www.ngv.ru

СЕНТЯБРЬ ‘19
№15 (459)

НЕФТЕГАЗОВАЯ

ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

КАК ТЕХНОЛОГИИ И НОВЫЕ БИЗНЕС-МОДЕЛИ ВЛИЯЮТ НА БУДУЩЕЕ РЫНКА СПГ

Стр. 34

FRACTURA

РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

РИМЕРА
ИЖНЕФТЕМАШ

ПРОСТОТА
И НАДЕЖНОСТЬ

ЭКОНОМИЯ ВРЕМЕНИ
И ЗАТРАТ

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ
РЕШЕНИЯ

РЕКЛАМА

125047, Россия, г. Москва, ул. Лесная, д. 5, корп. Б
+7 495 981 01 01 доб. 4190; info@rimera.com

www.rimera.com
www.chelpipe.ru

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Сентябрь 2019
№ 15 (459)

В номере:

ГАЗИФИКАЦИЯ
И ЕЕ УРОВНИ

6

СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

4 Коротко о главном

ТЕМА НОМЕРА

26 Перспективы взаимодействия РФ и ЕС в сфере декарбонизации. Часть 3
А. Конопляник

16+

Время меняться
Г. Камышников
К. Жалилова
34

Ставка на водород
Л. Логинов
60

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

40 Политика «энергетического доминирования»
С. Комлев
М. Нечаева

54 Как сохранить газовые системы в Европе?
Перевод компании «Априори» по заказу ООО «Газпром экспорт»

АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

68 Каспий – регион возможностей
Т. Сафонова

КОМПАНИИ И РЫНКИ

77 Конкурент нефти
С. Колин
А. Травкина

Редакционный совет
Кирилл Молодцов (председатель)
Ольга Голант (заместитель председателя)
Александр Клевлин (ответственный секретарь)
Сергей Жданов
Ирина Кезик
Андрей Конопляник
Алексей Конторович
Елена Корзун
Владимир Корнев
Татьяна Митрова
Владимир Фейгин

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор
Александр Клевлин
klevlin@ngv.ru

Заместитель гендиректора
Илья Быков
bykov@ngv.ru

Редакция

Главный редактор
Ирина Кезик
kezik@ngv.ru

Шеф-редактор
Валерий Андрианов
andrianov@ngv.ru

Зам. главного редактора по аналитике
Сергей Тихонов
st.finstrvis@gmail.com

Выпускающий редактор
Ирина Сизова
ira@ngv.ru

Корректор
Елена Трохова
information20@yandex.ru

Редактор отдела «Международные рынки»
Ольга Виноградова
olgav@ngv.ru

Отдел спецпроектов
Владимир Царев
tsvn@ngv.ru

Директор по рекламе
Ольга Бизяева
bizyaeva@ngv.ru

Отдел рекламы
Вера Зернова
zernova@ngv.ru

Отдел подписки
Наталья Шитова
Геннадий Белоусов
podpiska@ngv.ru

Дизайн и верстка
ООО Печатное Бюро «Модуль»

Вебсайт www.ngv.ru
Дмитрий Ананьев
adg@ngv.ru

Администратор
Арина Вяземская
office@ngv.ru

Журнал зарегистрирован Комитетом РФ по печати

Регистрационное свидетельство № 016629

Заявленный тираж 15000 экземпляров

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

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Нефтегазовая Вертикаль» обязательна

Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571

Объединенный каталог «Пресса России» том 145380

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях

Фактический адрес:
Пресненская наб., дом 10
Комплекс «Башня на Набережной», Блок С, этаж 47

Тел./факс: +7 (495) 637-83-33

+7 (495) 510-57-24

Электронная почта: office@ngv.ru

Почтовый адрес:
Профсоюзная улица, дом 124
117321, г. Москва, Россия

Представитель в Азербайджане (г. Баку)
Владимир Мишин
mishin1306@mail.ru
Тел./факс: (99412) 465–9432

Записаться на бесплатную демонстрацию возможностей оборудования на индустриальной площадке.
uhp@ru.kaercher.com

* Реклама
Разница очевидна

ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ СВЕРХВЫСОКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Инженерные решения сверхвысокого давления

Аппарат сверхвысокого давления
HD 9/100-4

Применение:

- очистка металла от ржавчины и окалины, подготовка изделий под покраску
- финишная очистка деталей машин в процессе производства
- очистка форм для литья
- очистка покрасочных камер, решеток и рам

Продажи. Аренда. Сервис.

8 800 1000 654
www.karcher.ru

KÄRCHER

makes a difference*

КОРОТКО О ГЛАВНОМ

$10 МЛРД ДЛЯ НЕФТИ ИРАНА

Россия готова инвестировать до $10 млрд в нефтяную промышленность Ирана. Об этом заявил министр энергетики Ирана Реза Ардаканян, который провел в Москве встречу с главой Минэнерго РФ Александром Новаком.

«Переговоры об участии России в нефтяных проектах Ирана начнутся в ближайшее время. Мы надеемся, что сможем добиться хороших результатов», – цитировал иранского министра телеканал Press TV.

Ардаканян уточнил, что одним из ключевых результатов его встречи с Новаком стала договоренность о финансовой помощи России, которая позволит завершить работу над документами по строительству электростанции мощностью 1400 МВт в южной провинции Хормозган.

«Иран ожидает, что строительство начнется в ближайшие два месяца», – пояснил Ардаканян, сославшись на электростанцию «Сирик», для которой Москва предоставит кредит в размере $1,2 млрд.

В ходе переговоров стороны договорились синхронизировать электрические сети Ирана, России и Азербайджана через Баку. Ардаканян ожидает, что проект будет запущен через год после завершения этапа исследований.

Ранее Китай подтвердил намерение инвестировать $280 млрд в развитие нефтегазового и нефтехимического секторов иранской экономики. Пекин также пообещал вложить $120 млрд в модернизацию транспортной и производственной инфраструктуры ИРИ.

МЭА СОХРАНЯЕТ ПРОГНОЗ

Международное энергетическое агентство (МЭА) в сентябрьском отчете оставило неизменным прогноз по росту спроса на нефть на 2019-й и 2020 год по сравнению с прежней оценкой – на уровне 1,1 млн и 1,3 млн барр/сут. на фоне более оптимистичных, чем ранее, ожиданий в мировой экономике.

Согласно отчету, в первом полугодии рост спроса составлял всего 0,5 млн барр/сут., снижаясь до 1,2 млн барр/сут. в июне. «Но для второго полугодия мы не ждем больше ухудшения в экономическом климате и в торговых спорах. Рост спроса будет намного выше на фоне низкой базы 2018 года и более низких цен на нефть», – говорится в отчете. В июле спрос увеличился уже на 1,3 млн барр/сут. в годовом исчислении, подсчитали в МЭА.

При этом в сентябрьском отчете МЭА отмечается, что рост предложения нефти из стран не ОПЕК в 2020 году ускорится до 2,3 млн барр/сут. против 1,9 млн барр/сут. в 2019-м, что может привести к снижению спроса на сырье из стран картеля.

«Ускорение стран не ОПЕК сократит спрос на поставки из ОПЕК до 28,3 млн барр/сут. в первом полугодии 2020 года, что на 1,4 млн барр/сут. ниже уровня августа», – говорится в отчете.

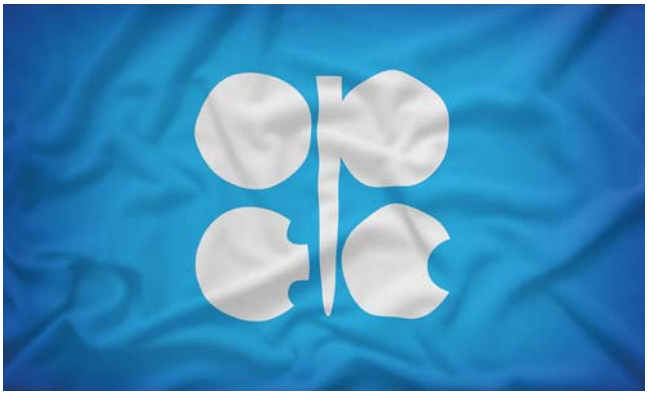
ОПЕК+ СОБЕРЕТСЯ В ДЕКАБРЕ

Следующее заседание министров мониторингового комитета ОПЕК+, в который входит и Россия, состоится в Вене 4 декабря. Об этом стало известно из коммюнике по итогам заседания 12 сентября в Абу-Даби.

Отмечается, что страны ОПЕК+, участвующие в соглашении о сокращении добычи нефти, в августе 2019 года выполнили условия сделки на 136% против 159% в июле, до конца года рекомендуется довести исполнение сделки до 100%.

Страны ОПЕК+ (24 страны-экспортера нефти, в том числе Россия) согласованно управляют добычей с 2017 года. На встрече в июле они продлили договоренности о сокращении добычи нефти на 1,2 млн барр/сут. к уровню октября 2018 года, из которых на страны ОПЕК приходится 812 тыс. барр/сут. Теперь соглашение действует до конца марта 2020 года.

Глава Минэнерго РФ Александр Новак по итогам заседания министров мониторингового комитета ОПЕК+ в Абу-Даби заявил, что признаки замедления мировой экономики и санкции беспокоят участников встречи, подчеркнув, что альянс готов реагировать при рецессии на рынке.



Фактор замедления мировой экономики «все уже называли» – это торговые войны и санкции, «которые непредсказуемы», заметил министр энергетики России. «Здесь, думаю, у нас общая позиция», – цитировало министра агентство ТАСС. В ОПЕК+ «готовы реагировать на те потребности, которые могут случиться на рынке», – заключил Новак.

ГМС ГРУППА

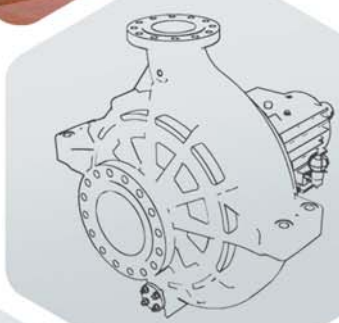
ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ

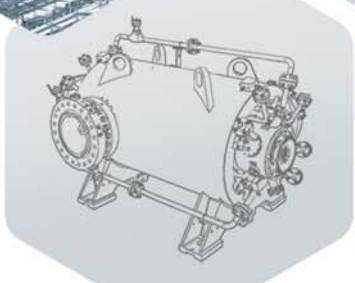
НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

- Насосы и насосные станции
- Компрессорные установки, газоперекачивающие агрегаты и компрессорные станции
- Установки комплексной подготовки нефти, газа и воды
- Блочно-модульное технологическое оборудование
- Теплообменное и колонное оборудование

ИНЖИНИРИНГ

- Проектирование объектов добычи, переработки и транспорта нефти, газа и газового конденсата
- Проектирование технологических установок
- Управление проектами





АО «ГИДРОМАШСЕРВИС» –
объединённая торговая компания Группы ГМС
Россия, 125252, Москва,
ул. Авиаконструктора Микояна, 12
Телефон: +7 (495) 664 81 71 info@hms.ru www.hms.ru

реклама

Газификация и ее уровни

Аналитическое агентство WMT Consult

В январе Президент России Владимир Путин поручил главе Минэнерго Александру Новаку вместе с ПАО «Газпром» сосредоточиться на проектах по газификации российских регионов. «Необходимо эти программы развивать вместе с регионами, с той целью, чтобы завершающие этапы имели, что называется, доведение до конечного потребителя – до домохозяйств, до семей», – поставил задачу глава государства. Эксперты аналитического агентства WMT Consult специально для «Нефтегазовой Вертикали» провели мониторинг уровней газификации российских регионов, основываясь на данных «Газпрома», его дочерних предприятий, открытых источников и сведениях местных администраций. Полученные данные показали, что средний уровень газификации в 2018 году в 85 субъектах Федерации составил 60,97%, а коэффициент роста к 2017 году –1,76 процентных пункта (п.п.). Это притом, что последний показатель только одной Тюменской области составил 20,3 п.п., в то время как в более чем 50 субъектах Федерации он не превышает 2 п.п.

Программа газификации – национальный проект, который начался в 2005 году по прямому поручению президента. Инвестиции в программу на конец 2018 года «Газпром» оценивал в 361 млрд рублей. Сам «Газпром» строит только магистральные газопроводы до населенных пунктов. Предполагается, что делается это по заявкам от региональных властей, которые со своей стороны должны обеспечить строительство в таких поселениях газораспределительных сетей низкого давления. По данным «Газпрома», за период с 2005-го по 2018 год было построено более 2 тыс. газопроводов общей протяженностью более 30 тыс. км, а уровень газификации природным газом в России к 31 декабря 2018 года достиг 68,6% (в городах – 71,9%, в сельской местности – 59,4%). У министра

энергетики Александра Новака цифра была чуть иной, в рамках погрешности – 68,5%, прирост по сравнению с предыдущим годом, по его словам, составил 0,5 п.п. Суммарный объем инвестиций «Газпрома» в газификацию регионов России в 2005–2018 годах составил 361,35 млрд рублей. Тут стоит отметить, что в 2018 году в программе газификации «Газпрома» участвовали только 66 субъектов Федерации из 85 существующих в России.

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

Восемь регионов Центрального федерального округа считаются лидерами по приросту газификации – более 90% объектов. Это Белгородская (99,9%), Брянская (90%), Воронежская (92,9%), Рязанская (95,9%), Тамбовская (96,2%) Липецкая (91%), Московская (99,8%) области и г. Москва (97,8%). Это лучшие показатели: газификация близка к стопроцентной, ежегодно плановые работы обеспечивают прирост в среднем до одного процентного пункта (исключение – Воронежская область).

Шесть регионов имеют хорошие показатели (80–90%) и нормальные темпы газификации. Это Владимирская (81%), Калужская (82,7%), Курская (82,3%), Орловская (89,5%), Тульская (88%) и Ярославская (80,1%) области.

Две области – Ивановская и Смоленская – среди догоняющих, 76,9 и 75,7%, соответственно.

А вот среди регионов Центрального федерального округа оказались и те, у кого уровень газификации ниже, чем в среднем по стране. Это Костромская (58,5%) и Тверская (66%) области.

Белгородская область – лидер России по приведению газа к объектам (99,9%). Регион опережал остальные еще до начала масштабной газификации в 2005–2006 годах. За последние 12 лет «Газпром» инвестировал 1,7 млрд рублей. Обязательства с обеих сторон выполнены в сроки. Область активно застраивается новыми жилыми комплексами, их газификация проходит согласно договорам.

По программе развития газоснабжения в 2019 году Брянская область получит 200 млн рублей. Построят еще 50 км сетей в села и деревни Стародубского, Суражского, Унечского и Навлинского районов (село Глинное с населением более 100 человек).

Воронежская область оказалась среди лидеров после «прыжка» на 5,2 п.п. за один год. На пятилетнюю программу газификации региона до 2022 года выделено более 1 млрд рублей. Запланировано построить 400 км газопровода. Ранее в регионе наблюдались финансово-административные сложности, и работы останавливались – подрядчикам не платили за сделанную работу. Сейчас таких проблем в области нет.

В 2018 году в Рязанской области построили еще три межпоселковых газопровода в Спасском и Шиловском районах. Газифицировано 14 населенных пунктов, в том числе с. Помозово Михайловского р-на. В Клепиковском, Рыбновском и Рязанском районах закончены проектно-изыскательные работы, строительные запланированы на 2019 год. В регионе строится кластер цементных предприятий, и «Газпром» спешит завершить газификацию заводов путем реконструирования ГРС «Михайлов». Уже готов проект по доведению газа до Серебрянского цементного завода. Создать благоприятные условия для новых предприятий – залог экономического процветания региона в дальнейшем.

В Тамбовской области высокие темпы газификации. В 2018 году на программу выделено 3,6 млрд рублей. Завершено строительство газопроводов высокого давления общей протяженностью 15 км в Пичаевском районе, продолжаются работы еще 26 межпоселковых газопроводов к 37 населенным пунктам. Всего запланировано возвести 240,8 км путей.

Липецкая область показывает самый низкий прирост уровня газификации. По факту расти дальше некуда – регион экономически благополучный. В рамках программы по газификации до 2022 года планируется построить еще 476,1 км газопровода, на что в 2018 году было выделено 562 млн рублей. Из проблем обратим внимание на задолженность – на 01.01.2019 более полумиллиарда рублей.

Восемь регионов Центрального федерального округа считаются лидерами по приросту газификации – более 90 % объектов

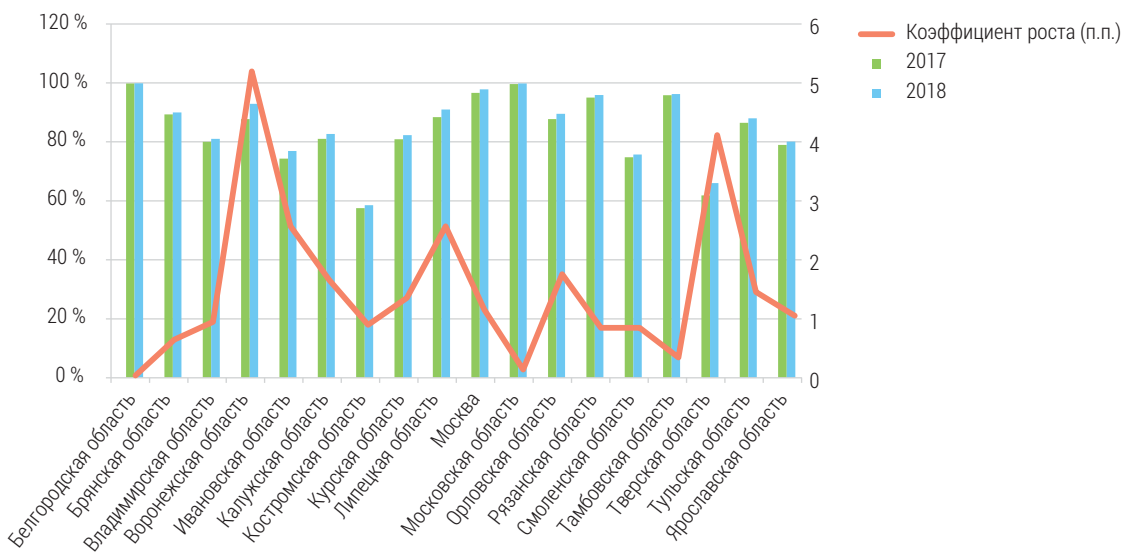
Москва расширила границы. Это значит, что приток новых жителей в Москву и Московскую область увеличит объем газопотребления (по прогнозам до 2030 года, в три раза). Разработана программа по газификации. В ближайшее время газифицируют 120 населенных пунктов, до 2025 года – 1135 объектов (общая протяженность путей составит 5505 км). В конце 2018 года были газифицированы пос. Толстопальцево, Вороновское и Роговское поселения. В 2019 году планируется сдать 50 объектов в гг. Богородский, Дмитров, Дубна, Истра, Кашира, Коломна, Руза, Шаховская и др.

Орловская область подбирается к лидерам и скоро перешагнет отметку в 90%. В 2018 году построены и запущены два газопровода в Залегощенском и Троснянском районах. В 2019 году в стадии проектирования и строительства находятся еще пять газопроводов в Мценском и Залегощенском районах. Примечательно, что за два года, с 2017-го, задолженность перед «Газпромом» снизилась с 500 до 168 млн рублей. Помимо частных лиц, в списке должников муниципальные и частные компании.

Тульскую область газифицируют высокими темпами. По итогам 2018 года газ появился в 24 населенных пунктах (41 км путей), в 2019 планируется газифицировать еще 30 (протяженностью 114 км). Это Алексинский, Заокский, Белевский, Богородицкий и Дубенский районы (включая проблемное село Шатово), которые по разным причинам не газифицировали десять лет. Динамика объясняется поддержкой региональных властей: в случае

ЦФО

№	Флаг	Субъект Федерации	Площадь, км²	Население, чел.	Административный центр	2017	2018	Коэффициент роста (п.п.)
1		Белгородская область	27 134	1 547 418	Белгород	99,80 %	99,90 %	0,10
2		Брянская область	34 857	1 200 228	Брянск	89,30 %	90,00 %	0,70
3		Владимирская область	29 084	1 365 825	Владимир	80,00 %	81,00 %	1,00
4		Воронежская область	52 216	2 327 843	Воронеж	87,70 %	92,90 %	5,20
5		Ивановская область	21 437	1 004 192	Иваново	74,30 %	76,90 %	2,60
6		Калужская область	29 777	1 009 377	Калуга	81,00 %	82,70 %	1,70
7		Костромская область	60 211	637 296	Кострома	57,55 %	58,50 %	0,95
8		Курская область	29 997	1 107 041	Курск	80,90 %	82,30 %	1,40
9		Липецкая область	24 047	1 144 055	Липецк	88,40 %	91,00 %	2,60
10		Москва	2561	12 615 882		96,60 %	97,80 %	1,20
11		Московская область	44 329	7 599 756	Москва	99,60 %	99,80 %	0,20
12		Орловская область	24 652	739 465	Орёл	87,70 %	89,50 %	1,80
13		Рязанская область	39 605	1 114 149	Рязань	95,00 %	95,90 %	0,90
14		Смоленская область	49 779	942 363	Смоленск	74,80 %	75,70 %	0,90
15		Тамбовская область	34 462	1 015 981	Тамбов	95,80 %	96,20 %	0,40
16		Тверская область	84 201	1 269 650	Тверь	61,87 %	66,00 %	4,13
17		Тульская область	25 679	1 478 814	Тула	86,50 %	88,00 %	1,50
18		Ярославская область	36 177	1 259 612	Ярославль	79,00 %	80,10 %	1,10



Источник: WMT Consult

нехватки средств федерального бюджета деньги выделяет регион, и работы не останавливаются.

В Калужской области газификации мешают возможности собственников. Более 80 % собственников в 16 объектах отказываются вести в дома газ. газопроводы ведутся только к тем пунктам, где собрано 60 % подписей, согласных на газификацию жителей. Причина в неподъемной для пенсионеров сумме в 200 тыс. рублей – именно в такую сумму обойдется провести газ на участок. Властями продумано решение о единовременной помощи в 25 тыс. рублей и контроле цен совместно с ФАС. Те, кому льготы не положены, могут получить кредит в банке по сниженной ставке. В 2018 году проведено 26 газопроводов протяженностью 58 км. Есть и проблема долга – более 200 млн рублей.

Восемь межпоселковых газопроводов (131 км) возвели в 2018 году в Курской области. Это Железногорский, Конышевский, Льговский, Октябрьский, Рыльский, Черемисиновский, Хомутовский районы и г. Курск. Данные об уровне газификации разнятся в региональных СМИ: 85, 92 и даже 99 %. По утвержденной программе местная администрация выделила 4 млрд рублей, «Газпром» – 7 млрд рублей. Глушковский район в 2018 году газифицирован полностью. К 2020 году предполагается завершить проект газификации всего региона. Большинство объектов сдаются досрочно.

В 2018 году построено 11 газопроводов в 66 населенных пункта Конышевского, Хомутовского, Курчатовского, Черемисиновского, Октябрьского, Льговского, Курского районов Владимирской области. Ведется проектирование ГРС «Рыльск» для газификации Рыльского района. До 2020 года планируется завершить основную часть работ по области. Построено 52 км межпоселковых сетей в Собинском, Меленковском, Муромском районах. На 2019 год запланирован запуск 169 км межпоселковых путей, в том числе в Кольчугинском, Селивановском, Судогодском, Петушинском, Вязниковском, Киржачском районах и г. Гусь-Хрустальном. Газификация объектов находится лично под контролем губернатора Светланы Орловой. Долг перед «Газпромом» – более 2,44 млрд рублей.

Ярославская область вошла в число тех регионов, которые полностью выполнили обязательства перед «Газпромом» в прошлом году. Газ появился в 27 объектах Некрасовского, Гаврилов-Ямского, Ростовского районов и в Запахомовском районе г. Рыбинска. В текущем году газифицируют села Рыбинского, Мышкинского и Ярославского районов (протяженность газопроводов – более 60 км). В Даниловском районе ведутся работы по проектированию.

Газификация Ивановской области обещанными темпами под угрозой. Газифицируют выборочно и, в первую очередь, те районы, жители которых сами оплатили проектно-сметную документацию. Причина – в растущей задолженности, составляющей к середине 2018 года 1,6 млрд рублей, чуть менее половины приходится на долю теплоснабжающих компаний. Тем не менее за счет резервного фонда области (выделили в 3,3 раза больше средств, чем в 2017 году) построили 21 газопровод и две ГРС в Лухском, Заволжском, Комсомольском, Лежневском и Вичугском районах.

Смоленская область в целом выполняет обязательства перед «Газпромом». В срок сданы объекты в Темкинском, Сычевском, Велижском, Вяземском (длиной 23,5 км), Угранском районах. В Руднянском и Шумячском районах ведутся проектные работы. В 2019 году получили газ в д. Темкино и с. Шуйское, 500 человек имеют возможность провести газ в дома.

Тверская область в числе проблемных. В 2015 году из-за долгов перед «Газпромом» (более 12 млрд рублей) газификацию приостановили. Новый губернатор Игорь Руденя договорился о реструктуризации долга, который за год снизился на треть. Вопреки всему, районы продолжают газифицировать – за счет подпрограммы по устойчивому развитию сельских территорий, надбавок к тарифам, резервов местного бюджета. В Сандовский и Весьегонский районы газ проведут со стороны ГРС Вологодской области. Из 36 районов без газа остаются 13. В приоритете – северо-западные районы и магистральный газопровод Ржев – Нелидово. В 2019 году планируют построить 180 км газопровода на территории Верхневолжья, 19 км внутрипоселковых газовых сетей в Осташковском городском округе, еще 21,3 км – в Калязинском районе.

Костромская область – наименее газифицированный регион ЦФО. В 2019 году возобновится строительство большого проекта – газопровод Галич – Мантурово – Шарья, окончание которого запланировано на 2023 год. Отсутствие газа во многих районах негативно сказывается на экономике региона. Строительство завода в г. Солигалич невозможно без газопровода. В Сусанинский район газ уже провели, однако подвели местные власти, которые не смогли обеспечить дальнейшую газификацию поселков. Наконец завершилась газификация г. Галича, но из-за высокой стоимости работ подключиться к сети готовы меньше половины жителей. Порой из-за нехватки средств местным властям приходится выкручиваться: работы в г. Буй велись за счет специальной надбавки к тарифам. При этом позиция губернатора состоит в том, что газифицировать регион полностью необходимости нет.

Проблемы у большинства регионов схожи: долги за газ, произвол местной администрации, нехватка средств, невыполнение обещаний подрядчиками.

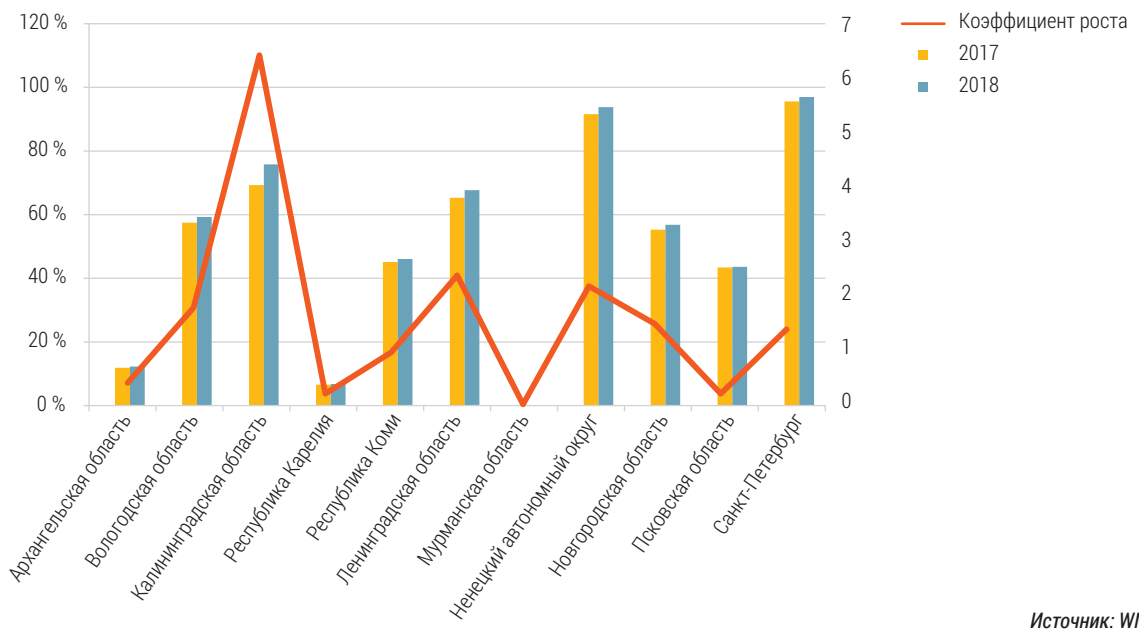
СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

Он традиционно непростой в плане экономики и инфраструктуры. Большие неосвоенные территории, долгая зима, тяжелые условия работы провоцируют население переезжать в более благополучные регионы. Одно из условий для привлечения как людей, так и инвестиционных проектов – газификация.

Почти весь газифицирован только Санкт-Петербург (на 97 %), и это легко объяснимо. Здесь сосредоточена культурная, общественная жизнь Северо-Запада России.

СЗФО

№	Флаг	Субъект Федерации	Площадь, км²	Население, чел.	Административный центр	2017	2018	Коэффициент роста (п.п.)
1		Архангельская область	589 913 [7]	1 144 119	Архангельск	11,90 %	12,30 %	0,40
2		Вологодская область	144 527	1 167 719	Вологда	57,50 %	59,30 %	1,80
3		Калининградская область	15 125	1 002 122	Калининград	69,30 %	75,80 %	6,50
4		Республика Карелия	180 520	618 056	Петрозаводск	6,60 %	6,80 %	0,20
5		Республика Коми	416 774	830 138	Сыктывкар	45,13 %	46,10 %	0,97
6		Ленинградская область	83 908	1 847 887	Санкт-Петербург	65,30 %	67,70 %	2,40
7		Мурманская область	144 902	748 078	Мурманск	0,00 %	0,00 %	0,00
8		Ненецкий автономный округ*	176 810	43 829	Нарьян-Мар	91,60 %	93,80 %	2,20
9		Новгородская область	54 501	600 301	Великий Новгород	55,30 %	56,80 %	1,50
10		Псковская область	55 399	629 673	Псков	43,40 %	43,60 %	0,20
11		Санкт-Петербург	1403	5 383 968		95,60 %	97,00 %	1,40



Источник: WMT Consult

В остальных субъектах СЗФО дела обстоят хуже. Ленинградская область газифицирована на 67,7%. В 2019 году газ придет в Приозерский, Выборгский, Бокситогорский, Кингисеппский районы. Ленинградская область полностью выполнила свои обязательства по договорам.

В 2020 году, наконец, газифицируют Приозерск. Компрессорная станция «Северная» из-за недостаточной пропускной способности была признана специалистами «Газпрома» негодной. Проект по газификации сразу всего Приозерского района оказался под угрозой. И только после личного вмешательства главы государства работы возобновились. КС «Северная» реконструируют.

В 2018 году построено 10 межпоселковых газопроводов в Всеволжском и Лужском районах. В текущем году работы продолжатся еще и в Волховском, Гатчинском, Тихвинском, Тосненском районах, а также в г. Тихвин. Сроки газификации неоднократно сдвигались. Среди причин, которые озвучил губернатор Ленинградской области А. Дрозденко, частая смена подрядчиков, несвоевременное возведение ГРС и др. Кроме того, расценки за подключение одного дома достигают почти 1 млн рублей. Для большинства собственников это неподъемная сумма. А потому со стороны властей предусмотрены субсидии.

Северо-Западный федеральный округ традиционно непростой в плане экономики и инфраструктуры. Большие неосвоенные территории, долгая зима, тяжелые условия работы провоцируют население переезжать в более благополучные регионы

Ненецкий автономный округ газифицирован на 93,8%, и это всего четыре объекта: Нарьян-Мар, Тельвиска, пос. Красное, пос. Искателей. В регионе пользуются локальной системой газоснабжения, что связано со спецификой региона (нефтедобыча). Завершены проектные работы по пяти межпоселковым газопроводам в поселки Лабожское, Великовисочное, Хонтурай, Коткино и др. Однако проект воплотится только в том случае, если администрация НАО гарантирует «Газпрому» спрос на подведенный газ.

Показатель газификации Калининградской области – 75,8%. В 2019 году построят 68 км газопровода до городов Гусев, Нестеровский, Зеленоградский, Правдинский. 320 млн рублей выделят из федерального бюджета за исполнение обязательств, по 100 млн из которых потратят на газификацию Черняховска и ГО Гуревский, 20 млн – на г. Советск, где в марте торжественно пустили газ. По факту налицо отставание по газификации на 3–4 года (Советск, Черняховск). Вопрос с газом в регионе решается через магистраль, проходящую через Литву и Белоруссию. Но в проекте – строительство СПГ-терминала.

Странная полудетективная история произошла с газификацией г. Балтийск. Переделать и достроить брошенный с 2013 года газопровод не соглашался ни один подрядчик, а когда желающего нашли, то… исчезла вся исполнительная документация. К концу 2018 года «Газпром» разработал проектную документацию по объему работ.

Показатель газификации Вологодской области – 59,3%. В 2018 освоили 343 млн рублей, построено 11 газопроводов, на семь еще готова проектная документация. Газифицированы 40 населенных пунктов в Грязовецком, Бабаевском, Верховажском, Междуреченском, Усть-Кубинском, Тарногском районах и мкрн Северный г. Тотьма. Магистральный газопровод позволит газифицировать Пудожский район Карелии со стороны Вологодской области. Сложность в том, что местные жители не готовы оплатить проведение газа в квартиры. Например, в пос. Суда Череповецкого района газ пришел еще в 2013 году, но большинство жителей отказались.

По итогам 2018 года Новгородская область газифицирована на 56,8%. Газ пришел в населенные пункты Любытинского, Валдайского, Парфинского, Новгородского районов – всего 17 газопроводов. Почти достроены магистральные газопроводы Серпухов – Ленинград и Белоусово – Ленинград. Уже в 2019 году газ подвели в деревни Бор, Ивантеевка. Начнутся работы по двум объектам – к пос. Котово Окуловского р-на и д. Усадьба Валдайского р-на. Ведутся проектные работы к пос. Валдай. Тормозят газификацию региона долги. За 2018 год удалось снизить сумму до 1,69 млрд рублей, из них 1,33 млрд рублей должны теплоснабжающие МУПы.

В Республике Коми (46,10%) обязательства «Газпром» и власти выполняют по графику, как утверждается на официальных порталах. По факту потребители остаются без газа. Так, несколько лет жители Сосновой Поляны не имели доступа к газу, хотя «Газпром» довел газопровод к границе поселка. Это не единственный случай: недовольство людей выражалось в создании групп в соцсетях, где собирались отписки чиновников, официальные письма собственников, приглашались СМИ. Сельская местность в Коми газифицирована на 7,2%. Среди проблем выделим сложности с аукционами, проектной документацией, подготовку объектов властями, бесхозные, когда-то не достроенные газопроводы. В 2018 году газифицировали Сосногорский, Сыктывдинский, Коркеросский районы. В текущем году газ появится в двух микрорайонах Сыктывкара – Ягкар и Шордор, а также в Максаковке и Сосновой Поляне. Готова документация по мкрн Кочпон. Выделено 2 млрд рублей.

Для Псковской области характерен разброс официальной информации – до 53%. По подсчетам WMT Consult, регион газифицирован лишь на 43,6%. В прошлом году сданы два газопровода в Островском и Великолукском районах, начаты работы в Пыталовском и Куньинском, готовы проекты по объектам в еще четырех районах. В 2019 году область выделила 25 млн рублей. Средства направят на газификацию Новосокольнического, Дедовичского и Псковского районов. В пос. Белорусский построят ГРС.

Архангельская область газифицирована на 12,3%. Почти пятимиллиардный долг за газ, из-за которого в 2014 году газификация остановилась, реструктуризирован с графиком полного погашения к 2026 году. Жителей возмущает трехкратная разница в тарифах на газ в разных районах Архангельской области. Многие до сих пор пользуются сжиженным газом, поскольку не желают тратиться на подключение дома к уже подведенной трубе. Парадоксально, но в Октябрьском и Ломоносовском округах Архангельска газификация невозможна: практически все участки земли скупили частные лица, вести газопровод негде. В 2018 году произошел прирост показателей на 0,4% – построили 12 газопроводов, спроектированных в 2017 году. Газ получили и крупные промышленные предприятия региона. Построен межпоселковый газопровод от ГРС «Рикасиха» до ст. Исакогорка.

В программу развития Карелии включена газификация Северного Приладожья. До 2020 года построят и введут в эксплуатацию четыре газопровода и 14 газораспределительных сетей в Питкярантском и Олонецком районах. На газификацию Питкярантского района в 2018 году выделили 1,45 млрд рублей, оттуда проведут межпоселковые газопроводы в Лахденпохский, Сортовальский районы. Проектируется газопровод-отвод Волхов – Сегежа – Костомукша, работы по которым надеются закончить к 2022 году. В Пудожский район газ придет со стороны Вологодской области. Муниципалитеты столкнулись с нехваткой собственных денег на газификацию на местах, им помогают республиканские власти. Карелия газифицирована на 6,8%.

В Мурманскую область газ так и не пришел (0%). Еще в 2016 году вести газопровод из соседнего региона отказались из-за дороговизны работ. Пользуются в основном привозным мазутным топливом, углем и сжиженным газом. Область прорабатывает способы изменения ситуации, вплоть до экзотических – транспортировать газ из Норвегии. НОВАТЭК предложил интересный вариант сотрудничества – построить в Мурманской области СПГ-терминал.

ПОВОЛЖСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

Этот округ, с точки зрения газификации, достаточно благополучный. Из 14 субъектов половина имеет показатель выше 90%, три – свыше 80%, три – средний по России (около 70%) и один регион – Кировская область – не дотягивает до средних цифр (40,2%).

В Татарстане основная программа газификации завершена (99,5%). Газ проводят точечно. На 2019 год запланировано подведение газа в 10 объектов Казани (прилегающие к столице поселки Борисоглебское, Б. Клыки, Салмачи), в 180 районных объектов, главным образом внутрипоселковые газопроводы в Кировском, Советском, Приволжском, а также к новым строящимся жилым массивам и поселкам. Так, в прошлом году провели два газопровода в Свиягу в Пестречинском районе.

Интересен опыт Татарстана в работе с долгами сельскохозяйственных предприятий. Долг перекупает фонд газификации республики, уплаченные деньги остаются в регионе и тратятся на проведение газопроводов в социально значимые объекты. Таким образом уже рассчитываются Нурлатский, Балтасинский, Бавлинский и другие районы.

