почти утроились по сравнению с показателями предшествующего полугода, причём к берегам Китая, Японии, Южной Кореи и Индии была отправлена почти половина (11 из 23) всех газовозов, принявших в этот период СПГ с терминала Sabine Pass.

В результате к началу 2017 г. поставки газа в азиатском направлении стали заметно интенсивнее (см. табл. 3).

Однако внутри региона этот рост не был однородным – только в последние два месяца прошлого года сжиженный газ из США наконец-то попал в Японию и Южную Корею. При этом интенсивность поставок в Китай практически не изменилась, а вот в Индию – достаточно резко сократилась, особенно на фоне первого полугодия 2016 г.

Столь же любопытными в рассматриваемый период представляются изменения динамики экспорта СПГ из США на Ближний Восток. В первой половине 2016 г. наблюдалась «несколько неожиданная» (по определению американских отраслевых экспертов) активизация этого направления. Но затем интерес к региону постепенно сошёл на нет. После финальной, третьей по счёту, отгрузки в Иорданию 9 октября (по цене почти на 40% меньшей, чем за первые две) экспортный поток практически иссяк (см. табл. 4).

Лидерами по объёмам импорта сжиженного «голубого топлива» из США по-прежнему остались страны Латинской Америки. Однако и тут не обошлось без сюрпризов: ближе к концу года в регионе преобладали поставки на кратчайшие расстояния.

Единственным исключением стала одиночная отправка танкера СПГ в Египет уже в середине декабря 2016 г. Она могла бы стать очередной «неожиданностью», если бы не цена, почти в 1,5 раза превышающая среднюю по региону. Впрочем, подобное «открытие» Египта вряд ли свидетельствует о возможности дальнейшего расширения поставок СПГ в эту страну – особенно на фоне планов Каира по освоению собственных шельфовых месторождений (в первую очередь – Zohr) и возобновлению собственного же экспорта природного газа.

В целом же реальные результаты обещанного продвижения американского газа в Азию оказались хоть и лучше европейских, но всё равно достаточно скромными – в сумме около 80 млрд ф^3 (около 2,26 млрд м^3).

Лидерами по объёмам импорта сжиженного «голубого топлива» из США по-прежнему остались страны Латинской Америки. Однако и тут не обошлось без сюрпризов: ближе к концу года в регионе преобладали поставки на кратчайшие расстояния. В результате главным получателем (шесть танкеров всего за два месяца) стала Мексика, даже несмотря на отчётливое проседание цен на газ в пункте отгрузки (см. табл. 5).

Именно за счёт мексиканского фактора общие объёмы вывоза «голубого топлива» из США в октябре – декабре 2016 г. продолжили свой рост (+28,8%), хотя и заметно меньшими темпами, чем в начале года. Тем не менее доля Латинской Америки в газовом экспорте США за тот же период всё-таки уменьшилась – почти с 70% до 46,5%. Это привело к переделу оставшихся долей экспортного газового пирога в пользу стран Юго-Восточной Азии (их доля выросла с 15,7% до 30,4%) и Европы (с 7,4% до 10%).

Табл. 4. Поставки СПГ из США на Ближний Восток, 24.02-31.12.2016 г.

Страна назначения	Кол-во судов	Объём поставок: экспорт/реекспорт, млн ф^3	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ
Иордания	3	9870,11	4,84
Кувейт	2	7067,798	4,22
ОАЭ	1	3391,066	3,95
Египет	1	3606,162	6,21
Всего	**6**	**23935,136**	**4,80**

Источник: Министерство энергетики США.

Табл. 5. Поставки СПГ из США в страны Латинской Америки, 24.02–31.12.2016 г.

Страна назначения	Кол-во судов	Объём поставок: экспорт/реекспорт, млн ф^3	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ
Чили	10*	29405,233	4,62
Мексика	9	27469,823	4,03
Аргентина	6*	16661,029	4,30
Бразилия	4*	9196,380	4,10
Доминиканская Республика	1	2944,980	5,20
Всего	**30**	**85677,445**	**4,45**

Источник: Министерство энергетики США.
* Один танкер – две страны назначения.

Дорогой дешёвый газ

По итогам 2016 г. суммарный экспорт СПГ из США составил 184 млрд 319,715 млн ф^3, или порядка 5,22 млрд м^3. Приоритеты по направлениям представлены на рис. 4.

Несмотря на достаточно скромные абсолютные цифры, общее стремление к наращиванию экспорта СПГ из США в азиатском направлении выглядит довольно впечатляющим. Судя по усилиям, предпринимаемым с конца прошлого года, именно Азия, а не Европа может стать основной целью американских газовых операторов в ближайшее время. В первую очередь это касается тройки мировых лидеров по спросу на СПГ – Японии, Южной Кореи и Китая. Однако и тут возникли проблемы.

Дело в том, что декабрьский всплеск интереса американских газовых компаний к первым двум адресатам из этого списка был несколько охлаждён реакцией покупателей уже в январе – феврале текущего года. Например, в Японии «неожиданно» выяснилось, что страна существенно переплатила за «голубое топливо» из США по сравнению с другими источниками.

Согласно официальной информации Таможенной службы и Министерства финансов Японии, всего в январе из США было получено 211237 метрических тонн СПГ по средней цене 645 долларов за тонну, что существенно выше соответствующего показателя по другим экспортёрами. В частности, львиная доля газового импорта в январе 2017 г. (2,01 млн т) пришла из Австралии по средней цене 384 долл./т, а 428626 тонны СПГ из Брунея обошлись в 416 долл./т. Ну а самым дешёвым оказался газ из Анголы – 64246 тонны по 337 долл./т.

Всего же в рассматриваемый период Япония импортировала 8,2 млн метрических тонн СПГ по средней цене 386 долл./т. Таким образом, доля США составила едва лишь 2,3%, зато по цене, почти в 1,7 раза выше средней! Подобное соотношение вызвало среди японских экспертов вполне понятные сомнения относительно возможностей дальнейшего расширения поставок американского газа. Одновременно в отраслевых медиа по обе стороны Тихого океана оживилось обсуждение насущного вопроса: не слишком ли дорого «голубое топливо» из США и для других азиатских рынков даже в условиях роста мировых цен, усиленного сезонным всплеском потребления?

В частности, подобным вопросом задаются в Южной Корее, несмотря на значительное расширение спроса на газ, подстёгнутое необычайно холодной зимой 2016/2017 г. По итогам января страна импортировала 4,29 млн метрических тонн СПГ, то есть на 27,4% больше, чем годом ранее. Средняя цена составила 412 долл./т. Порядка трети этого объёма приходится на долю Катара (1,4 млн т, в среднем по 375 долл./т), на втором месте опять-таки Австралия (почти 807 тыс. т, или 18,8 % по 402 долл./т). Около 200 метрических тонн на этом фоне – буквально капля в море, но капля весьма дорогостоящая (средняя цена – 664 долл./т).

Рис. 4. Экспорт СПГ из США (с терминала Sabine Pass) по основным регионам мира в 2016 г.

Источники: Cheniere Energy, Министерство энергетики США.

Очевидно, что энергетика с её высокой политической, социальной и экономической значимостью для страны нуждается в системе долгосрочного планирования, основанной не столько на прогнозировании, сколько на целевом моделировании желаемого энергетического будущего.

Возможно, подобные поставки могут быть оправданы стремлением к диверсификации в холодную пору года, но зима уже позади и в следующем году может быть не такой суровой. В подобной обстановке перспективы закрепления американского СПГ на корейском рынке и тем более возможности расширения экспортной ниши представляются весьма малореальными. Вовсе не исключено, что определённые надежды могут связываться с так называемым нерыночным фактором тлеющего конфликта с КНДР. Однако вряд ли очередное обострение отношений Вашингтона и Сеула с Пхеньяном в обозримом будущем сможет привести к решительному переделу газового рынка Южной Кореи в пользу США.

Что же касается Китая, то в эту зиму он также существенно нарастил закупки СПГ. Согласно подсчётам Главного таможенного управления страны, в декабре Поднебесная установила своеобразный рекорд, закупив 3,73 млн метрических тонн газа, а в январе этот показатель лишь ненамного снизился – до 3,44 млн т.

Именно на этот период пришлась львиная доля (4 из 5 партий, или около 300 тыс. метрических тонн) поставок СПГ из Соединённых Штатов, что также свидетельствует о преимущественно сезонном характере этого «прорыва». Правда, оптимизма добавляет солидный прирост спроса в Китае именно на сжиженное «голубое топливо». По данным того же Главного таможенного управления, по итогам 2016 г. он достиг 26,06 млн метрических тонн, что на 32,7% больше соответствующего показателя 2015 г.

Однако западные (в том числе и американские) отраслевые эксперты отнюдь не уверены, что подобная динамика сохранится и в 2017 г. Основные аргументы этого – прогресс российско-китайских проектов по трубопроводным поставкам газа, начало отгрузки СПГ с Ямала и сомнения относительно уровней очередного сезонного всплеска спроса осенью – зимой 2017/2018 г. Замедление роста и тем более проседание спроса на СПГ ещё сильнее уменьшат шансы американских операторов закрепиться на газовом рынке Поднебесной в дополнение к негативному воздействию как ценового, так и нерыночного факторов, которые и без того работают против США.

Таким образом, американский СПГ, так и не став реальной альтернативой для Европы, лишь с большим трудом нащупывает себе дорогу в Азию. Цены на азиатском рынке растут быстрее, чем где-либо в мире, но увы – не настолько быстро, чтобы компенсировать транспортные затраты на доставку «дешёвого» газа из США. Теоретически он действительно дешёв. Согласно американским отраслевым источникам (Drilling Info, Labyrinth Consulting) уровень цен для безубыточной добычи сланцевого газа на месторождении Marcellus находится в диапазоне 3,6–4,7 долл./млн БТЕ. Однако с учётом сжижения и перевозки его стоимость для конечного потребителя существенно возрастает. Вовсе не случайно, что после тревожных звоночков из Японии и Южной Кореи американские аналитики вспомнили о своих же прогнозах пятилетней давности, согласно которым комфортная цена для экспорта СПГ из США в Азию должна находиться в пределах 12–14 долл./млн БТЕ (590–690 долл. за метрическую тонну). Отнюдь не исключено, что подобное несоответствие желаний и возможностей сохранится и в среднесрочной перспективе. ■

CREON

ПЯТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ 2017

17 МАЯ
ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ», МОСКВА

ВТОРАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

РОССИЙСКИЙ РЫНОК ГАЗА. БИРЖЕВАЯ ТОРГОВЛЯ 2017

22-23 МАЯ
ОТЕЛЬ «КЕМПИНСКИ МОЙКА 22», САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

РЕКЛАМА

ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ИНФОРМАЦИЮ О ПРЕДСТОЯЩИХ КОНФЕРЕНЦИЯХ ВЫ МОЖЕТЕ ПОЛУЧИТЬ
В ОРГКОМИТЕТЕ ПО ТЕЛ.: +7 (495) 276-77-88 ИЛИ E-MAIL: ORG@CREONENERGY.RU

13-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ

RAO/CIS OFFSHORE 2017

13TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION FOR OIL AND GAS RESOURCES DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN ARCTIC AND CIS CONTINENTAL SHELF

SEPTEMBER 12–15 СЕНТЯБРЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ • ST. PETERSBURG

ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ ЗАРАНЕЕ!

BOOK NOW!

Генеральный спонсор

ГАЗПРОМ

Официальные спонсоры

РОСНЕФТЬ

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Спонсор круглого стола

DNV·GL

СЕКРЕТАРИАТ

РЕСТЭК®

Тел.: (812) 320 9660, 303 8863

E-mail: rao@restec.ru

www.rao-offshore.ru

РЕКЛАМА

Открытые угрозы

Левиафан и другие новые газовые проекты создают конкуренцию «Газпрому» на европейском рынке

Мария КУТУЗОВА

По итогам прошлого года «Газпром» экспортировал в Европу рекордный объём природного газа – 179,3 млрд м³ и смог нарастить свою долю на европейском рынке до 34% (с 31% в 2015 г.). Благодаря этому Россия сохранила позицию главного поставщика природного газа в ЕС. Однако удастся ли стране удержать лидирующие позиции в Старом Свете, целиком и полностью зависит от реализации газовых проектов в шести регионах, являющихся главными конкурентами «Газпрома».

Месторождение Левиафан

Газ Средиземноморья

Крупнейшим инвестиционным решением начала 2017 г. стала разработка израильского месторождения Левиафан на шельфе Средиземного моря. Суммарные вложения в проект составят 3,75 млрд долларов. Компании-партнёры (среди которых Noble Energy – 39,66%, Delek Drilling и Avner Oil Exploration – по 22,67%, а также Ratio Oil Exploration – 15%) уже потратили на разведку, оценку и подготовку освоения Левиафана порядка 1 млрд долларов. Это крупнейший энергетический и финансовый проект на территории Израиля.

Месторождение было открыто в 2010 г. вблизи морской границы с Ливаном. Его ресурсы оцениваются в 620 млрд м³ газа. Ввод объекта в эксплуатацию ожидается в конце 2019 г. На первой стадии проекта будет добываться порядка 12 млрд м³ газа в год, а затем этот показатель увеличится до 21 млрд м³.

