



www.ngv.ru

ОКТАБРЬ '19  
№16 (460)

В РЕГУЛЯТОРНЫХ ТИСКАХ

Стр. 21

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

# НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ



# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

**14–15 апреля 2020**

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»  
[www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

20-я международная выставка

## НЕФТЕГАЗ–2020



**13–16 апреля 2020**

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»  
[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

12+

Реклама



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ



66 ЭКСПОЦЕНТР

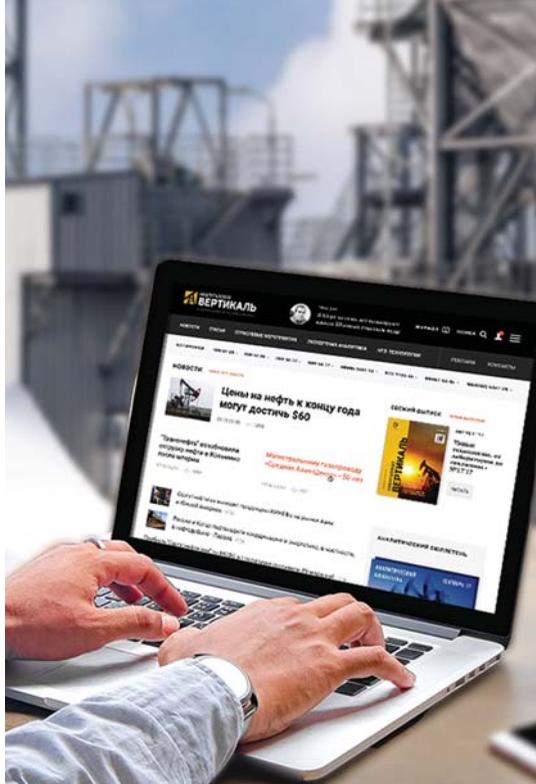
Messe  
Düsseldorf



НЕФТЕГАЗОВАЯ  
**ВЕРТИКАЛЬ**

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Октябрь 2019  
№ 16 (460)



## В номере:



В РЕГУЛЯТОРНЫХ  
ТИСКАХ

21

### СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

4 Коротко о главном

### ТЕМА НОМЕРА

5 В поисках устойчивого компромисса

К. Родионов

26 Доставить на НПЗ  
Аналитическая служба  
«Нефтегазовой Вертикали»

16+

## ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- 31 Цифровизация в нефтегазовом секторе  
М.-Э. Б. Самун, Х. Холмос, С. Сантамарта,  
П. Форбс, Дж. Т. Кларк, У. Хьюз
- 38 Из «золотого века» в цифровую реальность  
Интервью с К.Туишевым
- 44 Энергопереход Запада и Востока  
В. Пермяков

## КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 52 От экспортера до импортера за пять лет  
В. Говорухо
- 59 Газ против электромобилей  
Д. Борисов, О. Белоглазова



## Разговоры и реальные дела 72

Т. Шмелева

## АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 64 Саудовский лев готовится к прыжку  
А. Маланичев

## В МИРЕ

- 78 Надежда умерла первой  
В. Мишин

### 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  
tsvm@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

000 Печатное Бюро «Модуль»  
Дмитрий Ананьев  
adg@ngv.ru

### Вебсайт [www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)

Дмитрий Ананьев  
adg@ngv.ru

### Администратор

Анастасия Маркина  
office@ngv.ru

Журнал зарегистрирован

Комитетом РФ по печати

Регистрационное свидетельство  
№ 016629

Заявленный тираж

15 000 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](mailto:office@ngv.ru)

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

Представитель в Азербайджане  
(г. Баку)

Владимир Мишин

[mishin1306@mail.ru](mailto:mishin1306@mail.ru)

Тел./ факс: (99412) 465-9432

ЗАО «ИСТЮНИОН»



# ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

## АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

### ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

- 7 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ 7 ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
- 7 СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА 7 СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
- 7 ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ



## КОРОТКО О ГЛАВНОМ

### ДОБЫЧА SAUDI ARAMCO ВОССТАНОВИТСЯ ЧЕРЕЗ МЕСЯЦЫ

Саудовская государственная нефтяная компания Saudi Aramco ведет срочные переговоры с производителями оборудования и предлагает им повышенную плату, чтобы как можно быстрее восстановить деятельность после атаки дронов на свои объекты. Однако на это могут потребоваться месяцы, пишет газета The Wall Street Journal, ссылаясь на чиновников и подрядчиков королевства. По их данным, представители нефтекомпании Саудовской Аравии засыпали подрядчиков, в том числе компанию General Electric, электронными сообщениями, факсами, телефонными звонками с просьбой оказать срочную помощь. При этом отмечается, что цены за услуги могут достигать сотен миллионов долларов.

По информации источников издания, полное восстановление деятельности компании может занять месяцы, а не десять недель, как сообщалось ранее. «Мы все еще находимся в отчаянном поиске некоторых сменных деталей. Все не так прекрасно и безоблачно, как вы можете подумать», – цитирует РИА Новости чиновника Саудовской Аравии. Напомним, после атаки дронов на нефтяные объекты, произошедшей 14 сентября, Саудовская Аравия сократила добычу более чем вдвое – на 5,7 млн барр/сут. Уже 17 сентября министр энергетики королевства Абдель Азиз бен Салман Аль Сауд заявил, что Саудовская Аравия в полном объеме восстановила поставки нефти. По его словам, Saudi Aramco выполнит свои обязательства перед клиентами в этом месяце, задействовав стратегический запас. Что же касается добычи, то она восстановлена пока только наполовину.

### «НАФТОГАЗ» ПРЕДЛОЖИЛ НОВЫЙ ТРАНЗИТНЫЙ ТАРИФ

Компания «Нафтогаз» озвучила тарифы на транзит российского газа на период 2020–2024 годов. По подсчетам украинских специалистов, при бронировании 60 млрд м<sup>3</sup> газа тариф составит \$3,21/тыс. м<sup>3</sup> газа, 90 млрд м<sup>3</sup> – \$2,56, информирует пресс-служба компании. Напомним, по итогам переговоров между Россией, Украиной и Еврокомиссией стороны не договорились о вариантах транзита. Еврокомиссия настаивает на бронировании «Газпромом» транзита примерно на 10 лет в объеме в среднем 60 млрд м<sup>3</sup> газа в год, а также на доступности еще 30 млрд м<sup>3</sup> для бронирования другим компаниям или «Газпрому» для краткосрочных контрактов. Следующая встреча пройдет примерно через месяц (в 20-х числах октября). В переговорах принимали участие, помимо Александра Новака, еврокомиссар Марош Шефчович, глава «Газпрома» Алексей Миллер, глава Минэнерго Украины Алексей Оржель, а также глава «Нафтогаза» Андрей Коболев.

Российская сторона все еще связывает будущее транзита через Украину с урегулированием судебных газовых споров, рассказал Новак, при этом готова работать по новому европейскому законодательству и бронировать мощности для транспортировки газа. При отсутствии работы транзитной системы по новым европей-

### НЕФТЬ ДОРОЖАЕТ ИЗ-ЗА УСИЛЕНИЯ РИСКОВ НА БЛИЖНЕМ ВОСТОКЕ

Мировые цены на нефть уверенно растут на фоне усилившейся геополитической напряженности после введения США санкций против Тегерана в связи с атаками на нефтяные объекты Саудовской Аравии.

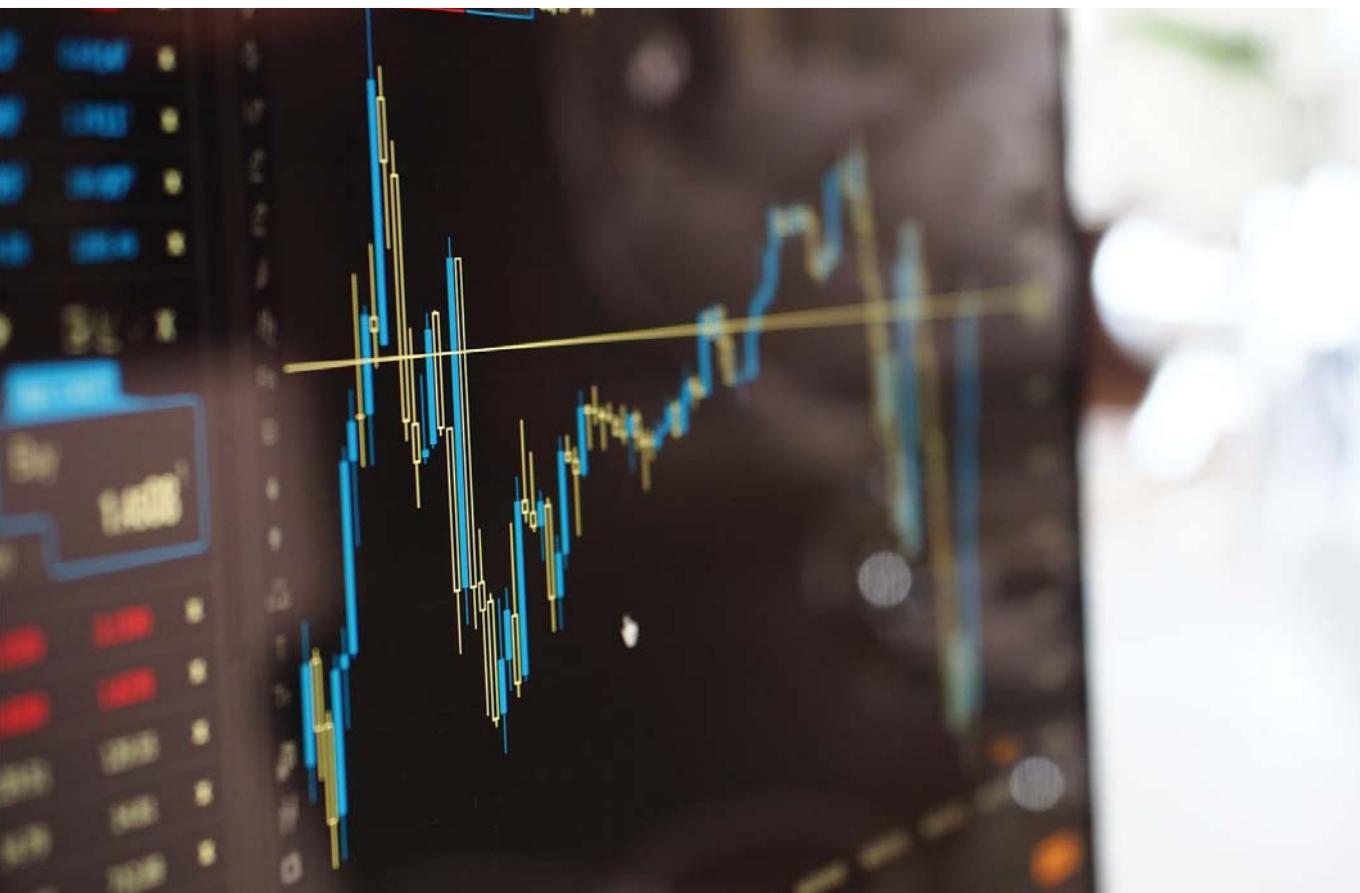
Вашингтон объявил о введении санкций против Центрального банка и фонда нацразвития Ирана в связи с атаками на нефтяную промышленность Саудовской Аравии, в чем Вашингтон обвиняет Тегеран, который, в свою очередь, все обвинения отрицает. Новые санкции президент США Дональд Трамп назвал «самыми суровыми» за все время. Кроме того, Вашингтон направил в Персидский залив дополнительные военные подразделения, что угрожает военными столкновениями в регионе. Обе стороны неоднократно высказывались, что не хотят войны, но готовы к ней. Вооруженный конфликт в регионе может привести к перебоям с поставками нефти, так как через морской путь из Персидского залива проходит практически 20% всех поставок нефти в мире.

Котировки Brent находятся в районе \$64,5–65/барр.