Республика Мордовия газифицирована на 97,2%. Регион полностью выполняет обязательства перед «Газпромом» – таких субъектов всего 11. В 2018 году провели газ до с. Нерлей Большеберезниковского района протяженностью 9 км и в с. Подлесная Тавла Кочкуровского района (5 км). Это участки перспективные с точки зрения индивидуального жилого строительства. Также в приоритете газифицируют строящиеся в регионе предприятия.

Поволжский федеральный округ, с точки зрения газификации, достаточно благополучный. Из 14 субъектов половина имеет показатель выше 90 %, три – свыше 80 %, три – средний по России (около 70 %) и один регион – Кировская область – не дотягивает до средних цифр (40,2 %)

Оренбургская область среди лидеров с показателем 98%. В 2018 году провели шесть межпоселковых газопроводов в Акбулакский, Бузулукский, Кваркенский, Кувандыкский, Сакмаркский, Ясненский районы. Однако за высокими темпами «Газпрома» (по шесть газопроводов в 2017-м и 2018 году) не всегда успевают местные власти. Долгожданный газ уже подведен к границе поселка, а местная администрация еще не подготовилась к приему. Властям рекомендовали ускорить темпы.

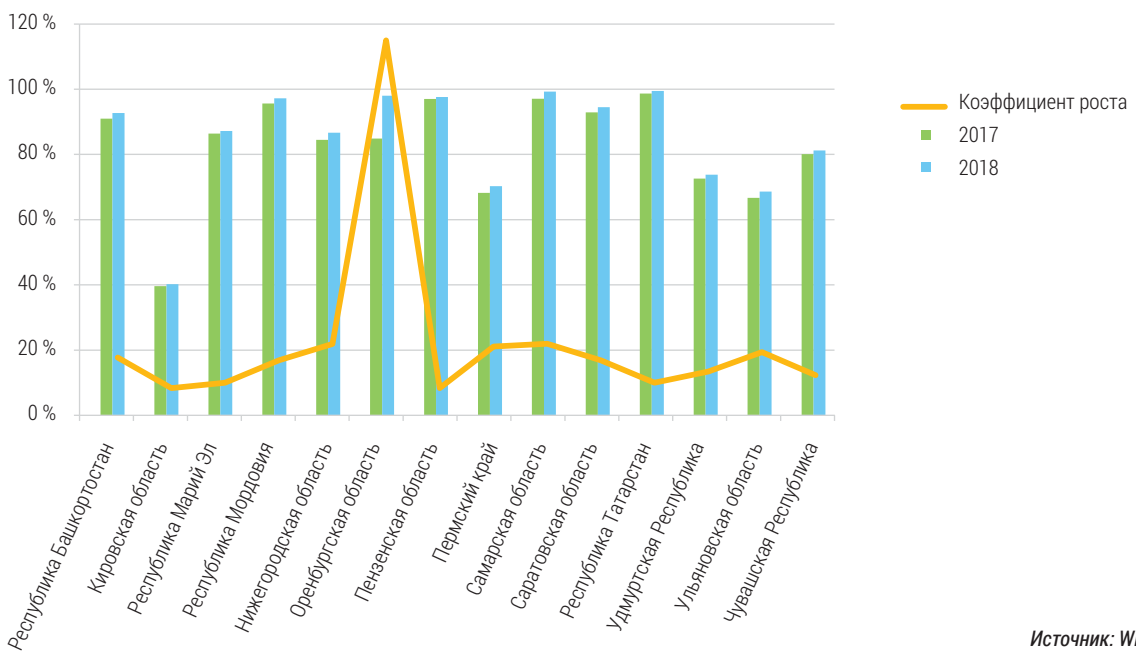
У Самарской области высокий показатель газификации (99,3%). В 2018 году ввели в эксплуатацию шесть газопроводов. В нынешнем году построят ГРС в с. Калиновка Сергиевского района и еще четыре межпоселковых газопровода (Волжский и Сызранский районы). Несмотря на завидные показатели, область в должниках. Долг перед «Газпромом» – порядка 1,31 млрд рублей. Этот факт объясняется и с тем, что местное отделение «Газпрома» частично обслуживает соседние субъекты.

В Пензенской области газификация на уровне 97,6%. В 2018 году газифицированы три микрорайона Пензы (п. Нефтяник, мкрн Междуречье, Заря), один объект готовится к сдаче, еще по четырем ведутся проектно-изыскательные работы. В 2019 году газифицируют значимые сельхозпредприятия в Мокшанском, Николаевском и Сосновоборском районах. Задолженность региона составила уже 1,6 млрд и неуклонно растет.

Саратовская область газифицирована на 94,5%. Выделили средства: в 2018 году – 504 млн, в 2019–367 млн рублей. На эти деньги 9 км газопровода построили

ПФО

№	Флаг	Субъект Федерации	Площадь, км²	Население, чел.	Адм. центр/ столица	2017	2018	Коэффициент роста (п.п.)
1		Республика Башкортостан	142 947	4 051 005	Уфа	91,00 %	92,70 %	1,70
2		Кировская область	120 374	1 272 133	Киров	39,60 %	40,20 %	0,60
3		Республика Марий Эл	23 375	680 397	Йошкар-Ола	86,40 %	87,20 %	0,80
4		Республика Мордовия	26 128	795 502	Саранск	95,60 %	97,20 %	1,60
5		Нижегородская область	76 624	3 214 657	Нижний Новгород	84,51 %	86,70 %	2,19
6		Оренбургская область	123 702	1 963 007	Оренбург	84,90 %	98,00 %	13,10
7		Пензенская область	43 352	1 318 122	Пенза	97,00 %	97,60 %	0,60
8		Пермский край	160 236	2 610 800	Пермь	68,20 %	70,30 %	2,10
9		Самарская область	53 565	3 183 038	Самара	97,10 %	99,30 %	2,20
10		Саратовская область	101 240	2 440 729	Саратов	92,90 %	94,50 %	1,60
11		Республика Татарстан	67 847	3 898 700	Казань	98,70 %	99,50 %	0,80
12		Удмуртская Республика	42 061	1 507 390	Ижевск	72,60 %	73,80 %	1,20
13		Ульяновская область	37 181	1 238 424	Ульяновск	66,70 %	68,60 %	1,90
14		Чувашская Республика	18 343	1 223 395	Чебоксары	80,13 %	81,20 %	1,07



Источник: WMT Consult

в прошлом году, в нынешнем по плану – 7 км. Газифицируют Энгельсский, Лысогорский, Красноармейский, Балаковский районы. Между тем 4 тыс. жителей муниципального образования Октябрьский Городок Татищевского района и трех соседних сел продолжают жить без газа, несмотря на многочисленные просьбы, письма и обращения к властям. Объект в программу газификации до 2021 года не попал.

Власти Башкортостана подписали с «Газпромом» соглашение о сотрудничестве. В 2019 году на газификацию 72 объектов выделено 1,7 млрд рублей, которые освоят на строительство 152 км газопровода. Газ придет в микрорайоны крупных городов: Уфа, Стерлитамак, Агидель, Ишимбай, а также в Бурзянский, Балтачевский, Аскинский, Калсатинский районы. Республика по уровню газификации также в числе первых – 92,7%.

Республика Марий Эл немного уступает лидерам – 87,2%. На 2019 год запланировано провести 59 км газопровода в Горномарийском, Куженерском, Мари-Турекском, Сернурском и Медведевском районах. По завершении работ процент газификации заметно повысится. Среди проблем, озвученных властями, острая нехватка средств на газификацию предприятий сельхозназначения. Агропромышленный комплекс – важная составляющая экономики Марий Эл. Минсельхоз в ответ на просьбу выделить субсидии на 99 млн одобрило около 10 млн рублей. Администрация продолжает запрашивать средства во всех возможных ведомствах.

Нижегородская область газифицирована на 86,7%. Финансирование за последние два года увеличилось, и в прошлом году газ появился в с. Монаково городского округа Навашинский, жители которого добивались газификации села десять лет. По плану до 2020 года газифицируют еще 39 населенных пунктов. Федеральные власти требуют нарастить темпы, однако ни в программе развития региона, ни в плане газификации нет… целых шести северных районов (Варнавинский, Ветлужский, Тонкинский, Тоншаевский, Шарангский и ГО Шахунья), а также Лысковского и Воротынского районов. На этой обширной территории проживают 130 тыс. жителей, которые отчаялись посылать письма во всевозможные инстанции. Разработан проект газопровода Шахунья – Шаранга – Йошкар-Ола, который затронет два соседних субъекта, но за исполнение никто не берется: по смете стоимость работ превышает 17,5 млрд рублей. Отметим также повышение тарифов на газ в полтора раза.

Республика Чувашия с неплохим показателем 81,2% также испытывает трудности с дальнейшей газификацией. Наконец начали возводить газопровод в Заволжье общей протяженностью 17,5 км, выделено 750 млн рублей. Сумму собрали с учетом тарифных надбавок. Однако этот проект, как и остальные плановые, – под угрозой. До 2014 года Чувашия платила по счетам, но затем платежная дисциплина ухудшилась. Долги растут: на конец 2018 года – долг составил уже 3 млрд рублей, что на полмиллиарда больше, чем полугодом ранее.

Удмуртия наращивает темпы: 73,8%, прирост за год – 1,2 п.п. В 2018 году построено три газопровода, газ появится в 24 поселениях. В конце 2018 года построили газопровод Игра – Чимошур – Кабачигурт – Зура (Игринский район) суммарной протяженностью 30 км. Проектируют объекты в Дебесском, Завьяловском, Игринском, Красногорском, Можгинском районах (всего 238 км). Их строительство закончат к 2020 году. В этом году в приоритете два газопровода: Каракулино – Вятское – Кухтино – Сухарево – Галаново (Каракулинский район) и Балезино – Оросово (Балезинский район) общей протяженностью 51,4 км.

Пермский край имеет показатель 70,3 %, чуть лучше среднероссийского. Газификация проходит за счет федерального, регионального и муниципального бюджетов, средств «Газпрома», а также на средства частных инвесторов. Благодаря увеличению финансирования за 2017-й и 2018 год было построено 63 газопровода общей протяженностью 800 км, что чуть меньше половины общей протяженности строительства газопроводов в стране в 2018 году (2019 км). В 2019 году газ появился в трех пунктах Бардымского района. В планах на 2019 год – еще пять газопроводов. Позиция администрации края такова: тотальная газификация нецелесообразна и невыгодна. Особенно это касается северных районов. Бывает, что тяжело договориться с местными властями о сотрудничестве по работам внутри населенных пунктов.

Ульяновская область газифицирована на 68,6%, что соответствует среднероссийскому показателю. На 2019 год получено 130 млн рублей из бюджета и дополнительно 75,6 млн внебюджетных средств – эти деньги потратят на работы по строительству газораспределительных сетей северной части Инзы. Перед Новым годом газифицировали 19 объектов Барышского района. Всего в 2019 году построят 27 газопроводов, по 25 проектирование уже закончено. До 2020 года газ появится еще в 115 населенных пунктах, на что «Газпром» выделил1,5 млрд рублей. Тем не менее долги за газ (2,2 млрд рублей) также угрожают темпам газификации.

Кировская область традиционно среди отстающих. В 2019 году ситуацию подправит в 3,6 раза больший бюджет по сравнению с бюджетом 2018 года. Выделено 850 млн рублей. В 2018 году приоритетом стали газификация Слободского (два межпоселковых газопровода) и Котельнича (от ГРС «Мирный»). Спроектированы работы еще по 13 газопроводам в Вятскополянском, Кирово-Чепецком, Куменском, Малмыжском, Оричевском, Слободском и Сунском районах (в сумме 160 км путей). Впрочем, работы еще много: без газа две трети районов и половина городских образований области.

Таким образом, Поволжский федеральный округ отличается стабильными темпами газификации. В половине субъектов основная программа успешно завершена, показатели близки к ста процентам. Среди главных проблем, которые тормозят рост уровня доступа населения к газу, особенно выделим долги перед «Газпромом». Если у региона большая задолженность и власти не могут договориться с компанией, газификацию завершат только по незаконченным объектам и по новым работы не начнут.

ЮЖНЫЙ И СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ОКРУГА

Если сравнить картину со средним показателем по стране, уровень газификации регионов СКФО значительно выше. Даже в среднем по округу этот показатель превышает 90%. А, например, в Ставропольском крае (99,8%), Северной Осетии (98%) и Чечне (97,8%) он приближается к полной газификации.

В прошлом году произошел скачок в 4,6 п.п. в газификации Северной Осетии. По итогам 2017 года в Пригородном и Алагирском районах построено 39,5 км газопровода, в прошлом марте еще 47 км, изыскательные работы продолжаются в трех направлениях. Причем газ пришел как в небольшие населенные пункты, с несколькими десятками жителей, так и в те, где живут более тысячи человек.

Показатель газификации в Ставропольском крае близок к 100%, и в 2019 году начнется строительство еще трех газопроводов в Нефтекумском и Советском районах. В Кабардино-Балкарии вводится в эксплуатацию газопровод общей протяженностью около 14 км. Учитывая сложный горный рельеф, работы здесь требуют больше усилий и затрат.

Ингушетия газифицирована на 84,4%. К концу 2019 года этот показатель заметно вырастет: готовится документация к запуску семи газопроводов в городах Карабулаке и Малгобеке, поселениях Мужичи, Али-Юрт и Аршты. Еще на одиннадцати объектах ведутся строительно-монтажные работы.

Если сравнить картину со средним показателем по стране, уровень газификации регионов СКФО значительно выше. Даже в среднем по округу этот показатель превышает 90 %

Процент газификации в Карачаево-Черкессии на начало 2018 года составил 81,2.

По темпам строительства республика в лидерах: за последние шесть лет показатель газификации вырос на 8%. В 2019 году региону на газификацию выделили 233 млн рублей. В ближайшее время откроется долгожданная газовая магистраль Карачаевск – Домбай. Строятся семь межпоселковых газопроводов в Карачаевском, Малокарачаевском и Урупском районах. Идет подготовка к реализации проекта в Урупском и Усть-Джегутинском районах, еще в двух ведутся изыскательные работы.

Среди прочих отстает Дагестан. Показатели газификации в этом сложном регионе максимально близки к среднему по стране – около 70%. Горный рельеф, долги «Газпрому», воровство газа на сумму более 40 млн рублей вкупе привели к тому, что в течение 2014–2016 годов газификация республики приостановилась. К концу 2019 года планируется газифицировать 18 объектов и выйти на показатель 80% к 2022 году.

Южный федеральный округ, по сравнению с Северным Кавказом, газифицирован меньше. Только у двух регионов из восьми показатель газификации превышает отметку в 90%, но далек от 100% – это Адыгея (93,4%) и Астраханская область (90,9%). Больше 80% – у Ростовской (88,1%) и Волгоградской (86,6%) областей, Калмыкии (81,4%).

Южный федеральный округ, по сравнению с Северным Кавказом, газифицирован меньше. Только у двух регионов из восьми показатель газификации превышает отметку в 90 %, но далек от 100 %

Адыгея – лидер ЮФО по уровню и темпам газификации: по сравнению с 2015 годом (всего за три года) этот показатель вырос на 9 п.п., в том числе за последний год – на 1,6 п.п. В 2018 году закончено строительство трех газопроводов в Красногвардейском, Шовгеновском и Майкопском районах, завершились проектные работы еще по семи газопроводам. По программе развития газоснабжения и газификации республики до конца 2020 года газ придет в 26 населенных пунктов.

Под пристальным вниманием властей Краснодарский край: курортный регион заинтересован в ускоренной газификации. В 2018 году закончено строительство двух газопроводов в Мостовском и Кореновском районах. Ведутся работы на 30-километровом отрезке Джубга – Новомихайловский и в Геленджике. Запланировано строительство еще восьми газопроводов на расстояние 121,1 км, внутрипоселковых за счет местного бюджета – 450 км.

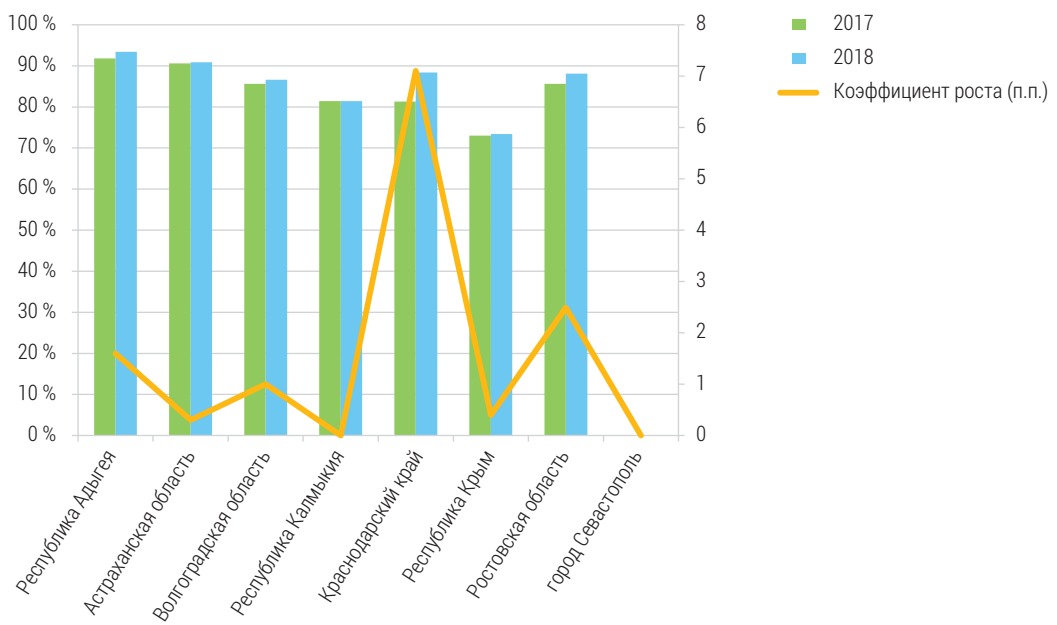
Газификация Астраханской области сопряжена со сложностями и является скорее социальным, нежели коммерческим проектом, который, по оценкам экспертов, никогда не окупится. Северные районы, куда брошены производственные силы «Газпрома», заселены неплотно. Процент газификации за 2018 год стал выше: закончилось масштабное строительство путепровода Макат – Северный Кавказ – Хошеутово – Вольное – Харабали протяженностью 79,9 км.

Волгоградская область – регион проблемный. Долг за газ более 2,6 млрд рублей и невыполнение местными властями требований по договору газификации вынудили «Газпром» в 2015 году приостановить работы. Один из подведенных газопроводов оказался бесхозным: дальше границы населенного пункта газ вести было некуда.

Республика Калмыкия – в числе лидеров по выполнению обязательств перед «Газпромом». В прошлом году торжественно открыли долгожданный газопровод в поселке Хулухте Яшкульского района протяженностью 28 км. Еще два газопровода – в поселках Молодежный и Эрмели – находятся в стадии строительства.

ЮФО

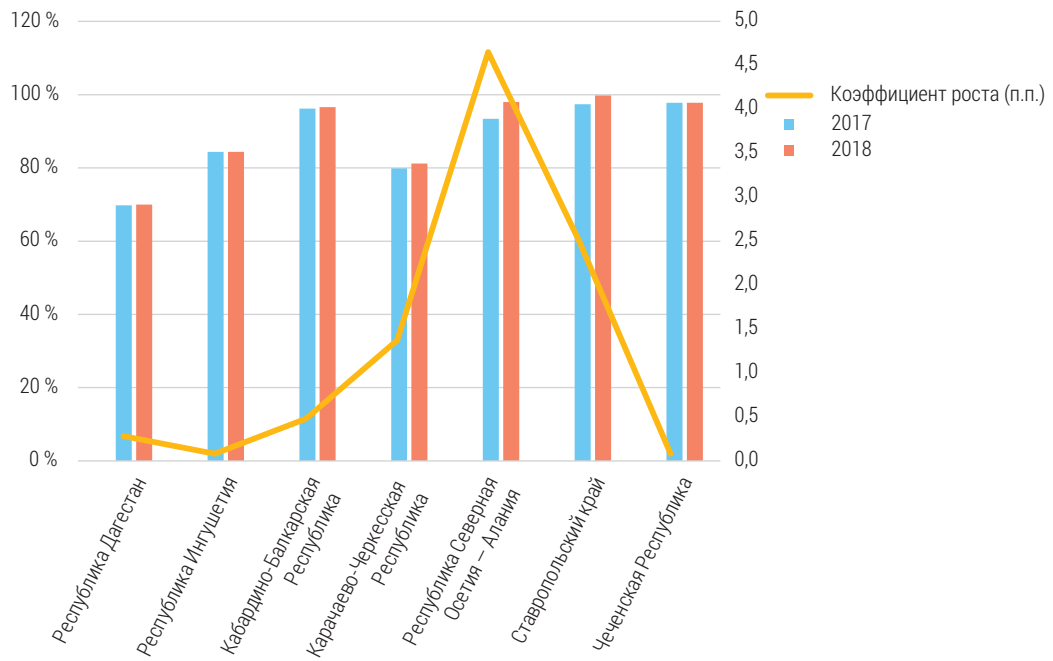
№	Флаг	Субъект Федерации	Площадь, км²	Население, чел.	Адм. центр/столица	2017	2018	Коэффициент роста (п.п.)
1		Республика Адыгея	7792	454 485	Майкоп	91,80 %	93,40 %	1,60
2		Астраханская область	49 024	1 014 374	Астрахань	90,60 %	90,90 %	0,30
3		Волгоградская область	112 877	2 507 831	Волгоград	85,6 %	86,60 %	1,00
4		Республика Калмыкия	74 731	272 710	Элиста	81,40 %	81,40 %	0,00
5		Краснодарский край	75 485	5 647 652	Краснодар	81,30 %	88,40 %	7,10
6		Республика Крым	26 081	1 912 071	Симферополь	73,00 %	73,40 %	0,40
7		Ростовская область	100 967	4 203 634	Ростов-на-Дону	85,61 %	88,10 %	2,49
8		город Севастополь	864	443 119	Севастополь	0,00 %	0,00 %	0,00



Источник: WMT Consult

СКФО

№	Флаг	Субъект Федерации	Площадь, км²	Население, чел.	Адм. центр/ столица	2017	2018	Коэффициент роста (п.п.)
1		Республика Дагестан	50 270	3 085 343	Махачкала	69,80 %	70,00 %	0,20
2		Республика Ингушетия	3628	497 356	Магас	84,40 %	84,40 %	0,00
3		Кабардино-Балкарская Республика	12 470	865 978	Нальчик	96,20 %	96,60 %	0,40
4		Карачаево-Черкесская Республика	14 277	465 664	Черкесск	79,90 %	81,20 %	1,30
5		Республика Северная Осетия — Алания	7987	699 204	Владикавказ	93,40 %	98,00 %	4,60
6		Ставропольский край	66 160	2 795 431	Ставрополь	97,37 %	99,80 %	2,43
7		Чеченская Республика	15 647	1 458 401	Грозный	97,80 %	97,80 %	0,00



Источник: WMT Consult

Ростовская область газифицирована на 88,1 %, и показатель растет быстро: только за первое полугодие 2018 года протянуто 150 км газопровода, газ появился в поселках Азовского, Аксайского, Белокалитвинского, Боковского, Верхнедонского, Дубовского районов и Гуково. При этом властями подписан договор о подключении домов за счет бюджета: в более 40 тыс. домов газ проведут бесплатно.

Здесь приведены средние по регионам показатели – в городах они выше, в сельской местности ниже. Возможно, реальный процент газификации мог быть выше, и тому есть причины. Это наболевшая для «Газпрома» тема – долги за газ (по некоторым оценкам, до 137,7 млрд рублей). «Лидеры» по числу неплательщиков – физических лиц – республики Северного Кавказа, а среди предприятий – Московская, Тверская области и Пермский край.

По договорам за «Газпромом» – проектно-изыскательные работы, ведение межпоселковой магистрали до границы населенного пункта. Дальше газификацией занимается местная администрация, которая зачастую не готова вкладывать миллионы рублей в такие работы. Проблемные с этой точки зрения регионы – Ставрополье, Дагестан, Карачаево-Черкесия, Волгоградская область.

УРАЛЬСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

Округ газифицирован неравномерно: есть регионы и с отличным уровнем газификации, и с нулевым. Так показатель Тюменской области – 94 %, самый высокий по округу. Более того, он лидирует по коэффициенту роста в целом по стране – 20,3 п.п. В 2018 году газ пришел в Тобольский, Тюменский, Юргинский районы, освоено 172 млн рублей. При средней стоимости строительства газопровода в России в пределах 5 млн рублей за километр тюменцы снизили стоимость в три раза.

Строительство и дальнейшая эксплуатация сетей передаются одной и той же организации: налицо заинтересованность собственника в быстром и качественном исполнении работ с целью скорейшего получения выгоды от ввода их в эксплуатацию. Этот опыт вошел в список лучших практик России. Кроме того, в Тюменской области выплачивают субсидии на газификацию частного дома в размере 40 тыс. рублей, а также реализован принцип «одного окна» в работе с населением.

Ямало-Ненецкий автономный округ газифицирован на 93,4 %. В 2018 году завершено строительство магистрального газопровода «Северная Нива». В активной газификации региона заинтересован сам «Газпром», поскольку значительный объем газа добывается из месторождений ЯМАО. «Газпром» инвестирует миллиарды на развитие округа (только за 2018 год 172,9 млрд рублей). Согласно программе газификации, в период с 2018-го по 2022 год построят 30 км магистральных и 76 межпоселковых газопроводов. В текущем году плановые работы пройдут в объектах городов Губкинский, Новый Уренгой, Лабытнанги и в Пуровском районе.

Показатель газификации Челябинской области выше среднероссийского – 72,3 %. Нельзя не отметить роль властей. Областная администрация поддерживает строительство газопроводов, ежегодно выделяя из бюджета 500 млн рублей. За период 2014–2017 годов простроено 1057 км газопроводов. Газ пришел в Октябрьский, Еткульский, Коркинский районы. В 2018–2019 годах работы проходят в Кунашакском, Уйском, Агаповском, Аргаяшском, Нагайбакском, Чебаркульском районах.

Тем не менее речи о тотальной газификации в регионе не идет. Уровень газификации Свердловской области ниже, чем в среднем по России (62,3 %). В 2018 году газ придет в районы городов Североуральский, Краснотурьинский, Серовский, Ивдельский, Волчанский и в микрорайон Нижнего Тагила. В 2019 году на строительство 210 км сетей выделено 406 млн рублей.

Уральский федеральный округ газифицирован неравномерно: есть регионы и с отличным уровнем газификации, и с нулевым

Курганская область газифицирована на 48 %. В 2018 году газ появился в Далматовском, Притобольском, Шадринском районах и в мкрн Торфяники г. Курган, построена ГРС Шумиха. В сентябре 2019 года газифицируют пос. Лебяжье, дальше ветка направится в Макушино, Петрово, Частоозерье, Мокроусово. Поселений с газом могло быть больше, однако из-за долгов области сроки неоднократно срывались, а Катайский район и вовсе не был включен в программу.

В Ханты-Мансийском автономном округе подход к газификации целесообразный с точки зрения экономики. Уровень в 39,7 % обеспечивает газом потребности 96 % жителей региона. В 2018 году построены газопроводы в Советском, Ханты-Мансийском, Кондинском районах.

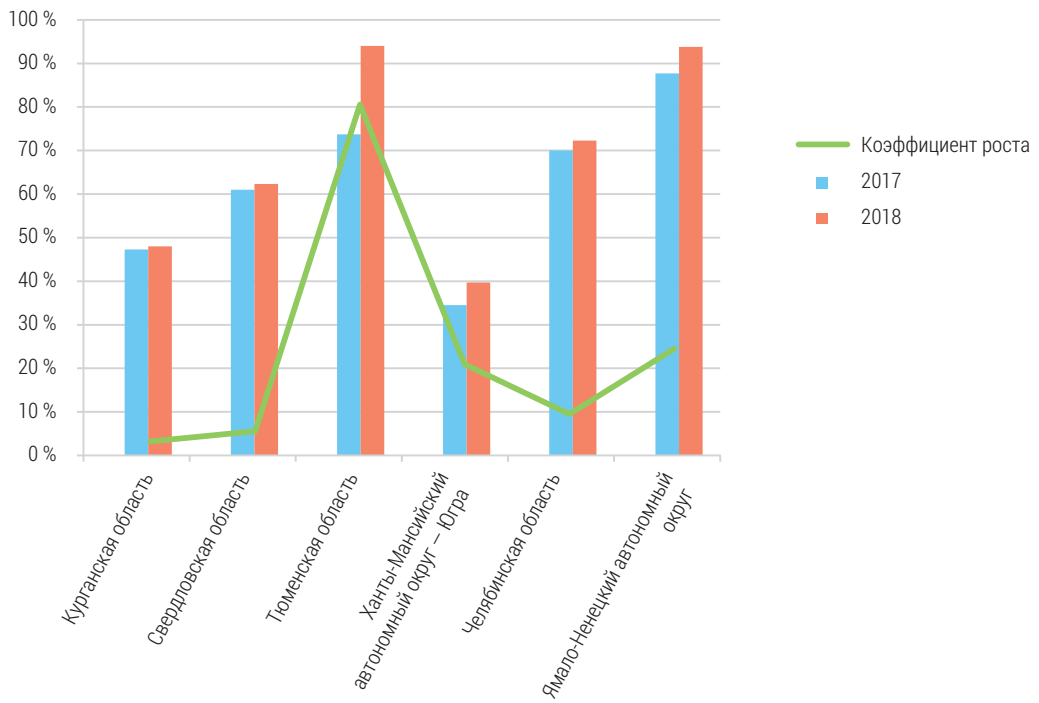
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

Он по площади превосходит остальные. Огромные незаселенные территории, низкая плотность населения, большие расстояния между городами осложняют процесс газификации. Богатство ресурсов, сконцентрированных в месторождениях Сибири, тем не менее делают округ привлекательным для инвестиций в его развитие. Средства, выделяемые на газификацию, исчисляются миллиардами рублей.

По данным WMT Consult, у Омской области лучший показатель среди остальных субъектов СФО (31,2 %), при этом он не дотягивает даже до половины среднероссийского. Программа газификации до 2020 года выполняется по графикам. На заложенные 3,7 млрд рублей возводятся пять ГРС, 14 межпоселковых газопроводов в Тюкалинском, Называевском, Большереченском, Одесском,

УФО

№	Флаг	Субъект Федерации	Площадь, км²	Население, чел.	Адм. центр / столица	2017	2018	Коэффициент роста
1		Курганская область	71 488	834 718	Курган	47,30 %	48,00 %	0,70 %
2		Свердловская область	194 307	4 315 702	Екатеринбург	61,00 %	62,30 %	1,30 %
3		Тюменская область	1 464 173	3 723 984	Тюмень	73,70 %	94,00 %	20,30 %
4		Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	534 801	1 663 798 [1]	Ханты-Мансийск	34,50 %	39,70 %	5,20 %
5		Челябинская область	88 529	3 475 727 [1]	Челябинск	70,00 %	72,30 %	2,30 %
6		Ямало-Ненецкий автономный округ	769 250	541 479 [1]	Салехард	87,70 %	93,80 %	6,10 %



Источник: WMT Consult

Исилькульском районах. В 2018 году газифицировано 18 населенных пунктов, проложено 8,6 км межпоселковых путей.

Однако при высоких вложениях прогнозируемая рентабельность работ низкая. Известен печальный случай, когда газ в район провели из местной скважины, но за шесть лет она истощилась, и люди вновь вынуждены перейти на дрова. Из 37 поселений Тавризского района газ пришел только в два. Нередки ситуации, когда газопровод построен, но до потребителя не доведен, или застройщики деньги с населения за внутрипоселковые пути собрали, но газа все равно нет. На подключение у людей нет денег, затраты в среднем 100 тыс. рублей на двор. Омские власти призывают фермерские хозяйства помочь газифицировать районы. Средств из бюджета и Пенсионного фонда не хватает. Ситуация на контроле в Минсельхозе и Минстрое. Так, притом что показатель газификации в регионе лучший, кризис, прежде всего управленческий и финансовый, налицо.

Сибирский федеральный округ по площади превосходит остальные. Огромные незаселенные территории, низкая плотность населения, большие расстояния между городами осложняют процесс газификации

Чуть хуже газифицирована Новосибирская область – 29,68%. Хотя темпы в последнее время регион показывает неплохие. В 2018 году на газификацию области администрацией региона выделено 2 млрд рублей. Прирост составил 2,18 п.п., что в целом выше среднероссийского показателя.

Уровень газификации Алтайского края – 12,3%. В приоритете – подведение газа в западные и юго-западные перспективные Топчихинский, Мамонтовский, Тюменцевский районы и города Рубцовск, Славгород, Змеиногорск. 2 млрд рублей вложено в газификацию Ребрихинского района, откуда ветка газопровода направится дальше, в названные районы. Газопровод в Ребрихинском районе должны были сдать еще в 2017 году, но подвел подрядчик. Соглашение расторгли, процесс приостановился. В текущем году должны ввести в эксплуатацию газопровод в с. Бобровка Первомайского района, строительство которого велось с перерывами целых 10 лет.

Томская область газифицирована на 12,3%. Хотя планы у администрации региона грандиозные – до 2020 года обеспечить строительство более 860 км газопроводов и подготовить к приему газа 16,5 тыс. домовладений, а также 130 котельных. Кроме того, разработан альтернативный вариант обеспечения газом отдаленных районов Томской области.

Показатель газификации Иркутской области еще скромнее – 8,1%. Несмотря на огромные запасы газа на территории Иркутской области, регион отапливается углем, привозным газом и электроэнергией, которую вырабатывают ГЭС. Дальнейшая газификация региона предполагается за счет собственных ресурсов, основные потребители – предприятия промышленности и ЖКХ. Вероятно, что в ближайшее время ситуация может измениться – китайская компания «Энергия транслогистик «Шэн-Фэн» намерена инвестировать $1 млрд рублей в газификацию города Братска Иркутской области в рамках трехстороннего соглашения о сотрудничестве, которое было заключено в конце мая 2019 года на Братском экономическом форуме.

Республика Алтай газифицирована на 5,7%. За 2017–2018 годы возведено 542 км газопровода, но функционирует из них только 487,7 км. Со стороны властей предусмотрены субсидии на газификацию. Однако пока статистика печальная: из 59 населенных пунктов республики газ есть только в 16. Долгов у республики перед «Газпромом» нет. В целом газификация идет планово, хоть и мелкими шажками.

Непростая ситуация складывается в Республике Хакасия (с показателем 5,1%). Субъект отапливается углем, в то время как известно, что в Хакасии есть собственные месторождения нефти и газа. Одно из них было открыто еще в 1959 году, но у собственника лицензии на этот участок не было средств на разработку, и восемь скважин законсервировали. Газом из месторождения Новомихайловское пользуются в нескольких районах, в первую очередь газифицируют промышленные предприятия. Республика территориально расположена вдалеке от главных магистральных путей, в некоторые населенные пункты завозят сжиженный газ. Схема газификации, принятая еще в 2009 году, давно устарела, кроме того, из-за долгов перед «Газпромом» приостановились работы в г. Черногорск.

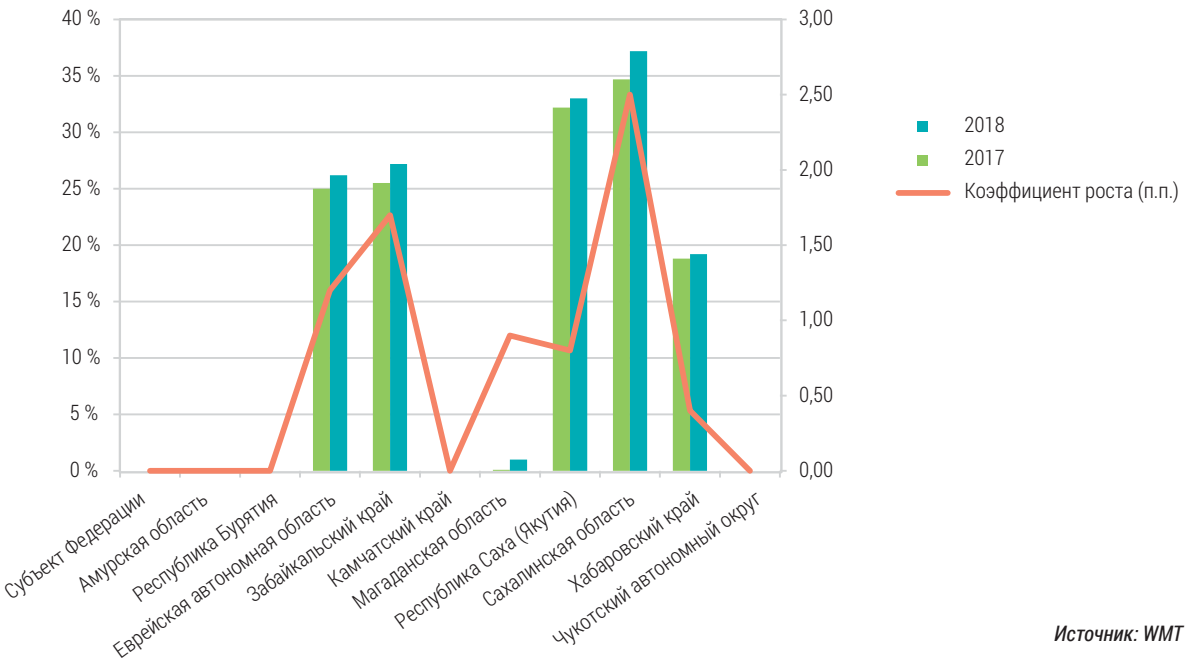
В Кемеровской области показатель чуть лучше, чем ничего – 2%. Основные пользователи – промышленные, коммунально-бытовые предприятия, долги которых перевалили за 3 млрд рублей. Растущая задолженность остановила процесс газификации региона на несколько лет. Юргинский машзавод, накопивший более 300 млн рублей долгов, был отключен от подачи газа. Область отапливается углем. За последний год, наконец, произошли подвижки. По программе газификации 2019–2023 годов на строительство 600 км путей и газификацию 15 населенных пунктов выделено 11 млрд рублей.

Красноярский край, в отличие от Кемеровской области, похвастаться вливаниями и планами на будущее не может (1,7%). По факту газифицирован только Норильский промышленный район. Ежегодно разрабатываются схемы и программы, которые остаются на бумаге. Из реальных обсуждаются три варианта возможной газификации региона: разрабатывать собственные месторождения, вести ветку из Кемеровской области или с другой стороны – из Томской области, где строится газопровод «Алтай». Но изменения ситуации в ближайшие лет пять ожидать не приходится.