Поставки газа с месторождения пойдут в Иорданию, Египет, Турцию и Палестинскую автономию. В прошлом году министр энергетики Израиля предложил построить газопровод от Левиафана через Кипр и Грецию в Италию. Он отметил, что это поможет снизить зависимость Европы от поставок российского газа.

В начале 2017 г. были проведены консультации с Анкарой по вопросу сооружения трубопровода для транспортировки газа Левиафана через Турцию в Европу. На первом этапе предполагается экспорт 8–10 млрд м³ в год для турецких потребителей, а затем израильский газ может стать одним из дополнительных источников поставок по Южному газовому коридору.

Кроме Левиафана, на шельфе Израиля открыты ещё два крупных месторождения природного газа – Далит и Тамар. Оба относятся к глубоководным объектам, они находятся на глубине воды от 1 до 1,7 км.

Кроме того, за последние несколько лет новые газовые месторождения в Восточном Средиземноморье были обнаружены на шельфе Кипра и Египта. Они также смогут стать дополнительным источником как для внутреннего потребления, так и для экспорта «голубого топлива» на рынки европейских стран. Согласно оценкам, в целом в данном регионе сосредоточены коммерческие запасы в объёме 3,8 трлн м³.

Но разведка в Восточном Средиземноморье только набирает обороты. В 2015 г. итальянская компания Eni открыла на шельфе Египта газовое месторождение Зор (запасы – 850 млрд м³ газа). Во втором квартале нынешнего года «Роснефть» собирается закрыть сделку по вхождению в проект освоения этого месторождения. Согласно оценкам Eni, на шельфе Средиземного моря уже открыты 19 трлн м³ газа. Около 85% ещё не от-

крытых ресурсов сосредоточены на североафриканских участках шельфа: из них 14 трлн м^3 может быть обнаружено в дельте Нила (Египет) и 27 млрд м^3 – на шельфе Алжира.

Южный газовый коридор

В начале этого года произошёл существенный прорыв по всем главным направлениям реализации проекта Южный газовый коридор (ЮГК). Напомним, он предусматривает поставки в Европу через территорию Грузии и Турции 10 млрд м^3 азербайджанского газа в год. Уже в 2018 г. оператор проекта, компания BP, собирается ввести в эксплуатацию вторую фазу месторождения Шах-Дениз на Каспии с ежегодной добычей 16 млрд м^3. Предполагается, что со временем Южный газовый коридор откроет путь в Европу не только азербайджанскому, но и иранскому, иракскому, туркменскому и ближневосточному газу.

После расширения Южно-Кавказского трубопровода, строительства Трансанаталийского (TANAP) и Трансадриатического (TAP) трубопроводов газ в 2019 г. начнёт поступать в Турцию и уже в 2020 г. придёт в Европу. Участниками создания ЮГК сегодня являются 7 стран: Азербайджан, Грузия, Турция, Греция, Болгария, Италия и Албания. А в ближайшее время к проекту могут присоединиться ещё три балканских государства: Босния и Герцеговина, Хорватия и Черногория.

Проект оценивается более чем в 40 млрд долларов. Он долгое время испытывал определённые сложности с привлечением инвестиций. Но финансовые проблемы постепенно решаются. В марте нынешнего года АО «Южный газовый коридор» привлекло 1 млрд долларов, выпустив облигации сроком на 10 лет. Вырученные средства будут направлены на финансирование доли Азербайджана в проекте. Покупателями выступили инвесторы из США, Великобритании, других европейских стран, а также Азии и Ближнего Востока. Дополнительную поддержку размещению оказало заявление нового американского госсекретаря Рекса Тиллерсона, подтвердившего заинтересованность Соединенных Штатов в реализации проекта.

Месторождение Шах-Дениз

Схема Южного газового коридора

Ближневосточная альтернатива

Ещё один потенциальный «возмутитель газового спокойствия» – Катар. Это ближневосточное государство находится на третьем месте в мире (после России и Ирана) по доказанным запасам – 24,5 трлн м^3. Катар сегодня является четвёртым после США, России и Ирана производителем «голубого топлива» в мире. На экспорт поставляется более 80% добываемого в стране газа. Благодаря этому на долю Катара приходится 32% глобального газового экспорта. В силу своего географического положения он имеет выход на все три крупных региональных рынка газа: европейский, американский и азиатский.

Особенностью газового бизнеса Катара является концентрация на производстве сжиженного природного газа и поставки его морским транспортом на международные рынки. Первый завод

СПГ был введён в строй компанией Qatargas в 1996 г. А первые экспортные поставки осуществлены в 1997 г.

Две главные газовые компании страны – Qatargas и RasGas – располагают мощностями по производству порядка 77 млн т СПГ в год (свыше 100 млрд м^3). Сейчас большая часть катарского сжиженного газа поставляется в Азиатско-Тихоокеанский регион. Однако европейские рынки (Испания, Италия, Великобритания и Польша) остаются главным приоритетом для развития газового экспорта из этого государства.

Так, поставки катарского газа в Польшу стартовали в 2014 г., в соответствии с 20-летним контрактом, подписанным между странами. А в марте 2017 г. Qatargas договорился об увеличении в два раза, начиная с 2018 г., поставок СПГ в адрес польской PGNiG (до 2 млн т в год). Кстати говоря, в прошлом году поляки объявили, что не собираются продлевать долгосрочный контракт с «Газпромом», истекающий в 2022 г.

Однако катарские компании долгое время отказывались от дальнейшего наращивания производства и экспорта СПГ, занимаясь в основном маркетингом уже добываемого сырья и реализацией новых газоперерабатывающих и газохимических проектов. По мнению руководства RasGas, вплоть до конца следующего десятилетия на рынке СПГ будет наблюдаться избыток предложения. К 2020 г. глобальные поставки вырастут до 370 млн т, а к 2028 г. – до 600 млн т. Но весной 2017 г. Катар объявил о прекращении действия 12-летнего запрета на новые проекты по добыче газа и производству СПГ.

Большая часть катарского газа добывается сегодня в Персидском заливе, на гигантском Северном месторождении (извлекаемые запасы – 13 трлн м^3). Оно является геологическим продолжением иранского месторождения Южный Парс, производственные мощности которого уже достигли 570 млн м^3 в сутки. Согласно планам иранских властей, уже к марту 2018 г. производство «голубого топлива» на этом месторождении превзойдёт показатели Катара на Северном.

В апреле начаты 17-я и 18-я фазы освоения Южного Парса. Они включают установку четырёх морских платформ и бурение 44 скважин. По словам президента Ирана Хасана Рухани, в последнее время страна вложила 20 млрд долларов в реализацию шести проектов на этом гигантском газовом объекте.

Танкер Qatargas пришвартовался к СПГ-терминалу в Польше

Схема газопровода Polarled

Основная доля добываемого в Иране газа используется для внутреннего потребления, которое, по данным BP, выросло со 102,7 млрд м^3 в 2005 г. до 191,2 млрд м^3 в 2015-м. Долгое время строительство заводов по сжижению природного газа было невозможно из-за действовавших в отношении Ирана санкций. Как отмечает Bloomberg, и сейчас такие проекты не являются приоритетом для страны из-за избытка СПГ на мировых рынках.

В настоящее время Тегеран рассматривает возможность трубопроводных поставок в Оман, Пакистан и другие страны. Недавно иранские власти сообщили о своей готовности экспортировать 50 млн м^3 газа в сутки в соседний Ирак. Однако ряд экспертов полагают, что запуск новых добывающих мощностей на Южном Парсе неизбежно подталкивает страну к началу реализации СПГ-проектов и к экспорту сжиженного газа на европейские рынки.

Восточная Африка манит

В начале этого года ExxonMobil выкупила у Eni четверть газовой концессии на глубоководный участок Area 4 на шельфе Мозамбика. Там может быть сосредоточено примерно 2,4 трлн м^3 газа. Итальянская компания сохранит за собой лидерство в проекте, включающем строительство и установку на морском участке плавающего завода по сжижению природного газа Coral FLNG. А ExxonMobil возглавит строительство и эксплуатацию береговой инфраструктуры.

По словам нового главы американской корпорации Даррена Вудса, сменившего на этом посту Рекса Тиллерсона, освоение ресурсов на шельфе Мозамбика станет важным дополнением к глобальному портфелю новых газовых проектов компании. В соседней Танзании компания ExxonMobil в партнёрстве со Statoil в 2012–2015 гг. также открыла несколько крупных газовых месторождений.

Восточная Африка может стать одним из главных поставщиков сжиженного газа на мировой рынок, наряду с США и Австралией. Причём благодаря её удачному расположению, экспорт СПГ возможен в направлении как азиатских, так и европейских стран.

Поэтому восточноафриканские активы – одно из самых притягательных направлений для инвесторов. В частности, американская Anadarco, вслед за ExxonMobil, объявила о намерении вложить 770 млн долларов в разработку глубоководных месторождений и строительство завода СПГ в Мозамбике.

По мнению экспертов, огромные неразработанные ресурсы Мозамбика и Танзании в перспективе могут обеспе-

Терминал Sabine Pass

чить все дополнительные потребности Европы в газе.

«Новый» СПГ

Экспорт сжиженного природного газа из США стартовал всего лишь год назад, а сегодня страна претендует на роль одного из крупнейших поставщиков этой продукции. Согласно оценкам Shell, суммарная мощность строящихся и планируемых в США заводов СПГ составляет более 200 млн т в год.

В конце прошлого года, впервые за последние 60 лет, Соединённые Штаты стали нетто-экспортёром газа. В 2016 г. с терминала Sabine Pass в Луизиане (оператор – компания Cheniere Energy) было отправлено на международные рынки более 50 танкеров-газовозов с суммарным объемом 3,8 млн т СПГ. В начале апреля Cheniere Energy отгрузила уже сотый свой газовоз. На Sabine Pass введена в строй третья линия по производству СПГ и готовится четвёртая. К 2020 г. мощность терминала должна достигнуть 27 млн т в год.

В штате Texac Cheniere Energy реализует свой второй проект по сжижению газа – Corpus Christi LNG (22,5 млн т в год). К 2019 г. компания планирует запустить в эксплуатацию первую из пяти линий. К тому времени она рассчитывает получить 9-процентную долю на мировом рынке СПГ.

По данным экспертов Vygon Consulting, среди покупателей американского сжиженного газа в прошлом году лидировали латиноамериканские и азиатские страны. А европейские рынки получили лишь 400 тыс. т (чуть больше 10%). СПГ из США пришёл в Португалию, Испанию, Турцию и Италию. Однако, согласно оценкам британской Energy Aspects, уже в этом году трубопроводные поставки «Газпрома» могут столкнуться с растущей конкуренцией со стороны американского СПГ в Европе.

Лидером по приросту производства сжиженного газа в прошлом году стала Австралия. Её поставки, идущие в основном в страны АТР, увеличились на 15 млн т, до 44,3 млн т. К 2020 г. Австралия рассчитывает увеличить экспорт СПГ до 75 млн т в год. Австралийское «голубое топливо» уже конкурирует с российским сжиженным газом проекта «Сахалин-2» на рынках Азиатско-Тихоокеанского региона. Избыток мощностей может серьёзно повлиять на мировые цены.

Polarled и арктический газ Норвегии

Норвегия является вторым после России крупнейшим поставщиком газа в Европу (её доля – 24%). По итогам 2016 г. экспорт по трубопроводной системе национального норвежского оператора Gassco вышел на рекордный уровень – 108,56 млрд м^3 (в 2015 г. он равнялся 108,4 млрд м^3). Поставки осуществляются в четыре страны: Германию, Бельгию, Францию и Великобританию.

Кроме того, Statoil в прошлом году начала поставки СПГ арктического проекта Сневит («Белоснежка») в Польшу. Таким образом, общий объём экспорта норвежского газа в 2016 г. составил 115 млрд м^3. Озвучены планы по строительству к 2023 г. нового газопровода Baltic Pipe, который объединит польскую, датскую и норвежскую газотранспортные инфраструктуры.

Ещё один перспективный трубопроводный проект – газопровод Polarled мощностью 70 млн м^3 в сутки и протяжённостью 480 км. Он свяжет месторождение Оста Ханстин в Норвежском море с газоперерабатывающим заводом в Нихамне. А оттуда газ пойдёт на экспорт в Великобританию. Оста Ханстин – второй (после Сневит) крупнейший газовый проект Statoil, реализуемый в условиях Заполярья. Недавно норвежская компания решила перенести запуск месторождения в промышленную эксплуатацию на конец 2018 г. Газ будет добываться с помощью крупнейшей в мире платформы типа SPAR.

Благодаря строительству Polarled станет возможна масштабная разработка и других газовых месторождений в регионе. В частности, дополнительная ветка трубопровода подключит к газотранспортной инфраструктуре ещё одно осваиваемое Statoil месторождение Кристин в Норвежском море.

Недавно власти Норвегии одобрили проект разработки газового месторождения Двалин в Норвежском море. Оно станет очередным источником заполнения газопровода Polarled. Компания DEA, контролируемая российским миллиардером Михаилом Фридманом, собирается инвестировать в Двалин 1,26 млрд долларов. Месторождение планируется ввести в эксплуатацию в 2020 г. Его запасы оцениваются в 18,2 млрд м^3.