ским правилам Россия готова продлить соглашение на транзит с Украиной лишь на короткий срок, уточнил российский министр. Конкретные объемы транзита газа через украинскую территорию, по его словам, на прошедших консультациях не обсуждались. При этом Россия предложила Украине возобновить прямые поставки газа, которые не осуществляются с ноября 2015 года (страна получает газ по реверсной схеме из Европы).

Фото: Ksenia Lada / Shutterstock.com



# В поисках устойчивого компромисса

## Как оптимизировать налоговый маневр в нефтяной отрасли?

---

КИРИЛЛ РОДИОНОВ  
Независимый эксперт

Стабилизировать законодательство о налоговом маневре позволил бы новый отраслевой компромисс, при котором компании согласились бы с обязательствами по поставке на биржу 35% выпускаемого бензина вкуче с отменой демпфера и возвратного акциза на нефть, а регуляторы – с необходимостью более чем вдвое снизить акцизы на бензин и дизель, снять все ограничения на экспорт нефтепродуктов и легализовать продажу легкого алкоголя на АЗС.

## ПО ОБРАЗЦУ 90-х

В начале нынешнего года вступил в силу пакет законов о завершении налогового маневра в нефтяной отрасли. В ближайшие пять лет в России будут поэтапно обнулены таможенные пошлины на нефть в обмен на пропорциональное повышение НДС. Перенос фискальной нагрузки с экспорта на добычу во многом будет напоминать реформу 1994–1996 годов, когда в рамках либерализации экспорта были обнулены пошлины на вывоз нефти и нефтепродуктов (см. «Акцизы на бензин и дизель» и «Пошлины на нефть, мазут, дизель и бензин»).

Однако, в отличие от середины 1990-х, правительство предоставит ряд мер поддержки нефтепереработке, которая с завершением маневра лишится косвенных субсидий, образующихся из-за разницы между более высокими пошлинами на нефть и более низкими на нефтепродукты.

Ключевым инструментом поддержки станет возвратный акциз на нефть – вычет из стоимости сырья, который, помимо подпавших под санкции компаний, будут получать две группы нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). К первой относятся те НПЗ, у которых на долю бензина 5-го экологического класса и нефти приходится более 10% объема нефтепереработки, а ко второй – те, что в период с 2015-го по 2024 год вложат свыше 60 млрд рублей в модернизацию установок вторичной переработки, заключив соответствующие соглашения с регуляторами.

В некоторых регионах в расчет обратного акциза будет закладываться логистический коэффициент, который будет варьироваться от 1,05 до 1,5 в зависимости от удаленности НПЗ от экспортных границ. К обратному акцизу также будет применяться демпфирующая надбавка, призванная частично компенсировать разницу между экспортной стоимостью топлива и ее условной внутренней ценой, которая первоначально была установлена для бензина и дизеля на уровне в 56 тыс. и 50 тыс. руб./т, а затем снижена до 51 тыс. и 46 тыс. руб./т, соответственно.

## ДЕМПФИРУЮЩИЙ МЕХАНИЗМ

Поводом к внедрению демпфера стал кризис на топливном рынке, из-за которого правительство в июне 2018 года временно снизило акцизы на бензин и дизель на 3 тыс. и на 2 тыс., соответственно, в обмен на обязательства нефтяных компаний по сдерживанию цен. В январе 2019 года срок экстренного снижения ставок подошел к концу, и акцизы были увеличены на 50% в сравнении с июньским уровнем. В этих условиях помочь избежать скачка цен должна бюджетная субсидия, которая будет выплачиваться нефтяникам в том случае, если нетбэк (экспортная стоимость топлива за вычетом расходов на уплату пошлин и транспортировку) будет превышать условную внутреннюю цену не более чем на 10%.

Тем самым демпфирующий механизм должен будет компенсировать компаниям потери от недопоставки топлива на экспорт, с призывами сократить который

в 2018 году выступала Федеральная антимонопольная служба (ФАС).

Правда, в сбыте бензина и дизеля зарубежные рынки играют для российских компаний неодинаковую роль. По данным ЦДУ ТЭК, в 2017 году (когда еще не действовали ограничения на экспорт) за рубеж поставлялось 57% произведенного дизеля, тогда как для бензина этот показатель составлял лишь 10%. Такая разница отчасти связана с наследием советской плановой экономики: большинство действующих в России НПЗ были введены в строй в период с середины 1940-х до середины 1960-х годов, когда легковой автомобиль был еще роскошью, а не средством передвижения. Поэтому НПЗ были ориентированы, в первую очередь, на выпуск мазута для электро- и теплоэнергетики, а также дизеля для военной техники и грузового транспорта (см. «Доля экспорта в производстве бензина, дизеля и мазута»).

**Перенос фискальной нагрузки с экспорта на добычу во многом будет напоминать реформу 1994–1996 годов, когда в рамках либерализации экспорта были обнулены пошлины на вывоз нефти и нефтепродуктов**

С бурным ростом автомобилизации в 1990-е и 2000-е годы НПЗ стали переориентировать мощности на выпуск бензина. Однако увеличить его экспорт пока мешает сравнительно невысокое качество российского топлива. На это, к примеру, указывает тот факт, что калужский завод «ФОЛЬКСВАГЕН груп рус» был вынужден в течение десяти лет ввозить из-за рубежа бензин для первой заливки в новые автомобили, чтобы избежать повреждений двигателя. Из-за отсутствия в России топлива надлежащего качества завод суммарно импортировал 7,7 млн тонн бензина, что эквивалентно почти четверти внутреннего спроса на него в 2017 году.

В силу низкой значимости экспорта в сбыте бензина абсолютно правомерно задать вопрос, а почему вообще правительство должно компенсировать нефтяникам экспортную альтернативу, если этой альтернативы как таковой нет. Тем более что колебания цен на нефть и нефтепродукты провоцируют и будут провоцировать дискуссии по поводу справедливости фиксированного порога внутренних цен. В I квартале для бензина он был существенно выше нетбэка, из-за чего нефтяники остались без компенсации, хотя фактические оптовые цены внутри страны были ниже цен за рубежом (см. «Средний нетбэк и средние оптовые цены...»). В результате правительство минувшим летом было вынуждено снизить условную цену бензина на 5 тыс. рублей, что, впрочем, никак не страхует от ее серьезных изменений в дальнейшем.

## АКЦИЗЫ НА БЕНЗИН И ДИЗЕЛЬ, руб./т\*

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Высокооктановый бензин	10 %*	20 %*	20 %*	25 %*	370	450	585	1850	2072	3000	3360	3629	3629	3629	3629
Низкооктановый бензин (с октановым числом до «80» включительно)					290	350	455	1350	1512	2190	2460	2657	2657	2657	2657
Автомобильный бензин, не соответствующий классам 3, 4, 5															
Автомобильный бензин, соответствующий классу 3															
Автомобильный бензин, соответствующий классу 4															
Автомобильный бензин, соответствующий классу 5															
Автомобильный бензин, не соответствующий классу 5															
Дизельное топливо							550	616	890	1000	1080	1080	1080	1080	1080
Дизельное топливо, не соответствующее классам 3, 4, 5															
Дизельное топливо, соответствующее классу 3															
Дизельное топливо, соответствующее классу 4															
Дизельное топливо, соответствующее классу 5															

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	01.2018	06.2018	2019
Высокооктановый бензин	3629	3992										
Низкооктановый бензин (с октановым числом до «80» включительно)	2657	2923										
Автомобильный бензин, не соответствующий классам 3, 4, 5			5995	7976	10100	11110						
Автомобильный бензин, соответствующий классу 3			5672	7633	9750	10725						
Автомобильный бензин, соответствующий классу 4			5143	6822	8761	9916						
Автомобильный бензин, соответствующий классу 5			5143	5978	5448	6450	5530	10130	10130	11213	8213	12314
Автомобильный бензин, не соответствующий классу 5					10229	11252	7300	13100	13100	13100	13100	13100
Дизельное топливо	1080	1188										
Дизельное топливо, не соответствующее классам 3, 4, 5			2753	4196	5860	6446						
Дизельное топливо, соответствующее классу 3			2485	4058	5860	6446						
Дизельное топливо, соответствующее классу 4			2247	3562	5018	5427						
Дизельное топливо, соответствующее классу 5			2247	3260	4418	4767	3450	5293	6800	7665	5665	8541

\*Акцизные ставки на конец года, за исключением 2018 года, где приведены значения за период с января по май и с июня по декабрь.

\*\*В процентах от розничной цены

Источник: отчетность нефтяных компаний, постановления правительства разных лет

## ПОШЛИНЫ НА НЕФТЬ, МАЗУТ, ДИЗЕЛЬ И БЕНЗИН\*

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011**	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Нефть	38 экю	30 экю	30 экю	20 экю	0	0	0	15 евро	34 евро	26,25	19,08	30,4	55,77	130,62	197,01	206,7	355,08	179,93	273,55	408,92	404,15	392,14	366,53	120,31	75,72	86,71	124,17
Мазут	25 экю	8 экю	8 экю	16 экю	0	0	0	12 евро	27 евро	22,06	14,3	27,36	36,64	52,73	77,27	81,64	135,51	71,93	105,91	208,21	266,7	258,78	241,88	91,39	62,05	86,71	124,17
Дизельное топливо	52 экю	30 экю	8 экю	0	0	0	0	10 евро	32 евро	34,94	28,4	27,36	37,93	92,26	143,4	151,59	251,53	133,54	196,6	274,08	266,7	258,78	238,52	57,7	30,25	25,98	37,22
Товарный бензин	55 экю	40 экю	8 экю	0	0	0	0	20 евро	25 евро	34,94	28,4	27,36	37,93	92,26	143,4	151,59	251,53	133,54	196,6	341,29	363,72	352,91	329,83	93,8	46,14	25,98	37,22

\*За 1992–2000 гг. данные приведены на конец года, за 2001–2018 гг. – среднегодовые значения (в долларах).

\*\*Данные за IV квартал 2011 г.

Источник: Отчетность нефтяных компаний, постановления правительства разных лет

## ЛОГИСТИЧЕСКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ

Риск нестабильности присущ и другому механизму поддержки нефтепереработки – логистическому коэффициенту, право на который получили НПЗ, удаленные от экспортных границ. В июле 2018 года при рассмотрении законопроекта в Думе в их число не попали НПЗ Дальнего Востока, расположенные в непосредственной близости к азиатским рынкам нефтепродуктов. Однако уже несколько месяцев спустя правительство начало обсуждать возможность предоставления им права на логистический коэффициент в связи с их важностью для дальневосточных потребителей (см. «Значения логистического коэффициента для различных регионов России»).

**Поводом к внедрению демпфера стал кризис на топливном рынке, из-за которого правительство в июне 2018 года временно снизило акцизы на бензин и дизель на 3 тыс. и на 2 тыс., соответственно**

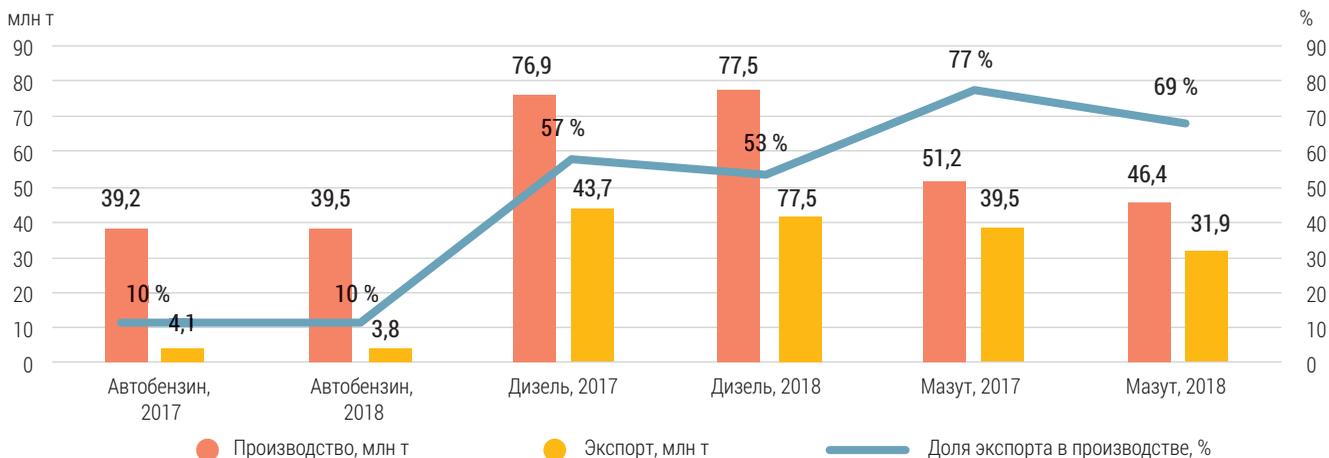
Что не менее важно, использование логистических коэффициентов поспособствует закреплению сложившейся в СССР географии нефтеперерабатывающих мощностей, которые в послевоенные годы рассматривались в качестве стратегически значимых объектов, а потому размещались вдали от экспортных границ. С переходом к рынку это стало одним из барьеров на пути рентабельности отрасли, которая бы в целом выиграла от болезненного, но необходимого сдвига в географии НПЗ.