Республика Тыва не газифицирована (0%). В Тыве газификация затрудняется из-за конфликта интересов: в республике располагаются залежи угля, не требующие

СФО

№	Флаг	Субъект Федерации	Площадь, км²	Население, чел.	Адм. центр/столица	2017	2018	Коэффициент роста (п.п.)
1		Амурская область	361 908	793 194 [2]	Благовещенск	0,00 %	0,00 %	0,00
2		Республика Бурятия	351 334	983 276 [2]	Улан-Удэ	0,00 %	0,00 %	0,00
3		Еврейская автономная область	36 271	159 873 [2]	Биробиджан	0,00 %	0,00 %	0,00
4		Забайкальский край	431 892	1 065 785 [2]	Чита	25,00 %	26,20 %	1,20
5		Камчатский край	464 275	314 722 [2]	Петропавловск-Камчатский	25,50 %	27,20 %	1,70
6		Магаданская область	462 464	141 231 [2]	Магадан	0,00 %	0,00 %	0,00
7		Приморский край	164 673	1 902 719 [2]	Владивосток	0,10 %	1,00 %	0,90
8		Республика Саха (Якутия)	3 083 523	966 997 [2]	Якутск	32,20 %	33,00 %	0,80
9		Сахалинская область	87 101	489 638 [2]	Южно-Сахалинск	34,70 %	37,20 %	2,50
10		Хабаровский край	787 633	1 321 496 [2]	Хабаровск	18,80 %	19,20 %	0,40
11		Чукотский автономный округ	721 481	49 663 [2]	Анадырь	0,00 %	0,00 %	0,00



Источник: WMT Consult

сложной технологии для извлечения. От Элегестинского месторождения строится железнодорожная ветка, по которой уголь будет доставляться через Курагино и Кызыл в Китай. Однако есть опасность для экологии региона в повсеместном сжигании угля. Разработано два варианта возможной газификации республики: отвод от газопровода «Алтай» или автономная газификация по Восточной газовой программе, когда сжиженный газ привозят в регион в цистернах. Но это в перспективе. В связи с трудностями у компании «Тувгаз» о скорейшем решении вопроса говорить не приходится.

ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ОКРУГ

Это самый малогазифицированный округ России. Неосвоенные территории, малая плотность населения, суровый климат отражают и показатели газификации. В конце 2019 года открывается магистральный газопровод «Сила Сибири», призванный, в том числе, поднять уровень доступности к газу на Дальнем Востоке.

Сахалинская область с показателем 37,2%, по данным WMT Consult, находится на положении «сапожника без сапог». Сахалин – источник газа для ДФО. Ведется добыча на шельфе (проекты «Сахалин-2» и «Сахалин-3»). Газ добывают и на суше – Анивское месторождение. Газифицированы четыре муниципальных образования: городские округа Охинский, Ногликский и Анивский, а также Южно-Сахалинск. Добыча на шельфе – проект перспективный, делающий регион привлекательным для бизнеса. В 2018 году проведен газопровод к пригородам Южно-Сахалинска, с. Березняки и Старорусское. В 2019 году ведутся работы по строительству ГРС «Тымовское», от нее разойдутся четыре газопровода к поселениям Тымовского района. Это направление приоритетное, так как включены еще 82 промышленных объекта. На стадии подготовки и проектирования газопроводы в г. Долинске, Поронайске, Александровск-Сахалинске, с. Сокол и в Долинском и Макаровском районах – в общей сложности их 16. Программа газификации региона из-за нереальности реализации (достичь 60%) неоднократно отвергалась местной думой.

Газификация Республики Саха (Якутия) – проект социальный, а не коммерческий. Газифицируют в основном юг региона. В 2017–2018 годах газ пришел в Чурапчинский улус, Мегино-Кангаласский улус и Асым-Горный улус. В 2017–2019 годах планируется построить 77 км межпоселковых газопроводов к восьми населенным пунктам. В Чурапчинском улусе, к которому подвели газ, рассчитывают на помощь властей – денег на подключение домов к газопроводу у жителей нет.

Республика ждет открытия «Силы Сибири», и тогда долгожданный газ придет в Ленский, Олекминский, Алданский, Нерюнгринский районы. Чаяндинское месторождение на территории республики – основной источник газа для «Силы Сибири».

Забайкальский край газифицирован на 26,2%, но оценивать темпы газификации сложно. Большая территория, низкая плотность населения. Из-за территориальных особенностей Забайкалья вести отвод от «Силы Сибири» очень дорого – до Читы почти 800 км, хотя в программе заложена газификация ближайших к «Силе Сибири» районов – строительство ГРС в с. Акша, Улеты, Кыра.

Камчатский край – в черном списке «Газпрома», несмотря на не худшие по ДФО показатели (27,2%). Власти полуострова игнорируют программу газификации и не выполняют обязательств по подготовке пользователей к приему газа. В 2016 году ситуация по газификации даже ухудшилась: месторождение газа в Соболевском районе истощило свои ресурсы и жителей срочно перевели на мазут. На западном побережье пытаются осваивать Кшукское и Нижне-Квакчинское месторождения. В 2019 году утвержден проект строительства СПГ-терминала, это комплекс плавучих складов для хранения и перевалки далее по Северному морскому пути. В результате хранения образуется побочный газ, который пойдет на нужды Камчатки.

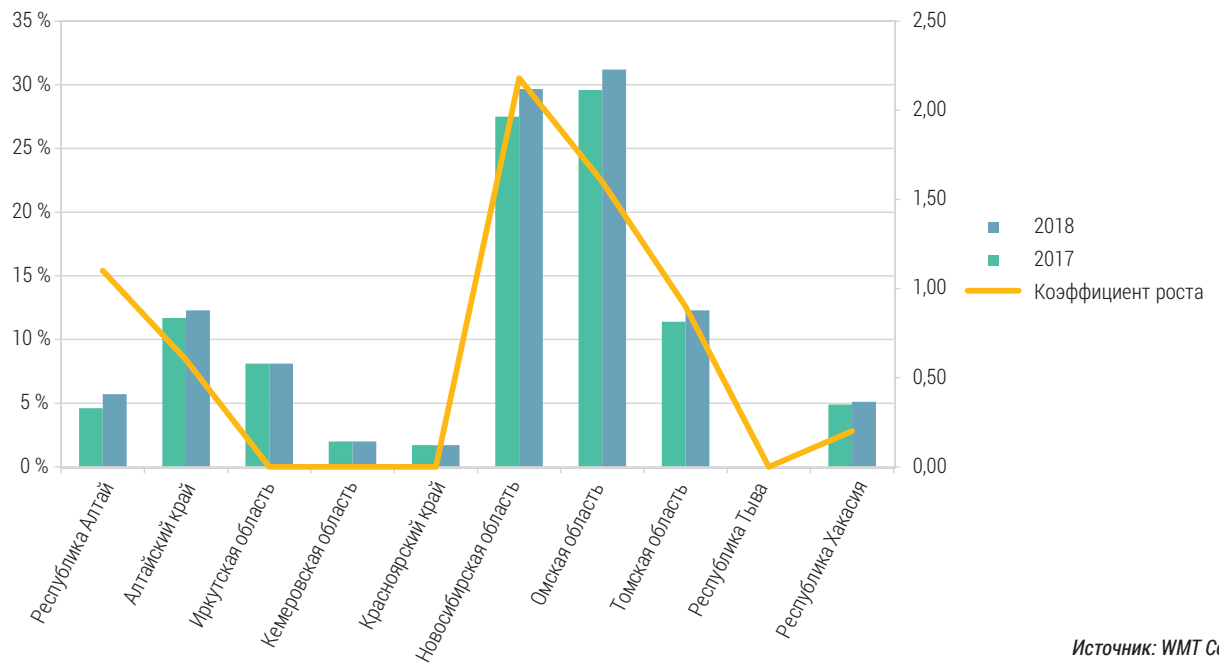
Дальневосточный округ самый малогазифицированный округ России. Неосвоенные территории, малая плотность населения, суровый климат отражают и показатели газификации

Хабаровский край также не выполняет договоренностей (19,2%). В газифицированных городах построены максимум треть уличных путей. Многие были введены в строй еще в 2011–2015 годах, однако власти к приему не подготовились и без газа остаются жители городов и сел. Таким образом, программа газификации 2012–2015 годав была завершена, но не выполнена, поскольку газа потребители так и не увидели. Резко подскочили цены на газ, привязанные на Дальнем Востоке к доллару США. Из-за роста тарифов возрос долг: осенью прошлого года он уже составлял 630 млн рублей. «Газпром» запланировал масштабное строительство – ветку Сахалин – Хабаровск – Владивосток, но необходима заинтересованность всех трех сторон. Темпы невелики: в 2018 году газ появился в с. Мичуринское Хабаровского района, в этом году готовится ввод в эксплуатацию газопровода в селе Казакевичево.

Приморский край газифицирован на 1%, однако в ближайшее время ожидается скачок. На работы в 2019–2020 годах выделено 55 млрд рублей. Уже в текущем году подлежат сдаче 12 объектов в Спасском и Михайловском районах, г. Спасске-Дальнем, Артеме и Уссурийске. «Газпром» столкнулся с проблемой и при прокладывании путей: по строительству газопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток сорваны сроки. Сложности бюрократического характера – собственники земли (РЖД или Минобороны) не согласовали работы на их земле. Та же трудность и в Надеждинском районе: каждый участок, по которому должна пройти

ДФО

№	Флаг	Субъект Федерации	Площадь, км²	Население, чел.	Адм. центр/столица	2017	2018	Коэффициент роста (п.п.)
1		Республика Алтай	92 903	218 866	Горно-Алтайск	4,60 %	5,70 %	1,10
2		Алтайский край	167 996	2 332 511	Барнаул	11,70 %	12,30 %	0,60
3		Иркутская область	774 846	2 397 832	Иркутск	8,10 %	8,10 %	0,00
4		Кемеровская область	95 725	2 674 283	Кемерово	2,00 %	2,00 %	0,00
5		Красноярский край	2 366 797	2 874 050	Красноярск	1,70 %	1,70 %	0,00
6		Новосибирская область	177 756	2 793 389	Новосибирск	27,50 %	29,68 %	2,18
7		Омская область	141 140	1 944 225	Омск	29,60 %	31,20 %	1,60
8		Томская область	314 391	1 077 442	Томск	11,40 %	12,30 %	0,90
9		Республика Тыва	168 604	324 420	Кызыл	0,00 %	0,00 %	0,00
10		Республика Хакасия	61 569	536 167	Абакан	4,90 %	5,10 %	0,20



Источник: WMT Consult

труба, кому-то принадлежит, а потому договариваться приходится с собственниками участков на выгодных для них условиях. Строится отвод до г. Находка и оттуда, через три-пять лет, к космодрому «Восточный».

Амурская область (0%) с нетерпением ожидает открытия «Силы Сибири» и вовсю готовится к этому событию. Из разных источников выделено 14 млрд рублей, уже активно ведется строительство газопроводов. В первую очередь газифицируют города Циолковский, Свободный, Благовещенск и девять муниципальных образований в Тындинском, Сковородинском, Магдагачинском, Свободненском и других районах – всего 1350 населенных пунктов. В далекой перспективе – газификация Архаринского и Бурейского районов, но уже с другой стороны от Хабаровска. В планах из-за удаленности нет Селемджинского района. Газификация призвана заменить неэкологичный мазут.

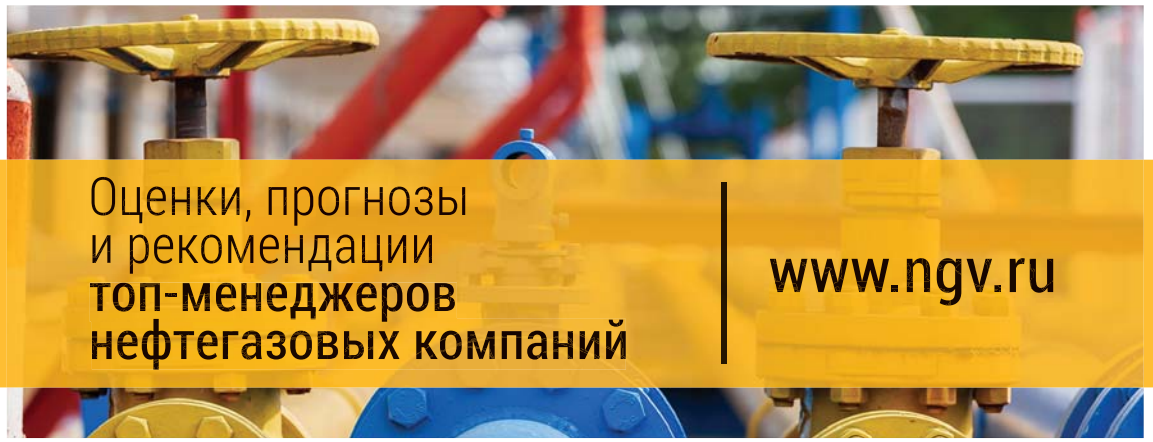
Речи о всеобщей газификации северных регионов и субъектов с низкой заселенностью не идет, но перевод предприятий коммунального хозяйства на газ с дорогого, грязного привозного мазута или угля – уже победа для экологии и местных жителей

Несмотря на призывы федеральных властей, по газификации Республики Бурятия (0%) не делается ничего: нет ни бюджета, ни возможностей. В 2006 году у региона был шанс на стадии переговоров по маршруту прохождения «Силы Сибири», но газопровод Бурятию обошел. На строительство газопровода-отвода нужно 60 млрд рублей. Таких денег в бюджете нет, проект нерентабелен. Предлагали даже вести газопровод через Монголию, но ни Китаю, ни «Газпрому» этот вариант не выгоден. Сжиженный газ стоит в два раза дороже, чем уголь, которым отапливается республика. Единственный реальный на сегодня вариант – реконструировать местные ТЭЦ, чтобы они меньше загрязняли атмосферу, но власти инициативы не проявляют.

Загрязнение воздуха в Еврейской автономной области (0%) – одна из причин оттока людей в другие регионы. Область экономически неблагополучна, даже столица Биробиджан откровенно грязная и пыльная из-за смога. Причина в сжигании местными устаревшими ТЭЦ мазута. С введением в эксплуатацию газопровода «Сила Сибири», который затронет субъект в районе Облучье – Волочаевка, у Еврейской автономной области, если построить ГРС и вести оттуда газ на остальную территорию области, появится шанс изменить ситуацию. Жители отчаянно пишут письма в Администрацию Президента. В Магаданской области газа тоже нет (0%), несмотря на то, что регион включен в программу газификации страны. Сейчас сжиженный газ везут из Якутии. На уровне предложения – попробовать ввозить с Сахалина. Главная цель – обеспечить газом не частных лиц, а Магаданскую ТЭЦ. В регионе есть собственные запасы газа, но разрабатывать их начнут не раньше, чем через год, т.е. к 2020 году. В перспективе планируется довести газ до 36 населенных пунктов Колымы за счет освоения собственных ресурсов.

Чукотский автономный округ также не газифицирован в привычном понимании (0%). Однако в 2018–2019 годах проделана большая работа – от Западно-Озерного месторождения построен локальный газопровод, который обеспечивает Анадырскую ТЭЦ. Соглашение достигнуто совместно с компанией «РусГидро». В текущем году переход на газ осуществится полностью. Это положительно повлияет на экологию (до этого ТЭЦ работала на мазуте).

Итак, большие надежды в Дальневосточном округе связывают с газопроводом «Сила Сибири». Многое зависит от властей: где-то воодушевлены и готовятся вовсю, а где-то наоборот, игнорируют программу и не выполняют обязательств. Речи о всеобщей газификации северных регионов и субъектов с низкой заселенностью не идет, но перевод предприятий коммунального хозяйства на газ с дорогого, грязного привозного мазута или угля – уже победа для экологии и местных жителей.



Зона особого назначения:

уборка на нефтехимическом предприятии

Чистота на нефтехимическом предприятии – вопрос не эстетики, а безопасности. Для организации эффективной уборки на всех участках производства, включая зоны с теплообменниками и емкостным оборудованием, требуются специализированные решения, разработанные с учетом специфики отрасли.
Разработка подобных комплексных решений – одно из направлений деятельности Kärcher. Сегодня компания готова предложить оборудование и технологии для любой отрасли промышленности, включая нефтехимический сектор.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЧИСТКИ СВЕРХВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ

Чистка водой под высоким давлением – одна из технологий, которая сделала оборудование Kärcher востребованным во всем мире. Однако продукты нефтепереработки – пластики, клейкие вещества, смолы, коксы – требуют еще более мощного воздействия. Специально для борьбы с подобными сложными загрязнениями разработаны автономные аппараты сверхвысокого давления. С их помощью можно проводить чистку горячей водой под давлением до 800 бар, а холодной – до 3000 бар. Такой напор воды способен без добавления химикатов удалить самые стойкие загрязнения, вплоть до застывшего бетона, а также обеспечить очистку труднодоступных мест – например, забитых отложениями трубок, сетчатых фильтров и реакторов.

АСПИРАЦИОННЫЕ И ВАКУУМНЫЕ СИСТЕМЫ

Для сбора мелкодисперсной пыли эффективны системы, работающие по аспирационному принципу – они улавливают частицы на лету, в самом месте их возникновения, предотвращая загрязнение узлов оборудования и всего помещения. Такие системы могут интегрироваться непосредственно в производственные линии, например, на участке измельчения сырья или фасовки сыпучей продукции. Вакуумные системы, к которым относятся, в частности, промышленные пылесосы, предназначены для более плотных и тяжелых фракций, включая полимерные грануляты, абразивы, угольную крошку, а также смазывающие, охлаждающие и моющие жидкости.

Специфика химического производства подразумевает работу с веществами, которые могут быть взрывоопасными из-за мелкодисперсной формы или состава компонентов. Для безопасной уборки на взрывоопасных участках разработана техника, сертифицированная на соответствие различным классам взрывозащищенности (с фильтрами типов M и H). Помимо этого, модели обладают устойчивостью к высоким температурам, а также к маслам. Пылесосы также могут быть встраиваемыми и располагаться в непосредственной близости от источника загрязнений.

МОБИЛЬНЫЕ МОЕЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Отдельную задачу производства представляет собой очистка емкостей и транспортной тары. Для мойки цистерн, контейнеров и резервуаров от остатков различных продуктов в арсенале Kärcher существует решение, способное работать без использования электроэнергии, паро-, газо-, водоснабжения. Установка мойки высоким давлением построена по рециркуляционному типу, осуществляя приемку, отвод и очистку стоков.

ПОЛОМОЕЧНЫЕ МАШИНЫ

Чистоту напольных покрытий в цехах, на складе и в офисных помещениях предприятия обеспечат поломоечные машины. Ассортимент оптимизирован под различные задачи: от компактных и маневренных моделей, предназначенных для небольших помещений, до мощных индустриальных машин, способных работать практически в режиме нон-стоп в экстремальных условиях производства.

Kärcher настроен на долгосрочное сотрудничество, поэтому системное решение разрабатывается индивидуально в соответствии с потребностями клиента. Рассматривая экономический аспект, необходимо иметь в виду, что речь идет не о покупке оборудования как такового, а о продуманной системе, включающей технику, принадлежности, чистящие средства, сервисные услуги и программное обеспечение, которые оптимально интегрируются в производственные процессы и обеспечивают реальную выгоду.

www.karcher.ru **8-800-1000-654**

Реклама

Перспективы взаимодействия РФ и ЕС в сфере декарбонизации

Часть 3

Есть ли возможности расширения рынка для российского газа в Европе?

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Советник генерального директора ООО «Газпром экспорт», профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа (НИУ)» им. И.М. Губкина, сопредседатель с российской стороны Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета Россия-ЕС по газу

Сегодня газовая отрасль России живет в условиях новой реальности – экспорт газа вышел на уровень около 200 млрд м^3 в год. Однако важно не воспринимать эту новую реальность как безусловно заданную постоянную новую нормальность на сегодня и завтра. Поэтому нельзя допустить стратегического просчета в оценке перспектив развития рынков, упустить их за сегодняшними успехами, руководствуясь известным высказыванием фон Клаузевица, что «стратегические просчеты невозможно компенсировать тактическими успехами».

В настоящей статье автор представляет свои персональные соображения (опираясь, в том числе, на доступные в публичном пространстве наработки ПАО «Газпром») о неизбежной эволюции газового экспорта России в европейском направлении. Это связано с дрейфом ЕС от сегодняшнего конечного потребления природного газа для энергетического и неэнергетического использования к завтрашнему (или даже послезавтрашнему) с целью потребления также и в качестве сырья для производства водорода для его дальнейшего использования в конечном потреблении в качестве «чистого топлива» в рамках опережающего движения ЕС в сторону низкоуглеродного развития.

Позиция автора сводится к необходимости (целесообразности) выявления возможностей взаимовыгодного сотрудничества РФ и ЕС в этой сфере на основе трех этапов предлагаемого ПАО «Газпром» участия РФ в декарбонизации ЕС (автор называет их «Трехходовкой Аксютина»). Такой подход может обеспечить дополнительный импортный спрос со стороны ЕС на российский природный газ по более широкому спектру направлений его использования, в том числе в качестве сырья для производства водорода, и уменьшить для ЕС затраты на низкоуглеродное развитие, то есть повысить тем самым благосостояние граждан Евросоюза.

«Перспективы взаимодействия РФ и ЕС в сфере де карбонизации. Часть 1» (см. НГВ#13 / 2019, стр. 101).
«Перспективы взаимодействия РФ и ЕС в сфере де карбонизации. Часть 2» (см. НГВ#14/2019, стр. 43).
Исследование осуществляется при финансовой поддержке РФФИ в рамках проекта «Влияние новых технологий на глобальную конкуренцию на рынках сырьевых материалов», проект № 19-010-00782.

КАКОВЫ ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ РОССИЙСКОГО ГАЗА?

Формирование «Третьего видения ЕС» дает возможность говорить о зоне потенциального роста доли газа в ЕС, как зоны производства «голубого» водорода (в терминологии ЕС), получаемого из метана как без выбросов CO_2 (ПМ), так и с утилизацией выбросов (ПРМ+CCS). При этом у российского газа есть несколько потенциальных конкурентных преимуществ, чтобы претендовать на занятие существенной ниши этого потенциального дополнительного спроса на газ для декарбонизации ЕС. (Осознанно неоднократно употребляю слово «потенциальный», чтобы, еще раз вспомнив фон Клаузевица, предостеречь от иллюзии, на волне сегодняшних экспортных достижений, что этот дополнительный – водородный – рост спроса на российский газ предопределен.)

Если речь идет о потенциальном расширении поставок газа в ЕС, кто будет/может быть этим поставщиком, помимо РФ? Сегодня все прогнозы говорят о том, что это будет либо российский трубопроводный газ, либо импортный СПГ (в значительной степени из США). Значит, возникает конкуренция российского газа с импортным (в первую очередь американским) СПГ. В этой связи существует ряд сюжетных линий, создающих потенциальные ограничения для российского газа в Европе.

Выделю три группы таких препятствий (их перечень, видимо, не является исчерпывающим):

- Применение методов нерыночной конкуренции со стороны американской администрации в пользу СПГ США на рынке ЕС против российского газа, включая санкции против российских газовых проектов (наиболее известный из них – «Северный поток-2») и угроз/намерений их применения против компаний, участвующих в этих проектах; прямые договоренности с руководством ЕС и/или стран ЕС об обязательствах прямых закупок СПГ США, использование инструментария НАТО для продвижения американских интересов в Европе и др. (автор подробно рассмотрел эти вопросы в серии публикаций в НГВ в конце прошлого – начале нынешнего года).
- Административные меры ЕС против российского газа в рамках совершенствования системы регулирования рынка газа Евросоюза по итогам оценки эффективности применения Третьего энергопакета ЕС. Я имею в виду, в первую очередь, известный проект Еврокомиссии Quo Vadis, разрабатывавшийся в 2016–2018 годах (автор также подробно проанализировал его в серии предыдущих публикаций, в том числе в НГВ). Данный проект, в моем итоговом выводе (в худшей интерпретации возможных последствий применения), представляет комплексную программу вытеснения российских трубопроводных поставок газа на периферию зоны ЕС и стран Энергетического сообщества (то есть на восточную границу Украины) и его в ней замещение, в первую очередь – в зоне бывших стран-членов СЭВ, за счет СПГ (в первую очередь из США). По сути, Quo Vadis является попыткой реинкарнации проекта Пилсудского «Междуморье» и аналогией «линии Керзона». В ходе интенсивных дискуссий по проекту, в том числе в рамках РГ2 КСГ, Quo Vadis был низведен Директоратом по энергетике Еврокомиссии до уровня «интеллектуального упражнения» и убран в ящик. Но существует, на мой взгляд, риск того, что новая Еврокомиссия (как любая бюрократическая организация, начинающая свой новый срок в офисе, в полном соответствии с законами Паркинсона для бюрократии) начнет свою работу с «подбора» существующих наработок, находящихся под руками и в высокой степени готовности. Это даст возможность с ходу выступить с некоторыми броскими инициативами, которые могли бы впоследствии ассоциироваться именно с этим составом Еврокомиссии, отличая его от других. Поэтому я усматриваю высокий риск того, что (дискриминирующие российский газ) наработки Quo Vadis в том или ином наборе могут оказаться востребованы новой Еврокомиссией для энергетической сферы. Не исключено, они будут вытащены из ящика и будут вновь предложены для реализации.
- Неудача в поиске (ненахождение) взаимоприемлемого долгосрочного решения проблемы украинского транзита для российского газа после 2019 года для всех трех вовлеченных в транзитный вопрос сторон: России (поставщик газа), ЕС (покупатель), Украины (транзитная страна). На мой персональный взгляд, будущая архитектура поставок российского газа в Европу очевидна (авторское ее видение см. *«Формируемые два кольца будущего газоснабжения Европы»).*

  Основными коридорами поставок российского газа в Европу должны стать/станут обходные трубопроводы северного («Северный поток-1», «Северный поток-2») и южного («Турецкий поток») коридоров со всеми их неоднократно демонстрировавшимися экономическими плюсами для России и Европы. Более низкий уровень транспортных издержек на обходных маршрутах, в том числе по сравнению с основным на сегодня центральным транспортным (транзитным украинским) коридором, означает возможность сохранения рентабельности российских поставок при более низких ценах на рынке газа в Европе, в том числе по сравнению с СПГ США.

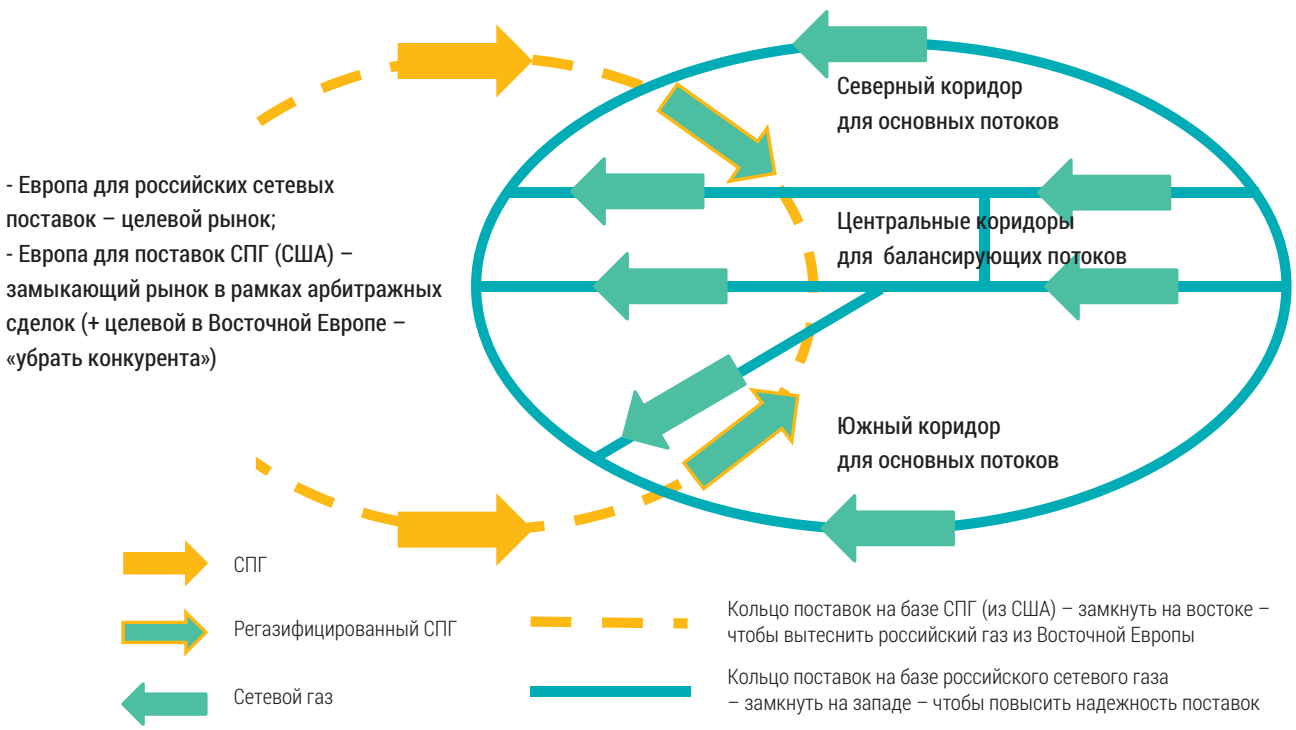
  При этом украинский коридор сохранит свое транзитное значение, но приобретет иную, и не менее важную, чем сегодня (когда он является основной транзитной артерией для Европы), роль. Он будет обеспечивать гибкость поставок, балансируя их сезонные колебания (как сегодня) и предоставляя возможность оперативно сглаживать конъюнктурные ценовые колебания на европейском рынке. Этого не могут обеспечить поставки СПГ из-за высокого (до двух недель) лага запаздывания с компенсационными поставками, в случае образования конъюнктурного дефицита (и взлета цен) на рынке ЕС. В случае если взаимоприемлемое, сбалансированное в треугольнике Россия–ЕС–Украина решение проблемы украинского транзита не будет найдено (и чем ближе к концу срок окончания действующего транзитного контракта, тем выше нервозность на рынке, в СМИ, в общественном мнении в связи с тем,

что информация о прогрессе в разрешении этой проблемы на долгосрочной основе в публичное пространство не поступает), хотя хочется верить в обратное, и – не дай бог – повторится ситуация транзитных кризисов января 2006 или 2009 годов, это может не только окончательно подорвать доверие в общественном сознании ЕС к российскому газу (независимо от того, по чьей вине в итоге произойдет это deja vu), но и к газу (или как минимум к сетевому газу) вообще. «Исайя ликуй!» – возрадуется электроэнергетическое лобби в Европе, и перспективы использования природного газа (ПМ и / или ПРМ) для производства водорода в целях декарбонизации Европы схлопнутся. Значит, нельзя допустить прерывания транзита, пусть даже краткосрочного, пусть даже мгновенного, в рамках исполнения российских ДСК для Европы ни под каким обоснованием. Иначе возникнет риск утратить (особенно в нынешних условиях усиливающейся агитации против российского газа под плохо скрываемыми лозунгами «America First!» и «Убрать конкурента!») доверие к поставкам российского газа и, шире, к поставкам трубопроводного газа, и еще шире – к газу вообще в Европе. Международное сообщество примет любое объяснение сохранения украинского транзита во исполнение контрактных обязательств по поставкам в Европу, даже если не будут своевременно найдены / завершены оформлением взаимоприемлемые договоренности по организации долгосрочного транзита, поскольку оно будет направлено на защиту интересов и контрактных прав европейских потребителей и исполнение контрактных обязательств экспортера, пусть и принятием им на себя дополнительных временных обременений (возможных отклонений от устоявшегося порядка оформления транзита). И поскольку Украина является страной-членом Договора об Энергетическом сообществе, понятно, что оформление порядка резервирования мощностей будет проходить по правилам Третьего энергопакета ЕС, включая последние принятые и включенные в его состав Сетевые кодексы: по формированию новых мощностей (CAM NC INC) и по тарифам (NC TAR).

СТОИМОСТЬ ФИНАНСИРОВАНИЯ КАК ФАКТОР КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ

В контексте конкуренции российского трубопроводного газа с импортным крупнотоннажным СПГ (преимущественно из США) в Европе отмечу следующее потенциальное конкурентное преимущество российского газа. Это предпочтительная финансируемость декарбонизационных проектов в ЕС по производству водорода из метана (будь-то ПМ

ФОРМИРУЕМЫЕ ДВА КОЛЬЦА БУДУЩЕГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ЕВРОПЫ: РАЗОРВАННОЕ КОЛЬЦО ГЛОБАЛЬНОГО СПГ И ЦЕЛОСТНОЕ С ВНУТРЕННИМ РЕЗЕРВИРОВАНИЕМ КОЛЬЦО ТРУБОПРОВОДНЫХ РОССИЙСКИХ ПОСТАВОК



Источник: составлено автором

или ПРМ), если поставляемый газ – трубопроводный по долгосрочным контрактам (а значит, преимущественно российский), то есть жестко привязанный к покупателю/потребителю в пунктах сдачи-приемки. Это обеспечивает покупателю газа (производителю водорода) устойчивый поток сырья, иначе говоря, минимизирует риски, связанные с неустойчивостью генерирования продукции (водорода) и выручки от ее реализации, следовательно, возврата заемного финансирования, то есть удешевляет стоимость последнего.

Если же источником сырья для производства водорода будет являться СПГ, то непрерывность поставок оказывается под вопросом. Значит, резко повышается стоимость привлечения заемного финансирования под проект по производству водорода. Почему так? В случае спотового или контрактного СПГ на условиях отгрузки с завода ФОБ покупатель газа на заводе (поначалу «американская» модель, теперь все более получающие распространение «закупки в портфель» у покупателей-перепродавцов СПГ) будет выбирать премиальные на момент отгрузки рынки. Таковым совсем не обязательно окажется рынок ЕС. В случае СПГ, поставляемого по долгосрочным контрактам на условиях СИФ/DES (delivery ex ship), имеется возможность его перегрузки в оговоренном в контракте порту доставки для последующего перенаправления (реэкспорта) на премиальные рынки.

Отсюда, кстати, проистекает и худшая финансируемость, на мой взгляд, проектов производства водорода методом электролиза, особенно если поставки электроэнергии идут не из энергосистемы, а от источников электроэнергии ВИЭ. Забор электроэнергии из системы обеспечивает непрерывность процесса производства водорода, но десятикратно увеличивает нагрузку на энергосистему по сравнению с ПМ и/или ПРМ. Плюс не в пользу электролиза в десятикратно большем объеме работают экологические соображения (электроэнергия из системы по определению грязная). Если же электроэнергия для электролиза – это избыточная электроэнергия ВИЭ (пусть даже по нулевой или отрицательной цене), значит, режим ее поставок – рваный, с непредсказуемой дискретностью («нам не дано предугадать…» периоды асинхронности спроса на электроэнергию и солнечной и ветровой активности). Значит, нарушается непрерывность подачи сырья, что, по аналогии с СПГ, повышает стоимость финансирования из-за увеличения срока генерирования доходной сметы проекта по производству водорода. Либо же под эти мощности ВИЭ нужно иметь резервные генерирующие мощности (как правило, высокоманевренные парогазовые установки). Но это увеличивает затраты и также повышает стоимость финансирования проекта по сравнению с декарбонизацией на основе использования метана (ПМ и/или ПРМ).

«ТРЕХХОДОВКА АКСЮТИНА» И РГ2 КСГ

Выступая 10 июля 2018 года на 26-м заседании РГ2 КСГ в ООО «Газпром экспорт» в Санкт-Петербурге, нынешний зампредседателя правления ПАО «Газпром» О.Е. Аксютин представил «Метано-водородный сценарий низкоуглеродного развития ЕС». В нем он изложил видение компанией трех этапов декарбонизации ЕС с использованием природного газа, которое широко представлено с тех пор в публичных выступлениях руководства и официальных представителей ПАО «Газпром» и ООО «Газпром экспорт» и которое я с тех пор называю «трехходовкой Аксютина» (см. *«Инновационный метано-водородный сценарий низкоуглеродного развития ЕС в рамках «третьего видения ЕС»).*

Этот сценарий хорошо вписывается в «третье видение энергетического будущего ЕС» и по сути предлагает взаимоприемлемую основу для сотрудничества сторон в сфере экспортно ориентированного участия РФ в декарбонизации ЕС. 10 августа 2018 года, в рамках публичных консультаций ЕС, ПАО «Газпром» представило свой комментарий в отношении Долгосрочной стратегии ЕС по снижению выбросов тепличных газов до 2050 года, в котором также изложено это видение.

Основные положения предложенного «Газпромом» сценария сводятся к следующему: «существующая разветвленная газовая инфраструктура позволяет эффективно снизить выбросы без существенных затрат за счет перевода угольных станций на газ. Дальнейшее снижение эмиссии парниковых газов (ЭПГ) может быть достигнуто путем перевода транспорта на газовое топливо. По экспертным оценкам, эти меры позволят быстро обеспечить снижение ЭПГ на 13–18% по сравнению с существующими уровнями, обеспечивая таким образом реализацию климатических целей ЕС на 2020 год (по сравнению с уровнем 1990 года).

Что касается климатических целей ЕС на 2030 год (по сравнению с 1990 годом), «Газпром», совместно со своими европейскими партнерами, может также предложить инновационное низкоэмиссионное метано-водородное топливо. Недавние исследования продемонстрировали, что его использование в энергоустановках может привести к существенному снижению выбросов и что существующая инфраструктура (включая ПХГ) подготовлена к приему природного газа, содержащего определенные пропорции водорода. Ожидаемое снижение ЭПГ в этом случае может достичь 25–35% от текущих уровней.

В настоящее время многие компании, включая «Газпром», разрабатывают и тестируют экономичные технологии производства водорода из природного газа с нулевыми выбросами (методами крекинга, пиролиза, холодной плазмы и т.д.). В случае широкого применения они могут привести к снижению ЭПГ в ЕС еще на 80% к 2050 году по сравнению с сегодняшними уровнями» (цитата по комментарию ПАО «Газпром» на сайте ЕК).