В перспективе газопровод Polarled может быть расширен до баренцевоморских месторождений на шельфе Норвегии, в том числе громадного по запасам свода Федынского, расположенного на границе с Россией.

***

Благодаря росту поставок сжиженного природного газа постепенно меняется глобальная структура продаж «голубого топлива». Формируется свободный газовый рынок, больше не привязанный к трубопроводным поставкам одного доминирующего экспортёра.

Уже к 2025 г. Европа планирует удвоить свои мощности по регазификации и сможет покрывать за счёт СПГ примерно 80% своих потребностей в газе. Таким образом, у «Газпрома» появляется несколько новых опасных конкурентов, среди которых выделяются поставщики СПГ из Соединенных Штатов и Ближнего Востока. ■

Календарь мероприятий 2017

VOSTOCK CAPITAL

15–16 февраля 2017, Тбилиси

Международный конгресс и выставка

Гидроэнергетика. Каспий и Центральная Азия 2017

www.hydropowercongress.com

1–3 марта 2017, Тюмень

III ежегодная серия технических визитов и интерактивных дискуссий

Строительство и модернизация НПЗ, ГПЗ и НХП

www.oilandgasrefining.ru

15–17 марта 2017, Москва

IV конгресс и выставка

Крупно- и малотоннажные СПГ проекты России

www.lngrussiacongress.com

26–27 апреля 2017, Владивосток

II ежегодный форум и выставка

Агро Дальний Восток и Сибирь

www.agrofareast.ru

31 мая – 2 июня 2017, Нидерланды

Технические визиты и конференция

«Управление тепличным бизнесом 2017»

www.greenhousesmanagement.com

7–9 июня 2017, Нидерланды

V ежегодная программа мастер-классов по обмену опытом и серия технических визитов на терминалы

www.oilterminalmanagement.com

7–8 июня 2017, Салехард

VI форум и выставка

Комплексное освоение нефтегазовых месторождений Ямала

www.yamaloilandgas.com

27–28 июня 2017, Москва

Ежегодный форум и выставка

АгроЦентры: инфраструктура, переработка, реализация

www.agrocentres.com

5–6 июля 2017, Владивосток

II Международный форум и выставка

Реализация новых проектов Восточной Сибири и Дальнего Востока

www.eastrussiaoilandgas.com

21–22 сентября 2017, Ставрополь

III ежегодный форум и выставка

АгроЮг

www.forumagroyug.com

1–2 ноября 2017, Москва

II ежегодная конференция и выставка

Генерация энергии 2017: инвестиции, строительство и модернизация

www.powergenerationconference.com

9 ноября 2017, Москва

IV конференция и выставка

Геологоразведка

www.georazvedkaforum.com

23–24 ноября 2017, Санкт-Петербург

XII стратегический конгресс

Транспортировка, переработка и торговля нефтью, СУГ и нефтепродуктами

www.oilterminal.org

23–24 ноября 2017, Санкт-Петербург

XII техническая конференция

Нефтебазы и нефтяные терминалы: от современного проектирования до эффективной эксплуатации

www.oilterminal.org

6–7 декабря 2017, Москва

II ежегодный форум и выставка

Тепличные комплексы: инвестиции, инновации и обустройство

www.greenhousesforum.com

РЕКЛАМА

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001
КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

24-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

При поддержке:
Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

6–8 СЕНТЯБРЯ
Казань, 2017

www.oilexpo.ru

16+

Добыча нефти и газа

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа

420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: expokazan02@mail.ru,
d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru
www.expokazan.ru

РЕКЛАМА

Газовые узлы Каспия

Дефицит сырья на западном берегу моря и нехватка экспортных мощностей на восточном – уравнение XXI века, решить которое пытаются Баку и Ашхабад

Владимир МИШИН

Ситуация с экспортом газа, сложившаяся в Каспийском регионе к лету 2017 г., удивительным образом описывается известным афоризмом Р. Киплинга: *«Запад есть Запад, Восток есть Восток, и вместе им не сойтись»*. Действительно, ещё недавно казалось, что вот-вот и Брюссель, Баку и Ашхабад достигнут договорённости о создании Транскаспийского газопровода (ТКГ). И по нему туркменский газ устремится на западный берег Каспия, где его по-братски примет Южный газовой коридор (ЮГК). Ну а далее платёжеспособная Европа начнёт греться исключительно газом Азербайджана, Туркмении, Казахстана. А роль России как крупнейшего поставщика «голубого топлива» на европейский рынок начнёт съёживаться, словно шагреневая кожа. Но Киплинг как в Каспий глядел: туркменский газ «взял курс» на Восток, ЮГК остался с одним сырьевым источником – Азербайджаном. И даже проторённый маршрут газовых поставок Туркмении в Иран «перебежала чёрная кошка» неплатежей.

Момент истины для ЮГК

«Контракт XXI века» (так величают ЮГК в Азербайджане), по заявлениям официального Баку, реализуется успешно. И, как ожидают в ЕС, каспийский газ Фазы-2 проекта Шах-Дениз в 2018 г. появится в Турции, а в 2020 г. – в Греции, Албании и Италии. Работы идут полным ходом на всех звеньях ЮГК. Первое из них – Южно-Кавказский трубопровод длиною 690 км. Он берёт начало на Сангачальском терминале к югу от Баку, а его выходной фланец – грузино-турецкая граница. Пропускная способность ЮКТ должна увеличиться с 8 до 25 млрд м^3 газа в год.

Второе звено – строящийся Трансанатолийский газопровод (TANAP) протяжённостью 1841 км и мощностью 16 млрд м^3 газа в год. Его сдача в эксплуатацию намечена на 2018 год. Стоимость проекта составляет 9–10 млрд долларов, а акционерами являются ГНКАР (58%), Botas (30%) и BP (12%).

Наконец, третье звено – Трансадриатический газопровод (TAP) длиной 878 км и мощностью первой очереди в 10 млрд м^3 в год. Он должен быть сдан в эксплуатацию в 2020 г. Его стоимость оценивается в 4,5 млрд евро, акционеры – BP, ГНКАР, Snam (по 20%), Fluxys (19%), Enagas (16%) и AXPO (5%). Против его строительства выступили жители итальянской провинции Апулея. Но, благодаря жёсткой позиции Рима, ситуация «взята под контроль». Одним словом, торжественный запуск ЮГК в 2018 г., который, как утверждают в ЕС, *«изменит энергетическую карту Европы, состоится при любой геополитической погоде»*.

Сырьевой ресурс ЮГК – Фаза-2 Шах-Дениза, – тоже рапортует об успехах. В 2016 г. на шельф Каспия доставлено глубоководное основание первой стационарной добывающей платформы проекта. Установка её верхних модулей должна состояться не позднее конца III квартала 2017 г. В рамках программы опережающего бурения на месторождении пробурено 12 скважин. Иными словами, свыше 90% всего объёма работ по Фазе-2 уже выполнено. В начале 2018 г. жди, Анкара, первый газ проекта (контрактный максимум поставок в Турцию – 6 млрд м^3 в год).

В деле ЮГК к началу 2017 г. был достигнут и финансовый успех. По заявлению министра энергетики Азербайджана Натика Алиева, благодаря *«оптими-*

зации проекта» суммарные затраты на ЮКТ, TANAP, TAP и Фазу-2 удалось снизить с 48 млрд до 40 млрд долларов.

Единственное, что сегодня бросает тень на ЮГК, это сырьевой ресурс проекта – каспийский газ. Первый очевидный вопрос: надолго ли его хватит?

По заявлениям официального Баку, извлекаемые газовые ресурсы Азербайджана оцениваются в настоящее время в 2,6 трлн м³, и их должно хватить на 100 лет. Но даже если эта оценка верная, самой республике (оптимальное внутреннее потребление – до 12 млрд м³ в год) и импортёрам (Грузия – до 2,5 млрд м³ в год, Турция в рамках Фазы-1 и 2 – 12,6 млрд м³, ЕС – 10 млрд м³) каспийского сырья хватит на 70 лет. Тоже, конечно, немало. Правда, по расчётам BP, весь газовый ресурс Азербайджана – 1,1 трлн м³, и потому ЮГК «выйдет на пенсию» досрочно – через 29 лет.

Второй вопрос: каковы будут объёмы стабильной (в течение 30–40 лет) добычи? То есть обеспеченной не только геологическими запасами, но и введёнными в эксплуатацию морскими платформами, газоперерабатывающими заводами, трубопроводными магистралями и прочей инфраструктурой?

BP на него отвечает так: 25 млрд м³ в год – это суммарная добыча в рамках Фазы-1, Фазы-2 и Фазы-3 (пока гипотетическая) Шах-Дениза. Причём Фаза-3, ресурс которой компания оценивает в 500 млрд м³, необходима не для увеличения объёмов добычи сверх 25 млрд м³ в год, а для её стабилизации на этом уровне в течение 30-40 лет.

Таким образом, обещание участников ЮГК поднять поставки по Южному коридору в ЕС к 2026 г. до 31 млрд м³ в год – это лишь слова, не обеспеченные сырьём. Да, у ЮГК есть чисто техническая возможность для увеличения пропускной способности до 31 млрд м³ газа в год, есть рынки сбыта для этих объёмов, но нет главного – газа.

Азербайджан обещает резко поднять добычу – за счёт месторождений Умид (оценка потенциала – 200 млрд м³), Бабек (400 млрд м³), Апшерон (350 млрд м³), АЧГ (глубокозалегающие пласты – 500 млрд м³). На бумаге эти планы выглядят красиво, но реальная картина иная.

Месторождение Умид было открыто ГНКАР в 2010 г., компания осваивает его за счёт собственных ресурсов. Но пока оно и близко не подошло к обещанному уровню добычи в 4–5 млрд м³ в год – в 2016 г. здесь было извлечено менее 0,3 млрд м³.

Освоение Бабека (ГНКАР), Апшерона (ГНКАР и Total) и глубокозалегающих пластов АЧГ (гипотетический консорциум во главе с BP) только планируется.

Поэтому перспективы увеличения производства газа в стране – весьма сомнительны. Так, Апшерон, как обещает Центр стратегических исследований при Президенте Азербайджана, в 2022 г. выйдет на планку в 5 млрд м³ газа в год. Блок Умид-Бабек в 2027 г. – 7 млрд м³, «глубокозалегающий» АЧГ в 2028 году – 5 млрд м³. Итак, республика к 2030 г. сможет нарастить объём добычи газа на 17 млрд м³ в год.

Нарастит или нет – покажет время. Пока же производство газа в Азербайджане (см. табл. 1), равно как и внутреннее потребление в самой республике, снижается, а экспорт растёт (см. табл. 2). Следовательно, с одной стороны, усиливается конфликт между газовыми интересами граждан и бизнеса, с другой – ближних и дальних импортёров.

Иллюзия сырьевого благополучия

Проблема дефицита товарного газа в Азербайджане – факт, серьёзно беспокоящий Баку и Анкару. Почему тревожится Баку, понятно. Во-первых, весь газ Фазы-2 Шах-Дениза (16 млрд м³ в год) должен уйти в Турцию и Южную Европу. Во-вторых, суммарная добыча в рамках Фазы-1, на месторождениях ГНКАР плюс попутный товарный газ АЧГ к 2020 г. потянут лишь на 15–16 млрд м³ в год. Если республика выполнит свои контрактные обязательства перед Турцией на 100% (по Фазе-1 – 6,6 млрд м³ в год) и Грузией (до 2,5 млрд м³), ей самой останутся всего 6–7 млрд м³ в год. А это означает острейший энергетический кризис в стране-экспортёре углеводородных ресурсов!

Пока рост на 17 млрд м³ в год остаётся лишь на бумаге, в Азербайджане пытаются решить надвигающуюся проблему газового дефицита за счёт увеличения добычи на месторождениях ГНКАР, в рамках Фазы-1 и на блоке АЧГ (попутный газ). Но ожидаемого эффекта как не было, так и нет.

Второй вариант решения проблемы – импорт «голубого топлива». В 2016 г.

Табл. 1. Добыча газа в Азербайджане

Источники, млрд м³	2015 г.	2016 г.	Динамика, %	2017 г.	Динамика, %
ГНКАР	6,9	6,3	–8,7	6,1	–3,2
Фаза-1 Шах-Дениза	9,9	9,9	0	10,0	+1,0
Товарный газ АЧГ	3,2	2,75	–15,6	2,5	–9
Закачиваемый в пласты газ АЧГ	9,2	10,45	+13,6	9,8	–6,2
Итого	**29,2**	**29,4**	**+0,7**	**28,4**	**–3,4**
Товарный газ, итого	**20,0**	**18,95**	**–5,25**	**18,6**	**–1,6**

Источник: ГНКАР.

Табл. 2. Внутреннее потребление и экспорт газа из Азербайджана

Объёмы, млрд м³	2015 г.	2016 г.	Динамика, %	2017 г. (прогноз)	Динамика, %
Азербайджан	11,8	10,25	–13,0	9,65	–5,9
Грузия	2,0	2,2	+10	2,35	+6,8
Турция	6,2	6,5	+4,8	6,6	+1,5

Источник: ГНКАР.