## ВОЗВРАТНЫЙ АКЦИЗ

Недостатки присущи и ключевому инструменту поддержки отрасли – возвратному акцизу на нефть. Его администрирование будет сопряжено с издержками для компаний и регуляторов. Воспользоваться правом на возвратный акциз смогут НПЗ с объемом переработки не менее 600 тыс. тонн в год. Для этого им будет необходимо не только получить свидетельство о регистрации лица, осуществляющего переработку нефти, но и отвечать одному из трех дополнительных критериев:

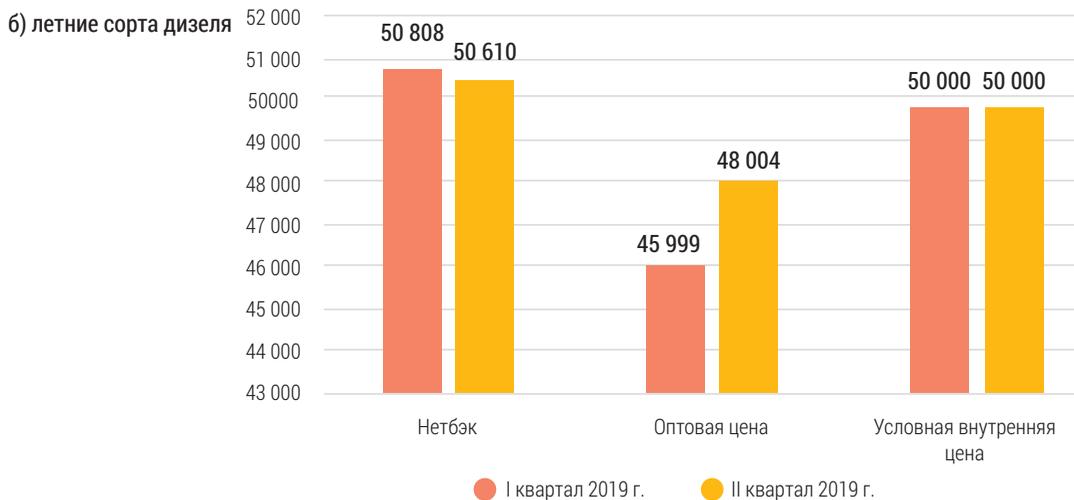
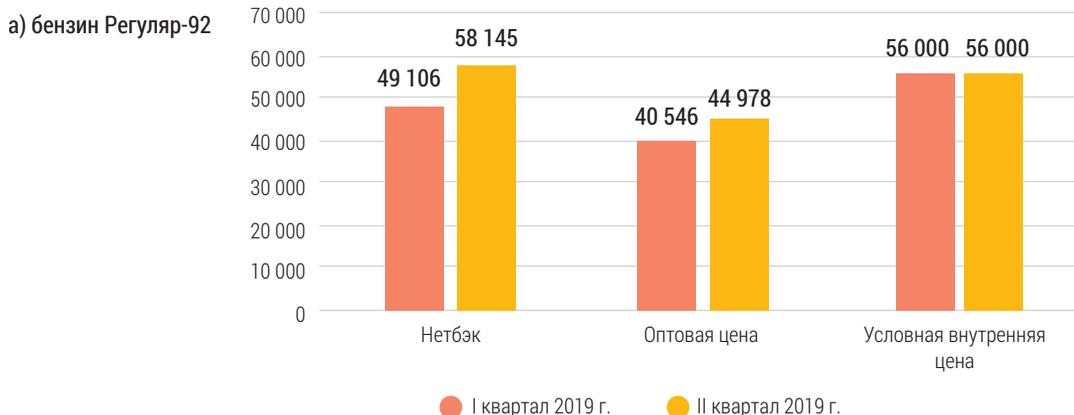
- ◆ Наличие компании-собственника, находящейся под западными санкциями;
- ◆ Производство автобензина 5-го экологического класса и /или нефти в объеме, превышающем 10% от объема переработки нефти;

ДОЛЯ ЭКСПОРТА В ПРОИЗВОДСТВЕ БЕНЗИНА, ДИЗЕЛЯ И МАЗУТА, 2017–2018 гг.



Источник: ЦДУ ТЭК

СРЕДНИЙ НЕТБЭК И СРЕДНИЕ ОПТОВЫЕ ЦЕНЫ НА БЕНЗИН РЕГУЛЯР-92 И НА ЛЕТНИЕ СОРТА ДИЗЕЛЯ В I И II КВАРТАЛАХ 2019 г., руб./т



Источник: подсчеты автора по данным Refinitiv Kortes

◆ Заключение с регуляторами соглашения о модернизации, на которую в период с 1 января 2015 года по 1 января 2024-го НПЗ должен затратить свыше 60 млрд рублей, чтобы по ее окончании выпускать автобензин 5-го класса в объеме, превышающем 10% от объема нефтепереработки. Предметом такого соглашения должно быть строительство одной из следующих установок вторичной переработки:

- ◆ каталитического риформинга бензинов;
- ◆ изомеризации бензинов;
- ◆ каталитического крекинга;
- ◆ гидрокрекинга;
- ◆ алкилирования;
- ◆ производства высокооктановых добавок;
- ◆ замедленного коксования;
- ◆ гидроочистки бензина каталитического крекинга;
- ◆ гидроочистки бензиновых фракций;
- ◆ переработки прямогонных бензинов с получением ароматических углеводородов и продуктов нефтехимии;
- ◆ висбрекинга;
- ◆ гидроочистки дизельных фракций;
- ◆ гидроочистки керосиновых фракций;
- ◆ гидроконверсии тяжелых нефтяных фракций.

При невыполнении двух последних условий НПЗ могут лишиться права на возвратный акциз. Однако для регуляторов окажется весьма трудоемким постоянный мониторинг их соблюдения, тогда как на компании лягут дополнительные транзакционные издержки.

## ПОВЫШЕНИЕ НДС

Использование возвратного акциза, логистического коэффициента и демпфирующего механизма для поддержки нефтепереработки уменьшит фискальный эффект налогового маневра. От его завершения Минфин первоначально ожидал получить в течение шести лет 1,6 трлн рублей дополнительных бюджетных доходов. Но затем он снизил оценку до 1 трлн рублей. Компенсировать эти

потери призвано внеплановое увеличение НДС, которое в нынешнем году принесет в бюджет дополнительные 110 млрд рублей. Бремя внепланового повышения налога на добычу ляжет, в том числе, на независимые нефтяные компании, у которых нет мощностей по переработке нефти. В итоге стремление сделать поддержку отрасли как можно более точечной на практике обернется издержками для компаний, которые к ней не принадлежат.

**Недостатки присущи и ключевому инструменту поддержки отрасли – возвратному акцизу на нефть. Его администрирование будет сопряжено с издержками для компаний и регуляторов**

## МОДЕРНИЗАЦИОННЫЙ ЭФФЕКТ МАНЕВРА

Несмотря на эти недостатки, завершение налогового маневра поспособствует модернизации российской нефтепереработки, которая и так была вынуждена адаптироваться к фискальным изменениям последних лет – системе «60-66-90-100», а также малому и большому налоговым маневрам, приведшим к повышению НДС, снижению экспортной пошлины на нефть и уравниванию с ней пошлины на мазут (см. «Ставки НДС и экспортных пошлин в ходе налоговых маневров»).

Уменьшение разницы между пошлинами на нефть и нефтепродукты вынудило компании почти вдвое нарастить инвестиции в модернизацию НПЗ (см. «Инвестиции в нефтепереработку и глубина переработки сырья»). Как следствие, по данным ЦДУ ТЭК, глубина переработки сырья увеличилась с 71,1% в 2011 году

## ЗНАЧЕНИЯ ЛОГИСТИЧЕСКОГО КОЭФФИЦИЕНТА ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ

Регион	Значение коэффициента
Хакасия, Красноярский край	1,5
Тыва, Иркутская область	1,4
Ямало-Ненецкий автономный округ, Коми, Ненецкий автономный округ, Якутия, Бурятия	1,3
Забайкальский край, Тюменская, Новосибирская и Томская область	1,1
Омская область, Алтайский край, Республика Алтай	1,05
Остальные регионы России	1,0

Источник: Федеральный закон от 03.08.2018 № 301-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса РФ»

## СТАВКИ НДС И ЭКСПОРТНЫХ ПОШЛИН В ХОДЕ НАЛОГОВЫХ МАНЕВРОВ 2010-х годов

Показатель	02.2011	05.2011	10.2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Базовая ставка НДС, руб./т	419	419	419	446	470	493	766	857	919	919
Предельная пошлина на нефть, %	65	65	60	60	60	59	42	42	30	30
Мазут и битум, % от пошлины на нефть	46,7	46,7	66	66	66	66	76	82	100	100
Дизель, % от пошлины на нефть	67	67	66	66	66	65	48	40	30	30
Товарный бензин, % от пошлины на нефть	67	90	90	90	90	90	78	61	30	30
Нафта, % от пошлины на нефть	67	90	90	90	90	90	85	71	55	55
Смазочные масла, легкие и средние дистилляты, % от пошлины на нефть	67	67	66	66	66	66	48	40	30	30

Источник: отчетность нефтяных компаний

## ИНВЕСТИЦИИ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКУ И ГЛУБИНА ПЕРЕРАБОТКИ СЫРЬЯ



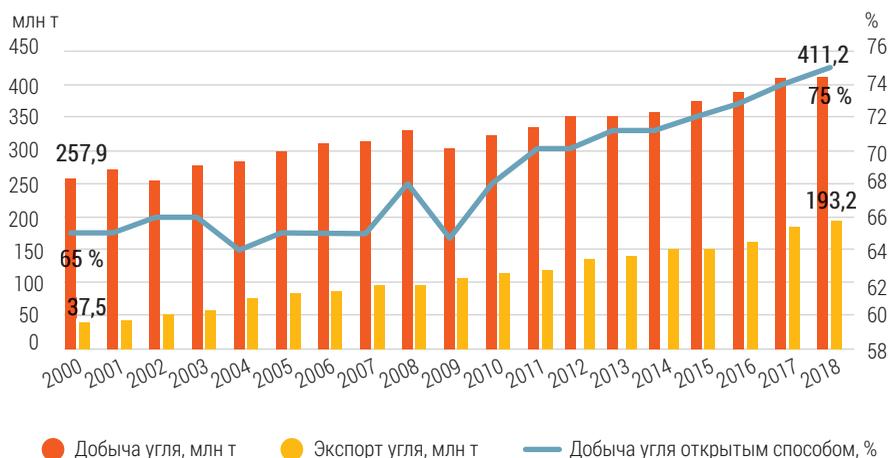
Источник: Минэнерго, ЦДУ ТЭК

## РОССИЙСКАЯ УГОЛЬНАЯ ОТРАСЛЬ В ГОДЫ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ

Год	Прямые субсидии в адрес отрасли, % ВВП	Потребление угля в России, млн т	Добыча угля, млн т	Доля частных шахт в угледобыче, %	Общая численность работников отрасли, тыс. чел.	Численность шахтеров, тыс. чел.	Добыча угля в пересчете на одного шахтера, т/год
1993	1,05	141,7	294,2	5,5	877,9	373,1	788,5
1994	1,02	123,9	260,6	7,2	819,1	342,6	760,7
1995	0,72	119,4	250,2	7,4	730,5	307,8	812,9
1996	0,47	117,2	254,9	7,4	630,6	274,3	929,3
1997	0,25	108,0	244,1	25,3	519,9	229,5	1 063,6
1998	0,20	101,2	232,2	25,3	416,9	193,3	1 201,2
1999	0,22	102,0	249,4	54,0	364,4	190,1	1 311,9
2000	0,12	105,8	257,9	64,0	340,4	182,1	1 416,3
2001	0,07	103,2	269,3	68,3	328,4	177,5	1 517,2

Источник: Всемирный банк, ВР, «Росинформуголь»

## ДОБЫЧА И ЭКСПОРТ УГЛЯ ПОСЛЕ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ УГОЛЬНОЙ ОТРАСЛИ



Источник: ЦДУ ТЭК

до 83,4% в 2018-м, а выход светлых нефтепродуктов – с 55,7 до 62,3%. Из-за ликвидации косвенных субсидий компаниям в ближайшие годы не останется ничего иного, кроме как продолжить модернизацию НПЗ, а потому эти два среднеотраслевых показателя вырастут еще сильнее.