В соответствии с изложенным, я выделяю следующие возможности взаимодействия РФ и ЕС в рамках РГ2 КСГ применительно к каждому из этапов «трехходовки Аксютина», начиная с совместных исследований по вопросам (см. *«Инструменты внедрения «трехходовки Аксютина»):*

- для первого этапа (структурная декарбонизация) – оценка перспектив производства и поставок малотоннажного российского СПГ в черноморско-дунайском регионе (в дополнение к другим, более традиционным, мерам использования газа в качестве замещающего топлива в рамках этого этапа);
- для второго этапа (технологическая декарбонизация на основе существующих и низкокапиталоемких решений) – оценка перспектив использования метано-

водородных смесей (МВС) в качестве топливного газа на магистральных газопроводах как в РФ, так и внутри ЕС, при условии производства МВС непосредственно на компрессорных станциях (на начальном этапе, путем диабатической конверсии метана, что уменьшает выбросы CO_2 на треть, впоследствии – с получением водорода на основе технологий расщепления метана без доступа кислорода, а значит, без выбросов CO_2);

- для третьего этапа (глубокая технологическая декарбонизация) – оценка сравнительной конкурентоспособности трех ключевых групп технологий по производству водорода:

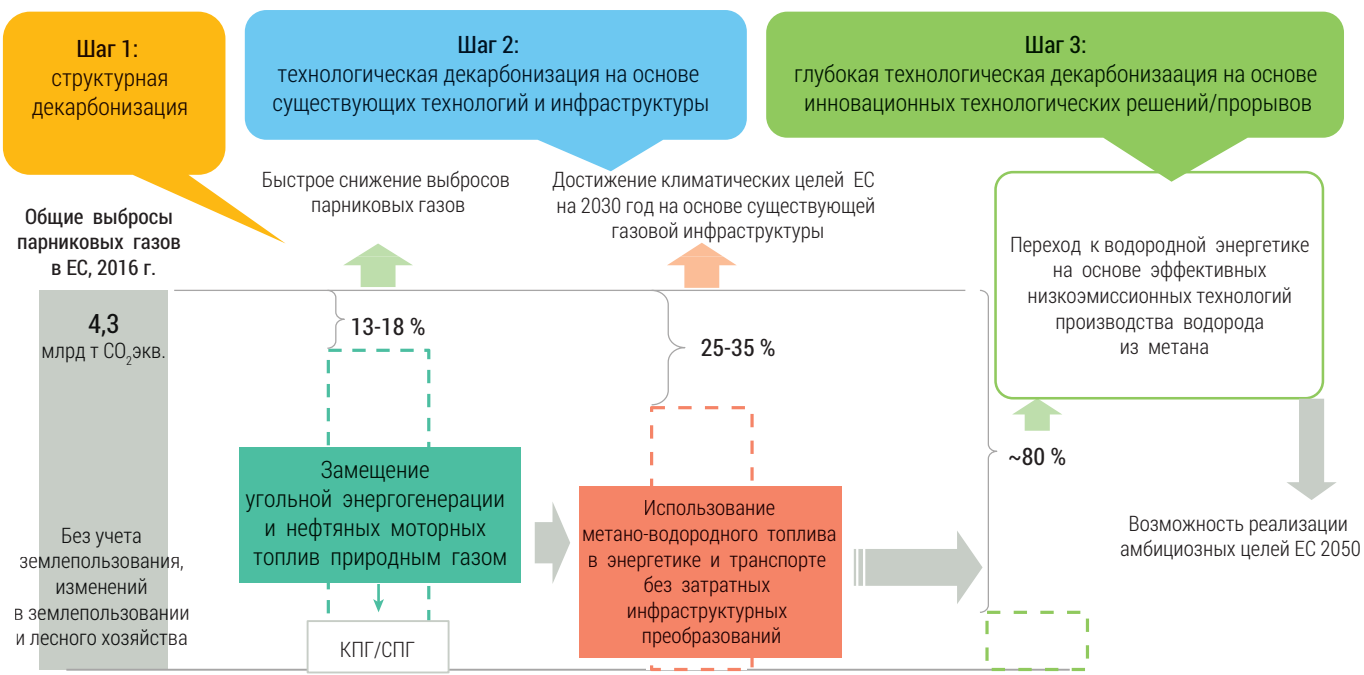
а) электролиз воды – энергоемкость получения водорода таким способом на порядок выше, чем при его получении из природного газа;

в) из природного газа методом парового риформинга (основная сегодня технология получения H_2), а значит, с выделением CO_2 и необходимостью его утилизации за счет обязательного применения технологий сбора, улавливания и захоронения CO_2 (CCS), которые добавляют 20–30 % и более к смете затрат на производство H_2;

с) из природного газа с помощью технических решений по расщеплению метана без доступа кислорода, а значит, без выбросов CO_2, что обеспечивает на порядок более низкую энергоемкость производства водорода по сравнению с электролизом и экономит как минимум треть затрат по сравнению с паровым риформингом; однако, эта приоритетная для РФ и активно разрабатываемая в нашей стране (Томский политехнический университет, ПАО «Газпром») и за рубежом (в Германии – компания BASF, Технический институт Карлсруэ; в Испании – Политехнический университет Мадрида и др.) технология существенно недооценивается сегодня в ЕС, поскольку находится на более ранней стадии освоения, чем электролиз и паровой риформинг (но, возможно, не только поэтому). Фактически первым исследованием, комплексно оценивающим все три технологии производства водорода, является исследование фирмы Pöyry Management Consulting, выполненное по заказу компании Zukunft ERDGAS, которое будет, в частности, обсуждаться на следующем заседании РГ2 КСГ 21 октября в Берлине.

Таким образом, в общих интересах РФ и ЕС (и предпочтительно совместными усилиями сторон) выявить возможности по быстрейшему выведению технологий получения водорода без выбросов CO_2 на коммерческий

ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТАНО-ВОДОРОДНЫЙ СЦЕНАРИЙ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ ЕС В РАМКАХ «ТРЕТЬЕГО ВИДЕНИЯ ЕС»: «ТРЕХХОДОВКА АКСЮТИНА»

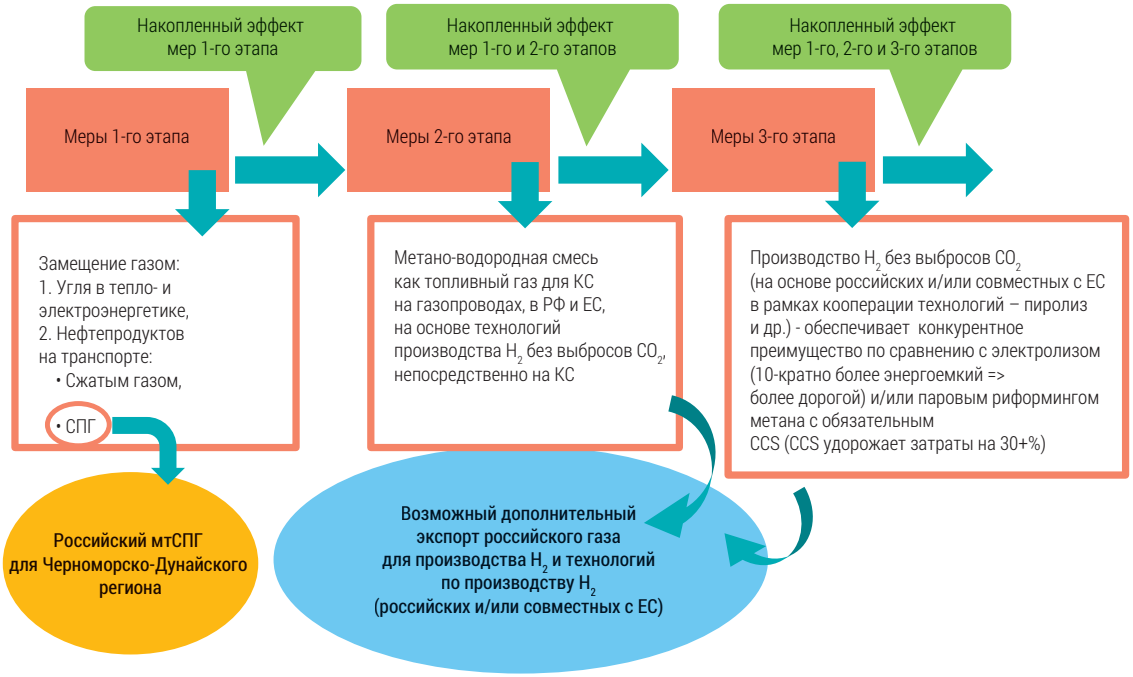


Экспертная оценка выполнена на основании данных по:

- *удельным выбросам CO_2 при использовании различных видов топлива (U. S. Energy Information Administration estimates);*
- *углеродному следу различных видов моторных топлив (European Natural gas Vehicle Association report, 2014–2015);*
- *выбросам парниковых газов ЕС (Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990–2016 гг., Международное энергетическое агентство).*

Источник: составлено автором на основе: O. Aksyutin. Future role of gas in the EU: Gazprom's vision of low-carbon energy future. // 26th meeting of GAC WS2, Saint-Petersburg, 10.07.2018 (www.fief.ru/GAC); PJSC Gazprom's feedback on Strategy for long-term EU greenhouse gas emissions reduction to 2050 (https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2018-3742094/feedback/F13767_en?p_id=265612)

ИНСТРУМЕНТЫ ВНЕДРЕНИЯ «ТРЕХХОДОВКИ АКСЮТИНА» (ВИДЕНИЕ А. КОНОПЛЯНИКА)



Источник: составлено автором

уровень. Это обеспечило бы быстрейшее снижение издержек за счет движения по кривой обучения. И тем самым удалось бы решить на основе баланса интересов сторон (в первую очередь, коммерческих) задачу, с одной стороны, достижения приоритетной государственной цели ЕС по декарбонизации экономики (снижения выбросов тепличных газов) менее затратными способами, с другой стороны – возможного расширения поставок российского газа (повышение его монетизации) в помощь решению указанной приоритетной государственной задачи ЕС.

Для вывода данной технологии на широкомасштабное использование необходимо время. Сократить его можно за счет объединения усилий сторон. В дальнейшем возможен экспорт данной (совместной?) технологии для декарбонизации на рынок ЕС, так как 80% всех выбросов CO_2 в рамках трансграничной цепочки от России до Евросоюза приходится на конечного потребителя, то есть ЕС, а затем и на рынки третьих стран, и на использование на внутреннем российском рынке. Это является, на мой взгляд, одним из элементов ресурсно-инновационного пути развития, ведущего к построению в России низкоуглеродной экономики и переходу на новый технологический уклад.

ГЕОГРАФИЯ ПРИОРИТЕТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

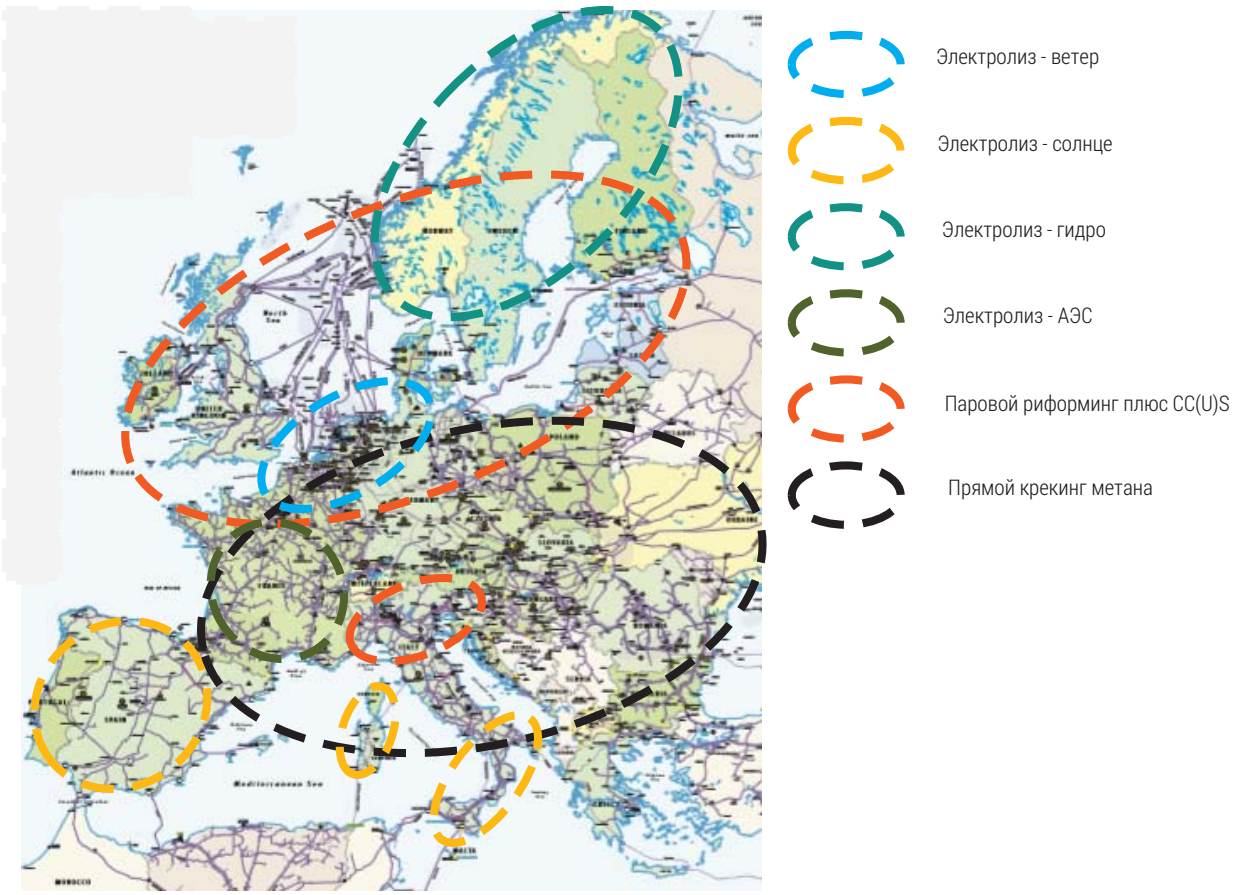
Около 80% выбросов CO_2 в рамках трансграничной производственно-сбытовой газовой цепи РФ–ЕС происходит в секторе downstream, у конечного потребителя внутри Евросоюза. Поэтому основная декарбонизация целесообразна и будет происходить в первую очередь в downstream ЕС на основе, в том числе, экспортных поставок российского газа и экспорта российских и /или совместных (если своевременно коммерциализированы и конкурентоспособны) технологий по получению водорода из метана без выбросов CO_2. Для этого со стороны регулирующих органов ЕС должны быть обеспечены справедливая рыночная конкуренция и технологическая нейтральность.

В результате технологически нейтрального подхода к регулированию рынка газа ЕС, на мой взгляд, будет происходить взаимодополнение и сосуществование трех основных технологий получения водорода (см. *«Примерные возможные зоны распространения основных технологий производства водорода в Европе…»*).

Метод электролиза может найти, очевидно, очаговое применение в зонах концентрации гидроэнергетики (Скандинавские страны), АЭС (Франция), солнечной энергии (Иберийский полуостров, юг Италии) и ветровой энергии (на суше и море, стационарного и плавучего базирования – прибрежные районы Северного моря).

Метод получения водорода из метана с выбросами CO_2 (ПРМ плюс CCS – норвежский путь, пропагандируемый компанией Equinor и др.), очевидно, найдет преимущественное применение в районах вокруг акватории Северного моря с его истощающимися/истощенными нефтегазовыми месторождениями. А также, возможно, в Северной Италии, где в дельте реки По также расположены истощенные месторождения углеводородов.

ПРИМЕРНЫЕ ВОЗМОЖНЫЕ ЗОНЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ (ПРЕИМУЩЕСТВЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ) ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА В ЕВРОПЕ ПРИ ГОСУДАРСТВЕННОМ РЕГУЛИРОВАНИИ, ОСНОВАННОМ НА ПРИНЦИПАХ «ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО НЕЙТРАЛИТЕТА»



Источник: составлено автором по итогам дискуссии с Ральфом Дикелем; источник карты – ENTSOG

Метод получения водорода без выбросов CO_2 и без CCS (пиролиз метана и аналогичные ему – хочется верить, что это будет конкурентоспособный российский путь, активно продвигаемый «Газпромом») может найти распространение в основной части континентальной Европы. Но для этого, повторюсь, нужна быстрейшая его коммерциализация, что может обеспечить объединение усилий заинтересованных участников с российской и европейской сторон.

Опыт взаимодействия сторон в сфере построения регулирования на рынке газа ЕС с учетом обоснованных озабоченностей и интересов поставщиков газа извне Евросоюза имеется. Достаточно вспомнить продолжающиеся с начала 2010 года неформальные консультации российских газовых экспертов с регуляторами и операторами ГТС стран ЕС при участии представителей Еврокомиссии, переросшие в 2011 году в формирование КСГ, продолжающуюся работу РГ2 КСГ, а также участие в 2013–2016 годах представителей российской стороны из состава РГ2 КСГ (беспрецедентный случай в истории ЕС!) в подготовке ряда Сетевых кодексов (по новым газотранспортным мощностям и по тарифам) к Третьему энергопакету ЕС и др. Этой работе не помешало ухудшение политической повестки РФ–ЕС, начиная с 2014 года.

Хочется надеяться (и мы продолжим работу в этом направлении), что задача обеспечения баланса взаимовыгодных коммерческих интересов сторон в рамках экспортно ориентированного участия РФ в декарбонизации ЕС будет продолжать перевешивать политические разногласия. И что менее дорогой путь декарбонизации ЕС на основе использования российского газа и российских (и / или совместно коммерциализируемых) технологий получения водорода без выбросов CO_2, ведущий к повышению благосостояния граждан ЕС, с одной стороны, и монетизации ресурсов российского газа, с другой, окажется устойчивым экономическим фундаментом такого долгосрочного взаимовыгодного сотрудничества сторон в рамках «Большой энергетической Европы».

ГМС НЕФТЕМАШ
ГРУППА ГМС
Тюмень НЕФТЕМАШ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Основное направление деятельности – производство блочно-модульного оборудования для технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти, нефтепродуктов, газа и газового конденсата:

- **Насосные станции различного назначения (НПС, БКНС, КНС и другие)**
- **Оборудование для подготовки и транспорта газа (газовых сред)**
- **Компрессорные газоразделительные станции**
- **Установки подготовки нефти и воды**
- **Измерительные установки (сепарационные и бессепарационные)**
- **Теплообменное оборудование**
- **Вспомогательные здания и сооружения**

АО «ГМС Нефтемаш» основано в 1965 году.
С 2005 года входит в состав машиностроительного холдинга АО «Группа ГМС».

Россия, 625003 г. Тюмень, ул. Военная 44
Тел.: +7 (3452) 791-930
E-mail: girs@hms-neftemash.ru; www.hms-neftemash.ru

www.hms-neftemash.ru

Реклама

Время меняться

Как технологии и новые бизнес-модели влияют на будущее рынка СПГ

ГЕННАДИЙ КАМЫШНИКОВ
Руководитель
КАМИЛЛА ЖАЛИЛОВА
Менеджер
Группа по оказанию услуг предприятиям сектора энергетической, добывающей и обрабатывающей промышленности «Делойт», СНГ

В последние 10 лет мировая отрасль поставок природного газа стала отказываться от традиционной комплексной модели. В ее рамках основные производители разрабатывали большие и зачастую труднодоступные месторождения газа, строили крупные комплексы по производству сжиженного природного газа (СПГ) и продавали его, как правило, крупным энергокомпаниям.

Сегодня существует несколько новых бизнес-моделей. Они возникли благодаря стремительно меняющимся тенденциям, влияющим на рынок, в том числе в результате повышения доступности ресурсов (к примеру, сланцевого американского газа), появления новых технологий (в частности, плавучие заводы и плавучие установки для хранения и регазификации), а также новых источников спроса (Индия, Китай и т.д.). Несмотря на то, что львиная доля текущего объема торговли все еще приходится на долгосрочные контракты, значительно выросло количество портфельных компаний, толлинговых предприятий по сжижению газа, а также небольших фирм по продаже и покупке СПГ.

В международном исследовании «Делойта» «Трансформация и переосмысление. Как технологии и меняющиеся бизнес-модели влияют на будущее рынка СПГ?» мы более подробно рассматриваем эти вопросы с целью изучения воздействия новых технологий, новых бизнес-моделей и изменяющихся условий спроса и предложения.

Для оценки этого воздействия мы провели опрос среди представителей руководящего звена компаний со всего мира, действующих на рынке СПГ и на всех этапах создания добавленной стоимости, включая основных производителей, трейдеров и покупателей. Также был проведен ряд интервью с авторитетными экспертами в данной отрасли. Этот отчет включает в себя обзор рынка СПГ с акцентом на текущие показатели спроса и предложения, а также анализ того, как за последние несколько лет изменились бизнес-модели в отрасли и в каком направлении они могут развиваться в дальнейшем.

Несмотря на то, что в Азии, Европе, Африке и на Ближнем Востоке существует ряд крупных СПГ-проектов, опрошенные респонденты прогнозируют наиболее быстрый рост предложения в странах Южной и Северной Америки

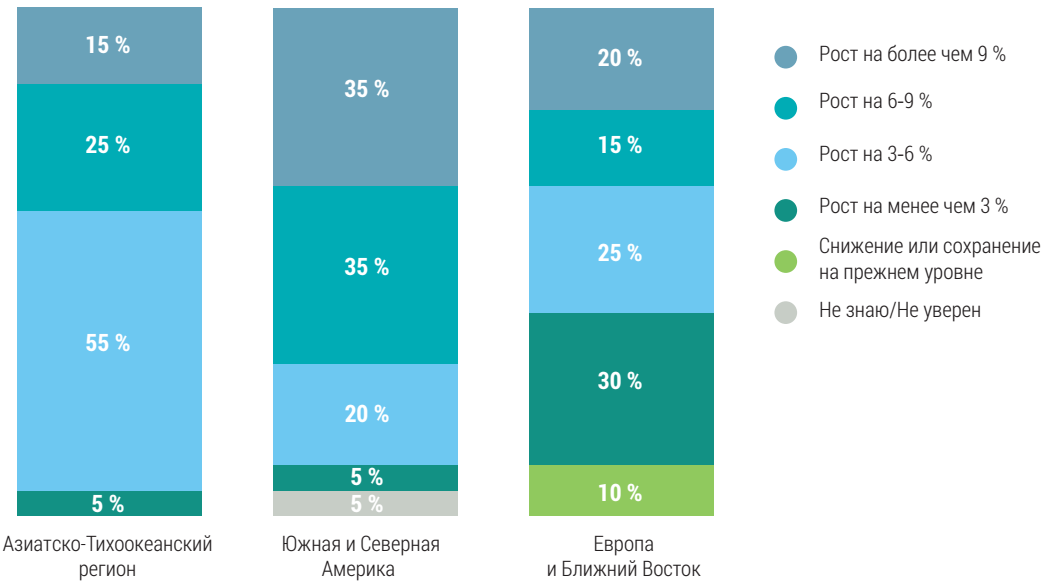
Кроме того, в данном отчете освещается ряд основных технологий, способствующих развитию рынка, в том числе малотоннажный СПГ, плавучие заводы и установки для регазификации, новые газовые торгово-перевалочные узлы, цифровизация (к примеру, блокчейн, анализ данных и Интернет вещей), а также более гибкое финансирование. И, наконец, в этом документе сообщается о том, насколько более гибким, ликвидным и доступным может стать рынок СПГ в ближайшем будущем благодаря различным бизнес-моделям и новым технологиям.

СПРОС И ПРЕДЛОЖЕНИЕ

Несмотря на то, что в Азии, Европе, Африке и на Ближнем Востоке существует ряд крупных СПГ-проектов, опрошенные респонденты прогнозируют наиболее быстрый рост предложения в странах Южной и Северной Америки (см. *«Прогнозы роста предложения СПГ по регионам»*). Вероятно, это вызвано тем количеством широкомасштабных проектов, которые сейчас реализуются и планируются в США, а также одобрением проекта по СПГ в Канаде (ответы респондентов были получены до вынесения окончательного решения о финансировании). Также респонденты отдали предпочтение Африке, Катару и России (см. *«Прогнозы роста предложения СПГ по странам»*).

В отличие от показателей предложения, наиболее быстрый рост спроса в течение следующих пяти лет респонденты прогнозируют в Азиатско-Тихоокеанском регионе. При этом ожидания по другим регионам разнятся (см. *«Прогнозы роста спроса на СПГ по регионам»*). По-видимому, это обусловлено как демографическим, так и экономическим подъемом – ряд стран, включая Китай, Индию

ПРОГНОЗЫ РОСТА ПРЕДЛОЖЕНИЯ СПГ ПО РЕГИОНАМ



Источник: «Делойт»

и Пакистан, называют самыми большими источниками спроса на следующие пять лет (см. *«Прогнозы роста спроса на СПГ по странам»*). Судя по всему, стремление Китая сократить выбросы вредных веществ в окружающую среду и снизить свою зависимость от угля привело к тому, что в последнее время выросли объемы импорта природного газа, включая СПГ. Другие страны, в большой степени зависящие от угля (например Индия), могут использовать аналогичную стратегию.

Рынок СПГ развивается и становится все более и более динамичным и неоднородным. Такие страны, как Китай, Индия и Пакистан, сыграют огромную роль в повышении спроса на СПГ в сравнении с традиционно крупными покупателями в Японии и Южной Корее

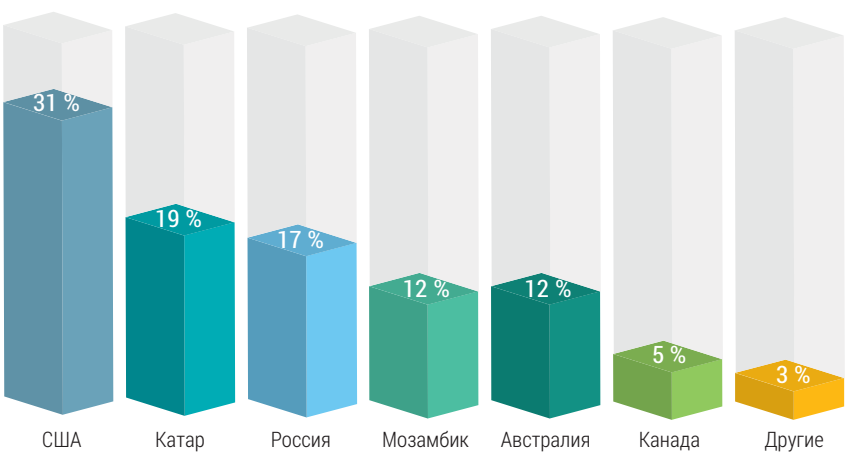
ТРИ ГЛАВНЫХ ВЫВОДА

Рынок СПГ развивается и становится все более и более динамичным и неоднородным. Последние тенденции, касающиеся спроса, подтверждают выводы исследования: такие страны, как Китай, Индия и Пакистан, сыграют огромную роль в повышении спроса на СПГ в сравнении с традиционно крупными покупателями в Японии и Южной Корее. Более того, в то время как растет число покупателей, новые потребители могут иметь более сомнительный рейтинг кредитоспособности, что приводит к более высоким партнерским кредитным рискам. Это означает, что маломасштабные, модульные и «плавучие» технологии, скорее всего, будут становиться все более значимыми. Ибо они позволяют минимизировать новые коммерческие риски, которые не были актуальны при работе с более крупными старыми покупателями. В этой связи мы попросили респондентов поделиться своим мнением по ряду вопросов, связанных с технологиями, финансами и рынком. Вот три главных вывода.

Во-первых, между 2008 и 2017 годами доля спотовых и краткосрочных контрактов на поставку СПГ выросла с 20 до 30 % от объемов экспорта. 76 % респондентов полагают, что доля этих контрактов будет расти более быстрыми темпами, чем объем торговли СПГ в целом. Важно понимать возможные последствия данной тенденции:

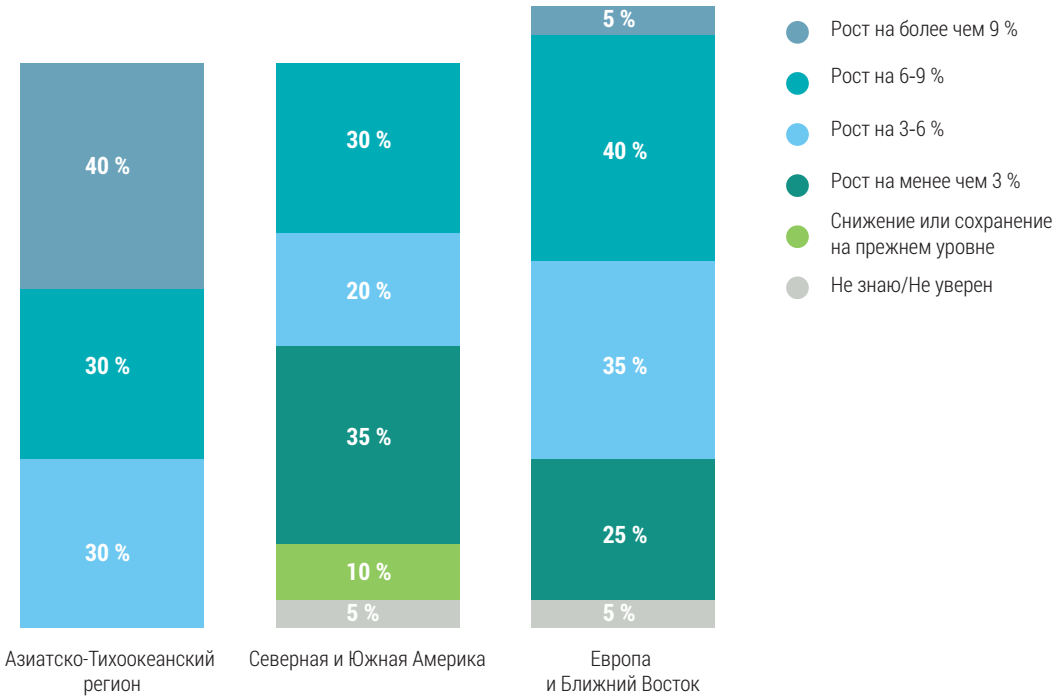
- наращивание новых мощностей может стать более сложным процессом, поскольку при реализации своих проектов компании не смогут рассчитывать на традиционные долгосрочные контракты;
- покупатели могут считать конъюнктуру рынка для торговых фирм, портфельных компаний и предприятий по производству СПГ с нереализованным потенциалом более привлекательной, чем СПГ, полученный из не одобренных к настоящему моменту проектов;
- браунфилды, а также небольшие или модульные проекты могут стать более привлекательными. Учитывая отсутствие новых финансовых продуктов (к примеру, рынка долгосрочных ликвидных СПГ-фьючерсов), наши

ПРОГНОЗЫ РОСТА ПРЕДЛОЖЕНИЯ СПГ ПО СТРАНАМ



Источник: «Делойт»

ПРОГНОЗЫ РОСТА СПРОСА НА СПГ ПО РЕГИОНАМ



Источник: «Делойт»

респонденты также предположили, что производители и инвесторы могут изъявить желание принять на себя более высокие рыночные риски.

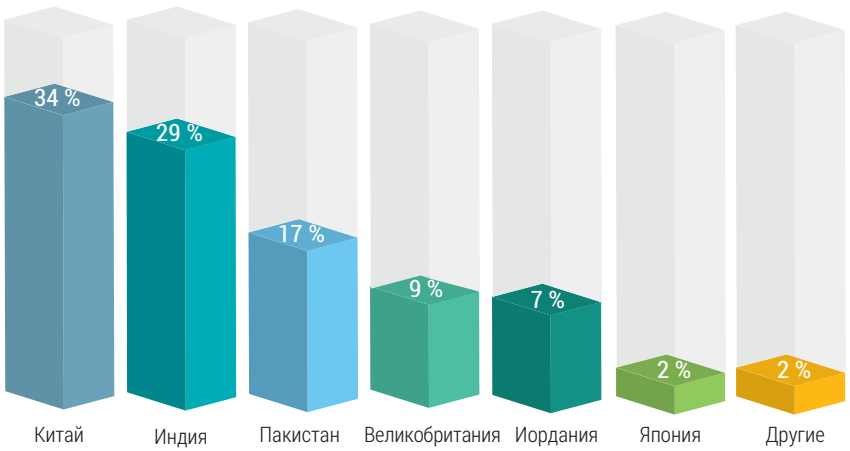
Во-вторых, краткосрочные контракты в любом случае могут означать более медленное предоставление новых мощностей, несмотря на уровень ожидания. Мы видели, как многие новые проекты, реализуемые на заемные средства, теряют свою стоимость по мере приближения к вынесению итогового инвестиционного решения, поскольку инвестирование становится все более сложным процессом. Переход к финансированию за счет акционерного капитала может лишь частично уменьшить такое снижение стоимости, как это произошло в случае с недавно одобренным канадским проектом по СПГ. При этом финансирование за счет акционерного капитала доступно лишь тем крупным игрокам, у которых есть доступ к достаточному объему капитала для поддержки таких проектов.

В-третьих, добыча природного газа в США значительно выросла: примерно с 55 млрд ф^3/сут. 10 лет назад до более чем 80 млрд ф^3/сут. в 2018 году. При этом ожидается, что произойдет дальнейший рост. Это способствовало серьезному увеличению экспорта СПГ – с почти нулевых объемов несколько лет назад до 3 млрд ф^3/сут. в прошлом году. Исходя из текущих проектов, экспорт может вырасти до более чем 10 млрд ф^3/сут. в течение следующих пяти лет.

Рост экспорта СПГ из США был в определенной мере вызван – наряду с появлением доступного предложения природного газа и прозрачным ценообразованием (к примеру, газовый хаб Henry Hub) – новой бизнес-моделью. Она опирается на толлинговые соглашения, а не на традиционные закупочные контракты, привязанные к ценам на нефть. Такие соглашения основываются на сжижении газа как определенной услуге с конкретной ценой на единицу объема, в отличие от комплексной стоимости поставки СПГ франко-бортом или франко-судном, как это принято в других проектах. Этот тип контракта дает покупателю больше свободы, позволяя приобретать свой собственный природный газ, не привязывая цены на СПГ к ценам на жидкие углеводороды (к примеру, Brent или японский нефтяной «коктейль»).

Между 2008-м и 2017 годом доля спотовых и краткосрочных контрактов на поставку СПГ выросла с 20 до 30 % от объемов экспорта. 76 % респондентов полагают, что доля этих контрактов будет расти более быстрыми темпами, чем объем торговли СПГ в целом

ПРОГНОЗЫ РОСТА СПРОСА НА СПГ ПО СТРАНАМ



Источник: «Делойт»

Несмотря на это, менее 20 % респондентов полагают, что компании смогут применить такую американскую толлинговую стратегию при реализации проектов в других регионах. Среди причин называются нормативные и рыночные сложности, а также проблемы с масштабированием. В частности, другие страны сталкиваются с трудностями при создании крупных ликвидных внутренних рынков природного газа для обеспечения постоянного предложения, которое требуется для таких типов контрактов. Однако эти опасения могут оказаться неоправданными – благодаря нетрадиционным коллекторам нефти и газа Канада обладает огромной ресурсной базой, которая способна поддержать толлинговые соглашения по будущим проектам. Аналогичным образом партнеры компаний Woodside и North West Shelf рассматривают возможность использования толлинговых соглашений в Австралии. Тем не менее эта бизнес-модель, как ожидается, будет слишком сложной для тех, кто пытается получить прибыль от разработки труднодоступных месторождений природного газа.

РОЛЬ ТЕХНОЛОГИЙ

Похоже, что представители отрасли пока не до конца понимают, как лучше адаптировать и применять новые технологии. Примерно 60 % респондентов заявляют, что цифровизация на основе анализа больших данных, машинного обучения и блокчейн-приложений может оказать влияние на отрасль СПГ. Областью особого интереса при этом называется внедрение блокчейна для содействия торговой активности. Но ввиду технических сложностей крайне важен грамотный и продуманный подход к обеспечению этих возможностей. Однако если такую систему эффективно внедрить, то она будет способна повысить прозрачность образования цен, а также сократить время, необходимое для проведения расчетов по сделкам.

Международный консорциум VAKT при поддержке большого числа производителей, трейдеров и банков разрабатывает цифровую экосистему, которая призвана, используя блокчейн-технологии, обеспечить надежные и прозрачные расчетные операции после заключения сделки. Тем не менее, учитывая ограниченное применение блокчейна в настоящее время (в основном на небольших рынках возобновляемых источников энергии), использование этой технологии в сфере СПГ кажется пока очень далекой перспективой.

Технология блокчейна может обеспечить единую цифровую торговую инфраструктуру, которая позволила бы с большей легкостью реализовывать и отслеживать грузы. Это дало бы возможность использовать смарт-контракты для упрощения процесса торговли, что в значительной степени повысило бы эффективность всей отрасли.

Однако в краткосрочной перспективе приоритетом является анализ больших данных, который обеспечивает оптимизацию сроков отгрузки СПГ и снижение расхода энергии при сжижении и регазификации. В отличие от блокчейна, эта технология будет внедряться постепенно и поступательно, в виде нескольких небольших проектов, а не станет революционным прорывом в отрасли.

Следующие пять лет станут сложным и динамичным периодом для производителей СПГ, трейдеров и покупателей, поскольку они находятся в условиях стремительно развивающегося рынка и будут вынуждены применять новые технологии и внедрять новые бизнес-модели. Одно можно сказать наверняка: мировая отрасль СПГ будет постоянно изменяться и искать новые пути развития, чтобы эффективно поставлять энергию в этот стремительно развивающийся и меняющийся мир.

НЕФТЬ ГАЗ.ХИМ

23-я специализированная выставка

НЕФТЬ. ГАЗ ХИМ. 2019

Официальная поддержка:

Правительство Саратовской области

Министерство промышленности и энергетики Саратовской области

9–11 октября

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ РАЗДЕЛЫ

ДВОРЕЦ СПОРТА
Чернышевского, 63

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

Политика «энергетического доминирования»

Сможет ли Трамп достичь своих целей?

СЕРГЕЙ КОМЛЕВ
МАРИЯ НЕЧАЕВА
ООО «Газпром экспорт»

Еще в ходе президентской кампании 2016 года будущий президент США Дональд Трамп заявлял о том, что его приход к власти станет началом новой эры американского «энергетического доминирования». Он обещал, что достижение такого доминирования превратится в основную стратегическую и политическую цель, а также вектор внешней политики США.

«Американские семьи получат доступ к дешевой энергии, тратя на нее меньше заработанных своим трудом долларов, а работники получат новые рабочие места и возможности», – уверял Трамп.

Каким же образом эти идеи воплощаются сегодня на практике?

ЧТО ТАКОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ДОМИНИРОВАНИЕ?

В декабре 2017 года администрация президента США опубликовала 55-страничный доклад «Национальная энергетическая стратегия». Он определяет энергетическое доминирование как «…центральное положение Америки в глобальной энергетической системе в качестве ведущего производителя, потребителя и новатора». В документе говорится, что США должны достичь устойчивого лидерства в энергетической сфере, чтобы переломить курс предшественников Д. Трампа, вредящий росту и подрывающий интересы экономики и энергетической безопасности.

Энергетическое доминирование стоит рассматривать как политическую концепцию, воплощение лозунга Д. Трампа «Америка прежде всего» применительно к энергетической сфере. Ниже рассмотрим экономические параметры новой доктрины и возможности ее реализации.