президент ГНКАР Ровнаг Абдуллаев заявил, что госкомпания готова закупать в России до 5 млрд м³ газа в год. Но это очевидное желание не совпало с финансовыми возможностями республики. Хотя, если дефицит возьмёт за горло, Баку будет уже не до «экономии долларов».

Но почему сложившаяся ситуация должна тревожить Анкару? Во-первых, потому что Азербайджан может исполнить контрактные обязательства перед Турцией не в полной мере. Фаза-1 тому пример – на заявленный в соглашении объём (6,6 млрд м³ в год) за 11 лет, прошедших с начала поставок, Баку так и не вышел.

Во-вторых, мощь ТАР может не вырасти с 10 до 20 млрд м³ газа в год. И тогда планы Анкары превратиться в «мощный региональный газовый хаб» будут поставлены под сомнение.

В-третьих, Турция планирует увеличить потребление газа с 46 млрд м³ в 2016 г. до 70 млрд м³ в 2020-м.

В-четвёртых, нарастить газовый импорт на 24 млрд м³ в год за счёт поставок из России Турция не сможет. От одной нитки планируемого к запуску в 2019 г. «Турецкого потока» (15,75 млрд м³ газа в год) Анкара сможет получить «прибавку» не более чем 3–4 млрд м³. Причина в том, что с 2020 г. Москва намерена отказаться от газового транзита через территорию Украины. А это означает, что поставок по Трансбалканскому газопроводу (в 2016 г. – 11,5 млрд м³) в Турцию больше не будет. И одна нитка «Турецкого потока» в основном лишь компенсирует эти потери.

Вторая же очередь «Турецкого потока» выведет ещё 15,75 млрд м³ газа в год в Европу (вероятнее всего, по магистрали Poseidon, хотя как запасной вариант не исключён и ТАР).

В-пятых, в 2016 г. турецкий президент Реджеп Т. Эрдоган заявил, что его страна хотела бы получать из Азербайджана до 30 млрд м³ газа в год. В этом случае планы Анкары выйти в 2020 г. (или несколько позднее) на уровень потребления 70 млрд м³ в год могут состояться. Проблема в том, что у Азербайджана этих 30 млрд м³ в год просто нет.

Решение проблемы увидели в туркменском газе. Благо за минувшую четверть века было сказано немало слов о Транскаспийском газопроводе. Реальные же достижения таковы. В конце декабря 2015 г. был запущен газопровод Восток – Запад (длина – 800 км, мощность – 30 млрд м³ в год, цена – более 2 млрд долларов). Он имеет «двойное назначение»: по нему газ может перераспределяться по территории Туркмении, а может выйти на берег Каспия, чтобы далее по ТКГ устремиться в Азербайджан, Грузию, Турцию и Европу.

Кроме того, в августе 2015 г. в турецкой Анталье главы МИД Азербайджана, Турции и Туркмении *«обсудили вопросы транспортировки туркменского газа в Европу»* и решили создать под этот проект специальную рабочую группу.

Ашхабад готов, будь ТКГ построен, обеспечить его 40 млрд м³ газа в год. То есть сырьевая проблема Транскаспия решена (на словах) позитивно. Хуже обстоят дела с самим трубопроводом. В деле его строительства, как заявил министр Н. Алиев, *«возникают вопросы, которые требуют решения»*. Вопросы очевидные: кто будет реализовывать проект, кто финансировать, кто станет покупать туркменский газ? Ответов пока нет. Вместо них есть предложение ЕС о создании Каспийского консорциума, в который войдут крупнейшие энергетические компании Европы – вероятные покупатели туркменского «голубого топлива».

Отдельной строкой министр Н. Алиев отметил «транзитный вопрос», имея в виду, прежде всего, интересы Азербайджана. За транзит туркменского сырья республика хотела бы получать газ – в процентах от объёма прокачки.

Но пока самый главный вопрос ТКГ – это разрешение на его строительство от России, Ирана и Казахстана. Поскольку воды Каспия – общие, без их согласия консорциуму «крупнейших энергетических компаний Европы» здесь делать нечего.

Остаётся и вопрос продолжения ТКГ на земле. По заявлению официального Баку, *«Азербайджан готов предоставить для транзита туркменского газа свою инфраструктуру»*. На самом деле за этими словами мало что стоит, потому что предоставлять нечего. Звенья ЮГК – ЮКТ, TANAP и ТАР – рассчитаны только на газ Шах-Дениза. Поэтому для туркменских 40 млрд м³ в год необходим ЮГК-2 адекватной мощности. А для его создания потребуются затраты в объёме до 20 млрд долларов. Плюс ещё 5–6 млрд уйдут собственно на ТКГ. И что, эти 25 млрд готов выложить ЕС, который на ЮГК не затратил ни цента, предоставив Азербайджану нести бремя расходов «по обеспечению энергетической безопасности Европы»?!

И что при таком раскладе делать Туркмении, экономика которой пока стоит на одном «ките» – природном газе?

На газовой игле

По оценкам BP, газовые ресурсы Туркмении составляют 17,5 трлн м³. В Ашхабаде считают эти данные заниженными и настаивают на цифре 27,2 трлн м³. В любом случае, для маленькой страны, численность населения которой самая низкая в Прикаспийском регионе (в 2016 г. – 5,5 млн человек), природный газ – это и главное национальное достояние, и основной источник валюты, и драйвер экономического развития. Поэтому планы нарастить к 2030 г. добычу до 230 млрд м³ в год – абсолютно мотивированы.

Правда, для Туркмении, в отличие от Азербайджана, проблема и в 2017-м, и в 2030 г. – не добыть газ, а его продать.

До 2008 г. вопрос газового экспорта Туркменистан решал традиционно – прокачивал сырьё в Россию (до 50 млрд м³ в год) по ещё советской системе газопроводов Средняя Азия – Центр. Но затем ситуация изменилась. Сыграл свою роль ценовой фактор: платить по 240 долларов за 1 тыс. м³ туркменского газа, когда средняя цена на рынке Европы – чуть больше 200 долларов, Москва не хотела. И в 2015 г. экспорт в РФ упал до 4 млрд м³. Ну а с января 2016 г. «Газпром» прекратил закупку «голубого топлива», мотивируя это решение серьёзным нарушением контракта со стороны «Туркменгаза».

В прошлом году очередной газовый конфликт случился у Туркмении и с Ираном. По мнению Ашхабада, Тегеран задолжал за поставленное ранее сырьё свыше 2 млрд долларов, и «Туркменгаз» прекратил поставки (в 2015 г. они достигали 7,2 млрд м³).

В 2015 г. Туркмения добыла 72,4 млрд м³, внутреннее потребление составило 34,3 млрд м³ (самое высокое на душу населения среди стран Каспийского региона – 6,24 тыс. м³ в год), экспортировала 38,1 млрд м³ (минус 8% по сравнению с 2015 годом). Планы на 2016 г. предусматривали дальнейший рост добычи (83,8 млрд м³) и поставок за рубеж (38,5 млрд м³). Но потеря таких рынков сбыта, как Россия и Иран, обвалила туркменский экспорт до 30 млрд м³ (минус 21%) и вновь поставила Ашхабад перед необходимостью скорейшего поиска новых покупателей «главного национального богатства».

Для Ирана импорт туркменского газа не имеет особого значения. В настоящее время внутреннее потребление в Исламской Республике (191,5 млрд м³) полностью покрывается за счёт собственной добычи. Ранее, покупая газ в Туркмении (6–8 млрд м³ в год), страна сопоставимые объёмы экспортировала в Турцию. К 2020 г. Иран планирует увеличить производство до 385 млрд м³, что полностью обеспечит внутреннее потребление и создаст солидный «экспортный излишек» и без закупок сырья у Туркмении.

Ашхабад же, потеряв традиционные российский и иранский газовые рынки и оставшись с одним китайским, хотел бы получить доступ к новым ёмким и платёжеспособным потребителям. В этом контексте ТКГ и европейский газовый рынок для Туркмении весьма привлекательны, но «Каспий – дело тонкое». Поэтому из года в год, произнося мантру – «Европа, Европа», – Ашхабад одновременно ищет сбытовые ниши не на Западе, а на Востоке – в Китае, а в перспективе – в Афганистане, Пакистане, Индии.

Ранее Туркменистан планировал увеличить к 2020 г. поставки газа в КНР до 65 млрд м³ в год. Однако эти надежды, вероятнее всего, придётся скорректировать. В марте 2017 г. China National Petroleum Corporation и Uzbekneftegaz приняли решение отложить на неопределённое время строительство газопровода D. Эта магистраль мощностью 10 млрд м³ в год должна была пройти через территории Узбекистана, Таджикистана и Киргизии. Таким образом, пока трубопроводный ресурс Туркмении на китайском направлении – это газопроводы A (15 млрд м³ в год), B (15 млрд м³) и C (25 млрд м³), или суммарно 55 млрд м³.

Кроме того, Узбекистан и Казахстан поставляют в Китай по магистралям A, B и C до 10 млрд м³ газа в год, оставляя Туркмении «квоту» в 35 млрд м³. В 2016 г. она экспортировала в КНР 30 млрд м³ «голубого топлива», поэтому потенциал роста поставок – всего 5 млрд м³. При этом Астана сама хотела бы увеличить перекачку газа в Китай, то есть заполнить «квоту» казахским, а не туркменским газом.

В 2019 г. должен также заработать газопровод «Сила Сибири», стартовые объёмы поставок по которому составят 5 млрд м³, а максимальные контрактные ожидаются на уровне 38 млрд м³ в год. Если же будет реализован проект «Сила Сибири – 2», то поставки из РФ в КНР могут вырасти до 65 млрд м³ в год.

Нельзя забывать, что Китай покупает СПГ у Катара (в пересчёте на газ – до 6,1 млрд м³ в год), Австралии (11,6 млрд м³), ОАЭ (6,4 млрд м³), или суммарно свыше 24 млрд м³ в год.

Наконец, согласно планам Пекина, к 2020 г. собственная добыча газа в стране должна составить 220 млрд м³. При уровне потребления 347 млрд м³ на долю импорта останется лишь 127 млрд м³. А суммарные экспортные поставки из России (только «Сила Сибири-1 и 2»), Туркмении, Казахстана, Узбекистана плюс СПГ могут достигнуть 144 млрд м³. То есть предложение превысит спрос на 17 млрд м³.

Это означает, что расширить своё присутствие на китайском газовом рынке Ашхабад сможет в первую очередь за счёт низкой стоимости экспортируемого сырья. В 2016 г. КНР платила за импортное «голубое топливо» в среднем 220 долларов за 1 тыс. м³, а туркменский газ продавался по 180 долларов. Но, конечно, важно получить «добро» на транзит со стороны конкурентов – Астаны и Ташкента.

Так что в обозримом будущем единственной экспортной трубопроводной альтернативой для Ашхабада может стать лишь газопровод Туркмения – Афганистан – Пакистан – Индия (TAPI). Его стартовая стоимость – 7,6 млрд долларов, мощность – 33 млрд м³ в год, примерная протяжённость – 1814 км. В декабре 2010 г. было подписано рамочное соглашение о строительстве TAPI, согласно которому Афганистан должен получать 5 млрд м³ туркменского газа в год, Пакистан и Индия – по 14 млрд м³. С тех пор было много слов и мало дел, хотя в декабре 2015 г. и состоялась торжественная закладка туркменского 214-километрового участка магистрали.

Ашхабад уверяет, что в 2019 г. начнутся долгожданные газовые поставки по юго-восточному маршруту. В Исламабаде этот оптимизм не разделяют, считая, что TAPI заработает в лучшем случае в 2020 г. Но и это не факт. Официальный старт изыскательским работам на 774-километровом афганском участке дан лишь в феврале 2017 г. К тому же боевики движения Талибан, а со временем, как знать, и ИГИЛ (террористические организации, запрещённые в России), могут внести свои «коррективы» в упомянутые планы. Хотя, как уверяет официальный Кабул, для обеспечения безопасности афганского участка TAPI на маршрут переброшены три армейских корпуса.

Следовательно, о счастливой развязке газового узла TAPI, равно как и других газовых узлов региона, говорить преждевременно. ■

Месторождения становятся «умными»

Один из инструментов снижения энергозатрат – комплексная автоматизация процессов добычи, переработки и транспортировки нефти

Михаил ЧЕРКАСОВ,
директор по работе со стратегическими клиентами Schneider Electric в России и СНГ

Колебания мировых цен на нефть, а также рост конкуренции, развитие новых методов добычи и появление более жёстких экологических требований – всё это заставляет российские нефтяные компании искать способы оптимизации затрат и повышения эффективности производства. Одним из действенных подходов к решению этой задачи является сокращение расходов энергии на добычу нефти. И именно в России этот способ можно считать очень перспективным.