В результате завершения налогового маневра нефтепереработка получит примерно такой же толчок к модернизации, какой в 1990-е годы получила российская угольная отрасль. Тогда она лишилась не только прямых субсидий, но и подспорья в виде завышенного спроса на уголь, который до реформ поддерживался благодаря высокой энергоёмкости советской экономики, а с переходом к рынку сократился более чем в полтора раза (с 167,1 млн тонн нефтяного эквивалента в 1991 году до 101,2 млн тонн н.э. в 1998-м, согласно данным ВР) в связи с глубокой рецессией и замещением угля нефтью и газом в потреблении энергоносителей (см. «Российская угольная отрасль в годы реструктуризации»).

**Использование возвратного акциза, логистического коэффициента и демпфирующего механизма для поддержки нефтепереработки уменьшит фискальный эффект налогового маневра**

Это привело к спаду угледобычи, преодолеть который позволило наращивание экспорта и увеличение доли добычи открытым способом. В итоге умирающая отрасль

стала одним из наиболее быстрорастущих секторов добывающей промышленности (см. «Добыча и экспорт угля после реструктуризации угольной отрасли»).

Экспорт мог бы стать драйвером успешной модернизации и в нефтепереработке, однако добиться этого будет сложно без фискальной стабильности. В силу высокой капиталоемкости отрасли ее рентабельность сильно зависит от конфигурации налоговой системы, постоянная корректировка которой сужает инвестиционные горизонты компаний. Поэтому вместе с кнутом в виде урезания косвенных субсидий регуляторам было бы целесообразно предоставить отрасли и пряник в виде фиксации налоговых условий, которые бы оставались неизменными после завершения маневра.

## ДОЛГОСРОЧНЫЙ НАЛОГОВЫЙ КОМПРОМИСС

Частью нового фискального компромисса могло бы стать снижение акцизов на бензин и дизель. Их ставки сегодня (12314 руб. и 8541 руб./т, соответственно) в два с лишним раза превышают уровень, запланированный при принятии законопроекта о реализации большого налогового маневра 2015–2017 годов (см. «Ставки НДС, нефтяной пошлины и топливных акцизов...»).

Чтобы минимизировать потери региональных бюджетов, одновременно со снижением ставок целесообразно было бы передать 100% поступлений по акцизам на уровень регионов. С февраля они, в соответствии с принятыми в прошлом году поправками, получают 58,1% акцизных сборов, в 2020 году их доля увеличится до 66,1%, в 2021-м – до 74,9%, в 2022-м – до 83,3%, в 2023-м – до 91,6%, а в 2024-м – до 100%.

## СТАВКИ НДС, НЕФТЯНОЙ ПОШЛИНЫ И ТОПЛИВНЫХ АКЦИЗОВ В ПЕРИОД БОЛЬШОГО НАЛОГОВОГО МАНЕВРА

	Базовая ставка НДС, руб. /т		Предельная экспортная пошлина на нефть		Акциз на бензин 5 класса, руб. /т		Акциз на дизель, руб. /т	
	366-ФЗ	Факт	366-ФЗ	Факт	366-ФЗ	Факт	366-ФЗ	Факт
2015	766	766	42%	42%	5530	5540	3450	3450
2016	857	857	36%	42%	7530	10130*	4150	5293*
2017	919	919	30%	30%	5830	10130	3950	6800

\*Ставки на конец года

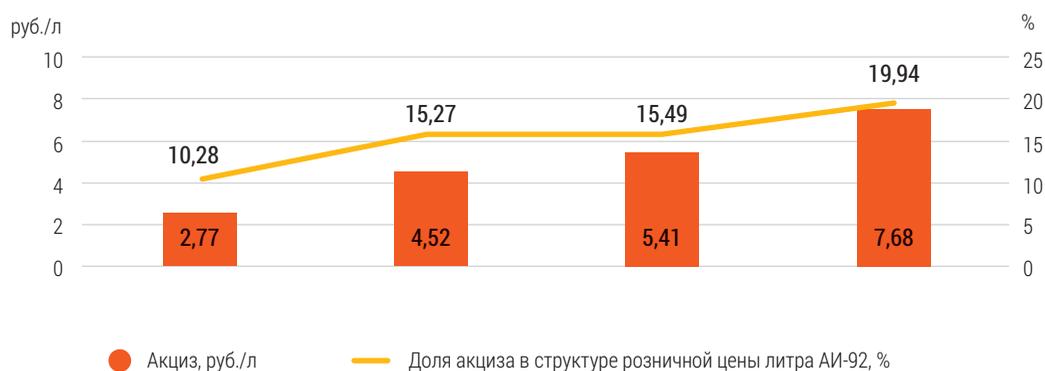
Источник: Федеральный закон от 24 ноября 2014 г. № 366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса РФ и отдельные законодательные акты РФ»; отчетность нефтяных компаний

## РАСХОДЫ НА ДОРОЖНОЕ ХОЗЯЙСТВО И ВВОД АВТОДОРОГ С ТВЕРДЫМ ПОКРЫТИЕМ



Источник: Росстат, Федеральное казначейство

## АКЦИЗЫ НА БЕНЗИН 5-го КЛАССА И ДОЛЯ АКЦИЗОВ В СТРУКТУРЕ РОЗНИЧНОЙ ЦЕНЫ АИ-92



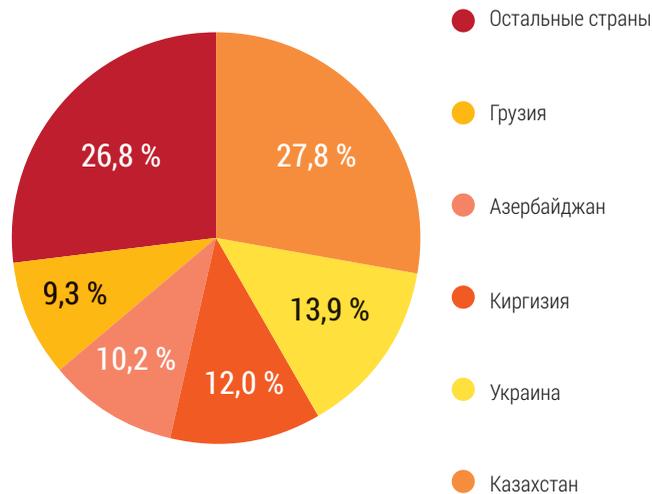
Источник: Росстат

ДОЛЯ КРУПНЕЙШИХ СТРАН-ИМПОРТЕРОВ РОССИЙСКОГО БЕНЗИНА, 2018 г.

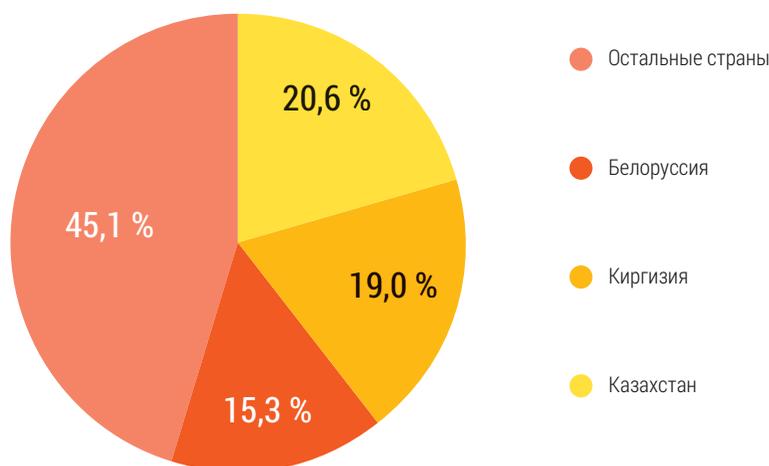
**а) с октановым числом 92**



**б) с октановым числом 95**



**в) с октановым числом 98**



Источник: ФТС

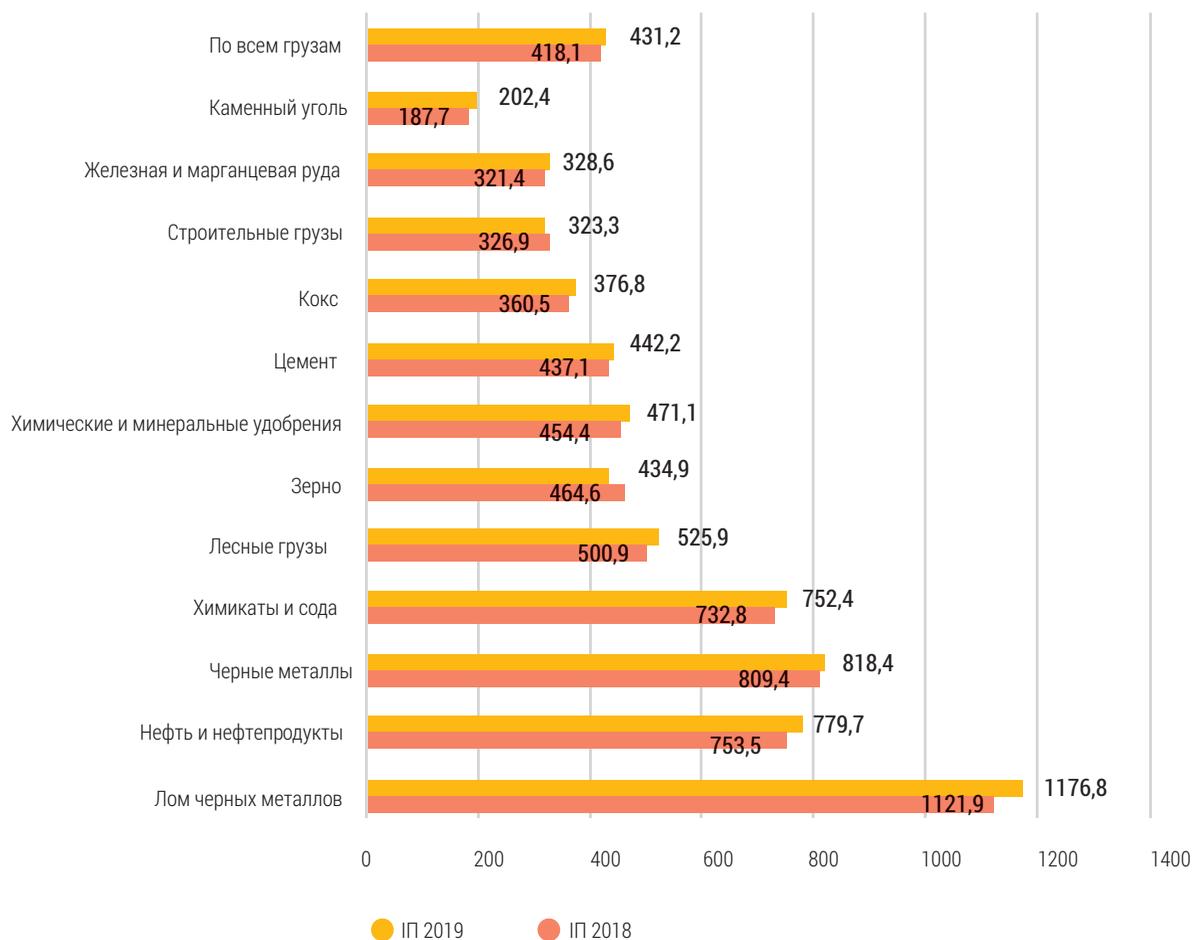
Компенсировать бюджетные потери позволит и повышение эффективности расходов на строительство дорог. Их ввод в последние годы стагнировал, несмотря на двукратный прирост финансирования, одним из главных источников которого являются топливные акцизы (см. «Расходы на дорожное хозяйство и ввод автодорог с твердым покрытием»).