Взгляды, изложенные в настоящей статье, не обязательно отражают и/или совпадают с официальной позицией ООО «Газпром экспорт», отражают личную точку зрения авторов статьи и являются их персональной ответственностью

Фото: Andrew Cline / Shutterstock.com

С момента вступления Д. Трампа в должность президента новая доктрина энергетического доминирования опиралась на следующие постулаты:

- США следует максимизировать свой экспортный потенциал, основанный на современных технологиях добычи нефти и газа из низкопроницаемых коллекторов (сланцевой революции);
- Максимизация экспортного потенциала гарантирует энергобезопасность союзников и партнеров Америки и позволит им достичь большей гибкости в отношениях со странами, использующими энергию как орудие принуждения;
- Соединенные Штаты заинтересованы в таких ценах на нефть, которые бы удерживались в узком коридоре: они должны быть достаточно высоки, чтобы стимулировать добычу сланцевой нефти, но при этом не должны подрывать экономический рост в Америке;
- Для достижения этой цели следует исключить из сферы ценообразования энергоносителей любые внешние силы, прежде всего ОПЕК, сконцентрировав в своих руках основные рычаги формирования цен на нефть и природный газ;
- Следование энергетической политике администрации Б. Обамы негативно отражается на экономике и подрывает энергобезопасность страны;
- Необходима отмена любых нормативных актов в сфере защиты окружающей среды и энергетики, способных подорвать экономический рост США;
- Человеческий фактор не является причиной глобального потепления.

Энергетическое доминирование стоит рассматривать как политическую концепцию, воплощение лозунга Д. Трампа «Америка прежде всего» применительно к энергетической сфере

Важным отличием политики «энергетического доминирования» от более ранних стратегий с той же целевой направленностью стало то, что она была запущена в период энергетического изобилия в США. Хотя успехи сланцевой революции никак нельзя приписать к достижениям администрации президента Б. Обамы, который обратил на нее внимание только в последние годы своего правления, Д. Трамп унаследовал от своих предшественников быстрорастущую нефтегазовую отрасль. Благодаря этому США превратились в ключевого игрока на энергетических рынках. По данным аналитических агентств, только в период с 2008 по 2018 годы добыча нефти в Соединенных Штатах выросла на 119%, а природного газа – на 51%, в то время как по объемам разведанных запасов нефти и газа страна занимает 10-е и 4-е место в мире, соответственно. Международное энергетическое агентство (МЭА) ожидает, что США станут основным драйвером роста мировой добычи углеводородов в ближайшие годы. США уже являются чистым экспортером газа, и МЭА прогнозирует, что они станут чистым экспортером нефти в конце 2020-х годов.

КТО ПРОТИВ?

Достаточно ли для достижения энергетического доминирования быть крупнейшим игроком на энергетическом рынке? Очевидно, что нет. Для этого как минимум необходимо преодолеть противодействие борцов с ископаемыми видами энергоносителей внутри страны.

Важным отличием политики «энергетического доминирования» от более ранних стратегий с той же целевой направленностью стало то, что она была запущена в период энергетического изобилия в США

Отметим, что победа Д. Трампа на выборах обозначила серьезный раскол в политической элите США – между сторонниками экономики, основанной на доминировании «финансового» сектора, в лице демократической партии, и адептами «реальной» экономики, в лице республиканцев. Проблема заключалась в том, что политика глобализации, активно поддерживаемая прежними властями США, ударила по благосостоянию американского среднего и рабочего классов. Появление Д. Трампа с лозунгом его избирательной компании «Сделаем Америку снова великой» означало переориентацию политики на внутренние интересы США и реальные проблемы населения.

Вместе с тем между республиканцами и демократами не возникало серьезных конфликтов по вопросам стимулирования экспорта энергоносителей. Достаточно упомянуть в этой связи об отмене в 2015 году 40-летнего запрета на экспорт нефти. Данное решение было одобрено контролируемым республиканцами Конгрессом и утверждено экс-президентом США Б. Обамой. Это сделало возможными поставки нефти за рубеж. Разрешение на строительство объектов для экспорта СПГ в последние годы также стимулировало рост поставок.

Раскол американских элит проходит по линии климатической политики. Для реализации новой доктрины президент Д. Трамп окружил себя политиками, отрицающими существование угрозы глобального потепления. Так, нынешний секретарь по энергетике Рик Перри заявлял в 2017 году, что не верит в антропогенные причины изменения климата. А руководитель Агентства по защите окружающей среды предположил, что потепление может даже принести пользу человечеству. В администрации Трампа

превалируют идеи экономического роста и энергетической независимости, в то время как вопросы изменения климата полностью исключены из повестки дня.

Такой подход отразился в нескольких инициативах, направленных на поддержание углеводородной отрасли. Это, в первую очередь, отмена ряда экологических норм (в том числе нашумевший выход США из Парижского соглашения по климату), снятие ограничений на сжигание природного газа на факелах, а также принятие законов, призванных увеличить объем бурения в США и, соответственно, прибыли нефте- и газодобывающих компаний.

Меры, предпринимаемые Д. Трампом на национальном энергетическом рынке, наталкиваются на сопротивление региональных элит, контролируемых демократами. В конечном итоге реальное влияние законодательных изменений будет ограничено политикой штатов и экологическими обязательствами, принятыми на себя нефтегазовыми компаниями. Достаточно вспомнить в этой связи решение штатов Гавайи и Калифорния полностью отказаться от использования углеводородов в электроэнергетике к 2040 и 2045 годам, соответственно.

ТРИ НЕРАЗРЕШИМЫХ ПРОТИВОРЕЧИЯ

За прошедшее десятилетие США удалось серьезно укрепить свои позиции на международном нефтяном рынке. Благодаря успехам в сфере разработки сланцевых месторождений Америка превратилась в свингового производителя. То есть она осуществляет балансировку мирового рынка за счет возможностей быстро нарастить или уменьшить добычу в ответ на ценовые сигналы.

Кроме того, американский доллар остается основной валютой расчетов за нефть в мире, что также усиливает международную позицию США и поддерживает «нефтедолларовую систему».

Появление Д. Трампа с лозунгом его избирательной компании «Сделаем Америку снова великой» означало переориентацию политики на внутренние интересы США и реальные проблемы населения

Однако Д. Трамп в своем стремлении достичь доминирования на мировом рынке нефти столкнулся с силами, контролировать которые столь же сложно, как и силы природы. Речь идет о законах рыночной экономики, управлять которыми не под силу даже самой могущественной державе в мире.

Хотя высокие нефтяные цены и способствуют активизации американского сектора добычи, но они одновременно подрывают экономический рост в других отраслях экономики США. А это неблагоприятно с точки зрения подхода «Америка прежде всего» и интересов населения страны (то есть избирателей Трампа, ждущих доступа к дешевой энергии, как того обещал будущий президент).

Меры, предпринимаемые Д. Трампом на национальном энергетическом рынке, наталкиваются на сопротивление региональных элит, контролируемых демократами

Нижней границей желаемого диапазона выступает цена, покрывающая полные издержки добычи сланцевой нефти. По оценкам Platts, в 2018 году средняя ее величина для американской отрасли составляла около $50/барр. Верхняя же граница определяется ценой, при которой стоимость бензина внутри США, с одной стороны, не препятствует экономическому росту, а с другой – не нейтрализует положительный эффект от снижения налогового бремени на средний и рабочий класс, поддерживающих Д. Трампа. Верхняя граница достигается, по разным оценкам, при цене на нефть около $75/барр. Нет нужды говорить, что удержание нефтяных цен в желаемом диапазоне – это наисложнейшая задача.

Кроме того, для достижения управляемости ценами на нефть необходимо подорвать позиции уже имеющихся игроков на рынке и в идеале заменить их нефть поставками из американских источников. Значимую роль продолжает играть ОПЕК, способная влиять на цены посредством введения квот на добычу. Однако неопределенность на нефтяном рынке или введение жестких мер в отношении его ключевых участников неизбежно ведут к росту нефтяных котировок. Поэтому «подрывать» позиции других игроков приходится с оглядкой на нежелательные последствия в виде ценовых скачков.

Говоря об ОПЕК, нельзя не упомянуть, что президент США предпочел бы избавиться от картеля, а не пытаться влиять на него. Поэтому, несмотря на вежливые просьбы в адрес ОПЕК, появившиеся в Twitter Трампа в 2019 году, в феврале был возрожден так называемый законопроект НОПЕК (No Oil Producing and Exporting Cartels Act, NOPEC), позволяющий правительству США подавать в суд на членов картеля по обвинению в монополизме. Законопроект после правок был внесен на рассмотрение Конгресса в конце мая и одобрен Юридическим комитетом Палаты представителей в начале июня. Попытки провести подобный законопроект предпринимались и раньше, но при нынешнем президенте шансы на его принятие возрастают, учитывая жесткую позицию Трампа по отношению к деятельности ОПЕК.

Представители ОПЕК уже заявили, что в случае прекращения работы организации каждый ее член увеличит добычу до максимума, что обрушит рынок и создаст коллапс в глобальном масштабе. Как будет развиваться ситуация с НОПЕК пока не ясно, но очевидно одно: президенту США придется лавировать, чтобы не погубить собственную нефтяную отрасль в борьбе с картелем.

Наконец, третье противоречие, с которым сталкивается Трамп, заключается в его попытках одновременно удерживать ставку рефинансирования на уровне, обеспечивающем устойчивый экономический рост, и при этом не допустить ослабления доллара, которое привело бы к бегству от доллара в сырьевые товары (commodities), в том числе в нефть. Соблюсти баланс между стимулами для экономического роста, исходящими от слабого доллара, при сохранении нейтрального влияния политики «количественного смягчения» на нефтяные цены крайне сложно.

Придя к власти в 2016 году, Трамп упрекал в бездействии тогдашнее руководство Федеральной резервной системы (ФРС), утверждая, что ставку надо повышать, чтобы избежать влияния слабого доллара на нефтяные цены. Но уже в 2019 году, через два года после запуска политики «количественного ужесточения» или нормализации баланса, в ходе которой ФРС начала поднимать ключевую ставку и продавать участникам рынка активы, выкупленные в ходе предыдущей программы, Трамп обвинил главу ФРС в замедлении темпов роста экономики. По его мнению, действия ФРС затормозили рост фондового рынка и ВВП.

Несмотря на видимую непостоянность и противоречивость позиции Д. Трампа (а именно так она выглядит со стороны), его деятельность носит последовательный и целенаправленный характер. А «шараханья» из стороны в сторону объясняются сложностью и амбициозностью задач, которые поставил перед собой Президент США. Этот подход прослеживается, прежде всего, в политике Белого дома на международном нефтяном рынке. Попробуем проследить, какое влияние оказывали риторика и действия Д. Трампа в 2018–2019 годах на рынок нефти.

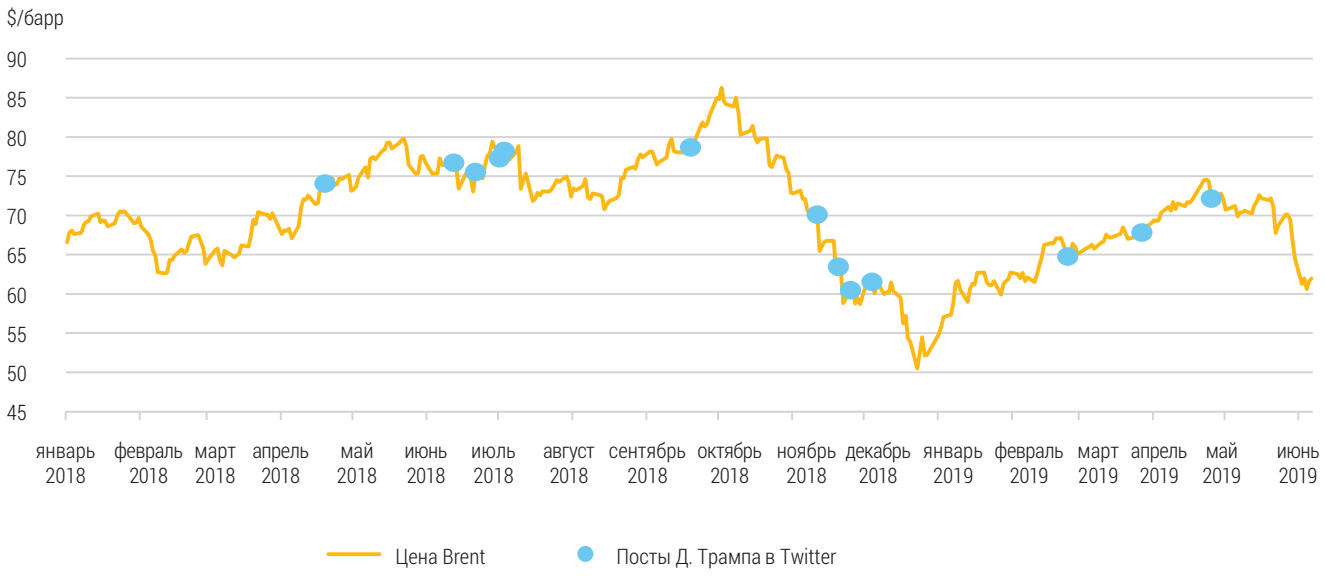
АМЕРИКАНСКОЕ РОДЕО

В 2018–2019 годах Д. Трамп столкнулся с необходимостью поиска баланса в сложной ситуации, спровоцированной, по сути, им самим. Ожидания и опасения игроков рынка в связи с введением санкций против Ирана, третьего по величине игрока ОПЕК, способствовали росту нефтяных цен. Однако для картеля они были достаточно комфортны, в отличие от президента США. Поэтому с апреля 2018 года Д. Трамп начинает применять новый способ воздействия на рынок – сообщения в социальной сети Twitter, в которых он обвиняет ОПЕК в росте нефтяных цен и призывает организацию решить эту проблему. Таким образом, он убивает сразу двух зайцев: с одной стороны, полностью перекладывает ответственность за рост нефтяных котировок на ОПЕК, а с другой – пытается добиться хотя бы краткосрочного их снижения и оказать давление на картель. При этом характерно то, что падение нефтяных цен в конце 2018 года было приписано Д. Трампом именно своим действиям в отношении ОПЕК (см. *«Соответствие динамики цены нефти марки Brent и моментов публикации сообщений Д. Трампа в сети Twitter»).*

Ниже представлена ретроспектива сообщений Д. Трампа и их связи с текущими экономическими событиями:

20 апреля 2018 года – впервые после 4,5-летнего перерыва Д. Трамп атаковал ОПЕК в своем Twitter: «Похоже

СООТВЕТСТВИЕ ДИНАМИКИ ЦЕНЫ НЕФТИ МАРКИ BRENT И МОМЕНТОВ ПУБЛИКАЦИИ СООБЩЕНИЙ Д. ТРАМПА В СЕТИ TWITTER



Источник: составлено авторами

на то, что за этим снова стоит ОПЕК. Учитывая рекордные объемы нефти повсюду, включая полностью загруженные суда, нефтяные цены искусственно завышены! Не годится и не будет принято!» При этом важен контекст, в котором появилось это первое сообщение. Цена нефти росла на протяжении 2017 года, а в первой половине 2018-го ценовое ралли продолжилось по ряду причин. К апрелю стало достаточно очевидно, что Д. Трамп возобновит санкции против Ирана. Это угрожало сокращением предложения и обострением и так накалившихся отношений на Ближнем Востоке. Кроме того, добыча ОПЕК стала быстро падать на фоне проблем в Ливии и Венесуэле, из-за чего с рынка был изъят существенно больший объем предложения, чем планировалось. Подлили масла в огонь и сообщения о том, что Саудовская Аравия хотела бы видеть Brent на уровне $80–100/барр, а саудовский министр энергетики не поддержал идею о поднятии лимитов добычи. Д. Трамп опубликовал сообщение непосредственно в день собрания ОПЕК.

13 июня 2018 года – после первого сообщения Трампа около двух недель цена Brent удерживалась ниже $75/барр, однако потом вновь поползла вверх, достигнув к концу мая отметки в $80/барр на фоне решения президента США о введении санкций против Ирана. Нефтяной рынок однозначно обвинял в росте цен Д. Трампа, в то время как последний продолжал утверждать, что это ошибки ОПЕК. Понимая, что введение санкций приведет к росту цен, администрация Трампа активно убеждала Саудовскую Аравию увеличить предложение, и, поскольку в начале июня это считалось уже почти решенным делом, цены несколько снизились. Однако стоимость бензина на внутреннем рынке США остается высокой, и Д. Трамп публикует сообщение: «Нефтяные цены слишком высоки, снова ОПЕК! Нехорошо!»

Америка превратилась в свингового производителя нефти. То есть она осуществляет балансировку мирового рынка за счет возможностей быстро нарастить или уменьшить добычу в ответ на ценовые сигналы

22 июня 2018 года – после небольшого падения цен, в день собрания ОПЕК, Трамп пытается закрепить свой успех, опубликовав сообщение: «Надеюсь, ОПЕК существенно увеличит добычу. Нужно сохранить цены низкими!» На собрании действительно принимается решение о наращивании производства на 1 млн барр/сут., но предложенный план был скуп на детали, и у участников рынка осталось больше вопросов, чем ответов. В результате вместо падения цены вновь начали расти.

30 июня 2018 года – после существенного скачка нефтяных цен, произошедшего всего за четыре дня, Д. Трамп публикует следующее сообщение: «Только что общался с королем Саудовской Аравии Салманом и объяснил ему, что из-за беспорядков и проблем в Иране и Венесуэле я прошу, чтобы Саудовская Аравия увеличила добычу

нефти, возможно, до 2 млн барр, чтобы компенсировать разницу. Цены слишком высоки! Он согласился!» Однако в тот же день Белый дом публикует заявление, поясняющее, что Саудовская Аравия имеет ресурс по увеличению добычи на 2 млн барр, но не планирует его использовать прямо сейчас. Кроме того, хотя Трамп обвинял в скачке цен Иран и Венесуэлу, реальной причиной были действия его собственной администрации. Так, через четыре дня после встречи ОПЕК было объявлено, что компании должны прекратить импорт иранской нефти до 4 ноября 2018 года. Учитывая то, что исключения из этих сроков почти не ожидались, цены резко подскочили.

4 июля 2018 года – в национальный выходной, День независимости США, цены на заправочных станциях достигли своих максимумов за четыре года. Аналитики опасались, что агрессивная политика Д. Трампа в отношении Ирана поддержит цены на нефть на высоком уровне, в результате чего граждане США не получат традиционной осенней «ценовой передышки» в стоимости бензина. Некоторые прогнозировали, что и цены на газ существенно увеличатся к моменту выборов в Конгресс в ноябре 2018 года. На фоне этих негативных настроений Трамп публикует очередное сообщение: «Монополия ОПЕК должна помнить, что цены на газ растут, а она мало чем помогает. Скорее наоборот, она поднимает цены выше, хотя США защищают многих ее членов за очень небольшие деньги. Это должна быть улица с двусторонним движением. Снизить цены немедленно!» За несколько дней до этого Госдепартамент США организовал встречу с репортерами, где разъяснил наиболее спорные моменты относительно иранских санкций, вызвавшие ранее скачок нефтяных цен. В результате этих событий котировки относительно стабилизировались до конца августа 2018 года.

20 сентября 2018 года – за шесть недель до выборов в Конгресс котировки Brent приблизились к $80/барр, внутренние цены на бензин в США также выросли. У Трампа остается не так много времени для того, чтобы повлиять на нефтяные цены, в то время как по данным аналитических отчетов для Саудовской Аравии котировки в диапазоне $70–80/барр являются очень комфортными. ОПЕК планирует встречу, однако ожидается, что картель никак не будет препятствовать росту цен. При этом объемы иранского экспорта падают быстрее, чем ожидалось, что также подогревает ажиотаж на рынке.

Говоря об ОПЕК, нельзя не упомянуть, что президент США предпочел бы избавиться от картеля, а не пытаться влиять на него

Трамп публикует сообщение: «Мы защищаем страны Ближнего Востока, без нас они бы недолго оставались в безопасности, а они продолжают толкать нефтяные цены все выше и выше! Мы это запомним. Монополия ОПЕК должна снизить цены прямо сейчас!»

Через пять дней после этого, на сессии Генеральной ассамблеи ООН, Трамп заявляет перед мировыми лидерами: «Нации, входящие в ОПЕК, как обычно, грабят остальной мир».

Риторика президента не помогла – цены продолжили расти. Однако позже в одном из своих интервью Д. Трамп сказал, что в сентябре он позвонил в Саудовскую Аравию и выразил недовольство по поводу нефтяных цен. Неизвестно, повлияло ли это на саудовского короля, но вскоре он сообщил, что страна нарастит свою добычу в октябре и ноябре.

12 ноября 2018 года – к тому моменту, как Трамп опубликовал следующее сообщение, рынок выглядел уже иначе. Нефтяные цены активно падали в связи с наращиванием объемов добычи основными игроками (в том числе США) для компенсации выпадающих объемов иранских поставок. ОПЕК готовилась к новому раунду сокращения добычи для стабилизации рынка, спрос на нефть был ниже ожидаемого. А когда в начале ноября стало известно, что для многих покупателей иранской нефти предусмотрены исключения сроком на шесть месяцев, котировки ускорили падение. Но недостаточно для Трампа. Он пишет: «Надеюсь, Саудовская Аравия и ОПЕК не будут сокращать добычу нефти. Нефтяные цены должны быть ниже, исходя из объема предложения!»

Несмотря на видимую противоречивость позиции Д. Трампа, его деятельность носит последовательный и целенаправленный характер. А «шараханья» объясняются сложностью и амбициозностью задач, которые поставил перед собой Президент США

21 ноября 2018 года – котировки опускаются все ниже, и Д. Трамп публикует очередной призыв: «Цены на нефть идут вниз. Отлично! Это словно большое снижение налогов для Америки и всего мира! Наслаждайтесь! $54, было целых $82. Спасибо Саудовской Аравии, но давайте опустимся еще ниже!» Достаточно принципиальным в этом заявлении стало то, что президент поблагодарил саудитов за снижение цен. Это могло быть частично связано с желанием переубедить Саудовскую Аравию в ее стремлении снизить добычу и увеличить цены (это решение ожидалось на ближайшем собрании ОПЕК), а частично – с необходимостью подтвердить добрые намерения. За день до этого Трамп заявил, что будет поддерживать Саудовскую Аравию, несмотря на то, что были веские причины подозревать причастность короля Салмана к смерти журналиста Джамаля Хашогги.

25 ноября 2018 года – на фоне продолжающих падать цен Трамп не преминул поблагодарить себя за эти заслуги: «Так здорово, что нефтяные цены падают (Спасибо, Президент Т)».

5 декабря 2018 года – в преддверии встречи ОПЕК, на которой должно было обсуждаться новое соглашение по сокращению добычи, в Twitter Трампа появилось сообщение, указывающее на пожелания США относительно судьбы сделки: «Надеюсь, ОПЕК сохранит потоки нефти как они есть, а не ограничит. Мир не хочет видеть и не нуждается в высоких нефтяных ценах».

Призыв Трампа не имел успеха – через два дня страны ОПЕК договорились о сокращении добычи начиная с января 2019 года. Тем не менее до конца года цены продолжили падение, поскольку избыток предложения на рынке сохранялся. Не в последнюю очередь благодаря самим США – ежедневный объем их добычи превысил показатели России и Саудовской Аравии.

25 февраля 2019 года – с начала года, после сокращения добычи странами ОПЕК, цены на нефть постепенно поползли вверх, достигнув к концу февраля $65/барр. В апреле должно было состояться очередное собрание ОПЕК, на котором планировалось рассмотреть результаты выполнения декабрьской (2018) договоренности и принять решение о ее продлении.

Трамп публикует сообщение: «Цены на нефть становятся слишком высокими. ОПЕК, пожалуйста, расслабься и прими это. Мир не выдержит скачка цен – он слишком хрупкий». При этом США снова прямым образом повлияли на рост цен в начале года, заблокировав ранее поставки сырья из Венесуэлы.

28 марта 2019 года – предыдущий призыв Трампа не оказал влияния на рынок, цены продолжили расти. Однако он совершает еще одну попытку: «Очень важно, чтобы ОПЕК увеличил поток нефти. Мировые рынки хрупки, нефтяные цены становятся слишком высокими. Спасибо!» Возможно, возросшая вежливость Трампа связана с тем, что в апреле истекал срок действия шестимесячного права на продление импорта нефти из Ирана для некоторых стран. В случае дальнейших сокращений добычи ОПЕК и ужесточения санкций риски роста цен крайне возрастали, что было крайне невыгодно президенту США.

26 апреля 2019 года – Трамп публикует сообщение, вызвавшее недоумение у нефтяного сообщества: «Говорил с Саудовской Аравией и остальными насчет увеличения поставок нефти. Все согласны…» Проблема заключалась в том, что никто из участников ОПЕК и само руководство картеля так и не подтвердили факт переговоров или каких-то договоренностей с Трампом. Тем не менее заявление оказало эффект на рынок, и цены снизились, несмотря на грядущее ужесточение антииранских санкций.

Представленная ретроспектива четко дает понять, какая непростая задача стоит перед Трампом. Удерживать нефтяные цены в устраивающих США пределах, одновременно вводя санкции против Ирана и контролируя ситуацию в Венесуэле, оказывать влияние на ОПЕК, сохраняя при этом хорошие отношения с Саудовской Аравией, наращивать поставки из США, не обрушивая рынок, – все это лишь неполный список того, с чем сталкивается президент. И хотя многие аналитики говорят о том, что сообщения Трампа в Twitter оказывают малое влияние на нефтяные цены, сама ОПЕК признала их в качестве одного из новых значимых факторов нестабильности на нефтяном рынке.

Подводя итоги «твиттерной» дипломатии Трампа, надо

признать, что она была достаточно эффективной, за исключением ценового скачка в IV квартале 2018 года и провалов котировок в начале 2019-го. Однако американское «родео» продолжается, и угроза того, что Трамп «не удержится в седле», сохраняется в полной мере.

ДОМИНИРОВАНИЕ НА ГАЗОВОМ РЫНКЕ

Политика «энергетического доминирования» на международном уровне имеет еще один вектор – удовлетворение энергетических нужд союзников и партнеров США. На конференции в Техасе в марте 2017 года представитель Сената США Джон Корнин заметил, что «энергетическое доминирование» – это не только сохранение крепких связей с друзьями и союзниками, но и возможность развить экономические связи со странами, которые не могут стать партнерами США другими способами.

В Европе политика США в основном связана с продвижением американского СПГ в качестве альтернативы российскому газу. Поскольку многие проектируемые СПГ-терминалы испытывают проблемы с заключением долгосрочных контрактов на поставку, Соединенные Штаты стремятся расширять рынки сбыта, привлекая на свою сторону новых покупателей.

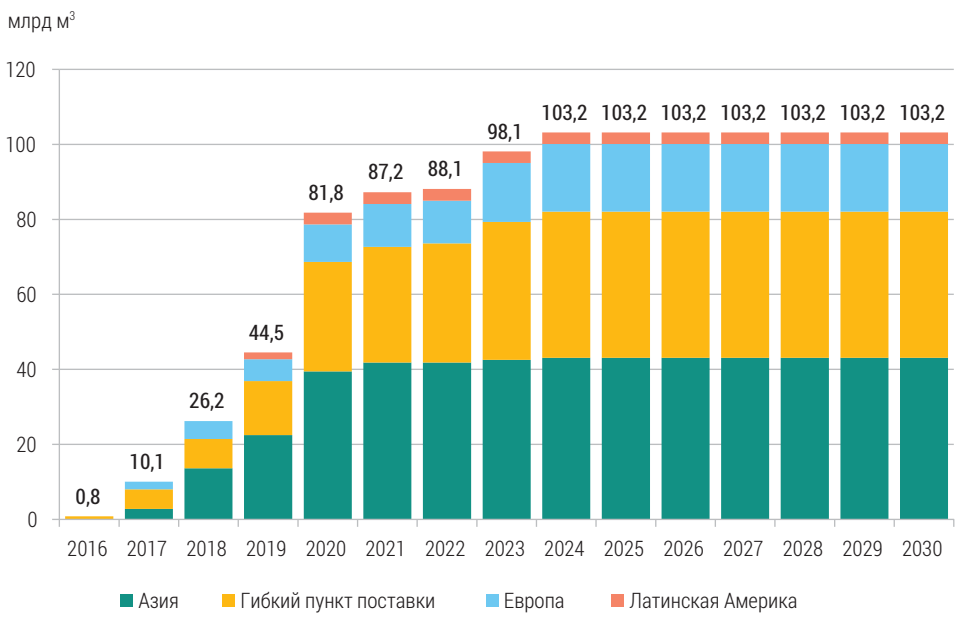
Например, в ходе поездки по Европе в июле 2017 года Трамп пообещал помочь Варшаве преодолеть зависимость от импорта российских энергоносителей. В качестве альтернативы он предложил топливо из США. Спустя полгода после визита Трампа Польша заключила контракт на импорт из Соединенных Штатов нефти, угля и СПГ, а также объявила, что не будет возобновлять соглашение о закупках газа с ПАО «Газпром» по истечении срока действия контракта в 2022 году.

В июле 2018 года Д. Трамп заявил о том, что Евросоюз рассматривает возможность строительства 9–11 терминалов для закупки сжиженного СПГ у США, причем их сооружение будет финансироваться за счет самих европейских стран.

В конце 2018-го – в первой половине 2019 года основным полем битвы Трампа на европейском рынке стало противостояние проекту «Северный поток-2». В первую очередь президент США настаивает на том, чтобы поддержку проекту перестала оказывать Германия – главный его участник и бенефициар. По словам Трампа, США защищают Германию от России, а она при этом продолжает платить Москве миллиарды долларов. В обмен на отказ продолжать строительство «Северного потока-2» Трамп предложил начать переговоры по поводу нового торгового соглашения. Ранее США ввели торговые пошлины на алюминий и сталь, импортируемые из стран Евросоюза, что серьезно ударило по экономике последних. В связи с этим немецкая сторона дала понять, что более тесное сотрудничество с Вашингтоном в газовой отрасли возможно лишь при отмене пошлин, а строительство «Северного потока-2» будет продолжаться.

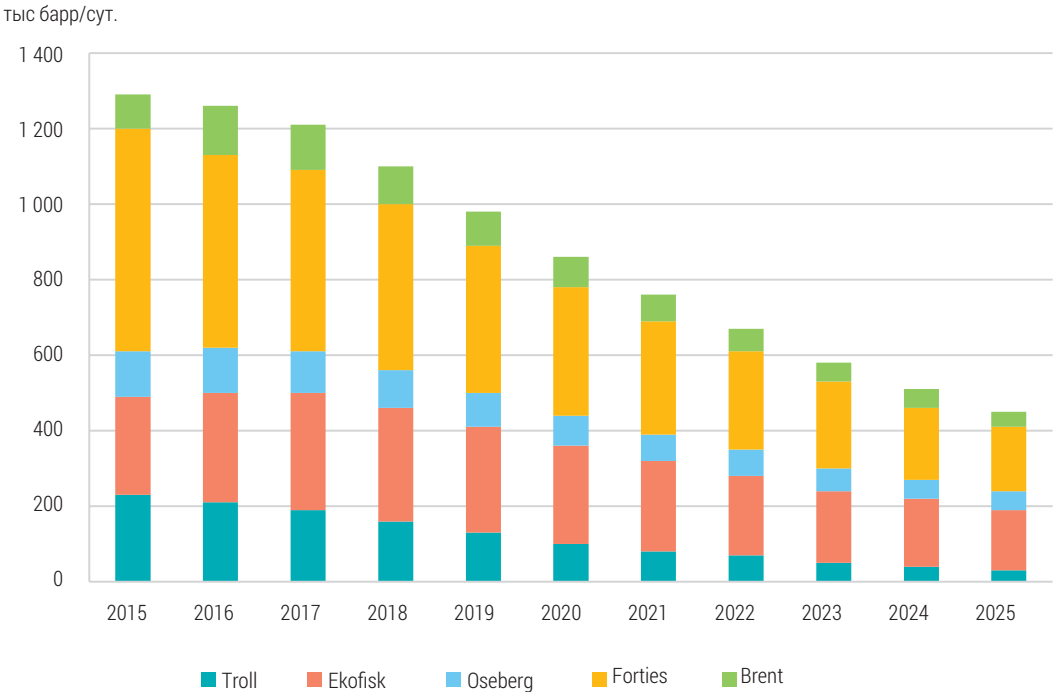
Помимо переговоров США пользуются и традиционным оружием в отношении России – санкциями. Так, в мае 2019 года в Сенате выдвигалось предложение о введении санкций в отношении судов-трубоукладчиков, сотрудничающих с Россией. Физическим лицам,

КОНТРАКТНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА НА ПОСТАВКУ СПГ С ПРОЕКТОВ В США



Источник: IHS

УРОВЕНЬ ДОБЫЧИ СОРТОВ НЕФТИ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В КОРЗИНУ BRENT



Источник: Platts

ОБЪЕМ ИМПОРТА НЕФТИ ИЗ США В ЕВРОПУ

Источник: EIA

которые продолжают продавать или сдавать в аренду такие суда для использования при строительстве «Северного потока-2», может быть запрещено посещать США, а любые их активы в стране будут заморожены. В случае введения санкций под них должны подпасть также лица, обеспечивающие финансовую, техническую или страховую поддержку в части судов-трубоукладчиков.

Также в июне 2019 года в Конгресс США был внесен законопроект о сотрудничестве в области энергетической безопасности с партнерами в Европе, так называемый ESCAPE Act. Он позволит вводить санкции в отношении лиц, обеспечивающих инвестиции, поставку товаров и услуг для реализации экспортных энергетических проектов России. По словам конгрессменов, законопроект позволит членам НАТО избежать политического давления и манипуляций со стороны России, при этом он предполагает увеличение поставок в Европу природного газа из США.

Любопытно и изменение риторики США относительно своего СПГ. Если ранее речь шла лишь о поддержке союзников в Европе за счет надежных поставок газа, то в мае сразу несколько американских чиновников заговорили о «молекулах свободы», которые США должны распространять по всему миру. Несложно догадаться, свободный от какого поставщика газовый рынок хотела бы видеть Америка.

При этом Европа – лишь один из рынков, интересующих США. Еще в 2017 году Трамп делал попытки наладить сотрудничество в энергетической сфере с Китаем. По итогам переговоров в ноябре 2017 года несколько китайских государственных компаний подписали соглашение об инвестировании в крупный проект «Аляска СПГ» стоимостью $43 млрд. Он должен конкурировать с российским «Ямал СПГ» в Арктике.

Китай интересовал США и с точки зрения наращивания поставок нефти, поскольку являлся вторым по величине покупателем американского «черного золота». В период с 2016-го по начало 2018 года поставки нефти из США в КНР выросли с почти нулевого уровня до 0,4 млн барр/сут. Несмотря на то, что продажи американской нефти в Китае значительно уступали объемам поставок со стороны ОПЕК, Соединенные Штаты сумели войти и закрепиться на рынке, где традиционно доминировали Саудовская Аравия и Россия.

Однако развитие сотрудничества в энергетической сфере между США и Китаем на текущий момент подорвано торговой войной, инициированной в 2018 году американской стороной. По состоянию на май 2019 года США ввели повышенные пошлины на импортируемые китайские товары стоимостью $250 млрд в год. В ответ на это Пекин с 1 июня поднял импортные пошлины на американские товары общей стоимостью $60 млрд, в том числе на СПГ. Пошлина на него выросла с 10 до 25%, что фактически означает полное прекращение импорта американского газа в Китай. Впрочем, с начала 2019 года Китай и так почти не получал СПГ из США, поэтому даже 10%-ная пошлина может служить достаточной преградой для развития газового сотрудничества между странами.

Также с августа 2018 года существенно сократились поставки американской нефти в Китай, вплоть до полной их остановки в некоторые месяцы. Поведение США в данной ситуации выглядит опрометчивым с позиции доктрины международного «энергетического доминирования». Ведь, по мнению крупнейших аналитических компаний, именно Китай будет основным мировым драйвером спроса на энергоресурсы в среднесрочной перспективе. Сохранение и расширение этого рынка сбыта должно было бы рассматриваться в качестве одного из приоритетов при стремлении к энергетическому доминированию, однако конфликт экономики и политики может привести к полной его потере.

«Твиттерная» дипломатия Трампа была достаточно эффективной, за исключением ценового скачка в IV квартале 2018 года и провалов котировок в начале 2019-го

Важно подчеркнуть, что завоевание новых рынков сбыта природного газа сопровождается экспансией в информационной среде. Ни одна презентация крупных аналитических агентств про индустрию СПГ не обходится без упоминания нового бенчмарка – стоимости американского сжиженного газа. Ее размер без учета платежей за сжижение (толлинг) все чаще рассматривается как нижняя граница цен на газ на европейском рынке. А значит, все остальные игроки учитывают ее при формировании своей стратегии продаж. Кроме того, в ближайшие несколько лет вступят в силу существенные объемы новых обязательств по ранее подписанным контрактам с американскими СПГ-проектами. Это усилит влияние США на мировом рынке газа (см. *«Контрактные обязательства на поставку СПГ с проектов в США»*).

Следует особо отметить, что цена торговой площадки Henry Hub, лежащая в основе стоимости американского СПГ, не может служить глобальным ценовым бенчмарком. Цена американского природного газа формируется своеобразным образом как побочный продукт добычи сланцевой нефти и жидких углеводородов и не покрывает полных издержек по производству сухого газа. Происходящая из-за этого недооценка природного газа ставит газовую отрасль США в крайне сложное положение. Хотя низкая цена отвечает внутриполитическим аспектам концепции энергетического доминирования, а также интересам зарубежных потребителей СПГ, она невыгодна экспортерам природного газа, в том числе и самим американским компаниям.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА WTI

Превращение котировок американской нефти WTI в мировой ценовой ориентир, а также в основу для ценообразования на сорта, производимые в других странах, – важный аспект политики энергетического доминирования. Исторически американские власти предпочитали контролировать ценообразование на нефть, опираясь на свой финансовый потенциал, то есть на сферу, в которой США обладают признанным мировым лидерством.

Поскольку многие проектируемые СПГ-терминалы испытывают проблемы с заключением долгосрочных контрактов на поставку, Соединенные Штаты стремятся расширять рынки сбыта, привлекая на свою сторону новых покупателей

Например, в начале 2000-х годов главный операционный директор Goldman Sachs Гэри Кон и его коллега из Morgan Stanley Джон Шапиро разработали план по возвращению контроля над глобальным рынком нефти через электронную платформу, расположенную в Нью-Йорке (ICE), с привлечением крупных банков и нефтяных компаний. В результате рынок нефти был финансиализирован, а американские банки начали оказывать серьезное влияние на ценообразование на нем.

Как уже упоминалось, для достижения мирового энергетического доминирования, помимо сохранения цены нефти в определенном диапазоне, Трампу также необходимо превратить котировки сорта WTI в мировой бенчмарк. В 2000-х годах первая попытка вернуть мировую гегемонию WTI потерпела неудачу, однако сейчас ситуация на стороне США. Добыча сортов нефти, традиционно учитываемых при формировании котировок Brent, постепенно падает. В результате североморский индекс теряет физическую основу, а значит, и свою релевантность (см. *«Уровень добычи сортов нефти, включаемых в корзину Brent»*).

В то же время поставки американской нефти в Европу существенно выросли за последние несколько лет. В январе 2019 года их объемы достигали 1200 тыс. барр/сут., то есть в отдельные периоды они уже превышают уровень добычи сортов, включаемых в корзину Brent (см. *«Объем импорта нефти из США в Европу»*).