Дело в том, что большинство эксплуатируемых российских месторождений находится на поздней стадии своего жизненного цикла. То есть всё больше скважин оказываются малодебитными или имеют высокую степень обводнения. Новые месторождения, в свою очередь, отличаются или тяжёлыми условиями добычи (например, располагаются в районах Крайнего Севера), или содержат трудноизвлекаемые ресурсы. Получается, что отечественным нефтяникам в любом случае нужно снижать себестоимость добычи, в частности сокращая издержки на потребление энергетических ресурсов.

Принципы экономии

Экономить энергоресурсы можно различными способами – от оптимизации режимов работы оборудования до внедрения новых технологий и энергосберегающих систем. Однако особенность нефтяной отрасли заключается в том, что здесь нельзя добиться сколь-нибудь значимых результатов, например заменив лампочки или используя более эффективные ИБП для компьютеров и высокотехнологичного оборудования. Как и во многих других отраслях промышленности, весомую энергоэкономию в «нефтянке» можно получить, внедряя системы комплексного энергоменеджмента. То есть собирая данные об энергопотреблении всех без исключения объектов, вы можете найти именно те участки, где расходуется больше всего ресурсов, чтобы принять соответствующие меры. Например, энергоменеджмент позволяет рассчитать оптимальный режим эксплуатации малодебитных скважин, чтобы выкачивать из них нефть лишь периодически, но с большим выходом.

Принципы энергоменеджмента позволяют анализировать и контролировать энергоэффективность месторождения с учётом массы параметров, причём делать это автоматически. Исключение человеческого фактора из современных решений по оптимизации энергозатрат позволяет моментально оценивать потребление энергоресурсов в привязке к уровню добычи, корректировать закупки электроэнергии и других энергоносителей.

Грамотно организованный учёт даёт возможность достаточно точно определять текущие потребности, например использовать попутный газ для автономной генерации. Для крупных и частично выработанных месторождений экономия может оказаться значительной уже на уровне правильно выстроенного энергоменеджмента.

Ключ к энергоэкономии – эффективная добыча

Другая сторона энергоэкономии – использование более современного оборудования, которое само по себе потребляет меньше энергии и работает эффективнее. Ни для кого не секрет, что в нефтедобывающей сфере основные затраты приходятся на подъём жидкости на поверхность. Значительный объём киловатт-часов необходим также для систем поддержания пластового давления. Поэтому вариант закупки более энергоэффективного оборудования выглядит привлекательным.

Например, в последние годы на рынке стали появляться более современные насосы российского производства – это установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), выпущенные пермским заводом «Новомет» или тюменским фи-

лиалом Schlumberger. Идут разработки и апробация электроплунженых насосов, которые потенциально могут обеспечить экономию до 20%. Однако нефтяные компании пока не спешат заменять эксплуатируемые насосы на новые. Ведь кроме экономии перед ними стоит задача окупаемости приобретаемого оборудования, а инновационные технологии всегда вызывают опасения в отношении стоимости владения.

Есть и проверенное временем решение, набирающее популярность как в России, так и по всему миру. Речь идёт о частотных преобразователях, которые плавно регулируют скорость работы электропривода добычного насоса. Это позволяет продлить срок их службы и снизить энергопотребление до 25%. По данным Schneider Electric, подобное оборудование окупается менее чем за один год при использовании вместе с погружными насосами.

Если же установить частотный преобразователь вместе со станцией поддержания пластового давления, экономический эффект может оказаться ещё более выраженным. Интеллектуальное решение помогает закачивать в пласт необходимое количество воды, не допуская чрезмерного обводнения скважины. В результате нефтяным компаниям удаётся сэкономить энергоносители, снизить затраты на водоподготовку и продлить жизненный цикл скважины, сохраняя возможность дальнейшего получения прибыли.

Преимущества частотных преобразователей обусловлены их конструкцией и наличием специализированных моделей для разных задач. В частности, модели Schneider Electric обладают компактными размерами и простой конструкцией. Использование унифицированных запчастей обеспечивает низкую стоимость владения этим оборудованием, КПД составляет до 96,5% с учётом потерь в трансформаторе.

Например, модель Schneider Electric Altivar 71 с системой ENA помогает управлять несбалансированными нагрузками и оптимально подходит для ПШГН. При установке этого преобразователя выделенная при падении штанги энергия используется для её подъёма, создавая одно из самых энергоэффективных на сегодняшний день решений для выкачивания жидкости из скважины.

Вместе с погружными насосами можно устанавливать преобразователи серии Altivar 61. Они управляют синхронным двигателем, стоящим под повышающим трансформатором, исключая заиливание насоса и обеспечивая высокий пусковой момент.

В дополнение к своим «прямым обязанностям» современные частотные преобразователи могут работать как технологический контроллер. В моделях Altivar можно задать параметры насоса, чтобы оптимизировать затраты электроэнергии на перекачку жидкости, а также получать данные о расходе жидкости и регулировать её потребление.

«Умные месторождения»

Но наиболее выраженный эффект оптимизации производства и энергоэкономии проявляется только в случае внедрения целого комплекса технологий. Отдельное оборудование, даже если оно обладает самыми современными характеристиками, даёт лишь ограниченный результат. Именно поэтому на протяжении последних пяти лет всё популярнее становятся разнообразные системы управления, использующие и анализирующие данные с тысяч датчиков, установленных в разных зонах месторождения. Применение технологий промышленного Интернета вещей позволяет не только оптимизировать работу одной скважины, но также создать настоящее «умное месторождение».

Применение так называемых технологий Smart Field начинается с автоматизации производственных процессов. Например, решение Foxboro NetOil&Gas позволяет измерять дебит скважины непосредственно в устье, определять реальный расход воды, выход нефти и газа. При этом не требуется дополнительный подогрев нефти, а значит – снижаются энергозатраты. Внедрение верхнеуровневых систем автоматизации позволяет управлять насосами различных типов, включая штанговые глубинные, электроцентробежные и винтовые, обеспечивая удалённый доступ ко всему полевому оборудованию, а также к целому спектру проводных и беспроводных датчиков. Это даёт возможность диагностировать состояние оборудования и протекание технологических процессов в режиме реального времени.

Концепция Smart Field позволяет использовать в «нефтянке» технологии BigData. На их основе можно анализировать сразу множество параметров, делать прогнозы о состоянии пласта, моде-

лировать различные события и ситуации, испытывать новые сценарии добычи на виртуальных моделях. Всё это ведёт к экономии времени и ресурсов, а также повышает безопасность эксплуатации отдельных скважин и месторождения в целом.

Примером такого решения может служить модульная платформа FoxboroEvo, которая вошла в состав портфеля Schneider Electric с приобретением компании Invensys в 2014 г. Использование распределённых сервисов со стандартными интерфейсами даёт возможность вести автоматизацию производства в комфортном для каждой компании режиме и легко модернизировать решение, подключая к нему новые модули.

В России уже есть положительный опыт использования FoxboroEvo. Решение применяется на Астраханском газоперерабатывающем заводе, Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении, НПЗ в Кемеровской области и на других объектах, помогая оптимизировать производственные процессы и снижать энергопотребление.

Сквозная автоматизация

Чтобы создать единый интерфейс для работы со всеми тремя уровнями автоматизации, управляя полевыми устройствами и контроллерами, SCADA- и MES-системами, можно использовать решение PlantStruxure PES. Оно представляет собой промежуточный уровень между традиционными АСУ и распределёнными системами управления. PlantStruxure PES позволяет конфигурировать оборудование и элементы системы автоматизации из одной оболочки с применением функций энергоменеджмента.

В портфеле решений Schneider Electric имеются готовые решения по автоматизации объектов магистральных нефтепроводов нового поколения, предназначенные как для головных, так и для промежуточных нефтеперекачивающих станций, а также резервуарных парков на базе архитектуры PlantStruxure.

Объединение всех элементов управления для предприятия любого масштаба и сложности даёт возможность вести энергоменеджмент на высшем уровне и контролировать расход ресурсов по всей цепочке – от добычи и транспортировки нефти до её переработки и реализации нефтепродуктов. Примером такого решения служит система автоматизации InFusion. С её помощью можно планировать ресурсы предприятия и автоматизировать работу самого сложного технологического оборудования НПЗ. Координация управления всеми объектами помогает максимально оптимизировать потребление энергоресурсов, техобслуживание, складирование и снабжение (с возможностью моделирования). Это также облегчает анализ процессов и оптимизацию производственных циклов в режиме реального времени.

Финансы и возможности

Как показывает рыночная практика, даже сниженная стоимость нефти и ограниченный доступ к выгодным кредитам не мешают ведущим отечественным компаниям реализовать программы повышения энергоэффективности.

Одна только «Роснефть» в 2015 г. сэкономила 7,3 млрд рублей, оптимизировав расходы топлива. К повышению энергоэкономии также стремятся «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ» и другие игроки российского рынка. При этом для представителей нефтяного сектора доступны различные источники финансирования и программы внедрения новых технологий.

В своей практике Schneider Electric использует модель MAEC-контрактора (Main Automation-Electrical Contractor), предоставляя весь спектр решений для оптимизации энергоснабжения и автоматизации объекта. Российский и международный опыт в нефтегазовой сфере позволяет подобрать решение, соответствующее требованиям отрасли, задачам и бюджету конкретного заказчика. Получая готовую систему, которая включает в себя все элементы – от распределительных устройств до интеллектуального программного обеспечения, – заказчик может снизить себестоимость решения до 30%.

Кроме того, именно Schneider Electric первой применила в российской нефтегазовой сфере энергосервис, когда затраты стороннего инвестора компенсируются за счёт экономии средств, достигнутой в результате внедрения энергосберегающих решений. Ещё в 2015 г. были заключены первые перфоманс-контракты, в рамках которых Schneider Electric брала на себя договоры с банками о проектном финансировании с возвратом средств после тестового периода, доказывающего эффективность созданных решений.

Таким образом, сегодня у нефтяных компаний имеется доступ ко всему спектру технологий интеллектуального управления и энергоэкономии, а также к различным вариантам финансирования – за счёт собственных средств или при поддержке поставщика решений. При этом широкий выбор устройств, а также модульная архитектура современных систем энергоменеджмента открывают путь к экономии, исходя из реального бюджета и фактических показателей. То есть шаг за шагом создаются «умные месторождения» с оптимизацией добычи, а также формируется экосистема сквозного менеджмента, обеспечивается контроль процессов транспортировки, хранения и переработки нефтепродуктов. ■

Дональд Трамп и ОПЕК: энергия раздоров

Оказывая давление на Саудовскую Аравию, новый президент США вместе с тем хочет сохранить её как союзника и противовеса России

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Опубликованное в конце января нынешнего года заявление пресс-службы Белого дома с изложением основ энергетической стратегии Дональда Трампа крайне насторожило стратегического союзника США на Ближнем Востоке – Саудовскую Аравию.
Текст новой топливной доктрины составлен в изоляционистском ключе. Дело даже не в стиле, а в сути, которая бьёт по интересам Эр-Рияда как ведущего нефтеэкспортёра и лидера ОПЕК. Бьёт сильно и в целом незаслуженно. Ибо, как отмечают ветераны геополитики, саудиты неизменно выполняли вашингтонскую «сверхзадачу» по сдерживанию стратегических аппетитов СССР и его региональных «клиентов социалистической ориентации» на Аравийском полуострове и близ него.

Три удара по картелю

Показателен сверхдержавный пафос изложенных в документе посылов. Действительно, они демонстративно отдаляют США от нефтегазоносных стран «третьего мира». Это самодовольное и резкое дистанцирование воспринимается – на фоне растущей доли собственной добычи углеводородов в энергобалансе Соединенных Штатов – как поистине «клокочущая энергия глобальных конфликтов и раздоров».

Первая угроза «королевству пустынь» – «раскрутка» второго витка «сланцевой ре-

волюции» в Соединенных Штатах. По всему видно: за океаном фактически взят курс на обгон и Саудовской Аравии, и России по добыче нефти через несколько лет. Ещё один залог этого – сообщение от 7 апреля о предстоящем выходе директивы Трампа по свободному бурению на шельфе страны. Об этом на закрытом для СМИ брифинге заявил министр внутренних дел США Райан Зинке. *«Очевидно, что производство сланцевой нефти станет вызовом для существующей структуры глобального энергетического рынка и для власти ОПЕК»*, – со всей серьёзностью констатировала Франциска Онсорг, автор доклада Всемирного банка под названием «Глобальные экономические перспективы».

Вторая угроза для саудитов и их союзников – провозглашённое Белым домом право выборочно отказываться от импорта из любых точек на нефтегазовой карте мира. В основном речь идёт о государствах залива или иных развивающихся странах, которые спонсируют терроризм. Казалось бы, разве это плохо – наказывать проводников человеконенавистнической идеологии? Тем более что своих нефтедолларов у них скоро не должно остаться и опираться придётся только на щедрых покровителей. В докладе генсека ООН об угрозе ИГИЛ (террористическая группировка, запрещённая в России) прямо сказано: «Незаконная продажа нефти принесла ИГИЛ около 260 млн долларов по сравнению с 500 млн долларов в 2015 году».