Сокращение акцизных ставок, помимо прочего, позволит стабилизировать цены на бензин, в структуре которых доля акцизов почти двукратно выросла за 2011–2017 годы (см. «Акцизы на бензин 5-го класса...»). В этой

связи их следовало бы не только понизить, но и зафиксировать в реальном выражении до завершения налогового маневра, оставив за регуляторами право повышать их номинальный уровень лишь по фактической инфляции. Такое решение было бы схоже с фиксацией акцизов в период с 2005-го по 2009 год, к которому правительство тогда прибегло, чтобы сдерживать цены на бензин в условиях взрывного роста нефтяных котировок.

Сейчас подобный эффект могло бы возыметь долгосрочное повышение доли обязательных поставок бензина

## ДОХОДНАЯ СТАВКА РЖД ПРИ ПЕРЕВОЗКЕ РАЗЛИЧНЫХ ГРУЗОВ, коп./10 т км



Источник: INFOLine-Аналитика

на биржу – с нынешних 10 до как минимум 35%. Это не только увеличит конкуренцию в сегменте оптовых продаж бензина (и тем самым поможет стабилизировать его стоимость в рознице), но и снимет проблему ручного управления топливным рынком, которое в период фиксации цен требовало постоянного принуждения со стороны регуляторов.

**Частью нового фискального компромисса могло бы стать снижение акцизов на бензин и дизель. Их ставки сегодня в два с лишним раза превышают уровень, запланированный при принятии законопроекта о реализации большого налогового маневра**

Упростить регулирование позволит также отказ правительства от использования возвратного акциза на нефть, логистического коэффициента и демпфирующего механизма. Компенсировать компаниям утрату доступа к этим видам поддержки можно за счет как уже упомянутого снижения акцизов, так и мер, которые бы повысили рентабельность нефтепереработки без потерь для бюджета.

К их числу, в первую очередь, относится ликвидация ограничений на экспорт, который бы мог стать якорем модернизации отрасли. В прошлом году, на фоне топливного кризиса, Дума приняла закон, предоставивший правительству право в случае резкого скачка цен увеличивать пошлины на экспорт бензина с нынешних 30 до 90% от размера пошлины на нефть. При этом ФАС не единожды выносила предупреждения компаниям, которые наращивали экспорт вопреки договоренностям об увеличении поставок топлива на внутренний рынок.

Такие меры, с одной стороны, противоречат духу налогового маневра, который должен будет привести к обнулению вывозных пошлин, а с другой – обремени-

## РЕГУЛЯТОРНАЯ РЕФОРМА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Кнут	Пряник
<p>1. Отмена специальных мер поддержки, призванных компенсировать ликвидацию таможенной субсидии – возвратного акциза на нефть, логических коэффициентов и демпфирующего механизма</p> <p>2. Увеличение доли обязательных поставок бензина на биржу с нынешних 10% до как минимум 35% от объема производства</p>	<p>1. Снижение топливных акцизов до уровня, запланированного при реализации большого налогового маневра (для бензина 5-го класса – с 12314 руб. до 5830 руб./т, а для дизеля – с 8541 руб. до 3950 руб./т), наряду с запретом на их индексацию выше уровня инфляции</p> <p>2. Полная ликвидация ограничений на экспорт нефтепродуктов, важного для долгосрочной рентабельности отрасли</p> <p>3. Отмена перекрестного субсидирования в сфере грузовых железнодорожных перевозок, при котором грузоотправители нефтепродуктов де-факто субсидируют грузоотправителей угля</p> <p>4. Легализация продаж легкого алкоголя на АЗС, которая повысит маржинальность розничной торговли нефтепродуктами</p> <p>5. Долгосрочный отказ от любых соглашений между компаниями и регуляторами по сдерживанию топливных цен</p>

Источник: составлено автором

тельны для регуляторов. При наличии чувствительных для компаний штрафов администрировать поставки бензина на биржу было бы проще, чем осуществлять мониторинг экспорта, наращивать который производители могут за счет услуг трейдеров, не связанных какими-либо обязательствами перед правительством.

Помимо ограничений со стороны российских регуляторов, к сдерживанию экспорта приводят и барьеры со стороны Казахстана, который периодически пользуется правом в рамках ЕАЭС на ввод конвенционного запрета на импорт нефтепродуктов из России железнодорожным транспортом, чтобы не допустить затоваривания национального рынка. Такой запрет идет вразрез с принципом свободы торговли между странами ЕАЭС, поэтому российской стороне стоит более внимательно подходить к его одобрению, тем более что Казахстан является крупнейшим зарубежным рынком сбыта для отечественных производителей высокооктанового бензина (см. «Доля крупнейших стран-импортеров российского бензина»).

Росту рентабельности отрасли способствует и ликвидация перекрестного субсидирования в сфере грузовых железнодорожных перевозок. Доходная ставка РЖД – показатель, отражающий выручку Российских железных дорог при перевозке различных видов грузов на одинаковое расстояние и измеряющийся в копейках за 10 тонно-километров (т км), – для нефти и нефтепродуктов почти в четыре раза выше, чем для угля, другого важного товара российского экспорта (см. «Доходная ставка РЖД»). Выравнивание условий грузоперевозок снизит издержки нефтяных компаний, которые бы также выиграли от снятия запрета на продажи легкого алкоголя на автозаправочных станциях, внедренного в 2011 году. В январе 2017 года в Государственную Думу был внесен законопроект, разрешающий торговлю на АЗС напитка-

ми крепостью не более 16,5%. Документ до сих пор так и не принят, хотя в октябре прошлого года правительство такой шаг предварительно одобрило.

В целом регуляторная реформа нефтепереработки могла бы выглядеть как долгосрочный компромисс: компании согласились бы с отменой специальных мер поддержки отрасли и с обязательствами по поставке на биржу 35% выпускаемого бензина, а регуляторы – с необходимостью более чем вдвое снизить акцизы на бензин и дизель, ликвидировать все ограничения на экспорт нефтепродуктов, отменить перекрестное субсидирование в сфере железнодорожных грузовых перевозок и легализовать продажу легкого алкоголя на АЗС (см. «Регуляторная реформа нефтеперерабатывающей отрасли»).

Такой компромисс позволит убить сразу нескольких зайцев. Во-первых, сделать налогообложение нефтепереработки более нейтральным. От снижения акцизов и ликвидации экспортных ограничений выиграют все компании, вне зависимости от структуры и географии их мощностей, что уменьшит споры вокруг правомерности использования тех или иных условий поддержки.

Во-вторых, уменьшить нагрузку на регуляторов, которым при действующем законодательстве придется контролировать экспорт и соблюдение компаниями условий получения возвратного акциза. В случае реформы в зоне их ответственности останется лишь мониторинг поставок бензина на биржу, что не вызовет серьезных затруднений при наличии чувствительных штрафов для производителей.

В-третьих, придать стабильность налогообложению отрасли и тем самым облегчить компаниям планирование инвестиций, необходимых для увеличения долгосрочной рентабельности нефтеперерабатывающих мощностей.

Время покажет, найдут ли компании и регуляторы устойчивый компромисс. 



# «Бентонит Хакасии» – 50 лет

## Качество, доказанное временем

---

Высокие стандарты качества, передовые технологии, квалифицированные специалисты и непрерывное развитие научно-технической базы – вот ключевые факторы полувековой истории успеха лидера в своей отрасли.

ООО «Бентонит Хакасии» входит в Группу Компаний «Бентонит» наряду с предприятиями в Кургане, Брянске, Азербайджане и Казахстане. Предприятие является ведущим игроком на отечественном рынке бентонита, осуществляет полный цикл работ по добыче, переработке бентонитовой глины и производству продукции на ее основе.

Природная глина бентонит – не просто полезное, а суперполезное ископаемое. Это уникальный материал, сформированный природой за миллионы лет.

«Свойства бентонитовой глины обуславливают ее эффективное применение, как связу-

ющее в формовочных смесях и железорудных окатышах, как вязко-гелеобразователь и понизитель фильтрации в приготовлении буровых растворов для бурения скважин и переходов, а также как гидроизоляционный и адсорбционный материал. Бентонит используется в фармации и косметологии, в сельском хозяйстве – при производстве комбикормов, в виноделии и др. Из бентонита производятся наиболее качественные комкующиеся наполнители для туалета кошек. И это лишь основные направления использования бентонита», – рассказал генеральный директор ООО «Бентонит Хакасии» Пантелеев Владимир Викторович.

Фото: Карьер месторождения «10-й Хутор»

«Бентонит Хакасии» непрерывно наращивает уровень добычи бентонита, осваивая новые перспективные месторождения. На сегодняшний день сырьевой базой предприятия являются три месторождения бентонита с промышленными запасами около 15 млн тонн (суммарный запас ГК «Бентонит» составляет около 100 млн тонн).

Собственная уникальная сырьевая база, постоянный рост инвестиций и реконструкция производственных мощностей – все это позволяет ежегодно увеличивать объемы продаж.

Надежность «Бентонит Хакасии» и востребованность выпускаемой продукции подтверждаются долгосрочным сотрудничеством с ведущими предприятиями различных отраслей экономики во всех регионах России. В металлургии партнерами являются Лебединский ГОК, Михайловский ГОК, ОЭМК, «Карельский окатыш», ЕВРАЗ Качканарский ГОК. В литейном производстве – КАМАЗ, АВТОВАЗ, ГАЗ, НПК «Уралвагонзавод» и другие. В буровой отрасли – НК «Роснефть», «Сургутнефтегаз», ТК «Шлюмберже», «Русбурмаш» и другие.

Ведущее положение на рынке стимулирует акционеров и руководство предприятия развивать и обновлять основные производственные фонды. За последние пять лет компания успешно реализовала ряд инвестиционных проектов. В 2016 году было запущено производство по выпуску нового вида продукции – бентонитовых гранул, которые применяются в изготовлении бентонитовых матов «Бентизол» и в производстве наполнителей



Технологическая линия по сушке и помолу бентонита (сушильный барабан)

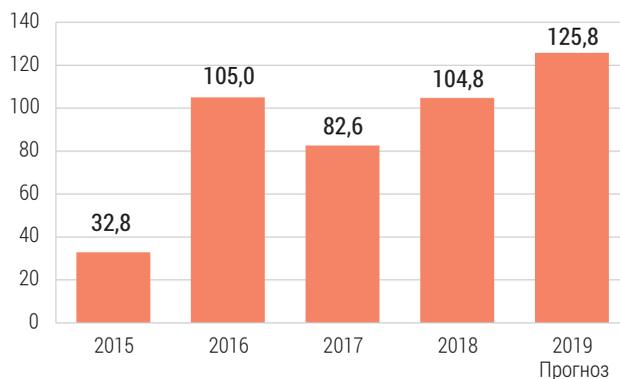
для туалета кошек – «Pi-Pi-Bent», «Котяра», «Си-СиКэт», «No Name» и др.