Таким образом, в настоящий момент WTI уже почти на равных конкурирует с Brent, однако американская добыча продолжает расти, а европейская – падает. Два крупнейших аналитических агентства, публикующих котировки Brent, – американский S&P Platts и британский Argus – вынуждены менять методологию их расчета, включая дополнительные сорта, а также принимая во внимание физические поставки нефти CIF Rotterdam (ранее учитывались только поставки FOB). Характерно, что при этом оба агентства не рассматривают возможность включения в расчеты индекса российский сорт нефти Urals, а определяют его цену с дисконтом к Brent. Принимая во внимание, что S&P Platts является американским агентством, а в 2016 году 50%-ная доля в британской Argus была продана компании американского происхождения (General Atlantic), возможно, недалек тот день, когда эти агентства просто откажутся от дальнейшей публикации котировок Brent из-за их нерелевантности. Таким образом, WTI останется единственным бенчмарком на мировом рынке.

***

Основные задачи, стоящие перед Д. Трампом с точки зрения мирового «энергетического доминирования», – поддержание цен на нефть в стабильном диапазоне для продолжения сланцевой революции и роста американской экономики, а также продвижение котировок WTI в качестве основного мирового ценового бенчмарка. И если последняя задача облегчается ситуацией, сложившейся с физическими объемами добычи сырья в корзине Brent, то для решения первой Трамп вынужден прибегать к нестандартным методам. В их числе публикации в социальных сетях, направленные на основного оппонента, картель ОПЕК. И хотя такой подход не всегда был эффективен, на протяжении последних двух лет мировые цены на нефть держались в необходимом для Трампа диапазоне – $50–75/барр.

В то же время в продвижении на газовом рынке наблюдаются серьезные проблемы. Торговая война с Китаем, развязанная Трампом, и препятствия для реализации в США некоторых промышленных товаров из Европы существенно снижают шансы на реализацию дополнительных объемов американского СПГ до достижения торговых договоренностей. Усилия Вашингтона по созданию нового ценового бенчмарка для мирового рынка СПГ (Henry Hub плюс) имели неоднозначные результаты. Он создает преференции покупателям СПГ, но не отвечает интересам его производителей и продавцов, в том числе американских компаний.

При этом не стоит забывать о том, что с точки зрения физических потоков энергоносителей возрождение американской добычи выглядит достаточно скромно в глобальном масштабе. Доля США в мировом производстве первичных источников энергии сократилась с 23% в 1980 году до 15% в 2016-м и продолжит снижаться даже при реализации самого оптимистичного прогноза развития американской нефтегазовой отрасли. Рост добычи углеводородов не отменяет того обстоятельства, что США обеспечивают лишь небольшую долю глобального предложения. Это ограничивает возможности их экономического влияния на процессы, происходящие на мировом рынке энергоносителей.

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

www.ngv.ru

КТО ВЛАДЕЕТ ИНФОРМАЦИЕЙ, ОБРЕЧЕН НА УСПЕХ!

Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль» издается более 20 лет. Занимает лидирующие позиции в сегменте нефтегазовых СМИ России. Журнал ориентирован на руководителей и специалистов предприятий топливно-энергетического комплекса, политиков и представителей органов власти, профессионально интересующихся проблемами ТЭК. Издание тесно взаимодействует с Министерством энергетики России.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ. ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!

Высокоэффективный диспергент для ликвидации разливов нефти FINASOL OSR 52

ЕВГЕНИЙ ТРАВНИКОВ
Менеджер по развитию бизнеса
ООО «ТОТАЛ ВОСТОК», Москва

Использование диспергентов является одним из основных методов ликвидации разливов нефти в море. Диспергирование нефти как на поверхности моря, так и подводным способом часто может оказаться самым быстрым и эффективным методом ликвидации последствий аварии. Подобно любому другому методу, использование диспергентов имеет как ограничения, так и уникальные возможности для успешной ликвидации крупных разливов нефти в море.

В Российской Федерации существуют свои особенности допуска диспергентов к использованию. Дополнительные характеристики препарата необходимо тщательно исследовать, и для них должны быть утверждены:

- предельная допустимая концентрация вещества (ПДК) для морской воды водных объектов рыбохозяйственного значения;
- класс опасности вещества.

Данные показатели, наравне с эффективностью диспергента, являются важнейшими при выборе препарата для целей планирования ликвидации разлива нефти и ликвидационных действий.

Диспергент FINASOL OSR 52 является современным препаратом для борьбы с разливами нефти в море. Продукт зарегистрирован во всех частях света, в большинстве стран, где существуют или разрабатываются офшорные проекты.

Он имеет обширную географию допуска и использования, проявил себя как универсальное средство, которое работает эффективно в различных климатических условиях с различными типами нефти. Это и Норвегия с арктическим шельфом, и Австралия и Новая Зеландия со своими особенностями допуска диспергентов к использованию, и страны Ближнего Востока и Африки.

Ряд тестов как зарубежных, так и российских лабораторий показали высокую эффективность диспергента FINASOL OSR 52 как при низких температурах и высокой солености океанических вод, так и при средних температурах и средней солености морских вод. Это дает возможность применять его, эффективно обслуживая практически все офшорные нефтегазовые проекты в Российской Федерации – существующие и перспективные.

Важным аспектом работы по подготовке планов ликвидации разливов нефти является выбор диспергента для использования в морской воде водных объектов рыбохозяйственного значения. Применение диспергента должно проводиться при обязательном соблюдении норматива предельно допустимой концентрации (ПДК) диспергента для такой воды. Данный показатель определяет максимальную концентрацию препарата в воде, которая не должна оказывать вредное влияние на популяции рыб, в первую очередь промысловых.

Диспергент FINASOL OSR 52, обладая высокой эффективностью и относительно низким воздействием на экосистему, является оптимальным выбором для целей ликвидации разливов нефти

Выбор диспергента при использовании в местах, являющихся водными объектами рыбохозяйственного значения, предлагается вести с учетом оценки потенциального воздействия на экосистему, особенно на популяции промысловых рыб. Данная оценка основана на сравнении величины ПДК различных диспергентов и является относительным показателем. Принимается, что при одинаковой дозировке различных диспергентов преимуществом обладает тот, который имеет выше величину ПДК, то есть более безопасный (менее вредный) для экосистемы.

Этот же анализ дает возможность заранее снизить потенциальное вредное влияние диспергента на экосистему в местах его применения при необходимости использования увеличенной дозировки, например, в случае высокой степени загрязнения вследствие разлива нефти, нефтепродуктов.

Предпочтение должно отдаваться диспергенту с более высокой величиной ПДК, так как тогда этот диспергент окажет меньшее влияние на экосистему при увеличенной дозировке. В некоторых случаях, как, например, разлив нефти или нефтепродуктов второй и третьей (высшей) категории, величина ПДК может быть главным критерием выбора.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Центральное Управление по рыбохозяйственной экспертизе и нормативам по сохранению, воспроизводству водных биологических ресурсов и акклиматизации» (ФГБУ «ЦУРЭН») ответственно за рассмотрение материалов, обосновывающих рыбохозяйственные нормативы ПДК вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения, и рекомендацию к утверждению нормативов Министерству сельского хозяйства Российской Федерации. На заседании Секции рыбохозяйственных нормативов ПДК и ОБУВ НТС ФГБУ «ЦУРЭН» от 19 сентября 2017 года были рассмотрены материалы и принято решение о рекомендации к утверждению норматива ПДК на FINASOL OSR 52, которая составляет 0,8 мг/л. Данное значение норматива позволяет минимизировать воздействие на окружающую среду в местах применения, и в первую очередь на промысловую рыбу, при ликвидации последствий различной категории загрязнения.

TOTAL

ООО «ТОТАЛ ВОСТОК»
Тел.: +7 (495) 937-37-84
www.total-lub.ru

Реклама

Как сохранить газовые системы в Европе?

Перевод для «Нефтегазовой Вертикали»
выполнен переводческой компанией «Априори»
по заказу ООО «Газпром экспорт»

На европейской конференции Flame по природному газу и СПГ, проходившей в Амстердаме в мае 2019 года, с докладом о регуляторных стимулах для инвестиций в новую и существующую газовую инфраструктуру в Европе выступил ВАЛЬТЕР БОЛЬЦ. Он входит в состав апелляционного совета Агентства Европейского союза по сотрудничеству органов регулирования энергетики (ACER), а в прошлом занимал пост председателя Рабочей группы по природному газу в этой организации.
Корреспондент журнала Natural Gas World (NGW) встретился с господином Больцем и обсудил тему его выступления. С любезного разрешения NGW наш журнал публикует интервью с известным европейским экспертом, который в течение долгого времени возглавлял также австрийское Агентство по регулированию энергетики «Энерджи контрол» (E-Control), известен как один из архитекторов нынешней системы регулирования европейского рынка газа (Третий энергопакет ЕС) и является соруководителем со стороны ЕС Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета Россия-ЕС по газу.

NGW: ***Выступая с презентацией на конференции Flame в 2019 году, вы сделали важное заявление: «Голоса апологетов «полностью электрического мира» затихают, как только речь заходит об устойчивости, затратах, развитии сетей, хранении энергии и т.д.». Не могли бы вы рассказать об этом подробнее?***

В.Б.: Поскольку в последнее десятилетие ЕС поднимал планку целей в сфере защиты климата и энергетической политики все выше и выше, в энергетической отрасли начались поиски способов их достижения. В течение некоторого времени представители сектора электроэнергетики давали ответы, которые, на первый взгляд, казались

Перевод не выверялся автором, аутентичным текстом интервью является английская версия, опубликованная в журнале Natural Gas World, Volume 4, Issue 13, pp. 4–6.

весьма привлекательными и понятными: «Мы полностью удовлетворим потребность в энергии за счет электроэнергии из возобновляемых источников, надо будет просто воткнуть штепсель в розетку, так же просто, как вы включаете тостер. За ветер и солнце не надо ничего платить, и они доступны практически в неограниченных количествах».

В то же время газовый сектор сталкивается со значительными проблемами, пытаясь преодолеть имидж «ископаемого топлива». Поэтому многие не рассматривают природный газ в качестве надежного решения для будущей энергетической системы. Тогда газовый сектор выдвинул идею использования «газа как переходного топлива», которая выглядела привлекательной в краткосрочной перспективе, но в конечном итоге была опасной, поскольку подразумевала, что после окончания переходного периода потребность в газе исчезнет!

Поскольку в последнее десятилетие ЕС поднимал планку целей в сфере защиты климата и энергетической политики все выше и выше, в энергетической отрасли начались поиски способов их достижения

Я думаю, что образ мышления в самом энергетическом секторе начал меняться, когда люди поняли, что концепция «полностью электрического мира» таит в себе ряд неразрешенных проблем, которые вряд ли будут решены вплоть до 2050 года:

- Долговременное сезонное хранение электроэнергии;
- Транспортировка электроэнергии в больших количествах на дальние расстояния. Строительство высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП) в достаточном количестве к 2040–2050 годам представляется весьма проблематичным;
- Где размещать все ветроэнергетические установки? Их необходимо размещать за пределами видимости, чтобы не вызывать негативных эмоций у населения, но в то же время достаточно близко к местам потребления, чтобы затраты были приемлемыми;
- Устойчивость к внешним воздействиям и растущая сложность децентрализованных систем, применяющих цифровые технологии. Некоторые крупные генерирующие компании оказываются неспособными защитить свои веб-сайты и простое коммерческое программное обеспечение от хакеров и атак типа «отказ в обслуживании» (DDoS-атак). Кто поверит в возможность обеспечения достаточно безопасной эксплуатации сложнейших систем электроснабжения с миллионами маломощных генераторов и крайне сложными решениями в области управления спросом? Все вышеперечисленное вызывает еще бóльшую озабоченность, если такая энергосистема станет единственной!

Таким образом, за последние два года многие эксперты признали, что «полностью электрическую» энергетическую систему, состоящую в основном из возобновляемых источников электроэнергии (90 % и более), будет практически невозможно создать к 2050 году.

В то же время энергосистема, основанная на газе, может предложить низкоуглеродные решения некоторых проблем, которые к тому же потребуют гораздо меньших затрат, чем «полностью электрическая» система.

NGW: ***Вы также сказали, что необходима новая концепция будущей энергетической системы, в которую будет интегрирована существующая газовая инфраструктура. Конкретизируйте, пожалуйста, что вы имеете в виду?***

В.Б.: Нам нужна практически безуглеродная энергосистема, и как можно скорее. Под «энергетической системой» я подразумеваю все секторы энергетики: электроэнергетику, теплоснабжение, транспорт и частично промышленность.

Очевидно, что электроэнергетика, включая существующие мощности по производству электроэнергии из возобновляемых источников, не может удовлетворить все энергетические потребности Европы. В то же время у нас есть хорошо развитая и практически не требующая новых капиталовложений газовая инфраструктура, которая может удовлетворить наши нужды при условии ее разумного использования. Для использования газа в долгосрочной перспективе необходимо выработать практически безуглеродные технологии. В настоящее время есть доступные технологии, но связанные с ними расходы необходимо снизить, а масштаб пилотных проектов следует значительно увеличить.

Для этого необходимо, чтобы мы оставались «технологически беспристрастными». Поскольку мы не знаем, какой вариант будет наиболее эффективным: получение водорода с помощью солнечной или ветровой энергии (технология преобразования энергии в газ P2G, или PtG) и его смешивание с газом в рамках существующей газовой системы или получение водорода пиролизом метана, выделенное в отдельную систему, или конверсия метана водяным паром (паровой риформинг) с улавливанием и хранением углерода и т.д. (*см. «Этапы реализации технологий получения водорода»).*

Образ мышления в самом энергетическом секторе начал меняться, когда люди поняли, что концепция «полностью электрического мира» таит в себе ряд неразрешенных проблем, которые вряд ли будут решены вплоть до 2050 года

Эксплуатируя существующую газовую инфраструктуру (газопроводы и хранилища), можно решить некоторые проблемы, с которыми мы сталкиваемся при использовании возобновляемых источников энергии. Так, газовую инфраструктуру можно использовать для хранения энергии, полученной из возобновляемых источников, в виде водорода, получаемого по технологии P2G и помещаемого в газовые хранилища. По существующим газопроводам можно эффективно транспортировать огромные объемы энергии на дальние расстояния и т.д.

NGW: ***Какие инвестиции необходимы для того, чтобы существующая газовая инфраструктура могла служить основой будущей гибридной энергетической системы?***

В.Б.: Дополнительные инвестиции, которые понадобятся для использования газовой инфраструктуры в будущем, не столь велики, как может показаться. Различные концепции интеграции и создания гибридных энергосистем очень похожи между собой, и все они являются вариантами достижения поставленных целей (см. *«Гибридная энергосистема/межотраслевая интеграция»).* Нам нужны крупные пилотные проекты по технологии P2G, пиролиза и биогаза; нам необходимы прикладные исследования и разработки, поскольку многие технологии уже существуют, но для снижения затрат нужно их крупномасштабное применение. Нам также надо провести некоторые эксперименты, поскольку мы должны научиться использовать эти технологии наилучшим (наиболее экономичным) способом.

Энергосистема, основанная на газе, может предложить низкоуглеродные решения некоторых проблем, которые к тому же потребуют гораздо меньших затрат, чем «полностью электрическая» система

Операторам инфраструктур будет необходимо инвестировать в конверсионные установки, измерительные приборы и управление качеством газа, но эти расходы невелики по сравнению с общими инфраструктурными затратами.

Значительные вложения требуются в сфере организации и координации, поскольку работа операторов газотранспортных систем будет становиться более разнообразной и сложной, если мы хотим сохранить газовый рынок ЕС и в то же время позволить разным видам газа сосуществовать. А отвечать за управление этими различиями, не ограничивая при этом торговлю газом, будут операторы транспортных систем (ОТС).

Наконец, нам необходимо предусмотреть системы финансирования таких инвестиций, а также дополнительных системных затрат, связанных с подобным развитием. Как эти затраты будут возмещаться через систему регулирования и кто должен нести бремя этих расходов – домохозяйства или промышленные потребители?

Электроэнергетика, включая существующие мощности по производству электроэнергии из возобновляемых источников, не может удовлетворить все энергетические потребности Европы

NGW: ***Кто будет это реализовывать и как мы можем обеспечить выполнение этих планов?***

В.Б.: Я считаю, что ключевая роль должна принадлежать ОТС, поскольку именно трубопроводы являются той инфраструктурой, которая связывает все вместе. И ОТС, по крайней мере, на начальном этапе, находятся в самой лучшей, с точки зрения рынка, позиции для выполнения этих задач. Поскольку они ни с кем не конкурируют и им легче осуществлять первоначальные инвестиции в объекты и инфраструктуру при условии, что будут налажены механизмы возмещения и социализации этих затрат.

Как мы могли убедиться, мотивировать игроков в секторе возобновляемой энергетики пойти на большие риски стоит дорого. В качестве примера можно привести строительство первых ветроэнергетических установок морского базирования или фотоэлектрических установок. На практике государственный сектор был вынужден предложить льготные тарифы, обеспечивающие высокую норму прибыли, более чем достаточную для компенсации всех сопутствующих рисков и неопределенностей. И это привело к очень высокой нагрузке на потребителей энергии на многие годы вперед.

С другой стороны, с ОТС у нас есть «проверенный и надежный» механизм регулируемых тарифов, который позволяет эффективно социализировать затраты. ОТС нуждаются только в возмещении фактических затрат, и им не нужны сверхприбыли в качестве мотивации для запуска инновационных проектов.

Для того чтобы дела пошли, нам требуется лишь разумное регулирование и несколько поправок в регуляторных правилах, например, некоторая гибкость в отношении правил разукрупнения и т.д.

Для этого ЕС, скорее всего, придется законодательно обеспечить возможность сделать это согласованно на территории всего Евросоюза.

NGW: ***Вы говорили о неопределенностях и гибких возможностях. Не могли бы вы остановиться на этом подробнее?***

В.Б.: Разные страны Европы имеют разные возможности производства электроэнергии из возобновляемых источников (солнечной, ветровой, гидроэнергии, энергии, полученной из сельскохозяйственных отходов и т.д.), разные природные ресурсы энергетического сырья (в гео-

ЭТАПЫ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА

Источник: IRENA

логических формациях), а также разные мощности и степени загруженности электрических и газовых сетей. В связи с этим и требуются гибкие подходы к финансированию и регулированию.

Дополнительные инвестиции, которые понадобятся для использования газовой инфраструктуры в будущем, не столь велики, как может показаться

Например, в некоторых регионах может иметь смысл производить энергию на морских ветряных электростанциях и транспортировать ее не по ЛЭП, а по газопроводам в промышленные центры, которые находятся далеко от побережья, или в центры туризма.

В существующей системе регулирования, особенно в правилах разукрупнения, имеется четкое указание, что системным операторам не разрешается генерировать/производить энергию. При этом любой вариант межотраслевой интеграции приведет к созданию предприятия, генерирующего/производящего энергию. Поэтому возможности ОТС и операторов распределительных систем по внесению своего вклада в решение поставленных задач на данный момент ограничены. Но если рыночные механизмы здесь не работают, нам следует проявить гибкость, позволив этим операторам (или даже обязав их) включиться в процесс, но под надзором регуляторов.

На данный момент, когда мы еще не знаем, какая технология будет окончательно определена как наиболее эффективная, важно сохранить некоторою свободу маневра для опробования разных вариантов. Необходимо свести к минимуму все неопределенности в части реализуемости и методов реализации.

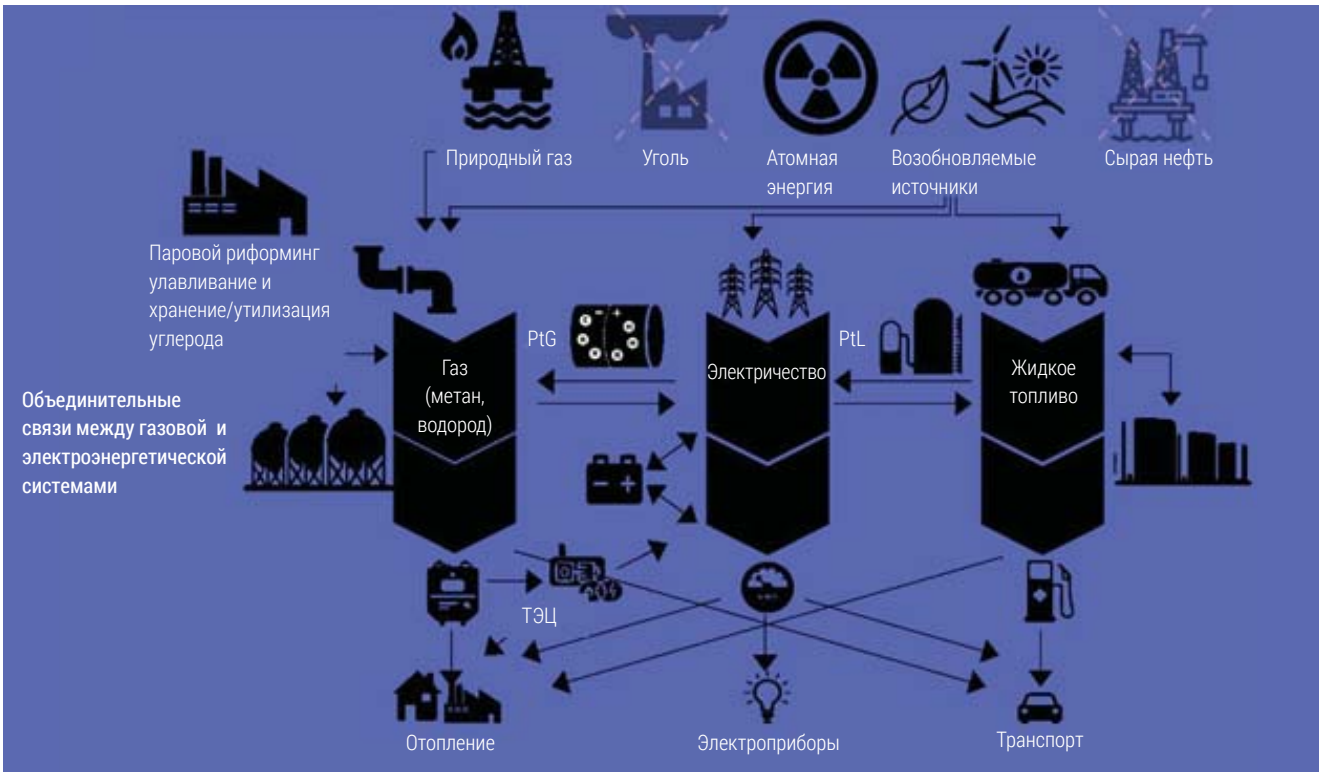
NGW: ***Если выбранный вариант окажется применимым в мировом масштабе, следует ли ограничить его применение Европой или надо распространить его шире?***

В.Б.: Я думаю, что концепция гибридной энергосистемы может быть применима повсеместно, но даже в границах Европы мы уже сталкиваемся с разными ситуациями в разных регионах, которые требуют гибкого подхода. Что уж говорить о мире в целом.

Однако если мы говорим о декарбонизации газа, то я твердо верю, что нам необходимо обсудить, хотим ли мы в будущем импортировать природный газ и декарбонизировать его в Европе или же мы хотим импортировать уже декарбонизированный газ в любой форме.

В США мы видим менее амбициозный и менее «догматичный» подход к декарбонизации энергетического сектора. Американцы называют свою систему «интегрированной энергетической системой», а в Европе мы называем ее «гибридной системой декарбонизации».

ГИБРИДНАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА/МЕЖОТРАСЛЕВАЯ ИНТЕГРАЦИЯ



Источник: Frontier Economics

Если поставить цель по созданию экологичной декарбонизированной энергетики без установления жестких сроков и показателей, работать будет гораздо легче, чем с четкими целями на 2050 год в абсолютном выражении.

NGW: ***Если Европа пойдет по этому пути одна, не окажется ли она в невыгодном положении по сравнению с конкурирующими экономиками, например, США и странами Южной и Юго-Восточной Азии?***

В.Б.: Если мы пойдем по этому пути в одиночестве, наши усилия не сильно повлияют на процессы изменения климата. Так что да, с этой точки зрения мы окажемся в очень невыгодном положении. Но я не могу себе представить, что Европа окажется в одиночестве, скорее всего, мы просто стартуем первыми.

С экономической точки зрения, ответ зависит от рассматриваемой временно́й перспективы. В краткосрочной перспективе у нас будут более высокие затраты на энергию, но я уверен, что в среднесрочной и долгосрочной перспективе эти затраты значительно снизятся.

Тем не менее я думаю, что не следует рассматривать вопрос о стоимости производства энергии отдельно, поскольку проблема изменения климата затрагивает все аспекты нашей жизни и мы должны принимать во внимание такие факторы, как воздействие на рабочие места, здоровье, качество воздуха и т.д.

Разные страны Европы имеют разные возможности производства электроэнергии из возобновляемых источников, разные природные ресурсы энергетического сырья и т.д. В связи с этим требуются гибкие подходы к финансированию и регулированию

Европа представляет собой огромный [газовый] рынок, который останется привлекательным для производителей во всем мире. Решение о том, каким стандартам или требованиям к качеству (например, низкие выбросы CO_2) должен соответствовать такой продукт, как газ, чтобы разрешить его импорт в Европу, должно приниматься Евросоюзом. Крупные экспортеры уже сейчас тщательно изучают климатическую политику ЕС и думают над тем, как им соответствовать ее требованиям. Но, по крайней мере, на начальном этапе декарбонизация, безусловно, будет дорого стоить, и, если мы хотим быстро привлечь инвестиции, может потребоваться некоторое стимулирование.

реклама

Если поставить цель по созданию экологичной декарбонизированной энергетики без установления жестких сроков и показателей, работать будет гораздо легче, чем с четкими целями на 2050 год в абсолютном выражении

NGW: *Проблема снижения углеродных выбросов требует срочных действий, но для достижения эффекта их необходимо применять во всем мире. Самый большой вклад в загрязнение атмосферы вносят Северная Америка и Азия. Способна ли Европа убедить их принять общую модель декарбонизации? Если нет, не окажутся ли напрасными усилия Европы по противодействию изменениям климата?*

В.Б.: Если мы хотим достичь поставленных целей по контролю над изменениями климата, у нас просто нет другого выбора, кроме как убедить хотя бы крупнейших загрязнителей окружающей среды за пределами Европы – Китай, США, Индию и страны Юго-Восточной Азии – присоединиться. В противном случае все наши усилия будут тщетны. Но нам не следует недооценивать эффект влияния хорошего примера. Во многих из этих стран бытует мнение, что чем больше правительство заботится о климате, тем сильнее замедляется экономический рост и уменьшается благосостояние народа. Если мы сможем доказать, что это не так и что можно построить процветающую, экологичную и свободную от углеродных выбросов энергетику, это послужит важным примером и окажет сильное влияние на эти страны.

NGW: *Общественное мнение меняется быстро и без каких-либо значительных усилий и затрат может опередить реальные практические успехи. Как этим можно управлять?*

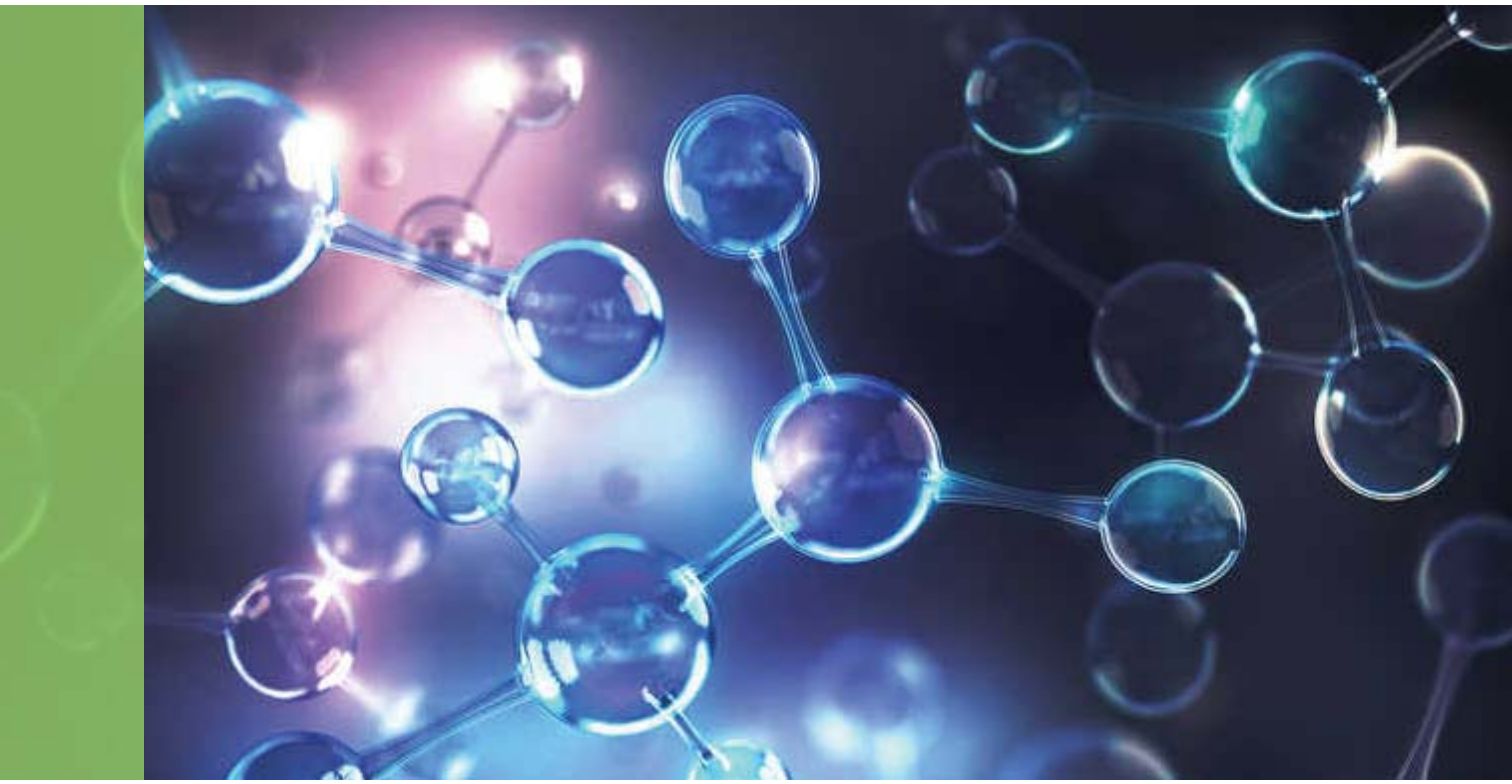
В.Б.: Нам нужны понятные, прямые и основанные на фактах свидетельства и доказательства этой сложной взаимосвязи. Молодое поколение уже понимает, что поставлено на карту. Мы не хотим никого запугивать, но это реальность, с которой рано или поздно придется столкнуться. Люди не глупы, но они склонны игнорировать вещи, которые им неприятны. Поэтому нам необходимо активизировать усилия по повышению осведомленности общества не только об изменении климата, но и об энергетической системе и о том, что это значит в повседневной жизни. Это основа нашей современной жизни со смартфонами, социальными сетями, расставленными повсеместно эскалаторами и банкоматами наряду с центральным отоплением, общественным и индивидуальным транспортом, системами дистанционного управления и т.д.

NGW: *Каковы сроки построения гибридной энергосистемы?*

В.Б.: Планировать надо начинать уже сегодня. В первую очередь, нам нужно привлечь больше инвестиций в пилотные проекты. Кроме того, необходимо принять ряд организационных мер. Например, разработать систему маркировки «зеленого» газа, гарантии его происхождения, стандарты качества газа и т.д.

Более широкое внедрение должно начаться приблизительно в 2030 году, чтобы к 2045–2050 годам мы смогли создать «систему зеленого газа».

Беседовал Чарльз Эллинас



Ставка на водород

ЛЕОНИД ЛОГИНОВ
ООО «Газпром экспорт»

Энергетическая стратегия ЕС предусматривает существенное снижение эмиссий парниковых газов путем увеличения доли ВИЭ в энергобалансе и повышения энергоэффективности. При этом ВИЭ рассматриваются как основной способ достижения упомянутой цели.

Если общее магистральное направление развития Европы – к низкоуглеродной экономике – не вызывает сомнения, то по вопросу выбора дорожной карты ведется активная дискуссия. На одном полюсе этой дискуссии – радикально настроенные группы, которые призывают к 2050 году полностью отказаться от ископаемых источников энергии. На другом полюсе – противники тотальной электрификации, которые предлагают комбинирование ВИЭ и природного газа, в том числе после 2050 года, на основе широкого его использования в качестве сырья для производства водорода. Условно эту группу европейцев можно назвать сторонниками «водородной стратегии».

В качестве средства решения ключевой проблемы – обеспечения устойчивого функционирования энергетической системы, основанной на ВИЭ, – они предлагают водород. Он призван на молекулярном уровне играть роль хранилища невостребованной возобновляемой энергии. Нехватку «зеленого» водорода, получаемого путем электролиза воды, будет компенсировать «голубой» водород, производимый непосредственно из природного газа. Каковы же перспективы природного газа в Европе в свете «водородной стратегии»?

ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ ВИЭ

На ключевом экспортном рынке ПАО «Газпром» – в Евросоюзе – водород рассматривается как один из альтернативных путей развития энергетической системы, обеспечивающих нулевой углеродный след. Водород позволяет решить проблему хранения электроэнергии, причем при более низких инвестициях и операционных расходах, чем имеющиеся в настоящее время электрические батареи.

Возобновляемые источники энергии считаются основным способом достижения целей климатической политики. В то же время, чтобы ВИЭ стали надежной основой европейской энергетической системы, их развитие должно сопровождаться созданием балансирующих механизмов. Данные механизмы призваны нивелировать зависимость ВИЭ от погодных условий, неработающие рыночные механизмы (вследствие субсидирования ВИЭ) и в целом снижение конкурентоспособности европейской экономики.

Так, в случае слабого ветра или его отсутствия, или повышенной облачности генерация на ветровых и солнечных электростанциях катастрофически снижается. Это приводит к повышенной нагрузке на иные источники традиционной электрогенерации для покрытия базового спроса на электроэнергию. Такая ситуация наблюдалась в Германии в 2017 и 2018 годах. В Австралии, напротив, в сентябре 2016 года из-за слишком сильного ветра 9 из 13 ветровых парков не функционировали, что привело к блэкауту. В США вследствие солнечного затмения в августе 2017 года практически половина установленных мощностей была затенена не менее чем на 50 %.

На ключевом экспортном рынке ПАО «Газпром» – в Евросоюзе – водород рассматривается как один из альтернативных путей развития энергетической системы, обеспечивающих нулевой углеродный след

Нестабильность выработки электроэнергии из ВИЭ становится причиной перебоев в работе рыночных механизмов. Избыток электроэнергии, который возникает при соответствующих погодных условиях, приводит к ситуации, когда цены на электроэнергию становятся отрицательными. То есть производители вынуждены оплачивать ее отбор. Производителей ВИЭ эта ситуация устраивает, так как они в любом случае получают субсидии. Так, в Германии отчисления, согласно закону о возобновляемой энергии (EEG), превышают 25 млрд евро в год. А для остальных поставщиков электроэнергии это означает снижение инвестиционной привлекательности отрасли, что практически делает экономически нерентабельным строительство новых электростанций на ископаемых видах топлива.

Чтобы ВИЭ стали надежной основой европейской энергетической системы, их развитие должно сопровождаться созданием балансирующих механизмов

Ставка на ВИЭ означает не только снижение стабильности энергосистемы и подрыв рыночных механизмов, но и необходимость инвестиций в мощности по хранению производимой электроэнергии. В 2018 году, согласно данным BNEF, установленные мировые мощности ВИЭ, не считая гидроэнергетику, составляли около 1,2 ТВт, а к 2050 году ожидается их рост до 11,2 ТВт. При этом должны создаваться и мощности по хранению электроэнергию. Инвестиции на данные цели в 2019–2050 годах должны превысить $800 млрд. Это подтверждают и иные расчеты. Так, согласно исследованиям, проведенным Техническим университетом Чалмерса с помощью модели ELIN, только в 2040–2045 годах объем инвестиций исключительно в новые мощности может достигнуть 55 млрд евро в год.

При этом для тотального перехода на ВИЭ необходимы гигантские земельные площади. Так, Фриц Варенхольт (Fritz Vahrenholt), глава германского отделения Фонда дикой природы, подсчитал, что для выполнения целей климатического плана требуется построить 50 тыс. ветряков. На один ветряк надо 7,14 км^2 площади, а учитывая необходимое минимальное расстояние между двумя ветряками, получается, что каждые 2,6 км на территории Германии (равной около 357 тыс. км^2) будет стоять ветряк высотой с Кельнский собор. И это без учета городов и дорог.

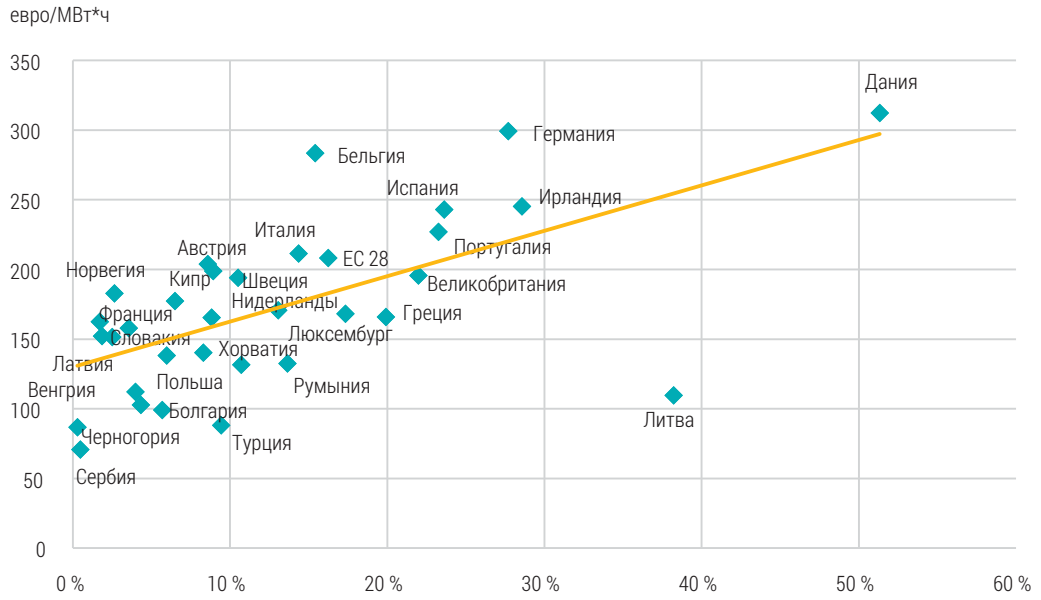
Часто говорят о том, что стоимость электроэнергии, получаемой на основе ВИЭ, стремительно снижается и уже опустилась ниже стоимости генерации угольных и газовых электростанций. Однако данные статистики показывают, что чем выше доля ВИЭ в энергобалансе европейских стран, тем дороже конечному потребителю обходится доступ к электроэнергии (см. *«Доля ВИЭ и стоимость электроэнергии для домохозяйств» и «Доля ВИЭ и стоимость электроэнергии для промышленных потребителей»).*

ВОДОРОД И СПОСОБЫ ЕГО ПРОИЗВОДСТВА

Сторонники «водородной стратегии» считают, что ставка на водород может решить экзистенциальные проблемы ВИЭ, которыми сопровождается движение к «безуглеродному» будущему.