Но есть и проблема. Неизвестно, каким образом США собираются отличать нефтегазоносных спонсоров терроризма от тех, кто не имеет к нему никакого отношения. Боливарианская Венесуэла хотя и помогла заключению мирного соглашения между колумбийскими повстанцами и официальной Боготой, но в один прекрасный день рискует получить ярлык пособницы террористов, если только в Каракасе сохранится власть Николаса Мадуро. А вот Катар, переводивший дотации предвыборному штабу Хиллари Клинтон, почти открыто поддерживает радикальную сирийскую оппозицию, но может не опасаться за свой экспорт СПГ.

И наконец, третий неприятный для Саудовской Аравии момент – тезис об отказе США от любой, даже минимально-условной зависимости от ОПЕК. *«Президент Трамп стремится добиться энергетической независимости от картеля и любых стран, которые враждебно относятся к нашим интересам»*, – сказано в программном заявлении Белого дома. Фактически речь идёт о нежелании вести на равных диалог с Организацией стран-экспортёров как международно-признанным альянсом. Такое отношение со стороны США подтолкнуло Саудовскую Аравию к продолжению партнёрства с Россией.

Дуэль с «королевством пустынь»

Могли ли в Белом доме не осознавать, что, анонсируя столь гегемонистскую энергетическую стратегию, они толкают лидера нефтяного «третьего мира» в нежелательную для себя же сторону? А именно – к более тесным контактам с Москвой и Пекином.

В связи с этим новая доктрина США видится не только эгоистичной, но и нелепой. Журналисты недоумённо спросили генсека ОПЕК Мохаммеда Баркиндо: неужто и лидеры американского ТЭК, разбирающиеся в перипетиях глобального рынка «чёрного золота» больше Трампа, тоже советуют игнорировать экспортный картель?!

Оказывается, ничего подобного! Баркиндо поведал репортёрам о своей встрече с главами американских компаний, добывающих сланцевую нефть. Он дал понять, что атаку Трампа на ОПЕК не надо воспринимать буквально. Это – не что иное, как эхо эффектных предвыборных заявлений. Даже солидарные с Трампом круги ТЭК не разделяют его трибунного запала. А на вопрос о том, «желают ли представители американских корпораций, добывающих сланцевую нефть, сотрудничать с ОПЕК», генсек картеля ответил одним словом: «Конечно!»

Впрочем, дуэль из-за зашедшего в тупик диалога между ОПЕК и Соединёнными Штатами стала для Эр-Рияда не единственным барьером. С начала 2017 г. на горизонте замаячила ещё пара неприятных сюрпризов из-за океана. Прежде всего, Трамп дал понять, что из американской позиции по ближневосточному урегулированию снимается пункт о готовности, да и о желании Вашингтона продвигать идею создания полноценного и суверенного палестинского государства. В этом смысле наследие «происламской эпохи» Барака Обамы демонтируется.

Поняв, что отныне максимум достижимого для палестинцев – всего лишь сохранение национальной автономии под юрисдикцией Израиля, саудиты приуныли. Ведь в прошлом они не раз шли на серьёзные потери и риски ради солидарности с «мятежным народом Ясира Арафата». Причём чаще всего эти потери и риски относились к нефтегазовой сфере.

Экспортное эмбарго, введённое Эр-Риядом и его союзниками осенью 1973 г. против США и Великобритании, объяснялось не только солидарностью с Египтом после проигранной им «войны Судного дня» на Синае. Демарш против Запада был насквозь пронизан сочувствием к палестинцам. Казалось бы, цветущее «королевство пустынь», обрезав само себе доходы от нефтеэкспорта, замерло перед угрозой коллапса или паче чаяния встречной агрессии проамериканского альянса. И вот ныне вся эта история идёт прахом. Независимой Палестины, судя по всему, в ближайшие годы не будет.

Назначение президентского зятя переговорщиком США по проблеме ближневосточного урегулирования психологически добило саудитов. Часть эр-риядской элиты надеялась на сохранение за океаном осколков проарабского лобби и его влияния в Белом доме и на Капитолийском холме. Ставший главным советником президента Джаред Кушнер – заметный представитель молодого поколения еврейской общины в Соединённых Штатах. И уже нет сомнений в преобладании однозначно произраильской линии Вашингтона в самом взрывоопасном регионе.

Названные события ещё больше сфокусировали внимание Эр-Рияда на единственной области, где он реально может составить конкуренцию Вашингтону, – сфере ТЭК. Под каким же интересно углом зрения она рассматривается? Что ж, если вчера саудиты ограничивались пристальным, но бесстрастным мониторингом «сланцевой революции» за океаном, то ныне они запаниковали. Рывок США в энергетике, причём в новом антиарабском контексте, стал ещё и вызовом сообществу нефтепроизводителей Ближнего Востока. И ведь брошен он в самый разгар кампании по выполнению венских соглашений о снижении добычи.

Кончилось же это смысловое размежевание конфронтационным эпизодом в техасском Хьюстоне – столице американской «нефтянки». Саудовский министр энергетики Халед аль-Фалих, участвовавший там в конференции CERAWeek, резко заявил, что Эр-Рияд не собирается оплачивать своими вынужденными ограничениями растущие аппетиты ТЭК США. А ведь за пару дней до того американцы надеялись, что лидер

ОПЕК, наоборот, поддастся на провокационные обвинения в адрес нефтяников РФ – дескать, это они недовыполняют венские соглашения.

Недруги ОПЕК извратили факты. Пересчитав резервы добытой и закачанной в хранилища нефти (а её оказалось меньше, чем ожидалось), саудовцы поняли, что могут слегка поднять производство, причём без нарушения венских обязательств. Но СМИ тут же заголосили: *«Эр-Рияд обвалил цены на нефть. Королевство дало скидки всем своим клиентам, а предельный дисконт по традиции был предоставлен Азии. Самая торгуемая смесь Arab Light станет в апреле дешевле на 30 центов и будет продаваться почти на 2 доллара ниже средней цены за последние 7 лет. Цены на сырьё отозвались обвалом. По итогам торговой сессии котировки опустились более чем на 2%. Это решение стало настоящим сюрпризом для участников рынка, ведь с конца 2016 г. саудиты, наоборот, повышали цены. Возможно, такое решение связано с утратой лидерства на азиатском рынке, где саудиты в 2016 г. уступили России статус крупнейшего поставщика нефти в Китай»*.

Как избежать разрыва

В Вашингтоне уже потирали руки от радости: квотно-ценовой альянс Эр-Рияда и Москвы вот-вот рухнет из-за недоверия между ними. Ан нет – саудиты указали на истинных виновников сохранения рыночной волатильности. Это так называемые «безбилетники», то есть страны, которые не присоединились к решению о сокращении добычи, но воспользовались улучшившейся ценовой конъюнктурой.

Глава Минэнерго РФ Александр Новак поддержал саудовского коллегу в оценках сегодняшнего состояния «венского процесса». Ну а в Белом доме, понятно, расстроились. И взялись за более действенный сценарий нормализации отношений с Эр-Риядом. В Вашингтоне задумались: чем бы задобрить «королевство пустынь»? Какие геополитические уступки сделать этой ведущей региональной державе?

Первым реверансом Белого дома стало вручение Эр-Рияду, образно говоря, «пакета жандармских полномочий». То есть дан своеобразный «карт-бланш» на поддержание его военно-полицейской гегемонии в целом ряде сопредельных государств. Вашингтонское «добро» на беспрепятственное осуществление таких действий почти по всему периметру границ королевства получил саудовский принц Мухаммад ибн Салман. Он-то и стал первым арабским лидером, с которым в марте встретился Трамп. Видимо, президент осознал, что в своём открытом и щедром дипломатическом и спонсорском флирте с Израилем новая администрация США зашла слишком далеко.

Тем временем Мухаммад, формально став заместителем официального наследника престола, на деле выполняет целый ряд более ответственных функций. Влиятельный принц, считающийся наиболее вероятным преемником своего отца – нынешнего монарха, – контролирует не только министерство обороны, но и внешнюю политику и даже экономическую стратегию. Результаты его заокеанских рандеву – это не только обмен инвестициями объёмом 400 млрд долларов, но и ряд благословений, полученных саудитами в Вашингтоне. Зелёный свет дан репрессиям против шиитского населения Бахрейна. Одобрены состоявшиеся с 19 марта по 6 апреля воинственные учения «Решительный орёл» в Кувейте. Предстоит, возможно, даже отправка саудовского воинского контингента в Сирию. Отнюдь не исключены и другие интервенционистские акции.

Ещё важнее для ведущей ближневосточной монархии то, что она добилась от Вашингтона одобрения бомбардировок Йемена. Вот уже два года коалиция во главе с Саудовской Аравией пытается сломить там сопротивление повстанцев-хуситов. Но отныне дело приобретает ещё более крутой оборот. Благодаря полученным от США заверениям, руки Эр-Рияда полностью развязаны. И теперь силы альянса начали наступление в йеменской провинции Таиз, выбивая закрепившегося там противника с побережья Баб-эль-Мандебского пролива. Цель – захватить портовый город Ходейду. А ведь это единственное окно для доставки международной помощи на фоне разразившейся гуманитарной катастрофы. При пожаре, вспыхнувшем у нефтепровода в Ходейде, погибло более 30 человек, – сообщил 9 апреля телеканал «Аль-Арабийя». Смещение театра боевых действий вплотную к танкерным трассам у входа в Красное море – свидетельство сохранившихся стратегических претензий королевства в сфере топливной логистики. Судя по всему, США пока это поддерживают. Поддерживают как реверанс Эр-Рияду – ради спасения треснувших отношений с кладовой энергетических ресурсов.

Прессинг на конкурентов

Впрочем, одно дело – маршруты нефтеэкспорта, а совсем другое – сами регионы основных месторождений и, естественно, добычи. Их разработчики в ряде стран Ближнего Востока вольно или невольно конкурируют со своими же патронами-саудовцами на мировом рынке.

К примеру, за 14 лет, истекших после интервенции США в Ирак, там так и не удалось восстановить конституционный порядок и вытеснить террористов. Почему? Только ли потому, что ИГИЛ (запрещённая в РФ террористическая группировка) гордится своей якобы неистребимостью и военной мощью? Или, быть может, кто-то заинтересован в затягивании боевых действий и замедлении «нефтяного ренессанса» в бывшей Месопотамии? А вдруг этот «кто-то» и есть Эр-Рияд?

Спору нет: в целом нефтегазовый комплекс ещё недавно разрушенного Ирака развивается успешно, чему помогают и российские инвесторы. Это особенно очевидно на не затронутом, к счастью, терроризмом юге страны. Но ведь, с другой стороны, решающая для Багдада отрасль могла бы расти ещё быстрее, если бы не затянувшаяся мясорубка в Мосуле с его нефтепромыслами. Глава Пентагона Джеймс Мэттис, недавно побывавший в Багдаде, заверял: *«Мы в Ираке не для того, чтобы захватить чью-то нефть»*. Но с чего бы это?! Из Вашингтона пристально отслеживают ситуацию и в богатом «чёрным золотом» Иракском Курдистане. Уж не нашли ли саудиты (при закрытых дверях) общего языка с американцами ещё и в этой сфере? Ведь замедление восстановительных процессов в иракском ТЭК отвечает скрытым интересам как Саудовской Аравии, так и США.

Но фундаментальные, и притом негативные для Саудовской Аравии, экономические процессы остановить невозможно. Так же, как и Америка утрачивает статус единственного заказчика «глобальной музыки» в условиях исчезновения монополярного мира, «королевство пустынь» теряет корону нефтяного гегемона. И ведь ничего поделать с этим нельзя – логику отраслевой истории не изменишь.

Как пишет нью-йоркская The Wall Street Journal, Саудовская Аравия теряет контроль над большими рынками, где когда-то занимала ведущие позиции. Сокращение производства изменило глобальные маршруты торговли нефтью и принесло пользу таким конкурентам королевства, как Иран, Россия и США… Экспорт нефти из Саудовской Аравии в

США за одну за неделю, закончившуюся 10 марта, упал на 426 тыс. баррелей в сутки. Это самое резкое недельное снижение поставок со времени заключения «венской сделки».

При этом рупор деловых кругов Манхэттена признаёт, что в некотором смысле снижение саудовского нефтеэкспорта в Соединённые Штаты было «плановым», отвечающим стратегической переориентации Эр-Рияда на рынки ЮВА и Дальнего Востока. Но даже в этом случае налицо отставание «аравийской кладовой» – её неспособность поддержать свою репутацию именно как лидера. По данным Главного таможенного управления КНР, по объёмам нефтяных поставок в Поднебесную саудиты уже отстают от РФ. «Королевство пустынь» не сохранило своего первенства и на привычных ему европейских рынках. Так, в регионе Средиземноморья его уже опережают Иран и Ирак.

Забрезжившее на горизонте «начало конца» абсолютной саудовской монополии становится неотвратимым. И пока оно не ударило по Эр-Рияду, там хотят успеть сделать главное – поставить на колени Иран. Именно на иранском направлении Саудовская Аравия готова вступить в сделку с кем угодно, вплоть до США и Израиля.

Иранский мешок развязывается

Сколько бы разноплановых претензий ни накопилось к Ирану у американских и саудовских стратегов, всё равно нападки на непокорный Тегеран так или иначе вращаются вокруг добычи углеводородов и их поставок.