Стратегическая политика ООО «Бентонит Хакасии» основывается на непрерывном инновационном развитии. Предприятие выполняет исследования и разработки с помощью квалифицированных специалистов (научных сотрудников, кандидатов и докторов наук, профессоров) и широкого спектра современного оборудования на базе собственных лабораторий и исследовательских институтов. «Бентонит Хакасии» регулярно проходит сер-

#### ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПРОДАЖ ООО «БЕНТОНИТ ХАКАСИИ», тыс. т



#### ДИНАМИКА ИНВЕСТИЦИЙ ООО «БЕНТОНИТ ХАКАСИИ», млн руб.





Готовая продукция ООО «Бентонит Хакасии»

тификацию СМК по требованиям ГОСТ Р ИСО и международным стандартам Американского нефтяного института (API).

Достигнутые на сегодняшний день результаты – не предел для хакасского предприятия. В последнее время в России активно развиваются системы хранения, консервации и захоронения радиоактивных отходов (РАО). Бентонит здесь рассматривается в качестве эффективного противofильтрационного и противомиграционного барьерного материала.

Отдельно стоит отметить роль предприятия в стимулировании процесса импортозамещения на рынке бентонита. «После распада СССР поставки бентонита из бывших союзных республик прекратились, и российские потребители были вынуждены перейти на дорогостоящие импортные бентониты. Но после того как в 2000 году в Хакасии в кратчайшие сроки были созданы дополнительные мощности, произошло импортозамещение – отечественные потребители получили надежный источник качественного, но более дешевого бенто-

нита. Со временем «Бентонит Хакасии» вместе с Группой Компаний «Бентонит» не только вытеснили зарубежных поставщиков, но и сами стали экспортерами, начав поставки в Европу, Юго-Восточную Азию и страны СНГ», – подчеркнул директор по стратегическому развитию ГК «Бентонит» Воеводин Леонид Иванович.

Имея за плечами 50-летний опыт, множество научных исследований, технологий и серьезную клиентскую базу, своими стратегическими задачами ООО «Бентонит Хакасии» видит непрерывное развитие, поиск новых ниш и передовых технологий, а также расширение сырьевой базы. Руководство и сотрудники компании гордятся своей полувековой историей и неизменно из года в год оправдывают звание истинного лидера на рынке российского бентонита.





# В регуляторных тисках

## Проблемы, решения и перспективы российского рынка нефтепродуктов

ГРИГОРИЙ БАЖЕНОВ

Независимый топливный союз

Начиная с мая 2018 года российский топливный рынок находится в кризисном состоянии. Правительство предпринимает попытки сбалансировать ситуацию, не допустив при этом резких ценовых скачков в розничном сегменте. Принятые решения создали систему регуляторных тисков. С одной стороны, рост цен в топливной рознице ограничен пределами инфляции, а с другой стороны, нефтепереработка испытывает существенное давление из-за высоких акцизов.

Стремясь удержать ситуацию под контролем, правительство вырабатывает тактические и точечные механизмы стабилизации, которые при этом имеют большое количество негативных долгосрочных последствий.

### НА ПОРОГЕ ДЕГРАДАЦИИ

В своем Послании Федеральному Собранию в феврале 2019 года Президент России Владимир Путин отметил необходимость развития рынка газомоторных топлив и увеличения количества объектов топливной инфраструктуры. Однако реализация указаний президента существенно ограничена со-

стоянием топливной отрасли. В настоящий момент из-за отсутствия прогнозируемой рентабельности, удовлетворяющей условиям нормальной отдачи инвестиций, стимулов для соответствующих вложений попросту нет. Вследствие действия регуляторных тисков, а также на фоне снижения спроса на дизель на основных рынках светлых нефтепродуктов за пределами России, звенья топливной отрасли – от пере-

работки до розницы – будут стагнировать. Они обречены на постепенную деградацию.

В подобных условиях чрезвычайно актуальным представляется пересмотр тех мер, которые в настоящий момент предпринимает правительство для поддержания стабильности на топливном рынке. В частности, демпфирующий механизм вызывает множество вопросов в силу его несовершенства.

Основная проблема – игнорирование эффектов, связанных с поведением и ожиданиями экономических агентов, а где-то так и вообще создание стимулов для злоупотребления доминирующим положением. В этом плане акцизная политика, режим индексации розничных цен «инфляция минус» и демпфер – красноречивые примеры, которые представляют собой не что иное, как регуляторные тиски. Разберем их по порядку.

## АКЦИЗЫ

Высокие акцизы негативно отражаются на рентабельности нефтепереработки и служат нижним рычагом регуляторных тисков, в которых на сегодняшний день находится российский топливный рынок. Почему так? На НПЗ сырье поступает фактически по мировой цене (разница между внутренней и внешней ценами может быть и отрицательной, и положительной, но при этом не достигает существенных значений). Если мы учтем затраты на нефтепереработку и акциз, получим себестоимость произведенного продукта. А вот маржа зависит от котировок на топливной бирже: если цена покрывает и затраты, и акциз, завод получает прибыль, если не покрывает – нет. Легко понять, что чем выше акциз, тем более высокой должна быть биржевая котировка, чтобы окупить себестоимость производства. Именно поэтому акцизы не могут быть нейтральными по отношению к цене и для промежуточного, и для конечного потребителя.

**Чрезвычайно актуальным представляется пересмотр тех мер, которые в настоящий момент предпринимает правительство для поддержания стабильности на топливном рынке**

Повышение акцизов, помимо роста себестоимости, приводит также и к увеличению показателя нетбэк. Это индекс экспортной альтернативы, который показывает, какой должна быть цена внутреннего рынка, чтобы поставщик не терял деньги в сравнении с экспортом: выше налоговая нагрузка на внутреннем рынке – выше цена приоритета внутренней поставки. Рано или поздно этот всплеск транслируется в цену и для конечного покупателя.

Конечно, социальный негатив, вызываемый ростом розничных цен на автомобильные бензины и дизельное топливо – важный аспект, на который просто так глаза не закроешь. Однако если бы розница не была подконтрольна правилу «инфляция минус», то повышение акцизов не представляло бы такой проблемы для нефтепереработки.

## ИНФЛЯЦИЯ МИНУС

Режим, который в экспертном сообществе принято называть «инфляция минус», действует в России с 2009 года. Подобная практика индексации цен с учетом инфляции – это верхний рычаг регуляторных тисков. До введения режима «инфляция минус» динамика была совсем иной. Так, в 2008 году цены на АИ-92 поднялись к августу с 20,57 руб./л до 24,49 руб., а к январю 2009-го они опустились до 19,79 руб./л. Это произошло вслед за колебаниями цены на нефть: в августе 2008 года котировки марки Brent составляли порядка \$114/барр, а к январю 2009-го они опустились до \$45/барр.

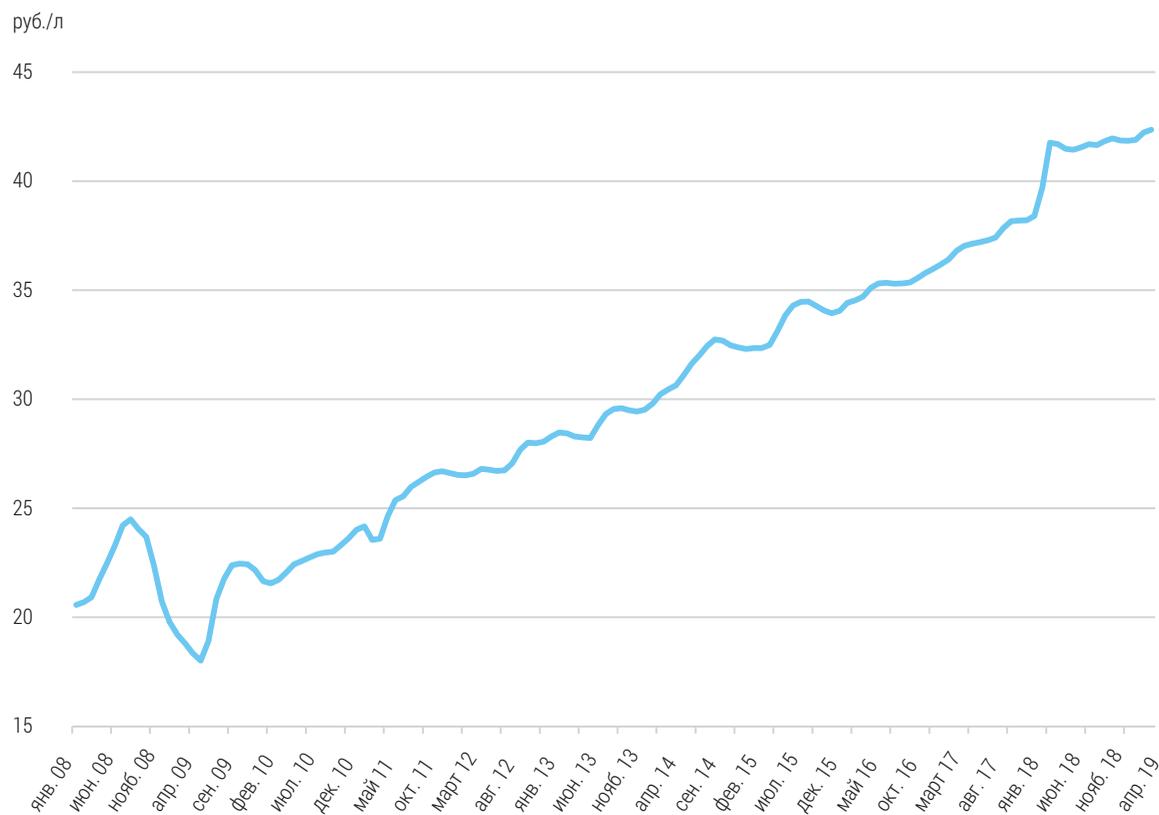
**Высокие акцизы негативно отражаются на рентабельности нефтепереработки и служат нижним рычагом регуляторных тисков, в которых на сегодняшний день находится российский топливный рынок**

Начиная с 2009 года цены только росли. Совокупный объем прироста составил 111% к январю 2019 года, то есть розничная цена увеличилась на 22,04 рубля! Конечно, вполне резонно предположить, что в отсутствие режима индексации розницы тренд был бы также положительным. Но мы бы наблюдали принципиально иную динамику, которая в целом отображала бы колебания стоимости компонентов производства светлых нефтепродуктов, а также имела бы выраженную сезонность.

Если сопоставить абсолютные и относительные показатели темпов прироста розничных цен с 2008-го по 2019 год, можно увидеть, что динамика 2018 года не была исключительной. Так, годовые темпы прироста (январь к январю), аналогичные 2018 году, наблюдались в 2011-м, 2012-м (топливный кризис) и 2014-м (обвал рубля) годах. В среднем цены росли на 6% в год (на 0,53% ежемесячно), или на 1,9 рубля (на 15 копеек ежемесячно) (см. «Динамика розничных цен на АИ-92»).

Прошлый год отличался стремительным взлетом розничных цен в период с конца апреля по июнь. Это произошло вследствие роста мировых котировок нефти, а также увеличения налоговой нагрузки на отрасль. Об этом, в частности, свидетельствует наибольшее значение

## ДИНАМИКА РОЗНИЧНЫХ ЦЕН НА АИ-92 (январь 2008 – май 2019 гг.)



Источник: Refinitiv

среднемесячного темпа прироста в 2018 году (0,32 рубля) (см. «Динамика розничных цен, абсолютных и относительных годовых темпов прироста цен...»).