На текущий момент годовой объем мирового потребления водорода составляет около 70 млн тонн, однако почти весь он используется как промежуточный продукт в технологических циклах, в основном для производства

ДОЛЯ ВИЭ И СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ДОМОХОЗЯЙСТВ (объем потребления от 2500 кВт*ч до 5000 кВт*ч)



Источник: Eurostat

аммиака и светлых нефтепродуктов. В будущем его использование может охватывать не только промышленный сектор, но и электрогенерацию, коммунально-бытовое хозяйство и транспорт, в том числе в качестве способа хранения избыточной энергии, произведенной с помощью ВИЭ.

Сейчас более 90% водорода производится из горючих ископаемых, из которых половина приходится на природный газ. При текущих технологиях это наиболее экономически целесообразный вариант его получения (см. *«Нормированная стоимость производства водорода»).*

Паровой риформинг включает процесс газификации, в ходе которого углеводород преобразуется в синтез-газ – смесь монооксида, диоксида углерода и водорода под воздействием высокой температуры (около 700°C в условиях частичного вакуума). На следующем этапе из синтез-газа под воздействием пара выделяются водород и диоксид углерода.

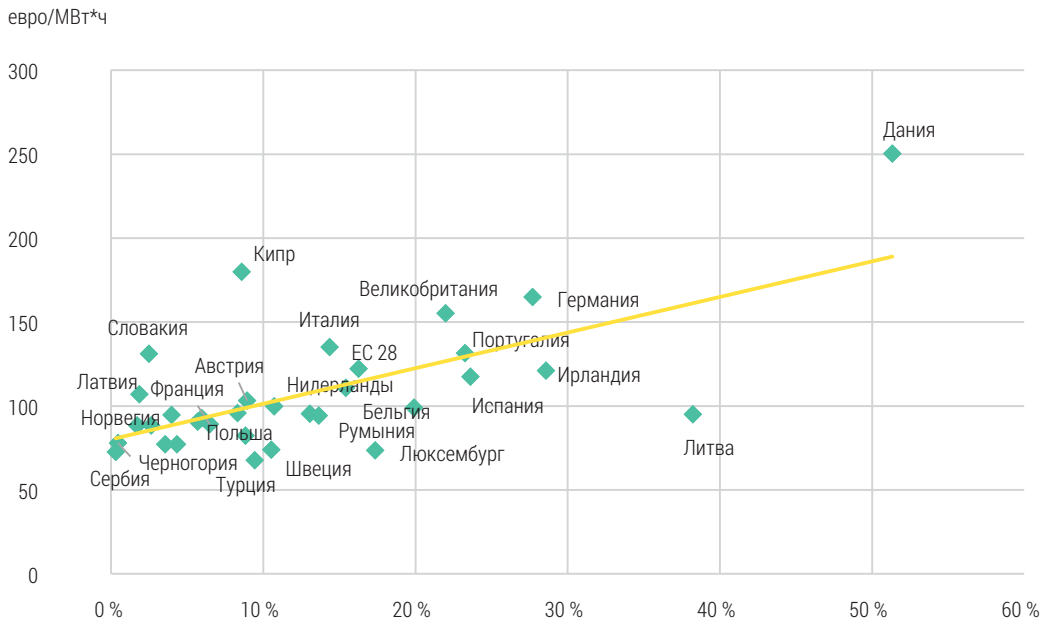
Преимуществом парового риформинга является возможность использования имеющейся инфраструктуры для природного газа и более низкий уровень затрат по сравнению с иными способами. Однако без использования технологий по улавливанию и хранению углерода (CCS) этот способ производства водорода сопровождает углеродный след, что делает бессмысленным его использование с целью глобального сокращения выбросов.

Производство водорода возможно и из иных ресурсов, включая биомассу. Процесс во многом аналогичен паровому риформингу. Основная разница заключается в том, что перед этапом газификации биомасса должна пройти этап пиролиза, то есть разложения органических природных соединений при недостатке кислорода. Преимуществом данного метода является то, что объем углекислого газа, получаемого в ходе производства водорода, балансируется объемом CO_2, поглощаемого в ходе роста биомассы. В сочетании с технологией CCS данный процесс может приводить и к отрицательному углеродному следу.

Ставка на ВИЭ означает не только снижение стабильности энергосистемы и подрыв рыночных механизмов, но и необходимость инвестиций в мощности по хранению производимой электроэнергии

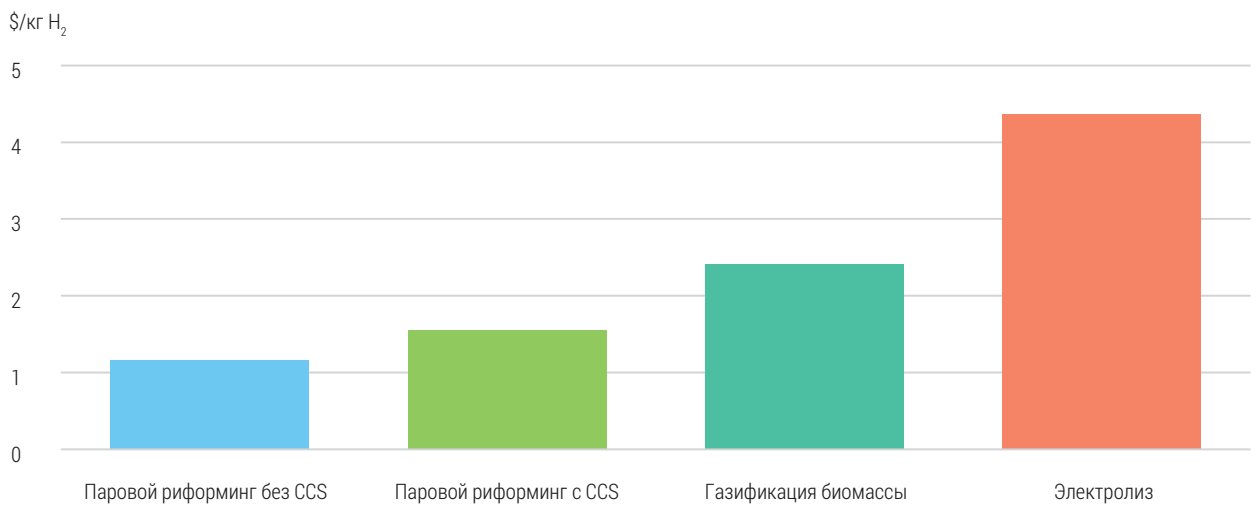
Технология электролиза подразумевает использование электричества для разложения воды. Так, одна из наиболее развитых технологий – полимерный электролитный мембранный электролиз (PEM), в ходе которого при помощи полупроницаемых мембран и электричества вода разлагается на водород и кислород. Преимуществом данного метода является операционная гибкость, что наряду со снижающейся стоимостью производства электроэнергии при помощи ВИЭ может обеспечить рост конкурентоспособности этой технологии. В то же время важно учитывать эмиссию CO_2 по всей цепочке производства энергии, равно как и внешние эффекты использования ВИЭ, такие как использование земельных площадей, доступ к водным ресурсам, а также затраты и воздействие на окружающие среду при производстве и утилизации установок ВИЭ.

ДОЛЯ ВИЭ И СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
(объем потребления от 2 000 МВт*ч до 20 000 МВт*ч)



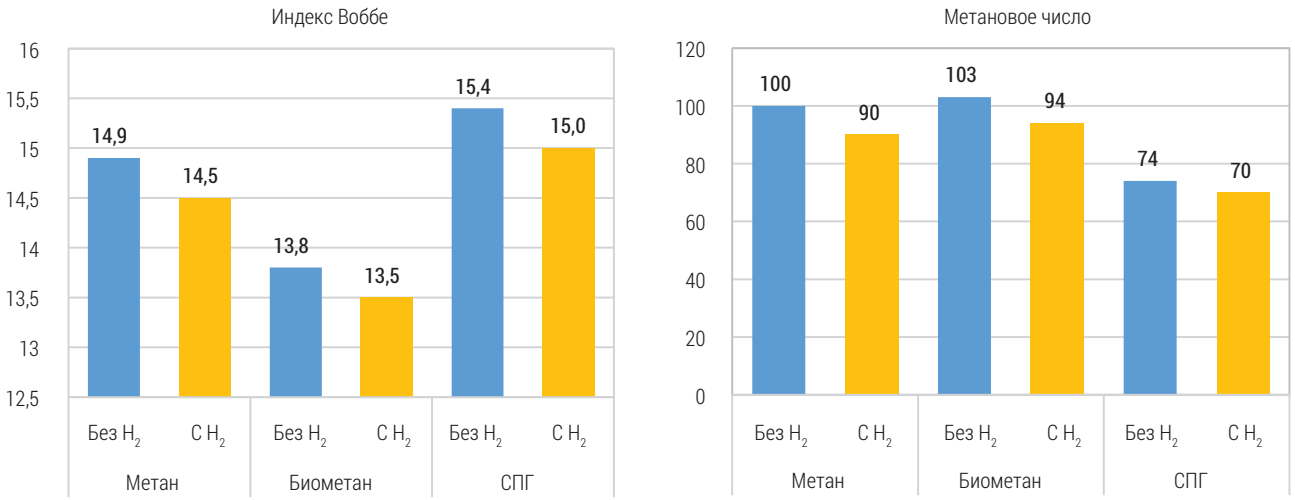
Источник: Eurostat

НОРМИРОВАННАЯ СТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА



Источник: S&P Global Platts Analytics

ИНДЕКС ВОББЕ И МЕТАНОВОЕ ЧИСЛО БЕЗ И ПРИ ДОБАВЛЕНИИ ВОДОРОДА, кВт*ч/м^3



Источник: Klaus Altfeld & Dave Pinchbeck

Как уже упоминалось, наиболее низкой стоимостью среди вышеупомянутых технологий, по оценкам S&P Platts, обладает паровой риформинг без технологии CCS – $1,16/кг H_2. Технология CCS увеличивает стоимость примерно на $0,4/кг H_2, при этом сокращая уровень эмиссий на 275%, до 3 кг CO_2/кг H_2.

Биомасса обладает более разнородной структурой, в связи с чем требуется более технически сложное оборудование, что ведет к росту затрат до $2,41/кг H_2.

На текущий момент годовой объем мирового потребления водорода составляет около 70 млн тонн, однако почти весь он используется как промежуточный продукт в технологических циклах

Технология PEM является самой дорогостоящей, в том числе по причине высокой стоимости электроэнергии. Даже с учетом ее оптовой цены затраты будут находиться на уровне $3,2/кг H_2. При этом при нулевой стоимости электроэнергии уровень затрат не превысит $1/кг H_2. Однако именно она при использовании энергии ВИЭ будет обеспечивать практически нулевой углеродный след даже без применения технологий CCS.

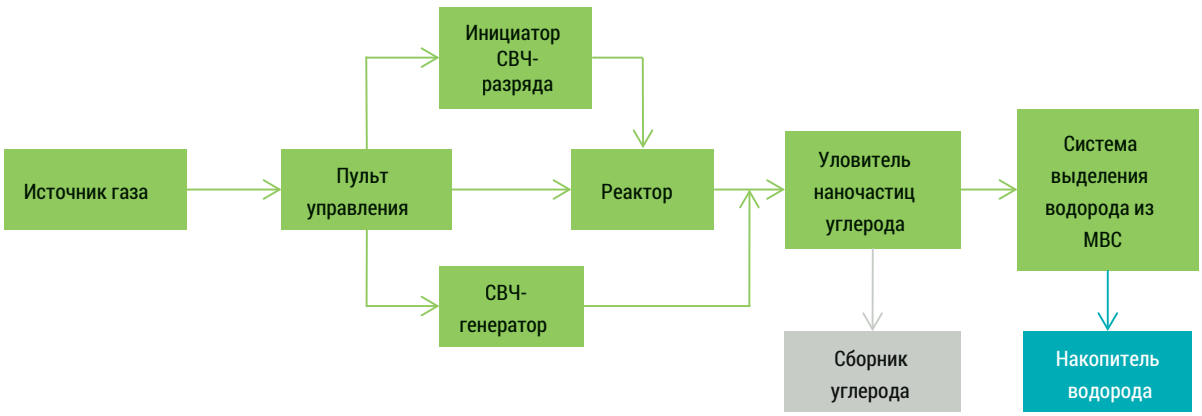
Наиболее перспективной технологией производства водорода считается разложение метана в состоянии неравновесной низкотемпературной плазмы в отсутствие кислорода. Работа над ней ведется, в том числе и в ПАО «Газпром». Подобные технологии на стадии прототипов разрабатываются за рубежом (DECARGAS, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ETSII) UPM). При этом, например, технология DECARGAS обеспечивает конкурентоспособный уровень затрат при производстве водорода. Согласно оценкам ETSII UPM, это около 2 евро/кг по сравнению с 2,21 евро/кг при паровом риформинге и 6,17 евро/кг для электролиза. При использовании упомянутых технологий нет выбросов CO_2, поскольку углерод преобразуется в твердое вещество.

Следует, однако, отметить, что до перехода к производству в промышленных масштабах водорода с нулевыми выбросами путем разложения метана в состоянии неравновесной низкотемпературной плазмы еще далеко. Водород и чистый углерод в соответствии с такой технологией пока производятся в лабораторных условиях. Задачей газовой отрасли является перевод этой технологии на индустриальные рельсы.

ОГРАНИЧЕНИЯ ДЛЯ ВОДОРОДА

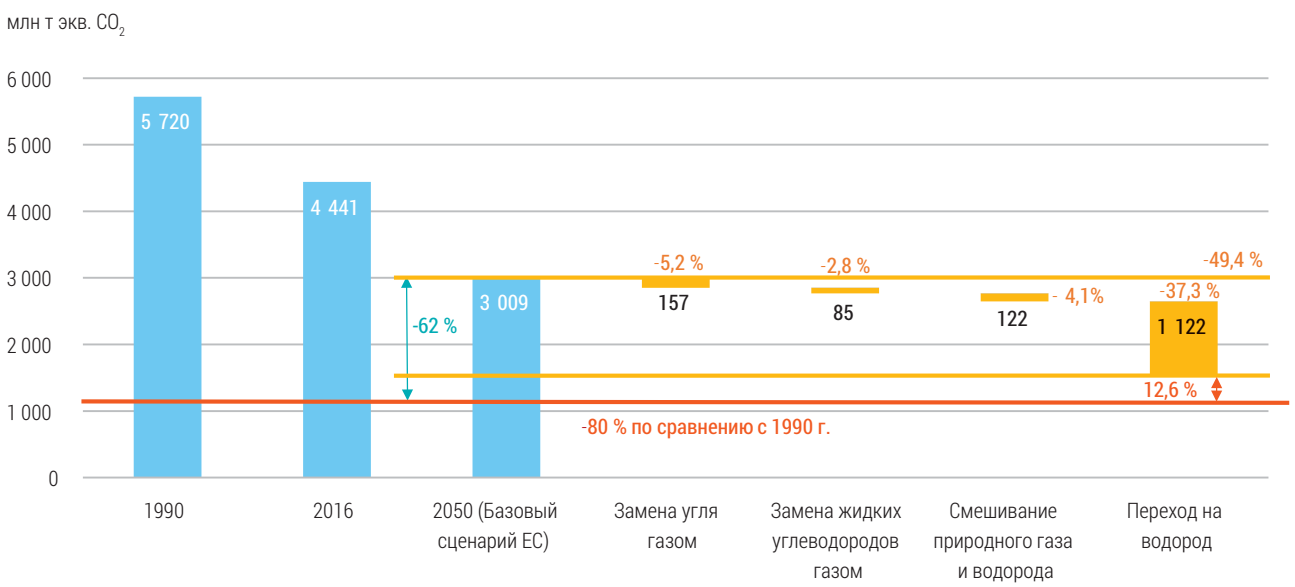
Помимо производства водорода, актуальным является вопрос его транспортировки и дальнейшего использования. Так, страны Европы обладают развитой системой по транспортировке и хранению природного газа – длина газотранспортной сети государств ЕС превышает 2,2 млн км, а мощности по хранению – 100 млрд м^3. Теоретически часть из них может использоваться для транспортировки и хранения водорода.

СХЕМА РАЗЛОЖЕНИЯ МЕТАНА В СОСТОЯНИИ НЕРАВНОВЕСНОЙ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ПЛАЗМЫ В ОТСУТСТВИЕ КИСЛОРОДА



Источник: ПАО «Газпром»

ВКЛАД ПРИРОДНОГО ГАЗА И ВОДОРОДА В СНИЖЕНИЕ ЭМИССИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ



Источник: thinkstep AG

Наиболее перспективной технологией производства водорода считается разложение метана в состоянии неравновесной низкотемпературной плазмы в отсутствие кислорода

Однако водород обладает иной структурой, чем метан. Это ведет к ограничениям при использовании традиционной инфраструктуры. Так, водород может приводить к повышению пористости металла газопроводов, в связи с чем верхняя граница доли водорода в газоводородной смеси варьируется от 20 до 30%. При ее превышении требуется модификация используемого оборудования и самих труб.

Более низкая плотность водорода по сравнению с природным газом (один к трем) также ведет к снижению эффективности использования имеющейся инфраструктуры. Например, при доле водорода 20% скорость потока должна быть увеличена на 10%, чтобы обеспечить тот же объем энергии, тогда как мощности по хранению, напротив, сокращаются на 20%.

Использование водорода может приводить к росту потерь при транспортировке, вплоть до 1,4%. Кроме того, водород является и более легким газом, что служит причиной большей взрывоопасности. В целом повышение доли водорода может привести к увеличению капиталовложений на 10%.

Потребуются также новые спецификации качества при исполнении контрактных обязательств. В связи с более низкой теплотворной способностью газоводородная смесь обладает более низким индексом Воббе, равно как и более низким метановым числом (см. *«Индекс Воббе и метановое число без и при добавлении водорода»).*

Простым решением вышеуказанных проблем может стать поставка природного газа и производство водорода на месте путем разложения метана в состоянии неравновесной низкотемпературной плазмы в отсутствие кислорода с выделением твердого углерода (см. *«Схема разложения метана…»).* Это позволит использовать имеющуюся газовую инфраструктуру, добиться снижения выбросов и в то же время гарантировать сохранение природного газа в энергобалансе Европы.

В ЕС нет единства в вопросе, что предпочтительней: импортировать водород, произведенный из природного газа («голубой» водород), или природный газ с его последующим преобразованием в водород на территории ЕС. Ведущаяся в Евросоюзе дискуссия препятствует подготовке соответствующих стратегических и программных документов.

РОЛЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Несмотря на указанные ограничения, водород может сыграть решающую роль в процессе декарбонизации. Так, климатические цели Европы на 2050 год предусматривают снижение эмиссии парниковых газов на 80% по сравнению с 1990 годом. Однако базовый сценарий Еврокомиссии предусматривает снижение лишь на 47,4% (см. *«Вклад природного газа и водорода в снижение эмиссии парниковых газов»).*

При этом расширение использования природного газа позволит добиться дополнительного снижения эмиссии. Так, замена угля и жидких углеводородов на природный газ уменьшит ее соответственно на 5,2 и 2,8% по сравнению с базовым сценарием. Смешивание природного газа и водорода даст возможность сократить эмиссии еще на 4,1%, тогда как полный переход к водороду – на 37,3%. Но даже при таком сценарии превышение над целевым уровнем по сравнению с 1990 годом составит 12,6 п. п., которые теоретически могут быть достигнуты посредством роста энергоэффективности.

Водород обладает иной структурой, чем метан. Это ведет к ограничениям при использовании традиционной инфраструктуры

Самый важный вывод с точки зрения развития газовой отрасли состоит в том, что при расширении использования водорода природный газ сохранит свою роль не только как «переходного» топлива, но и как топлива «назначения», обеспечивающего снижение эмиссий парниковых газов и одновременно надежность функционирования энергетической системы.

БУДУЩИЕ ЛИДЕРЫ

ПЕРВЫЙ ЖУРНАЛ О НЕФТИ И ГАЗЕ ДЛЯ МОЛОДЕЖИ

ИННОВАЦИИ

СТИПЕНДИИ

ПРОГНОЗЫ

СТАЖИРОВКИ

ТЕХНОЛОГИИ

МЕНТОРСТВО

ГРАНТЫ

КАРЬЕРА

ПЕРСПЕКТИВЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

FUTURE LEADERS × RNC WPC
INITIATIVE

РОССИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

media@rus-petroleum.ru | rus-petroleum.ru | @RNC.WPC

Каспий – регион возможностей

ТАМАРА САФОНОВА
Исполнительный директор ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора», доцент кафедры международной коммерции ВШКУ РАНХиГС при Президенте РФ

Шельф Каспия – это, с одной стороны, «море» возможностей для прикаспийских государств, с другой – «озеро» ограничений и неопределенностей. Если возможности связаны с наличием перспективных месторождений углеводородов, то ограничения – с санкциями и политическим давлением в отношении стран, осуществляющих разведку и добычу сырья на Каспии, с инфраструктурными проблемами, а также с износом флота обслуживающих танкеров.

НЕ МОРЕ, А ВОДОЕМ

12 августа 2018 года была принята Конвенция о правовом статусе Каспийского моря. Ее участники – государства, расположенные на побережье Каспийского моря, – Азербайджан, Иран, Казахстан, Российская Федерация и Туркменистан.

Согласно конвенции, Каспию придан особый статус – не моря, не озера, а водоема. В документе определяются и регулируются права и обязательства государств

в отношении использования Каспийского моря, включая его воды, дно, недра, природные ресурсы и воздушное пространство над ним.

Каждая из стран-участниц Конвенции располагает значительными запасами углеводородов на шельфе Каспийского моря, а сам регион в будущем может внести значимый вклад в энергоснабжение Евразии.

Разработка месторождений, а также создание новых трубопроводных мощностей и флота имеют ключевое значение для нефтегазовой отрасли стран Каспийского водоема

Основным потребителем нефти и газа Каспия в настоящее время является Евросоюз. А главными коридорами их доставки служат трубопроводы. В развитии трубопроводных мощностей и расширении возможности получения прибыли от транзита в долгосрочной перспективе заинтересована каждая из стран-участниц Конвенции. В этой связи разработка месторождений, а также создание новых трубопроводных мощностей и флота имеют ключевое значение для нефтегазовой отрасли стран Каспийского водоема.

Для России освоение шельфовых месторождений Каспия приобретает особое значение, в частности, из-за санкций США и ЕС, которые привели к приостановке ряда шельфовых проектов в нашей стране.

ЗАПАСЫ КАСПИЯ

Согласно Статистическому обзору мировой энергетики компании BP от 2019 года, по состоянию на конец 2018 года доказанные мировые запасы нефти оценивались в 1729,7 млрд барр – ориентировочно 244,1 млрд тонн (см. *«Запасы нефти в мире…»).*

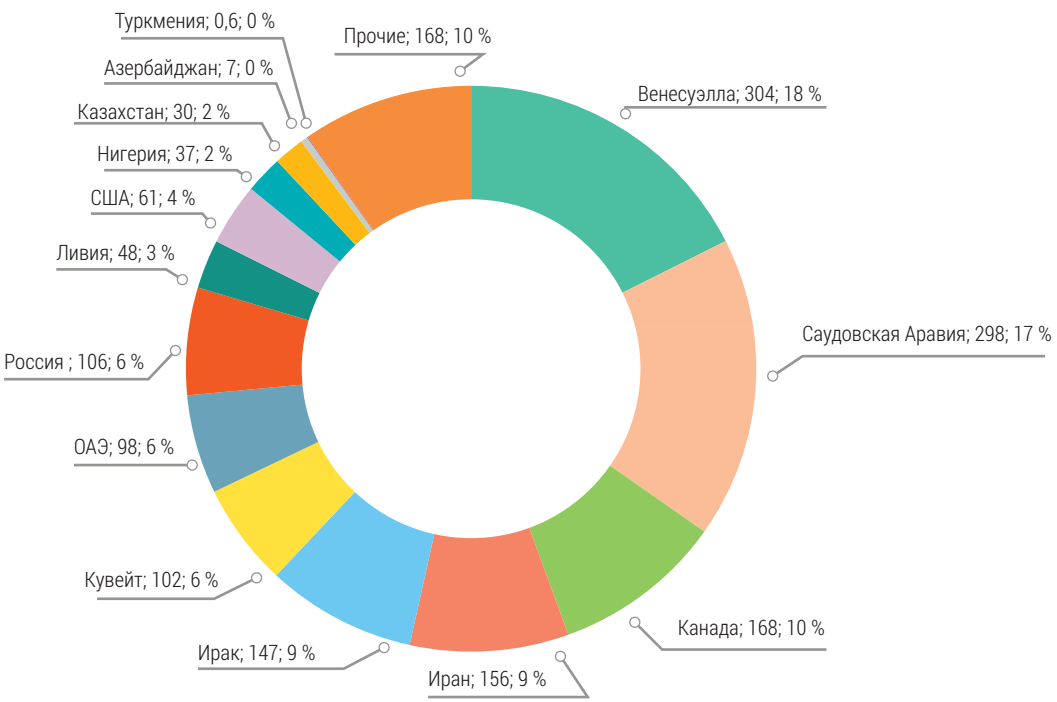
Доказанные мировые запасы газа оцениваются в 199 трлн м^3 (см. *«Запасы газа в мире…»).*

При этом запасы жидких углеводородов стран Каспийского региона на конец 2018 года составили: Иран –155,6 млрд барр, Россия – 106,2 млрд, Казахстан – 30 млрд, Азербайджан – 7 млрд, Туркменистан – 0,6 млрд барр.

Запасы газа государств региона соответствовали уровню: Россия – 50,6 трлн м^3, Иран – 33,8 трлн, Туркменистан – 9,8 трлн, Азербайджан – 2,6 трлн, Казахстан – 1,9 трлн м^3.

В целом запасы нефти в странах, владеющих акваториями Каспийского моря, составляют 17 %, газа – 49 % от общемировых (включая и запасы на шельфе Каспийского моря). Это определяет потенциал формирования дополнительных экспортных потоков нефтеналивных грузов при условии установления конкурентоспособных тарифов

ЗАПАСЫ НЕФТИ В МИРЕ, ВКЛЮЧАЯ СТАНЫ КАСПИЯ, млрд барр



Источник: Статистический обзор мировой энергетики BP, анализ автора

на транспортировку по территории стран-транзитеров, перевалку в портах и фрахтовых ставок.

Автором сформирована консолидированная информация по проектам на Каспии.

В качестве основополагающих использованы данные собственников проектов, при этом сведения по одному и тому же проекту по информации разных источников расходятся.

Сложность формирования сведений по запасам на Каспии связана не только с расхождением данных по разным источникам, но и со спецификой их представления. В соответствии со стандартами Petroleum Resources Management System, запасы классифицируются как «доказанные», «вероятные» и «возможные»,, исходя как из геологических, так и коммерческих факторов. В данной статье представлены вероятные запасы, которые, опираясь на имеющиеся доказательства и с учетом технико-экономических факторов, имеют более чем 50 %-ные шансы быть добытыми.

Однако оценка запасов углеводородов сопряжена с многочисленными трудностями. Ее точность зависит от качества доступной информации, а также от инжиниринговой и геологической интерпретации. Исходя из результатов бурения, опробования и добычи после даты проверки, запасы могут быть значительно пересчитаны в сторону увеличения или уменьшения. Изменения цены на природный газ, газоконденсат или сырую нефть также могут влиять на оценку вероятных запасов, а также на сумму будущей чистой выручки от их реализации и чистой текущей стоимости.

Исходя из консолидированных прогнозов по каждому нефтяному месторождению Каспия, вероятные запасы жидких углеводородов данной акватории составляют 9,4 млрд тонн (при доказанных мировых запасах 244,1 млрд тонн). То есть доля Каспия в мировых запасах может составить 3,9 % (см. *«Вероятные запасы нефти и газового конденсата на Каспии»).*

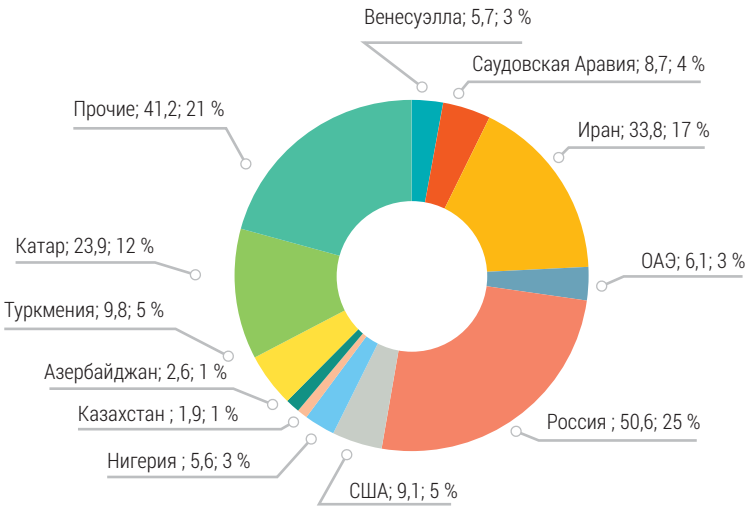
Для газа аналогичный показатель равен 7,7 трлн м^3, или 3,8 % от мировых (199 трлн м^3) (см. *«Вероятные запасы газа на Каспии»).*

В целом запасы нефти в странах, владеющих акваториями Каспийского моря, составляют 17 %, газа – 49 % от общемировых (включая и запасы на шельфе Каспийского моря). Это определяет потенциал формирования дополнительных экспортных потоков

КЛЮЧЕВЫЕ ПРОЕКТЫ

В настоящее время на российском участке шельфа Каспийского моря добыча осуществляется на месторождениях им. В. Филановского и им. Ю. Корчагина. В ближайших планах – запуск Ракушечного месторождения. При этом Хвалынское, им. Ю. Кувыкина, Западно-Ракушечное находятся в стадии разведки, их освоение возможно после 2026–2030 годов.

ЗАПАСЫ ГАЗА В МИРЕ, ВКЛЮЧАЯ СТРАНЫ КАСПИЯ, трлн м^3



Источник: Статистический обзор мировой энергетики BP, анализ автора

В казахстанском секторе Каспия добыча ведется на Кашаганском месторождении. В стадии разведки – Каламкас-море, Жемчужина, Аксюты, Кайран, I-P-2, Женис, Центральное нефтегазоконденсатное месторождение. А скважины, пробуренные на участках Курмангазы, Аташ и Тюб-Караган, вообще оказались сухими.

В азербайджанском секторе добыча в настоящее время осуществляется на месторождениях Азери-Чираг-Гюнешли, Гум-Дениз, Бахар, Булла-Дениз, Нефт Дашлары, Шах-Дениз. В стадии разведки находятся месторождения Ашрафи, Дан-Улдузу, Зафар-Машал, Инам, Гюргяны-дениз, Карабах, Бабек, Умид.

В туркменском секторе добыча производится на месторождении Челекен, а разведка – на блоках 11 и12.

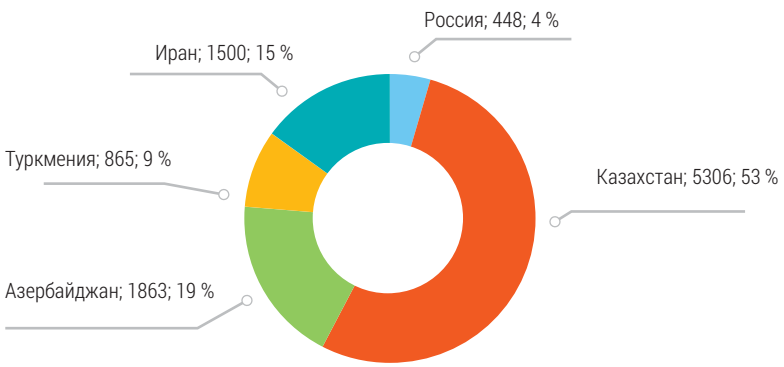
Иран в настоящее время – единственная страна региона, которая не добывает нефть и газ на Каспии.

При условии успешного завершения разведочных работ и запуска в эксплуатацию шельфовых месторождений на горизонте 2020–2030 годов Каспийский регион может стать драйвером роста мировой добычи углеводородного сырья.

Согласно действующим и подтвержденным для запуска проектам, в пятилетней перспективе, до 2024 года, прирост объемов добычи в Каспийской акватории может составить 6,1 млн тонн нефти и 19 млрд м^3 газа в год, в том числе:

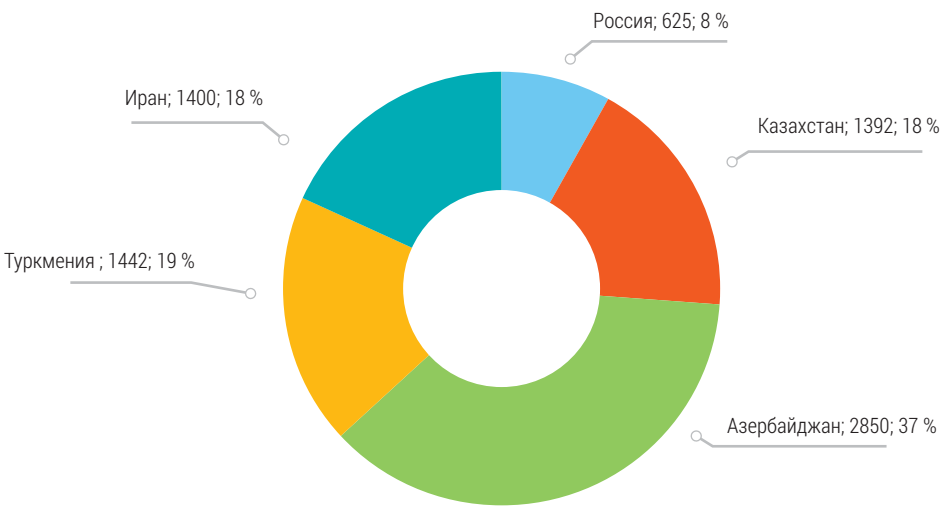
- Россия – до +2,7 млн тонн нефти в год (месторождения имени Ю. Корчагина и Ракушечное) и 1,3 млрд м^3 газа в год;
- Казахстан – до +2,8 млн тонн нефти в год (месторождение Кашаган). Кроме того, месторождение Тенгиз, расположенное в Прикаспийской зоне, даст еще 7,3 млн тонн;

ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА КАСПИИ, млн т



Источник: Статистический обзор мировой энергетики BP, анализ автора

ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА НА КАСПИИ, млрд м^3



Источник: Статистический обзор мировой энергетики BP, анализ автора

- Азербайджан – до +0,2 млн тонн нефти, +17,7 млрд м³ газа в год;
- Туркменистан – до + 350 тыс. тонн нефти в год. В настоящее время компания Dragon Oil добывает в стране на месторождении Челекен около 93 тыс. барр/сут. (4,65 млн тонн в год), планируется рост до 100 тыс. барр/сут. (5 млн тонн в год).

В перспективе до 2030 года, согласно действующим проектам, дополнительный к вышеуказанным объемам прирост добычи в Каспийской акватории может составить 9 млн тонн жидких углеводородов и 46,3 млрд м³ газа в год, в том числе:

- Россия – до +34,6 млрд м³ газа в год;
- Казахстан – до +3 млн тонн нефти в год.
- Азербайджан – до +6 млн тонн нефти, +11,7 млрд м³ газа в год.

Прирост добычи в иранском секторе Каспия не предполагается. Это связано с существующими возможностями экспорта нефти через Персидский и Оманский заливы, а также с действующим санкционным режимом.

ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ СТРАН КАСПИЯ

Трубопроводные мощности прикаспийских государств формируют основные объемы грузопотоков нефтяных грузов в регионе.

Основными транспортными коридорами для экспорта нефти из Каспийского региона являются:

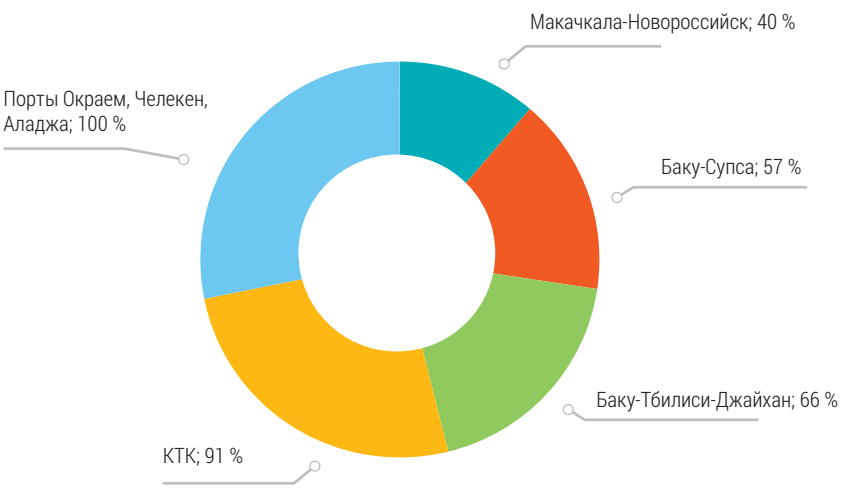
- Каспийский трубопроводный консорциум;
- Баку – Тбилиси – Джайхан;
- Баку – Супса;
- Баку – Новороссийск,
- Махачкала – Новороссийск.

***Каспийский трубопроводный консорциум* (КТК)** – крупнейший международный нефтетранспортный проект с участием России, Казахстана, а также ведущих мировых добывающих компаний. КТК в 2001 году загрузил первый танкер на морском терминале Южная Озереевка в порту Новороссийск. По итогам 2018 года загрузка магистрали составила 61,2 млн тонн. Проект расширения трубопровода заключается в увеличении его пропускной способности до 67 млн тонн в год. Общее управление Проектом расширения осуществляется самим консорциумом, однако контроль выполнения конкретных работ распределен между структурами компаний «Транснефть», «КазМунайГаз» и Chevron.

При условии успешного завершения разведочных работ и запуска в эксплуатацию шельфовых месторождений на горизонте 2020–2030 годов Каспийский регион может стать драйвером роста мировой добычи углеводородного сырья

Баку – Тбилиси – Джайхан – трубопровод, предназначенный для транспортировки каспийской нефти к турецкому порту Джейхан, расположенному на берегу Средиземного моря. Открытие всей магистрали состоялось в 2006 году. Владельцем нефтепровода является международный консорциум BTC, оператором – компания BP.