По всему видно: Трамп решил прочно встать на сторону Эр-Рияда в его более чем полувековом нефтеэкспортном противостоянии с Ираном. Согласованное с мировым сообществом сворачивание атомной программы Тегерана не только не убедило самоуверенного республиканца, но и обусловило вспышку ярости с его стороны. Февральские испытания иранских баллистических ракет вызвали гневный вердикт президента в адрес «агрессора и врага Америки». Слышатся угрозы ввода новых санкций и даже воздушной атаки против оплота шиитского исламизма.

В ответ звучат не сигналы испуга, а заявления о готовности нанести болезненные удары по Вашингтону. Среди таковых – объявленные иранцами санкции против 15 компаний США. Парламент Исламской Республики намерен принять заявление о террористическом характере ЦРУ и Пентагона. От международного трибунала требуют рассмотреть преступления в уже упомянутом Мосуле, где с середины февраля до середины марта погибли 300 мирных жителей. Верховный лидер Ирана Али Хаменеи заявил в связи с этим о необходимости активизировать наступательную стратегию против Запада, *«включая темы прав человека, терроризма и военных преступлений»*.

Главный же информационно-психологический провал Соединённых Штатов последних месяцев на иранском направлении состоит в следующем. Вопреки прогнозам минувшей осени, резко увеличились нефтяные поставки Тегерана на Дальний Восток (после снятия санкций). Причём это не привело к снижению объёмов российского экспорта в данный регион.

Вспомним: ещё недавно поддержка Кремлём «атомной сделки» с Исламской Республикой и помощь в её освобождении от блокадных пут трактовались как *«огромная ошибка Владимира Путина»*. Но что же мы имеем в «сухом остатке»? В странах Азии стало теперь больше и российского, и иранского «чёрного золота»!

Не сбылись пророчества о якобы неизбежном бойкоте со стороны ИРИ соглашения между ОПЕК и независимыми нефтепроизводителями. По итогам визита в Россию главы Ирана Хасана Рухани было сделано заявление об одобрении Москвой и Тегераном упомянутых договоренностей, способствующих *«сбалансированию спроса и предложения на мировом рынке в приемлемом ценовом диапазоне и поддержанию инвестиционной привлекательности нефтяной отрасли»*.

Москва не клюёт на наживку

Вполне возможно, что западные аналитики задаются вопросом: а нельзя ли поставить РФ под косвенный контроль ОПЕК? Ведь в таком случае Кремль, вынужденный гораздо теснее сотрудничать с Эр-Риядом, стал бы куда сговорчивее. Да и покладистее как на иранском, так и на других внешнеполитических направлениях. Очень может быть, что недавняя попытка ОПЕК прозондировать настроения россиян по данному вопросу была подсказана… американцами.

Во всяком случае, известный хьюстонский эпизод с неофициально-игривым приглашением в адрес Москвы – вступить в ряды ОПЕК – вряд ли был просто дипломатической шуткой или импровизацией. Вспомним: известный отраслевой гуру и глава авторитетной Кембриджской ассоциации энергетических исследований (CERA) Дэниэл Ергин с улыбкой обратился к находившемуся на том же конференц-подиуме министру энергетики РФ Александру Новаку. Эксперт спросил, не собирается ли Россия вступить в картель нефтеэкспортёров, коль скоро она поддержала его венскую инициативу? Новак ответил, что этот вопрос не рассматривается.

Этим, однако, дело не кончилось. Уже на следующей панельной сессии генсек ОПЕК Мохаммед Баркиндо настойчиво поддержал ту же тему, заявив, что Россия может быть автоматически принята в организацию. *«Приятно слышать Новака,* – сказал он. – *Я всегда с ним согласен кроме одного – неготовности России вступить в ОПЕК. Я разговаривал с ним позднее… и подчеркнул: Россия заслуживает автоматического принятия в ОПЕК»*. По словам Баркиндо, Новак ответил своей характерной улыбкой.

Что ж, сдержанность и преобладание собственных интересов – законы дипломатии, в том числе нефтяной. Видя, что Москва не хочет «клюнуть на предложенную ей наживку справа», Иран попробовал, руководствуясь своими целями, по-хорошему заманить россиян «слева». А именно – создать (на фоне сирийских, турецких, йеменских и других событий) официально структурированный военно-политический блок двустороннего характера с РФ. То есть перейти от уже ставших тесными (вплоть до согласованных пусков крылатых ракет с Южного Каспия по лагерям боевиков) партнёрских отношений к высшей ступени сотрудничества «по всем азимутам».

«Тегеран стремится к созданию стратегического альянса с Кремлём в регионе Ближнего Востока», – заявил перед московским визитом президента Рухани глава меджлиса (парламента) Ирана Али Лариджани. Осмелимся, однако, предположить, что такая (по сути союзническая) форма интеграции стала бы на нынешнем этапе излишней и опережающей события. Думается, Москва поступила мудро, приняв Рухани с безупречным гостеприимством, но в то же время не выступив с многообещающими декларациями, которые потрясли бы мир. А теперь предстоит наполнить рамки договорённостей живой конкретикой совместных проектов в иранском апстриме и даунстриме уже в 2017 г. Но это, как говорится, – отдельная тема, требующая подробного раскрытия в очередных публикациях. ■

Газовый командарм

К 110-й годовщине со дня рождения Алексея Кортунова, первого министра газовой промышленности СССР

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

С именем Алексея Кортунова по праву связывают стремительный рост газовой промышленности Советского Союза в 1955–1972 гг., создание современного трубопроводного транспорта страны, формирование Единой системы газоснабжения. Газовой отрасли он отдал четверть века, пройдя путь от начальника управления до руководителя министерства. Друзья и соратники между собой называли его «газовым командармом», признавая за ним безусловный и непререкаемый авторитет в этой важнейшей отрасли национальной экономики.

Алексей Кириллович Кортунов (1907–1973 гг.)

На пути профессионального становления

Алексей Кириллович Кортунов родился 28 (15) марта 1907 г. в столице Донского казачества городе Новочеркасске в семье рабочего-железнодорожника. Его отец работал смазчиком колёсных пар железнодорожного состава на Воронежско-Ростовской железной дороге.

Уже в подростковом возрасте Алексей стал свидетелем целого ряда важных исторических событий. Февральская революция 1917 г., вызвавшая отречение императора Николая II и образование Временного правительства, привела к появлению нового органа власти – Донского исполнительного комитета, представлявшего интересы нового правительства в казачьем крае. Но уже 26 мая 1917 г. власть на Дону и в Новочеркасске перешла в руки выборного Войскового атамана генерала Алексея Каледина.

Драматизм последующих событий привёл к тому, что Новочеркасск времён Гражданской войны представлял из себя пёстрый военный лагерь, где действовал «Круг спасения Дона», формировались соединения Добровольческой армии генерала Антона Деникина, а также частей Донской армии с целью защиты казачьего края от наступающих большевиков. Именно поэтому в публикациях советских газет Новочеркасск называли «осиным гнездом контрреволюции». Однако к концу 1919 г. былая сила и мощь белого казачества существенно ослабла, и 7 января 1920 г. в город вошли соединения Южного фронта Красной армии.

К тому времени Алексей Кортунов, окончив начальную школу, учился в ремесленном училище. После этого он поступил на работу слесарем в Новочеркасское паровозное депо. Вскоре его как крепкого, физически развитого парня взяли в паровозную бригаду на должность кочегара. Это была начальная рабочая ступень, ведущая к престижной в то время профессии машиниста паровоза. В депо его приняли и в члены Российского коммунистического союза молодёжи. С 1923 г. он стал посещать занятия на вечернем рабфаке при Донском политехническом институте. Первого сентября 1927 г. Алексей Кортунов вошёл в здание этого вуза уже как студент инженерно-мелиоративного факультета.

Поскольку в 1930 г. на базе этого факультета было создано самостоятельное высшее учебное заведение, то в 1931 г. он получил диплом инженера-строителя, окончившего Северо-Кавказский ин-

ститут водного хозяйства и мелиорации. Как одного из лучших выпускников, его по рекомендации Учёного совета направили на учёбу в аспирантуру при кафедре организации и механизации строительных работ. Весной 1933 г. Алексей Кортунов успешно завершил курс аспирантуры вуза, переименованного в феврале того же года в Новочеркасский инженерно-мелиоративный институт. Однако защитить диссертацию он не смог, по комсомольскому призыву он был направлен на Украину, на строительство металлургического завода «Азовсталь».

Возведение производственных объектов этого крупного предприятия тяжёлой индустрии велось на берегу Азовского моря, возле г. Мариуполя, в устье реки Кальмиус. И этот завод в газетах того времени с гордостью назывался «южной Магниткой». Инженер Алексей Кортунов был свидетелем того, как 12 августа 1933 г. доменная печь № 1 выдала первый чугун «Азовстали».

Затем он участвовал в строительстве доменной печи № 2, которая была введена в эксплуатацию 17 февраля 1934 г. После этого он принял участие в сооружении объектов сталеплавильного производства. Казалось, его инженерная карьера найдёт здесь дальнейшее успешное продолжение. Однако в 1936 г. последовали вызов в Москву и новое назначение на строительство производственных объектов Центрального аэрогидродинамического института (ЦАГИ).

В преддверии Второй мировой войны советское правительство решало задачу перевооружения советских ВВС на высокоскоростные самолёты-монопланы. В свою очередь, это потребовало проведения тщательных исследований по аэродинамике, гидродинамике, динамике полёта и прочности новых летательных аппаратов. Таким образом, возникла острая необходимость в создании новой научно-экспериментальной базы ЦАГИ. Площадку для строительства нового комплекса экспериментальных установок в 1935 г. выбрали в пойме Москвы-реки, неподалёку от дачной платформы Отдых. Первоочередной задачей было сооружение блока больших аэродинамических труб Т-101 и Т-104, на строительство которых в 1936 г. и был направлен инженер Кортунов. В 1939 г. эти объекты приняли в эксплуатацию, а на строительной документации стояла подпись начальника строительства аэродинамических объектов Алексея Кортунова.

На полях Великой Отечественной

Двадцать второго июня 1941 г., узнав о нападении фашистской Германии на Советский Союз, Алексей Кортунов отбыл в Раменский райвоенкомат и подал заявление о своём желании отправиться на фронт. Учитывая его специальность и опыт, он был послан на Военно-инженерные курсы. После их окончания, 5 марта 1942 г., его направили в состав 134-й стрелковой дивизии, входящей в 4-ю ударную армию Калининского фронта.

НАГРАДНОЙ ЛИСТ

Наградной лист майора А. К. Кортунова (1943 г.)

За воинскую доблесть в ходе освобождения г. Белый майор Кортунов был награждён орденом Красного знамени. 7 апреля 1943 г., преследуя отступающего противника, командир полка Кортунов был контужен, но отказался от направления в медсанбат, продолжая руководство боевыми действиями.

В период тяжёлых оборонительных боёв в ходе Ржевско-Вяземской операции командир дивизии генерал-майор Ерофей Добровольский получил известие о гибели от попадания вражеского снаряда всего командования 629-го стрелкового полка. По его приказу в этот полк отправился дивизионный инженер Кортунов с заданием принять командование подразделением и *«продержаться несколько дней»*, пока ему на замену не подберут кандидатуру строевого командира. Капитан Кортунов с боевым заданием успешно справился и даже «продержался» целый месяц, после чего в штабе дивизии вопрос о его замене даже не поднимался.

Четвёртого марта 1943 г., после артобстрела вражеских позиций, части дивизии двинулись на город Белый, и здесь 629 полк был во главе наступательной операции. Вот как об этом свидетельствуют строки из наградного листа майора Кортунова: *«В период наступления в р-не г. Белый с 4 марта 1943 г. полк дрался хорошо. Полком командовал умело и грамотно, проявил большое мужество и смелость, подразделения тов. Кортунова первыми вошли в г. Белый. При наступлении проявил грамотное управление боем, манёвренность и обходы противника, чем заставлял его поспешно отступать»*.

За воинскую доблесть в ходе освобождения г. Белый майор Кортунов был награждён орденом Красного знамени. 7 апреля 1943 г., преследуя отступающего противника, командир полка Кортунов был контужен, но отказался от направления в медсанбат, продолжая руководство боевыми действиями.

С начала августа 1943 г. 629-й полк принимал участие в Смоленской наступательной операции, а 30 июля 1943 г. в составе дивизии участвовал в освобождении города Вердино. Приказом Верховного Главнокомандующего 134-й стрелковой дивизии тогда было присвоено наименование «Вердинской». 13 августа 1943 г. 629-й полк сделал мощный прорыв вражеской обороны на 40 км в районе хутора Починок и деревни Маецкое Пречистенского района Смоленской области. В ходе этих решительных действий было освобождено более 30 населённых пунктов.13 октября 1943 г. за проявленное мужество и героизм в ходе Смоленской наступательной операции Алексей Кортунов был награждён орденом Александра Невского.