**Режим, который в экспертном сообществе принято называть «инфляция минус», действует в России с 2009 года. Подобная практика индексации цен с учетом инфляции – это верхний рычаг регуляторных тисков**

Почему же, помимо негативного влияния на благосостояние автомобилистов, режим «инфляция минус» является вредным для отрасли в целом? Дело в том, что подобная практика несовместима с конкурентными рынками и регулярно создает ситуации поощрения непричастных и наказания невиновных. Компании не могут приспосабливать цены под изменение опто-

вой конъюнктуры и вынуждены попросту принимать величину заработка в зависимости от биржевых котировок: опт просел – деньги есть, опт вырос – денег нет. И предпринимательские способности здесь никак не помогут.

Вернемся к нефтепереработке. Если у розницы есть регулируемый предел роста, то от него напрямую зависит и маржинальность НПЗ. Вот вам и регуляторные тиски: рентабельность превратилась в ресурс, который, по идее, должен грамотно распределять демпфер (налоговая компенсация для нефтяных компаний за счет средств бюджета).

## ДЕМПФЕР

Однако этот механизм несовершенен по многим причинам. Самая главная их них – условия задачи: акцизы понижать нельзя, потому что надо пополнять бюджет и избегать выпадающих доходов, розничные цены отпустить нельзя, потому что может возникнуть социальная напряженность. Но есть и другие проблемы.

Во-первых, в демпфер не встроено автоматических рычагов, пресекающих оппортунизм доминирующих

## ДИНАМИКА РОЗНИЧНЫХ ЦЕН, АБСОЛЮТНЫХ И ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ГОДОВЫХ ТЕМПОВ ПРИРОСТА ЦЕН, СРЕДНЕМЕСЯЧНЫХ ТЕМПОВ ПРИРОСТА НА АИ-92 (2008–2019 гг.)

Год	Розничная цена на АИ-92, руб.	Темп прироста (январь к январю)		Среднемесячный темп прироста	
		%	руб.	%	руб.
2008	20,57	0	–	0,12	0,01
2009	19,79	– 4	0,78	0,64	0,12
2010	21,66	9	1,87	0,54	0,12
2011	24,02	11	2,36	1,04	0,26
2012	26,61	11	2,59	0,39	0,11
2013	28,06	5	1,45	0,44	0,13
2014	29,44	5	1,38	0,86	0,27
2015	32,48	10	3,04	0,40	0,13
2016	34,07	5	1,59	0,26	0,09
2017	35,56	4	1,49	0,57	0,21
2018	38,17	7	2,61	0,81	0,32
2019	41,83	10	3,66	0,24	0,10
Среднее значение	–	6	1,90	0,53	0,16

Источник: Refinitiv

игроков. Он проявляется в максимизации дохода в оптовом сегменте путем завышения внутренних цен (манипуляция объемами предложения) при одновременном получении положительной субсидии или компенсаций отрицательных показателей демпфера за счет внутреннего рынка.

**Проблематичность использования сглаживающего механизма уже доказана на практике. Так, в первом квартале 2019 года демпфер вогнал нефтепереработку в убыток, что вызвало необходимость пересмотра параметров самого механизма**

Во-вторых, ключевые компоненты демпфирующего механизма завязаны на внешние показатели, отличающиеся высокой волатильностью и непредсказуемостью. Это создает объективные условия для частого пересмотра параметров демпфера и сулит серьезные риски увеличения выпадающих доходов бюджета.

Наконец, сама по себе демпфирующая надбавка не выполняет функции полноценного ориентира при выборе нефтяными компаниями направления поставок – на экспорт или же на внутренний рынок. Дело в том, что она рассчитывается постфактум, с месячным лагом. Кроме того, изменение параметров демпфирующего механизма всегда будет ставить вопрос об источниках компенсации выпадающих доходов бюджета. Проблематичность использования подобного «сглаживающего» механизма уже доказана на практике. Так, в первом квартале 2019 года демпфер вогнал нефтепереработку в убыток, что вызвало необходимость пересмотра параметров самого механизма.

## РЕГУЛЯТОРНАЯ СПИРАЛЬ

Так на сегодняшний день выглядит система, которую старательно выстроило правительство. И подобные регуляторные бреши встречаются повсюду. Основная проблема в том, что никто ничего толком не хочет менять. Тактические меры в сложившейся ситуации способны стабилизировать текущие показатели, но вряд ли они стабилизируют ситуацию в целом и развернут рынок на путь полноценной модернизации. Требуется комплексное изменение правил игры на рынке в пользу развития конкуренции, которая обернется выгодой и для отрасли, и для потребителей.

Пока же политической воли хватает только на поддержание спирали налоги-субсидии в ТЭК: повышаем налоги – растут цены, потому как переработка и розница и так находятся на грани убытков: даем субсидии крупным нефтяным компаниям, чтобы остановить рост цен, и подключаем ФАС, чтобы выплатить субсидии, повышаем налоги. Такое вот колесо ТЭК.

Сложившийся статус-кво обрекает автомобилистов на то, чтобы год от года платить за топливо все больше и больше. При этом и переработка, и розница, не получая нормальной прибыли, будут стагнировать. Если ничего не менять, то цены на бензин будут устойчиво расти, и такими темпами стоимость АИ-92 уже в 2022 году преодолет психологически значимую планку в 50 рублей за литр (с учетом средних темпов прироста розничных цен в 6% в период с 2009-го по 2019 год).

Конечно, на сегодняшний день отрасль вынуждена считаться с наличием объективных бюджетных обязательств. Вряд ли их можно вынести за скобки при трансформации правил игры в отрасли, которые бы способствовали развитию российского рынка моторных топлив. Наиболее оптимальным видится следующий комплекс мер.

Во-первых, отмена или кратное снижение акцизов. Как уже отмечалось, высокие акцизы негативно отражаются на рентабельности нефтепереработки и служат нижним рычагом регуляторных тисков. Также акцизы не являются нейтральными по отношению к цене и для промежуточного, и для конечного потребителя. Кратное снижение акцизов стабилизирует рентабельность нефтепереработки. Как следствие, целесообразность демпфера исчезнет.

**Тактические меры в сложившейся ситуации способны стабилизировать текущие показатели, но вряд ли они стабилизируют ситуацию в целом и развернут рынок на путь полноценной модернизации**

Во-вторых, перенос налоговой нагрузки с нефтепереработки и розницы на добывающий сектор. Основной детерминантой внутренней цены на нефтяное сырье выступает индекс экспортной альтернативы, который при этом не зависит от величины НДС. Исторически спред между ценой сырой нефти для НПЗ и мировой котировкой марки Urals не достигал высоких значений, а нефтяные компании в течение 2018-го, и 2019 года отчитывались о значительном росте доходов от экспортных поставок сырья. Поскольку нефтяные компании платят НДС вне зависимости от направления поставки, его увеличение в меньшей степени транслируется на внутренние цены на светлые нефтепродукты по всем звеньям – от переработки до розницы.

Выпадающие доходы бюджета вследствие снижения акцизов целесообразно перенести на добычу сырья, а часть этой дельты, которая возникнет по причине увеличения НДС, направлять непосредственно в дорожные фонды. Для этого требуется внести изменения не только в Налоговый, но и в Бюджетный кодекс РФ.

Увеличение НДС с целью компенсации выпадающих доходов бюджета целесообразно и с точки зрения наибольшей маржинальности добычи по сравнению с прочими звеньями производственной цепи, а также в целях упрощения налогового учета – как для нефтяных компаний, так и для ФНС.

**На сегодняшний день сложилась парадоксальная ситуация: высокие розничные цены на автомобильные бензины и дизтопливо не обеспечивают стимулов ни для развития нефтепереработки, ни для транспортной инфраструктуры**

В-третьих, либерализация цен и привязка розничных котировок к оптовым ценам. Ослабление налоговой нагрузки на нефтепереработку положительно скажется не только на оптовой, но и на розничной цене.

Предлагается установить гибкий механизм регулирования – предельно-допустимые значения роста розничных цен. Соответствующие ежемесячные индикаторы могут формироваться согласно следующему правилу: для автомобильных бензинов +30% от средней цены, сложившейся на бирже за месяц, предшествующий текущему, а для дизельного топлива (в связи с его мировым удорожанием по причине роста экологических требований) +25%. Такой подход позволит безболезненно либерализовать цены на бензин и дизельное топливо. Появление устойчивых значений рентабельности в нефтепереработке и рознице будет способствовать притоку инвестиций в развитие топливной инфраструктуры страны.

На сегодняшний день сложилась парадоксальная ситуация: высокие розничные цены на автомобильные бензины и дизтопливо не обеспечивают стимулов ни для развития нефтепереработки, ни для транспортной инфраструктуры. Устойчивые значения прибыли наблюдаются только в добывающем секторе. Текущая система, регуляторные тиски, убивает предприятия (от перерабатывающего до розничного звена). А потребитель сталкивается с permanently растущими расходами на топливо. Если не предпринимать решительных шагов по преодолению сложившейся ситуации, топливная отрасль может оказать в глубоком кризисе. ❗



# Доставить на НПЗ

Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

Транспортные потоки нефти в нынешнем году обтекают российские НПЗ в значительно большем объеме, чем годом ранее. На переработку за шесть месяцев текущего года поступило 139,7 млн тонн, что на 2,4% меньше, чем за тот же период 2018 года. Отчасти это объясняется относительно устойчивой конъюнктурой для сырьевых товаров на глобальном рынке, но основная причина – ценовое и налоговое регулирование, ухудшившее положение сектора нефтепереработки.

Реакцию российских ВИНК на новые условия для бизнеса ярче любых заявлений и дискуссий аналитиков демонстрируют перемены как раз в объеме поставок нефти на НПЗ. Товарной нефти на внутреннем рынке России становится меньше. Каким же образом она распределяется?

Как известно, главные потоки нефти на российские НПЗ – трубопроводные. Поэтому отрицательная динамика сырьевых поставок здесь особенно заметна. По данным ПАО «Транснефть» и агентства Argus, в первой половине нынешнего года прокачка по магистральным артериям к НПЗ уменьшилась на 4,24 млн тонн, составив 118,62 млн тонн.

Для лучшего понимания происходящих процессов отметим, что объем поставок откатился к уровню значений, близкому к 2016 году, когда мировой кризис цен еще сотрясал всю нефтяную отрасль. И вот теперь в нынешнем году фиксируются минимальные показатели прокачки за последние три года. А, например, в мае среднесуточный объем поставок нефти на НПЗ снизился вообще до уровня 2011 года, то есть минимального за все нынешнее десятилетие.

## МЕЖДУ ЦЕНАМИ И НАЛОГАМИ

В этой динамике отражаются важные события, произошедшие в российском НГК в предыдущие месяцы. Все началось с того, что для остановки непрерывного роста цен на бензин 10 крупнейших российских ВИНК и федеральное правительство в ноябре 2018 года договорились о следующем. Нефтяники согласились ежемесячно до 31 марта 2019 года производить бензин в объеме, большем на 3%, чем в аналогичный предшествующий период. А правительство обязалось применять обратный акциз и демпферный механизм для компенсации нефтяникам разницы между экспортной и обозначенной условной внутренней ценой на сырье. О том, почему демпфер не сработал, российские СМИ уже писали, так что ограничимся лишь признанием этого факта. (Реально сложившиеся на внешнем

рынке цены не сформировали денежную разницу, которую нефтяники могли бы получить.) В результате зимой 2018–2019 годов ВИНК дисциплинированно накачивали НПЗ нефтью, обеспечивая 3%-ный рост, но не получали «обратного налога», который, как ожидалось, должен был составить 1000 рублей на 1 тонну.

Кроме того, с 1 января акцизы на горючее были увеличены в полтора раза (до 12,3 тыс. рублей на бензин и 8,5 тыс. на дизтопливо). Участники рынка оказались в тисках между искусственно регулируемыи ценами и увеличением налогового пресса.