ЗАГРУЗКА ТЕРМИНАЛОВ И НЕФТЕПРОВОДНЫХ СИСТЕМ КАСПИЯ



Источник: анализ автора

В настоящее время по трубопроводу БТД прокачиваются нефть с блока Азери-Чираг-Гюнешли, конденсат с месторождения Шах-Дениз (Азербайджан), а также казахстанское и туркменское сырье. Пропускная способность составляет 50 млн тонн нефти в год при фактической загрузке 33,2 млн тонн (2018 год).

Трубопроводные мощности прикаспийских государств формируют основные объемы грузопотоков нефтяных грузов в регионе

Нефтепровод Баку – Супса, также известный как Western Route Export Pipeline (WREP) служит для транспортировки нефти от терминала Сангачал близ Баку на Каспии до грузинского порта Супса, расположенного на берегу Черного моря. Оператором нефтепровода является Азербайджанская международная операционная компания (AIOC). Магистраль была построена на основе старого нефтепровода Баку – Батуми. Ее ввод в эксплуатацию состоялся в 1999 году. Пропускная способность – 7,2 млн тонн в год при загрузке 4 млн тонн (2018 год). Из порта Супса сырье транспортируется танкерами в Средиземное море.

Нефтепровод Баку – Новороссийск был веден в эксплуатацию в 1983 году для поставок западносибирской нефти на азербайджанские нефтеперерабатывающие заводы. А с 1996 года он был переведен в реверсный режим для экспорта азербайджанской нефти через Новороссийск.

Пропускная способность данной магистрали составляет 5 млн тонн нефти в год, но мощности не загружены в полном объеме. В 2017 году объем прокачки составил 1,5 млн тонн, а в 2018 году – 1,21 млн тонн. Согласованная заявка ГНКАР по системе «Транснефть» предполагает транспортировку в 2019 году по трубопроводу Баку – Новороссийск 1,3 млн тонн нефти, однако фактические объемы могут составить около 1 млн тонн (в среднем отгружается одна танкерная партия в месяц в объеме 80 тыс. тонн). Ранее по трубопроводу перекачивалось сырье с блока Азери-Чираг-Гюнешли.

Нефтепровод Махачкала – Новороссийск представляет собой часть трубопроводной системы Баку – Новороссийск, его мощность – 5 млн тонн в год. Прием каспийской нефти осуществляется в порту Махачкала, в нефтеналивном районе порта функционируют пять причалов, обслуживающих танкеры.

По итогам 2018 года перевалка нефти в порту Махачкала составила 2 млн тонн против 1 млн тонн в годом ранее. Начиная с 2019 года трейдер Vitol осуществляет поставки углеводородов с туркменского шельфового месторождения Челекен в Махачкалу.

В нынешнем году планируется перекачка по трубопроводу Махачкала – Новороссийск 2,2 млн тонн нефти казахстанских и 2,1 млн тонн туркменских производителей.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДПОЧТЕНИЯ

Компания ЛУКОЙЛ в основном использует маршрут доставки нефти с месторождений Каспия морским трубопроводом (до 200 км) до НПС «Комсомольская» (мощность 8 млн тонн в год), а далее в систему КТК. Кроме того, ЛУКОЙЛ использует трубопровод Махачкала – Новороссийск, поставляя нефть танкерами в Махачкалу, а также Баку – Тбилиси – Джайхан.

Экспорт нефти из Азербайджана осуществляется по трубопроводам Баку – Тбилиси – Джайхан и Баку – Супса. Он также возможен по системе «Транснефть», по трубопроводу Баку – Новороссийск (включая прием нефти как на ПСП «Ширвановка», так и в Махачкалинском морском торговом порту).

Поставки из Казахстана с месторождения Кашаган ведутся через систему КТК. Кроме того, они осуществляются в северном направлении по трубопроводу Атырау – Самара (вход в российскую систему «Транснефть») и в восточном направлении по магистрали Атырау – Алашанькоу.

Из Туркменистана экспорт с начала 2019 года ведется только по маршруту Махачкала – Новороссийск.

Экспорт нефти из Ирана осуществляется через порты Персидского залива. Исламская Республика также разрабатывает проект поставок минуя Ормузский пролив. Как уже отмечалось, Иран – единственная страна, которая не добывает углеводороды на собственных месторождениях на Каспии.

Полная загрузка нефтепроводных систем может быть обеспечена за счет роста добычи на новых месторождениях. Профицит мощностей Махачкала – Новороссийск, Баку – Супса, Баку – Тбилиси – Джайхан, КТК оценивается в 28,7 млн тонн в год

РЕЗЕРВ ТРУБОПРОВОДНЫХ МОЩНОСТЕЙ

Полная загрузка нефтепроводных систем Каспийского региона может быть обеспечена за счет роста добычи на новых месторождениях. Однако на сегодняшний день профицит мощностей оценивается в 28,7 млн тонн в год (см. *«Загрузка терминалов и трубопроводных систем Каспия»).*

Так, загрузка мощностей КТК по итогам 2018 года составила 61,1 млн тонн при максимальной пропускной способности 67 млн тонн в год. Казахстанские

СХЕМА ГАЗОПРОВОДОВ TAP – TANAP

Источник: составлено автором

грузоотправители за год поставили в систему КТК 54,3 млн тонн нефти, российские – еще 6,8 млн тонн. Наибольшие объемы сырья в данный трубопровод в прошлом году поступили с месторождений Тенгиз (28,7 млн тонн), Карачаганак (10,3 млн тонн) и Кашаган (13,2 млн тонн).

Дополнительные объемы добычи в регионе могут быть не обеспечены потенциалом трубопроводных мощностей КТК. Поэтому надо проработать вопрос транспортировки данных объемов, в частности с применением танкерного флота

Согласно предварительным планам Chevron, нефтедобыча на Тенгизе вырастет с 28,7 млн тонн в 2018 году до 36 млн тонн к 2022 году, то есть прирост составит 7,3 млн тонн. Указанный прирост будет направлен в систему КТК. Кроме того, добыча нефти на Кашагане может увеличиться с 13,2 млн тонн в 2018 году до 16 млн тонн к 2024 году.

Таким образом, загрузка КТК может быть увеличена на:

- 7,3 млн тонн за счет прироста нефтедобычи на месторождении Тенгиз;
- 2,8 млн тонн благодаря увеличению производства сырья на Кашагане;
- 2,7 млн тонн в результате разработки месторождений им. Ю. Корчагина и Ракушечного.

Итого +12,8 млн тонн относительно уровня 61,1 млн тонн (факт 2018 года) при максимальной пропускной способности КТК в 67 млн тонн в год.

При этом КТК расширяет пропускную способность казахстанского участка для транспортировки растущих объемов добычи в стране. А на российском участке возможно использование присадок для обеспечения роста грузооборота. Так, в августе 2019 года было подписано соглашение между КТК и администрацией Астраханской области, среди приоритетных целей которого реализация Программы устранения узких мест, направленной на увеличение пропускной способности нефтепровода Тенгиз–Новороссийск. С учетом присадок мощность трубопровода на российском участке может достигнуть 76 млн тонн в год.

Однако дополнительные объемы добычи на каспийском шельфе и в Прикаспийской зоне могут быть не обеспечены потенциалом трубопроводных мощностей КТК. Поэтому надо проработать вопросы транспортировки данных объемов, в частности с применением танкерного флота.

МАРШРУТЫ ЭКСПОРТА ГАЗА

К числу основных газотранспортных мощностей в Каспийском регионе относятся:

- газопровод Средняя Азия – Центр;
- газопровод Баку – Тбилиси – Эрзурум (Южно-Кавказский трубопровод);
- Трансанатолийский газопровод (TANAP).

Газопровод Средняя Азия – Центр построен еще во времена СССР. Он соединил газовые месторождения Туркмении, Казахстана и Узбекистана с промышленно развитыми районами Центральной России. Его пропуск-

ная способность – 60 млрд м³ в год. В районе КС «Бейнеу» он соединяется с магистральным газопроводом Окарем – Бейну», который предназначен для подачи туркменского газа в систему газопроводов.

Газопровод Баку – Тбилиси – Эрзурум (Южно-Кавказский трубопровод) осуществляет поставку азербайджанского газа в Грузию и Турцию. На территории Азербайджана и Грузии он проходит параллельно нефтепроводу Баку – Тбилиси – Джейхан.

Трансанатолийский газопровод (Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline, TANAP) пропускной способностью 16 млрд м³ был введен в эксплуатацию 1 июля 2019 года. TANAP начинается от грузинско-турецкой границы и идет до западной границы Турции. В дальнейшем запланировано увеличение его пропускной способности до 23 млрд м³ к 2023 году, до 31 млрд м³ к 2026-му и до 60 млрд м³ на завершающем этапе. Это даст возможность транспортировать дополнительные объемы газа из Азербайджана, а также из Туркменистана (в случае строительства Транскаспийского газопровода).

Каспийский регион, с одной стороны, демонстрирует потенциал для прироста добычи углеводородов. С другой стороны, основная часть проектов находится в стадии разведки, имеется неопределенность с точными оценками запасов месторождений

Предполагается, что от конечной точки в турецком Эрзуруме он будет продолжен к Эскишехиру, где будет сделано ответвление для турецких потребителей. На турецко-греческой границе TANAP будет соединен с Трансадриатическим газопроводом (TAP), проходящем через Грецию и Албанию с конечной точкой в Италии (см. *«Схема газопроводов TAP – TANAP»*).

Транскаспийский газопровод – планы по его строительству из Туркменистана по дну Каспия пока остаются нереализованными. Конвенция о правовом статусе Каспийского моря позволяет проложить газопровод по дну до Азербайджана и подключиться к Трансанатолийскому газопроводу (TANAP), тем самым обеспечив прирост поставок туркменского газа на мировые рынки.

ПЕРСПЕКТИВЫ КАСПИЯ

Таким образом, Каспийский регион, с одной стороны, демонстрирует потенциал для прироста добычи углеводородов. С другой стороны, основная часть проектов находится в стадии разведки, имеется неопределенность с точными оценками запасов месторождений. Наиболее вероятными точками роста производства углеводородного сырья видятся перспективные проекты в российском, казахстанском и азербайджанском секторах.

Значимое увеличение добычи жидких углеводородов и газа на шельфе Каспия, безусловно, приведет к необходимости дальнейшего развития инфраструктуры, включая расширение пропускной способности КТК, а также наращивание мощностей российских терминалов и флота.

В Стратегии развития российских морских портов в Каспийском бассейне, утвержденной Распоряжением Правительства РФ от 8 ноября 2017 года, предусмотрено создание нового морского глубоководного порта (терминала) на Каспии. Однако конкретные действия по реализации этого решения пока не наблюдаются.

В настоящее время 42% эксплуатируемых на Каспии судов имеют возраст более 25 лет. Реализация перспективных добычных проектов формирует потребности как в специализированных судах, так и в танкерном флоте. Это может привести к новому витку развития морского транспорта в регионе.

WWF
25.wwf.ru
ИСЧЕЗНУВШИХ
НЕ ВЕРНУТЬ,
но остановить исчезновение
переднеазиатского леопарда
поможет ваше пожертвование
В середине XX века переднеазиатский леопард полностью исчез на Российском Кавказе.
Полвека спустя благодаря уникальной программе по возрождению этих хищников в Центре реабилитации родились первые котята. В 2010-х годах молодых леопардов начали выпускать в дикую природу. Но чтобы популяция стала устойчивой, необходимо продолжать эту работу.
ОТПРАВЬ СМС ПРИРОДА
И СУММУ ПОЖЕРТВОВАНИЯ (ПРИРОДА100)
НА НОМЕР 3443
Социальная реклама.

Конкурент нефти

Природный газ как моторное топливо: история вопроса, теория и практика применения

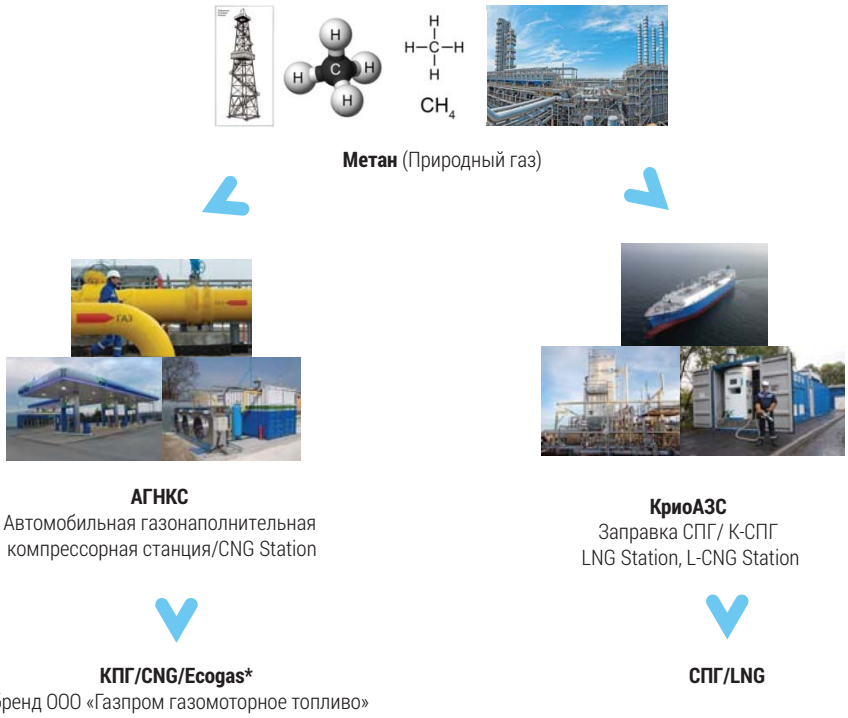
СЕРГЕЙ КОЛИН
К.т.н., руководитель направления по анализу рынка и развитию портфеля компании, Gazprom Italia SpA
АННА ТРАВКИНА
Старший преподаватель кафедры «Биотехносферной безопасности» СПбГЛТУ

В последнее время газомоторная техника получает все более широкое распространение в нашей стране, она также активно развивается и за рубежом. Целесообразно рассмотреть историю данного вопроса, технические и экономические аспекты применения газомоторного топлива (ГМТ), а также выявить отличия от существующих альтернатив, таких как СУГ, электротранспорт и т.д. Эти аспекты будут рассмотрены в цикле статей, опубликованных в «Нефтегазовой Вертикали».

ИСТОРИЯ ГМТ

Использование природного газа в качестве альтернативы классическим моторным топливам, таким как бензин и дизель, началось уже давно, порядка 90 лет назад. Считается, что впервые природный газ для транспорта стали использовать в Италии в начале 1930-х годов. Стимулом к развитию данного направления являлась нехватка традиционных топлив ввиду торгового эмбарго, наложенного на страну в эти годы. Однако, как и в случае с изобретением радио, где до сих пор не умолкают споры, кто же был первым – итальянец Гульельмо Маркони или русский

ОБЩАЯ СХЕМА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНА В КАЧЕСТВЕ ГМТ



Источник: составлено авторами

ученый Александр Степанович Попов, нет окончательной ясности в вопросе, кто же первым начал использовать газомоторное топливо. Дело в том, что в те же годы в Советском Союзе природный газ также применялся в качестве топлива. Тем не менее использование природного газа на транспорте в Италии ввиду вышеуказанных причин было значительно более массовым, а спектр техники включал в себя легковой, грузовой транспорт, а также трактора для сельского хозяйства.

Использование природного газа в качестве альтернативы классическим моторным топливам, таким как бензин и дизель, началось уже давно, порядка 90 лет назад

Необходимо отметить, что и в целом в Европе в 1940-е годы было немало примеров использования природного газа в качестве топлива. Например, в Париже в тот период курсировали пассажирские автобусы на метане. Безусловно, одной из ключевых причин широкого распространения метана стала Вторая мировая война, которая требовала значительных объемов бензина и дизельного топлива, создавая дефицит этих ГСМ в тылу.

Спад интереса к ГМТ произошел в 1960-е годы, когда в мире были обнаружены значительные запасы нефти и на рынках появились горюче-смазочные материалы (ГСМ) по относительно невысоким ценам. Однако в начале 1970-х годов арабские страны ввели нефтяного эмбарго против стран Западной Европы, США и т.д. Последовавшие затем нефтяные шоки – в конце 1970-х и в 1980-х – привели к тому, что применение ГМТ вышло на новый качественный уровень. Именно в 1980–1990-е годы наблюдалось бурное развитие исследований в области ГМТ. Окончательно сформировалась отрасль производства компрессорного оборудования для заправочных станций, были осуществлены значительные инвестиции в НИОКР и выпуск подкапотного оборудования для ГМТ.

Все это привело к тому, что в конце 1990-х – начале 2000-х годов появилось огромное число компаний из Италии, Германии, США, занимающихся производством газобаллонного оборудования и заправочных станций на метане. Лидером в данной гонке в настоящее время является Италия, поскольку страна всегда была наиболее уязвима с точки зрения поставок нефти и классических ГСМ. В частности, в 2000-х годах всего две

ОБЩИЙ ВИД АГНКС

Источник: ООО «Газпром газомоторное топливо»

итальянские компании – Landi Renzo и BRC – занимали 70 % мирового рынка производства газобалонного оборудования. А по числу транспортных средств (ТС) на метане и объектов газозаправочной инфраструктуры Италия до сих пор занимает абсолютное первенство в ЕС (более 1 млн ТС и порядка 1300 газовых заправок).

ЧТО ТАКОЕ ГМТ?

Несмотря на достаточно широкое распространение газомоторного топлива, данный термин требует пояснений. Очень часто под ГМТ понимают также и смесь пропан-бутана. Но правильным считается, что газомоторное топливо – это исключительно природный газ. Пропан-бутан же в основном обозначают термином «автогаз».

Важно понимать, что, несмотря на кажущуюся схожесть, использование метана в качестве ГМТ имеет целый ряд принципиальных отличий от применения пропан-бутановой смеси.

Сжиженный углеводородный газ (СУГ), он же сжиженный нефтяной газ (СНГ), представляет собой смесь пропана (C_3H_8), нормального бутана (C_4H_{10}), изобутана, пропилена, этана, этилена и других углеводородов. Его получают как продукт переработки нефти на НПЗ или при добыче углеводородов. Давление в баллоне составляет 11,7–15,7 бар (12–16 кг/см^2).

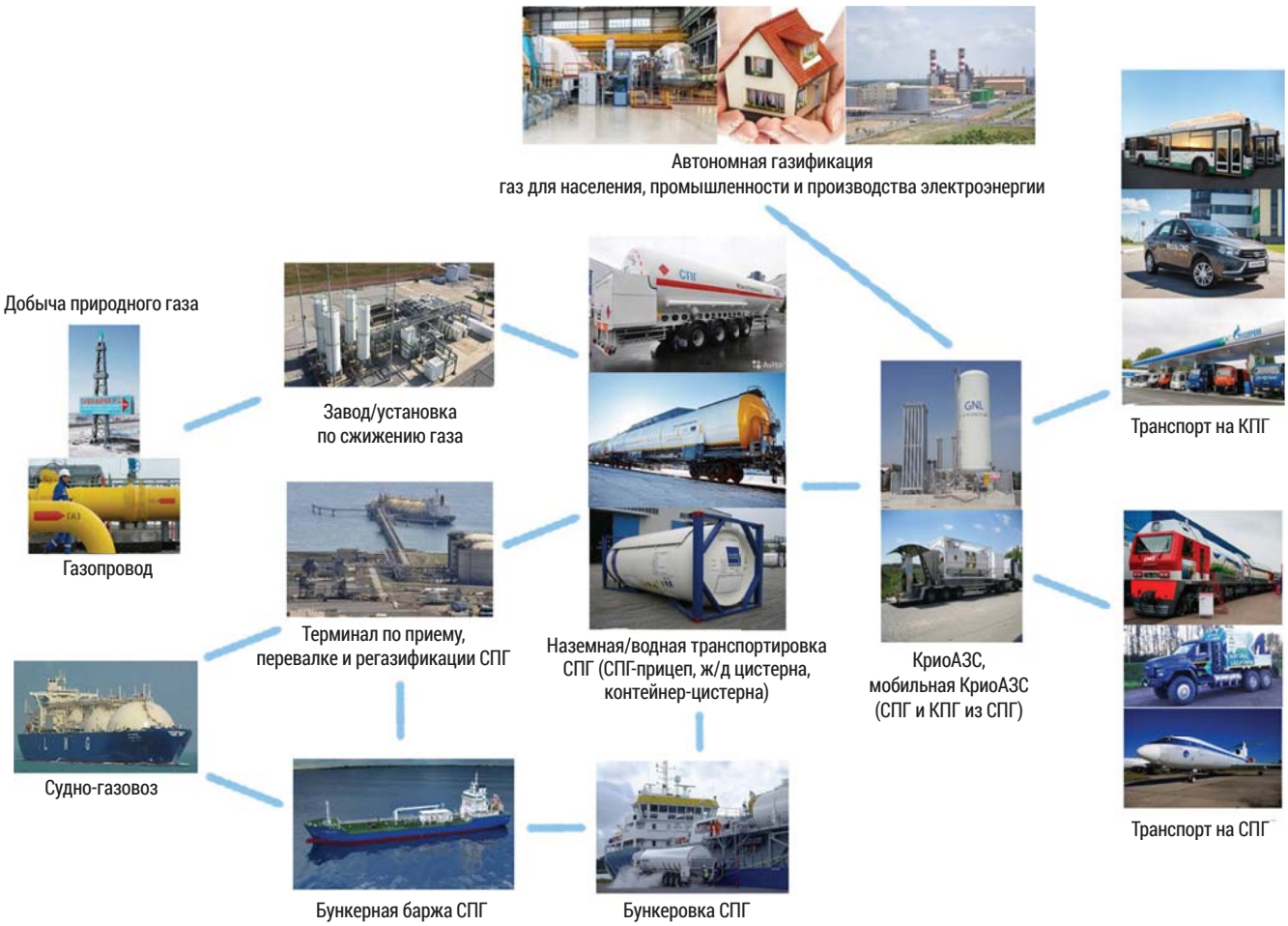
В свою очередь, ГМТ – это метан (CH_4), сжатый на компрессорной станции до давления 200–250 бар (196–245 кг/см^2). Метан более предпочтителен в качестве топлива, так как его горение, в силу физических и химических свойств, более чистое, его воздействие на окружающую среду минимально. Также метан легче воздуха, и, в случае утечек, газ очень быстро растворяется в атмосфере, что позволяет использовать транспортные средства на подземных парковках и без особых сложностей перевозить ТС на паромах. Метан в качестве ГМТ в разы дешевле СУГ.

В конце 1990-х – начале 2000-х годов появилось огромное число компаний – из Италии, Германии, США, занимающихся производством газобаллонного оборудования и заправочных станций на метане

ОБЩАЯ СХЕМА КРИО-ЗАПРАВКИ

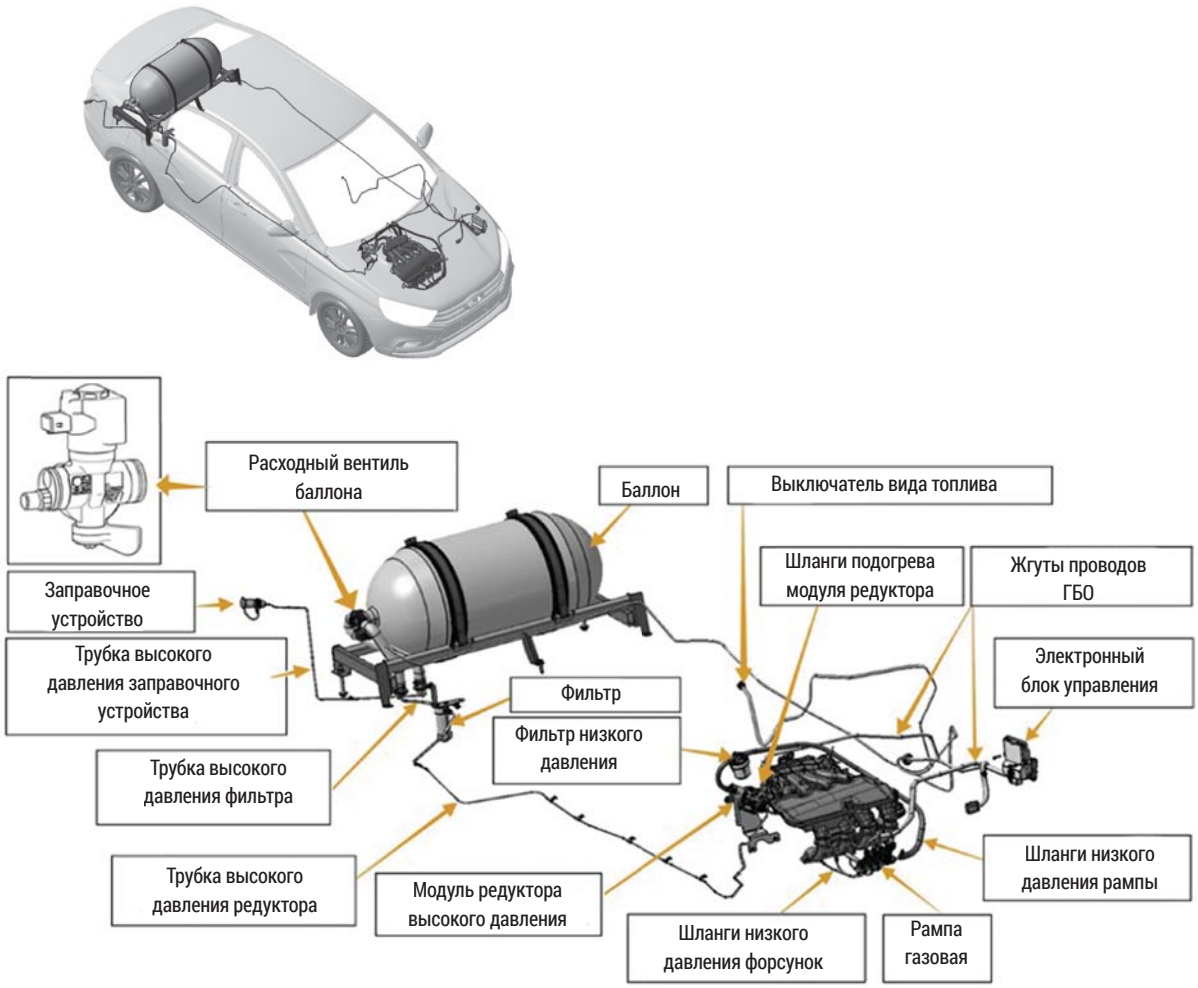
Источник: составлено авторами

ОБЩАЯ СХЕМА КРИО-ЗАПРАВКИ



Источник: составлено авторами

СХЕМА СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОБАЛЛОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В АВТОМОБИЛЕ LADA VESTA CNG



Источник: инструкция по эксплуатации газового автомобиля LADA VESTA

Напротив, пропан-бутан тяжелее воздуха и в случае утечек собирается на уровне земли, где формирует крайне взрывоопасные облака, растекающиеся по горизонтали и очень плохо растворяющиеся в воздухе. Будучи продуктом нефтепереработки, эта смесь газов при горении значительно менее экологична, а ТС на СУГ запрещены к эксплуатации на подземных парковках и процедура их перевозки на паромах существенно сложнее.

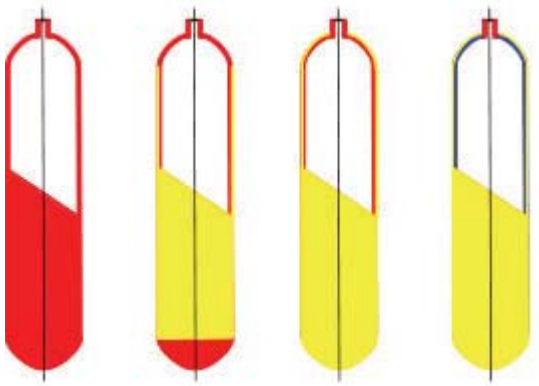
Значительно более развитая инфраструктура заправочных станций для СУГ, технологически несколько более простое и дешевое оборудование делают его основным конкурентом природного газа

Тем не менее значительно более развитая инфраструктура заправочных станций для СУГ, технологически несколько более простое и дешевое оборудование делают его основным конкурентом природного газа.

ИНФРАСТРУКТУРА ГАЗОВОГО ТОПЛИВА

Природный газ после извлечения из недр поступает на установку комплексной подготовки газа либо сразу на газоперерабатывающий завод, где из добытой смеси выделяют метан. Далее он по газопроводам направляется на газораспределительную станцию, а затем – на автомобильную газонаполнительную компрессорную станцию (АГНКС или CNG Station). Там компримированный природный газ (КПГ) закачивается в баллоны транспортных средств (см. *«Общая схема использования метана в качестве ГМТ» и «Общий вид АГНКС»).*

ЧЕТЫРЕ ТИПА БАЛЛОНОВ ДЛЯ КПГ



Тип баллона	Примерная цена, $/л	Коэффициент тары, кг/л
Тип I: сталь	3–5	0,9–1,3
Тип II: сталь + композит	5–7	0,8–1,0
Тип III: алюминий + композит	9–14	0,4–0,5
Тип IV: композит	11–18	0,3–0,4

Источник: CompositeMarketReports.com, CompositeWorld.com

Помимо стационарной АГНКС, подключенной к газопроводу, существует также схема «материнско-дочерних станций». В этом случае стационарная АГНКС повышенной мощности является местом заправки трейлеров КПГ (ПАГЗ), которые перевозят газ в объемах до 12 тыс. м^3 до места его реализации на специально оборудованной площадке, где отсутствует оборудование для сжатия газа (компрессор) и нет подключения к газопроводу.

В настоящее время существует много автопроизводителей, выпускающих технику на КПГ. Транспортные средства, выпускаемые серийно (с конвейера), маркируются как Original Equipment Manufacturer (OEM), то есть «Первоначальный производитель оборудования». Новая техника, прошедшая дооборудование для работы на метане силами сторонней авторизованной организации (но без снятия гарантии автопроизводителем), обозначается как Delayed OEM, то есть «отложенный первоначальный производитель оборудования». Третья категория транспортных средств называется Retrofit, в нее входит любая техника, переоборудованная на использование ГМТ. Однако в данном случае автопроизводитель не несет никаких гарантийных обязательств, которые возлагаются исключительно на организацию, осуществившую переоборудование, и на производителя газобалонного оборудования (ГБО).

СПГ КАК ВИД ГМТ

В последние годы во всем мире активно развивается применение в качестве ГМТ сжиженного природного газа (СПГ). В этом случае метан с газораспределительной станции поступает на завод по сжижению природного газа, где после дополнительной очистки от примесей и углекислого газа и при температуре порядка –160°С переходит из газообразного состояния в жидкое. Тем самым он уменьшает свой объем по сравнению с газообразной фазой в 600 раз, что делает его очень удобным для транспортировки судами-газовозами и автоцистернами, а также позволяет хранить его на борту транспортного средства в жидком виде в специальных криобаках (см. *«Общая схема крио-заправки»).*

Помимо стационарной АГНКС, подключенной к газопроводу, существует также схема «материнско-дочерних станций»

Как и в случае с КПГ, существует другой вид заправки – мобильная криоАЗС. Он предусматривает, что емкость хранения СПГ, устройство регазификации, заправочная колонка и другие агрегаты находятся на шасси прицепа.

Бесспорным преимуществом СПГ является возможность его транспортировки практически на любые расстояния и хранения на борту транспортного средства в криобаке. Это значительно повышает автономию движения ТС – средняя автономность техники на КПГ составляет порядка 400 км, тогда как СПГ позволяет проехать до 1600 км. Также на криоАЗС можно заправить технику, работающую на КПГ – благодаря регазификации, то есть превращению жидкого газа в газообразную форму при требуемом для заправки техники

на КПГ давлении в 250 бар за счет температуры окружающей среды.

Отдельным преимуществом служит необязательность подключения к газопроводу, что значительно упрощает доступ к ГМТ в местах, где нет газа. Такая концепция использования СПГ получила название «виртуальной трубы» (см. *«"Виртуальная труба" СПГ и возможности его применения»).*

Основными видами транспортных средств, использующих СПГ в качестве моторного топлива, являются преимущественно тяжелая техника, железнодорожный транспорт и суда. Существует также единственный в мире прототип самолета Ту-155, разработанный и осуществивший свой первый полет в СССР в конце 1980-х годов.

В случае и СПГ, и КПГ топливом, сжигаемым в двигателе, является газообразный метан. Принципиально отличается только форма его хранения на борту ТС

ГАЗОБАЛЛОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Переходя к устройству ГБО, необходимо отметить, что в случае и СПГ, и КПГ топливом, сжигаемым в двигателе, является газообразный метан. Принципиально отличается только форма его хранения на борту ТС – в сжиженном виде (СПГ) или в сжатом (компримированном) при давлении 250 бар в баллонах (см. *«Схема соединений элементов газобаллонного оборудования…»).*

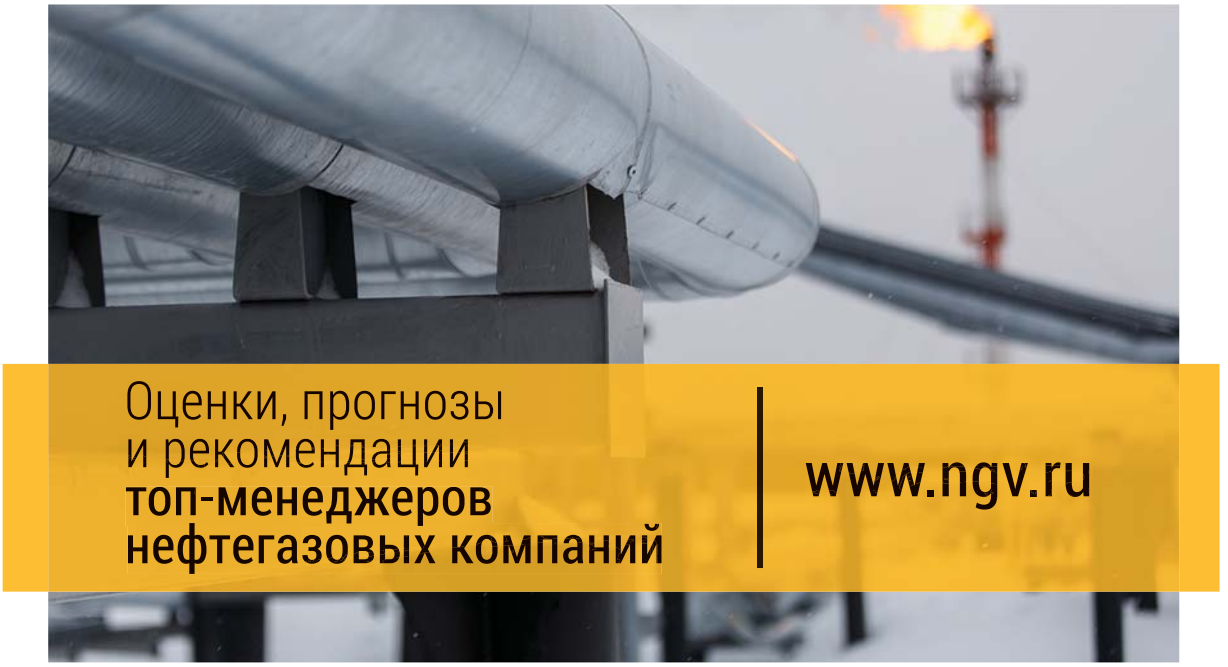
В комплект ГБО входят: заправочный клапан, газовый баллон, вентиль/клапан газового баллона, редуктор давления, инжекторы метана, электронная система управления.

Одним из наиболее важных узлов ГБО является газовый баллон. В настоящее время существует четыре их типа:

- Тип 1: цельнометаллические (стальные) баллоны (КПГ 1);
- Тип 2: металлкомпозиционные баллоны (КПГ 2), стальной тонкостенный лейнер и армирующая оболочка из композиционного материала или минерального волокна;
- Тип 3: металлкомпозиционные баллоны (КПГ 3), алюминиевый лейнер, в армирующей оболочке из композиционного материала по типу «кокон»;
- Тип 4: композиционные баллоны (КПГ 4), силовая оболочка из композиционного материала и внутренняя полимерная герметизирующая колба (см. *«Четыре типа баллонов для КПГ»).*

В заключение хотелось бы особо отметить, что использование метана дает огромный положительный экономический и экологический эффект. Особенно это актуально для нашей страны, имеющей рекордные запасы природного газа и высокий уровень его добычи. Ключевым вопросом остается правильная и ответственная организация всей цепочки использования метана в качестве ГМТ, особенно в части установки ГБО и обеспечения безопасной эксплуатации ТС на метане.

Вопросы законодательства в области газомоторного топлива, ситуация с ГМТ в мире, а также сравнение газовых ТС с электрическими, бензиновыми, СУГ, гибридными и дизельными будут рассмотрены в следующих статьях.



Российская Энергетическая Неделя 2019

При поддержке

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

rusenergyweek.com

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия

2–5 Октября
Москва,
ЦВЗ «Манеж»

Генеральный атомный партнер

РОСАТОМ

Генеральный газовый партнер

ГАЗПРОМ

Стратегический партнер

НОВАТЭК

Стратегический и Официальный партнер

РОССЕТИ

Официальный партнер

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Официальный партнер

СУРГУТНЕФТЕГАЗ

Официальный партнер

СБЕРБАНК

Партнеры

СИБУР

ТАТНЕФТЬ

РОССЕТИ ФСК ЕЭС

Реклама 6+

ОАО «Уралтрубпром»

Смелость в новаторстве

Гарантии в мастерстве

Электросварные трубы производства ОАО «Уралтрубпром» – альтернатива горячекатаным бесшовным трубам

Возможность использования электросварных труб производства ОАО «Уралтрубпром» со стенкой 10 мм и выше в тех сферах, где ранее использовались только горячекатаные трубы по ГОСТ 8732 установлена проектными институтами ПАО «НК Лукойл», ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть».

www.uraltrubprom.com
market@trubprom.com
тел.: +7 3439 297-539

РЕКЛАМА

ГРУППА
ЧТПЗ

ПРЕМИАЛЬНЫЕ
СОЕДИНЕНИЯ

ЧТПЗ
ПРАЙМ

ДЕПАРТАМЕНТ ПРОДАЖ:
125047, Г. МОСКВА,
УЛ. ЛЕСНАЯ, 5В,
Т. +7 495 775 35 55
WWW.CHELPIPE.RU

Группа ЧТПЗ осуществляет поставку труб с газогерметичными резьбовыми соединениями класса «Премиум» собственной разработки для добычи нефти и газа, а также для обустройства вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Прочность соединений позволяет использовать трубы на месторождениях со сложными условиями добычи. Соединения «ЧТПЗ Прайм» выдерживают комбинированные нагрузки: растяжение, сжатие, изгиб, внутреннее и внешнее давление, в том числе при высоких температурах добываемых сред.

РЕКЛАМА