В апреле 1944 г. 134-я дивизия поступила в распоряжение 69-й армии 1-го Белорусского фронта и дислоцировалась под г. Ковелем. Несколько месяцев она отражала контратаки вражеских войск и в то же время вела подготовку к решительному наступлению. Наконец, 16 июля 1944 г., после массированной артподготовки, удалось прорвать линию обороны противника, форсировать реку

Полковник А. К. Кортунов (1945 г.)

Западный Буг и вступить на территорию Польши.

В ночь на 29 июля 1944 г. передовой отряд 629-го стрелкового полка во главе с его командиром полковником Кортуновым переправился на подручных средствах через Вислу. Не дожидаясь форсирования реки всем полком, Кортунов организовал наступление на населённый пункт Люцимя и захватил плацдарм, вошедший в историю Великой Отечественной войны под названием «Пулавский». Днём воины его полка отразили 11 контратак превосходящих сил противника, а в течение следующих четырёх дней расширили плацдарм. В этих боях полк уничтожил свыше 1 тыс. солдат противника, 6 танков и 7 штурмовых орудий, захватил 5 складов. 24 марта 1945 года *«за умелое командование полком, образцовое выполнение боевых заданий командования и проявленные при этом геройство и мужество»* полковнику Алексею Кортунову было присвоено высокое звание Героя Советского Союза.

5 мая 1945 г., преследуя отступающие разбитые части немецко-фашистских войск, 629-й стрелковый полк вышел к реке Эльбе, где и закончилась боевая биография Алексея Кортунова. Однако военную форму ему не пришлось снять в тот же год. В 1946–1948 гг. он продолжил службу в Германии в должности начальника военного сектора Управления советской военной администрации земли Тюрингия.

На мирном фронте

После демобилизации осенью 1948 г. Алексей Кортунов возвратился домой, но недолго оставался без работы. Его ценный опыт инженера-строителя и большие организаторские способности были востребованы в Главном управлении по строительству предприятий нефтяной и газовой промышленности при Совете министров СССР. В отделе кадров вначале ему, как Герою Советского Союза, была предложена руководящая должность в Москве, в одном из структурных подразделений главка. Однако размеренная канцелярская работа претила активной натуре Алексея Кортунова, теперь на гражданском фронте он вновь рвался в бой. Получив назначение на должность начальника Туймазинского территориального строительного управления, он отправился в Башкирию. Контора управления располагалась в городе Октябрьском Туймазинского района.

Главной строительной силой являлся трест «Туймазанефтегазстрой», который выполнял работы по обустройству Туймазинского месторождения, расположенного вблизи селения Нарышево в западной части республики, в 180 км от Уфы. Оно было открыто 26 сентября 1944 г., когда скважина № 100 с глубины 1700 м дала суточный дебит свыше 250 т нефти. Это месторождение в первые послевоенные годы вошло в пятёрку самых крупных по запасам не только в СССР, но и в мире.

Агитационный плакат (1949 г.)

28 марта 1948 г. приказом министра нефтяной промышленности была организована Туймазинская геофизическая экспедиция. При дальнейшем оконтуривании размеры месторождения составили 40 на 20 км. А в мае 1949 г. мощный фонтан нефти на скважине № 2, пробуренной бригадой мастера Агарзы Джебраилова, возвестил об открытии нового Серафимовского месторождения, расположенного в 20 км к юго-востоку от г. Туймазы. Дальнейшее оконтуривание показало, что его площадь составила 36 тыс. га. К концу того же года ускоренными темпами оно было введено в разработку.

Весомые результаты, достигнутые Туймазинским территориальным управлением под руководством Алексея Кортунова по обустройству Туймазинского и Серафимовского месторождений, не остались не замеченными руководством отрасли. И в 1950 г. последовало утверждение его в должности заместителя министра нефтяной промышленности СССР, отвечающего за строительство нефтегазовых объектов.

Весомые результаты, достигнутые Туймазинским территориальным управлением под руководством Алексея Кортунова по обустройству Туймазинского и Серафимовского месторождений, не остались не замеченными руководством отрасли. И в 1950 г. последовало утверждение его в должности заместителя министра нефтяной промышленности СССР, отвечающего за строительство нефтегазовых объектов. Затем он трудился на посту начальника Главного управления по строительству в восточных районах страны, а в декабре 1954 г. возглавил Главное управление строительства предприятий нефтяной промышленности (Главнефтепромстрой).

На трассе газопровода Ставрополь – Москва

29 января 1955 г. указом Президиума ВС СССР было создано Министерство строительства предприятий нефтяной промышленности СССР во главе с опытным руководителем Михаилом Евсеенко. В начале февраля 1955 г. Алексей Кортунов был утверждён в должности его заместителя. Однако в конце мая 1955 г. советское правительство приняло оче-

Министр А. К. Кортунов на трассе газопровода Ставрополь – Москва (1956 г.)

редное кадровое решение, и руководителя ведомства Михаила Евсеенко назначили министром нефтяной промышленности СССР, вместо ушедшего на работу в Госплан Николая Байбакова. Поэтому 25 мая 1955 г. Алексей Кортунов утверждён в должности министра строительства предприятий нефтяной промышленности СССР.

В следующем месяце, 17 июня 1955 г., было принято постановление Совета Министров СССР «О мероприятиях по развитию газовой промышленности и газоснабжения городов в 1955–1960 гг.». В его констатирующей части отмечено неудовлетворительное положение в этой области. Добыча природного газа в стране в 1955 г. ожидалась на уровне всего лишь 9 млрд м^3, и газоснабжением было охвачено только 8% населения страны. Общая протяжённость магистральных газопроводов составляла 4 тыс. 300 км. Поэтому советским правительством был определён курс на ускоренное развитие газовой отрасли с целью перестройки топливного баланса страны, в котором одну из важнейших позиций наряду с нефтью должен занять природный газ. Ведущая роль в реализации поставленной задачи была отведена Министерству строительства предприятий нефтяной промышленности. И в первый год его деятельности важнейшим объектом стало сооружение магистрального газопровода Ставрополь – Москва.

В 1951 г. в Ставропольском крае открыли крупнейшее в то время в стране

В 1951 г. в Ставропольском крае открыли крупнейшее в то время в стране Северо-Ставропольское месторождение природного газа с запасами более 220 млрд м^3. Таким образом, этот регион стал ведущей газоносной провинцией Советского Союза.

Северо-Ставропольское месторождение природного газа с запасами более 220 млрд м^3. Таким образом, этот регион стал ведущей газоносной провинцией Советского Союза. В 1953 г., уже после смерти Иосифа Сталина, советское правительство приняло принципиальное решение о строительстве газопровода Ставрополь – Москва, необходимого для обеспечения выросших потребностей не только столицы, но и ряда центральных областей в «голубом топливе». Однако, прежде всего, надо было обустроить газовое месторождение, пробурив достаточное количество эксплуатационных скважин и создав необходимую промысловую инфраструктуру. Эта работа заняла около двух лет. Одновременно шла разработка проекта газопровода в институте «Укргипрогазтоппром».

Решением правительства создание магистрального газопровода Ставрополь – Москва было возложено на Министерство строительства предприятий нефтяной промышленности. Оперативное руководство работами осуществляли Главное управление по строительству нефтепроводов, возглавляемое инженером Алексеем Юрышевым, и Дирекция строящегося газопровода во главе с опытным строителем Николаем Бондаренко.

Трасса газопровода протяжённостью 1 тыс. 255 км и диаметром трубы 720 мм была проложена по территориям Ставропольского края, Ростовской, Луганской, Воронежской, Липецкой, Тульской и Московской областей. Сооружение линейной части и наземных объектов (компрессорные станции, аварийно-ремонтные пункты и т. д.) вели 15 строительно-монтажных и специализированных трестов. Прокладку линий связи осуществляли организации Министерства связи СССР. К отдельным видам работ были привлечены предприятия Министерства речного флота СССР (отряды подводно-технических работ № 1 и № 2 отвечали за сооружение переходов через большие водные преграды).

На протяжении всего периода строительства министр Алексей Кортунов не выпускал из поля зрения ход работ, нередко непосредственно контролировал сооружение газовой магистрали. Именно на этой трассе он поставил задачи отработки поточно-скоростного строительства магистральных трубопроводов большого диаметра и максимального достижения уровня механизации строительно-монтажных работ. И таким образом, в отличие от предыдущих трубопроводных проектов, весь комплекс работ выполнялся по всей трассе в едином потоке, ритмично, по единому сетевому графику специализированными механизированными колоннами. Были также созданы комплексные бригады по сооружению переходов через естественные и искусственные преграды и по прокладке линий связи.

Впервые удалось здесь внедрить индустриальные методы сооружения переходов через небольшие речки, ручьи, овраги и под дорогами: изготовление, изоляция, футеровка и испытание элементов переходов и горизонтальных углов поворота осуществлялись на полустационарных базах. После этого готовые узлы и элементы вывозились на трассу к месту монтажа.

Для прокладки траншей в скальных грунтах создавались особые бригады, оснащённые специальным оборудованием. Всего же для осуществления строительных работ было сформировано 20

На строительстве газопровода Ставрополь – Москва (1956 г.)

землеройных колонн, 20 сборочно-сварочных участков, 26 комплексных механизированных изоляционно-укладочных колонн, 23 комплексные бригады по сооружению переходов и 6 комплексных бригад по прокладке линий связи.

Средние темпы прокладки трубопровода достигали 85 км в месяц, что являлось рекордным показателем для того времени. Ведь ранее они составляли только 20–30 км в месяц. Наиболее трудоёмкие земляные работы впервые были механизированы в стране на 99%, поскольку комплексные колонны были оснащены бульдозерами, одноковшовыми и роторными экскаваторами. Всего на строительстве газопровода вырыто 10 млн м^3 грунта.

Трубопровод сваривали в нитку, состоявшую в основном из 36-метровых секций, которые готовили на трубосварочных базах, расположенных на трассе неподалеку от железнодорожных станций. Сварка звеньев труб на трассе выполнялась как полуавтоматической сваркой поворотных стыков непосредственно на бровке траншеи, так и ручной электродуговой (потолочной) сваркой неповоротных стыков. Всего при строительстве первой очереди газопровода было сварено 250 тыс. стыков труб (или более 500 км сварных швов).

На магистральном газопроводе Ставрополь – Москва впервые в нашей стране была спроектирована и построена система технологической связи с использованием радиорелейной аппаратуры, а также кабельных и воздушных линий связи.

Изоляционные работы осуществлялись самоходными изоляционными машинами с помощью битумной мастики, приготовление которой впервые организовали на специальных механизированных установках. Общая площадь изоляционного покрытия составила 4 млн м^2.

При строительстве газопровода было преодолено 487 естественных и искусственных преград, в том числе выполнено 84 перехода через реки и каналы, 250 – через балки и овраги, 35 и 118 – через железные и автомобильные дороги соответственно.

На магистральном газопроводе Ставрополь – Москва впервые в нашей стране была спроектирована и построена система технологической связи с использованием радиорелейной аппаратуры, а также кабельных и воздушных линий связи. По указанию министра Алексея Кортунова в ходе работ также шла апробация многих технологических, организационных и нормативных документов на сооружение магистральных трубопроводов.

Строительство первой очереди магистрального газопровода Ставрополь – Москва закончилось в конце декабря 1956 г. Сварка последнего «красного шва» была доверена лучшему сварщику СМУ-11 «Сварочно-монтажного треста», ударнику труда А.Т. Омельянченко, который на трассе газопровода лично сварил 8 тыс. стыков.

А 22 декабря 1956 г. у совхоза «Коммунарка» под Москвой в присутствии большой группы строителей и газовиков, министра Алексея Кортунова, руководителя Главгаза при Совете Министров СССР Алексея Шмарёва, председателя исполкома Моссовета Николая Бобровникова и других руководителей был зажжён символический факел, ознаменовавший приход в столицу до 5 млн м^3 ставропольского газа ежедневно.

28 декабря 1956 г. по случаю завершения строительства первой очереди магистрального газопровода Ставрополь – Москва в Большом Кремлёвском дворце состоялось торжественное собрание. В президиуме находились руководители партии и советского правительства. Среди них был и министр Алексей Кортунов. В речи Первого секретаря ЦК КПСС Никиты Хрущёва прозвучала высокая оценка самоотверженного труда строителей, соорудивших самый протяжённый магистральный газопровод в стране, который создал необходимые условия для дальнейшего развития промышленности и коммунального хозяйства не только в Москве, но и в целом ряде центральных российских областей. В зале находились тысячи инженеров, техников, строителей, прибывших в Москву из всех строительных организаций, участвовавших в работах и положивших начало созданию единой газоснабжающей системы страны. Это стало первым и единственным представительным собранием на столь высоком уровне, посвящённом эпохальному событию в истории отечественной газовой промышленности.

Вскоре трудовой подвиг многих строителей газопровода Ставрополь – Москва по достоинству отметили высокими правительственными наградами, и среди них был министр Алексей Кортунов, удостоенный ордена Ленина.

(Окончание следует)

РЕКЛАМА

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

23 мая 2017 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

12 сентября 2017 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА
Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

17 октября 2017 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС
Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

7 декабря 2017 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

15 марта 2018 | НЕФТЕГАЗСНАБ
Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

РЕКЛАМА

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store | GET IT ON Google play