## НЕФТЯНИКИ ОТВЕЧАЮТ

Весной терпение нефтяников иссякло, и драматичнее всего об этом заявило изменение поставок сырья на НПЗ. Если в январе-феврале среднесуточная отгрузка составляла 688–683 тыс. т/сут., то в марте-апреле она упала до 648–620 тыс. т/сут. Правительство отнеслось к таким переменам крайне серьезно: вице-премьер Дмитрий Козак провел 26 марта совещание с теми же десятью ВИНК и призвал продлить срок «бензинового соглашения» до 1 июля 2019 года. А кроме того, озвучил идею лицензирования экспорта нефтяных товаров. Понятно, что это был своеобразный кнут, которым правительство грозило не согласным с его требованием нефтяникам.

Но и нефтяники принимали ответные меры. Начавшееся в марте снижение поставок сырья на НПЗ стало нарастать. В политической сфере дискуссия получила административные и публичные проявления. Глава «Роснефти» Игорь Сечин обратился с письмом к премьеру Дмитрию Медведеву, в котором изложил просьбу скорректировать демпферный механизм в пользу добывающих компаний и производителей бензина. Глава «Газпром нефти» Александр Дюков заявил СМИ, что власти предпринимают «излишние» регулятивные меры, «убивают экономику нефтепереработки» и делают производство нефтепродуктов нерентабельным.

Случайно или нет, но недовольство руководителей «Роснефти» и «Газпром нефти» сложившимся положением в нефтеперерабатывающем секторе совпало со стагнацией поставок сырья компаниями на свои НПЗ.

## ЛИДЕРСТВО «РОСНЕФТИ»

По данным агентства Argus, более всего снизилась прокачка на заводы «Роснефти». На нее пришлось почти 60% общероссийского сокращения поставок – 2,7 млн тонн. Главным отрицательным драйвером стал Туапсинский НПЗ (см. «Трубопроводные поставки нефти и конденсата на заводы ВИНК»). Объективной причиной такого положения вещей послужил весенний ремонт ТНПЗ. Субъективной – его затянувшиеся сроки. Конечно, нельзя подозревать

### ТРУБОПРОВОДНЫЕ ПОСТАВКИ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА НА ЗАВОДЫ ВИНК, тыс. т

Нефтеперерабатывающий завод	Компания	Поставки в первой половине 2019 г.	К уровню 2018 г.
Туапсинский	Роснефть	2 760	-2010,0
Ачинский	Роснефть	2 710	-760,9
Самарская группа	Роснефть	8 970	+255,7
Рязанский	Роснефть	7 330	+35,3
Ангарский	Роснефть	4 720	+69,3
Комсомольский	Роснефть	2 520	+78,6
Группа «Башнефти»	Роснефть	8 160	+490,5
Ярославский	Роснефть / Газпром нефть	7 010	+639,2
Омский	Газпром нефть	9 810	+555,8
Московский	Газпром нефть	5 090	+10,0
Нижегородский	ЛУКОЙЛ	7 480	+775,4
Ухтинский	ЛУКОЙЛ	675,4	+191,7
Пермский	ЛУКОЙЛ	5 320	-663,7
Волгоградский	ЛУКОЙЛ	7 020	-35,9
Киришский	Сургутнефтегаз	9 400	+190,0
ТАНЕКО	Татнефть	4 380	+129,0
Салаватский	Газпром	2 710	+223,2

Источник: агентство Argus

«Роснефть» в том, что она искусственно тормозила ремонт завода в период административных переговоров с правительством.

С другой стороны, нефтеперерабатывающие заводы останавливались на капитальные ремонты и в предыдущие годы, но такого спада не случилось за все нынешнее десятилетие.

Профилактические работы были начаты и на Ачинском НПЗ, что привело к снижению трубопроводных поставок туда более чем на 760 тыс. тонн. Таким же образом развивались события и с поставками на Саратовский завод. То есть география ремонта и профилактики на нефтеперерабатывающих предприятиях «Роснефти» охватывала и юг европейской части России, и Западную Сибирь.

### **Главные потоки нефти на российские НПЗ – трубопроводные. Поэтому отрицательная динамика сырьевых поставок здесь особенно заметна**

Там же, где мощности не останавливались, рост объема прокачки был невелик и исчислялся десятками тысяч тонн за полугодие. Исключение составила самарская группа НПЗ, на которые объем поставок совокупно увеличился больше чем на 250 тыс. тонн. Но надо заметить, что данный рост – это эффект восстановления низкой базы, так как в прошлом году на предприятиях самарского комплекса проводились крупномасштабные ремонты и поставки нефти было сильно сокращены.

### **КАЧЕСТВО НЕФТИ МЕНЯЕТ КОЛИЧЕСТВО**

Заметно выделяются из этой тенденции заводы «Башнефти», поставки на которые существенно выросли. Главная причина такого подъема – проведенная внутрикорпоративная рокировка источников загрузки НПЗ. «Роснефть» за счет поставок на переработку тяжелой и высокосернистой башкирской нефти высвобождает объемы более ценного и эталонного для экспорта западносибирского сорта Siberian Light. Кроме того, из тяжелой нефти проще, чем из легкой, производить темные, а не светлые нефтепродукты. А на последние, как то бензин и дизтопливо, напомним, с 1 января 2019 года были существенно увеличены акцизы и, по сути, заморожены цены.

Поэтому объемы прокачки светлой нефти на башкирские заводы снизились в первой половине нынешнего года более чем на 156 тыс. тонн, и, скорее всего, тенденция замещения будет нарастать.

В русле доминирующего для «Роснефти» тренда действовал в этом полугодии и ее совместный с «Газпром нефтью» Ярославский НПЗ (ЯНПЗ). Трубопроводная прокачка на него снизилась почти на 640 тыс. тонн, из-за чего предприятие вошло в тройку лидеров по отрицательному приросту. Официальная причина такого положения та же,

что и у других заводов, снизивших выработку, – профилактические работы.

### **ФАКТОР ТАНЕКО**

Спад поставок на ЯНПЗ «Газпром нефть» смогла компенсировать увеличением отгрузки на Омский нефтеперерабатывающий завод (ОМПЗ). В 2016–2017 годах предприятие провело масштабные капитальные ремонты, после которых наращивает производство. Поэтому закономерно, что и в рассматриваемый период загрузка ОМПЗ выросла более чем на 555 тыс. тонн.

На Московский НПЗ нефть пришла почти в том же объеме, что и год назад. Тем не менее эффект восстановления от низкой базы позволил «Газпром нефти» совокупно увеличить поставки в нынешнем году (хоть и незначительно) – на 244,2 тыс. тонн, до 18,4 млн тонн.

Проведение ремонтов оказывало сильнейшее воздействие на распределение и объем поставок на нефтеперерабатывающие заводы ЛУКОЙЛа. Компания снизила прокачку на Пермский и Волгоградский НПЗ, где сейчас отлаживает оборудование, но увеличила поставки на «Нижегороднефтеоргсинтез» и Ухтинский завод. На Нижегородском НПЗ в прошлом году был проведен масштабный капитальный ремонт, в результате чего предприятию теперь требуется больше нефти для дополнительного выпуска продуктов переработки, чтобы простой и недозагрузка мощностей не влекли за собой чрезмерные убытки.

Увеличил поставки на свой НПЗ и «Сургутнефтегаз». Но если рассматривать трехлетнюю динамику трубопроводной отгрузки сырья на Киришский нефтеперерабатывающий завод, то становится очевидным, что она отрицательная. Так, в первой половине 2017 года поставки составляли 9,65 млн тонн, а в нынешнем году они снизились до 9,4 млн тонн. Главная причина – сбытовая политика «Сургутнефтегаза», в которой приоритетом являются поставки на рынок Северо-Западной Европы, самый благоприятный для России на западном направлении экспорта.

### **Зимой 2018–2019 годов ВИНК дисциплинированно накачивали НПЗ нефтью, обеспечивая 3%-ный рост, но не получали «обратного налога», который, как ожидалось, должен был составить 1000 рублей на 1 тонну**

У «Татнефти» противоположная тенденция: входящее в состав компании АО «ТАНЕКО» и в прошлом, и в нынешнем году запускало в действие новые перерабатывающие мощности. Для их загрузки на завод в Нижнекамске поступают дополнительные объемы нефти. Например, только в марте ТАНЕКО получило 733 тыс. тонн сырья,

что стало рекордным месячным показателем в первой половине года. В конце июня на заводе вошла в строй еще одна установка первичной переработки мощностью 6 млн тонн в год. Этот тут же сказало на отгрузке сырья: в июле, а также в августе они достигли 960 тыс. тонн. Можно ожидать, что и во второй половине нынешнего года «Татнефть» будет отправлять на внутренний рынок все возрастающие объемы «черного золота». Такая тенденция, конечно, отвечает интересам всей нефтяной отрасли России – ведь чем меньше в трубопроводной системе высокосернистой продукции «Татнефти», тем выше качество товарной смеси, поступающей из РФ на экспорт.

**Случайно или нет, но недовольство руководителей «Роснефти» и «Газпром нефти» сложившимся положением в нефтеперерабатывающем секторе совпало со стагнацией поставок сырья компаниями на свои НПЗ**

Еще один пример новой структурной политики в загрузке сырьем показывает «Газпром». Эта компания продолжает замещать нефть газовым конденсатом, она увеличила поставки «белого золота» на 223,2 тыс. тонн, до 2,71 млн тонн.

**«НОВЫЙ ПОТОК» ИССЯК**

Отечественные ВИНК вполне свободны в распределении своей товарной нефти, а поставки в точки сбыта имеют в основном только технические ограничения. Напротив, отгрузка нефти на независимые НПЗ зависит от сторонних поставщиков. Поэтому поставки в адрес данных перерабатывающих компаний наиболее точно отражают положение в секторе. В первом полугодии эти отгрузки переживали выраженный спад.

Отчасти у этого процесса субъективные причины. Как известно, группа компаний «Новый поток» оказалась разорена гигантскими кредитами и изменениями в налоговом климате для нефтепереработки. Наиболее сильно пострадал Антипинский НПЗ, сокращение поставок на который сопоставимо с объемом падения на Туапсинском заводе гигантской «Роснефти». В трехлетней динамике спад оказался более чем двукратным по сравнению с первой половиной 2017 года.

Афипский завод снизил поставки через систему «Транснефти» даже на фоне того, что они были понижены в последние годы: от пиковых 3,01 млн тонн в 2016 году до 2,4 млн в 2019-м. В «Новом Поток» наименее пострадал Марийский НПЗ, где сокращение трубопроводной отгрузки составило в натуральных числах 158 тыс. тонн, но в относительных – порядка 25%.

Есть ли у заводов «Нового потока» перспективы? В апреле Афипский НПЗ заполучил Михаил Гущериев, собственник «РуссНефти». И хотя эта ВИНК не слишком велика, но для восстановления загрузки сырьем данного предприятия у нее больше возможностей, чем у прежнего собственника. Сложнее судьба Антипинского завода. Главный кредитор – Сбербанк – создал в июне СП «Сокар Энергоресурс» с Государственной нефтяной компанией Азербайджанской Республики (ГНКАР или SOCAR). Поставки нефти возобновились на предприятие в конце лета, но азербайджанские представители засомневались в целесообразности сделки по Антипинскому НПЗ, а без денег и отраслевого опыта нефтяного партнера развитие завода вряд ли возможно.

**МАЛО ДЕНЕГ И НЕФТИ**

Положение с отгрузкой нефти на другие независимые НПЗ показывает, что они испытывают трудности с закупкой сырья (см. «Трубопроводные поставки нефти на основные независимые НПЗ»). Наиболее значительно поставки по системе «Транснефти» сократись у «Славянск Эко» в Краснодарском крае.

На фоне количественных изменений происходили и структурные. На внутрироссийском рынке товарной нефти отмечается недостаток легкого малосернистого сорта Siberian Light. Вспомним, что даже гигантская «Роснефть» там, где могла, замещала ее тяжелым волгоуральским сортом Urals, а «Газпром нефть» заменяла нефть на газоконденсат. «Славянск Эко» вынужденно нарастил закупки тяжелой среднесернистой нефти более чем на 10% (на 27,5 тыс. тонн), до 244,7 тыс. тонн. Скорее всего, данная тенденция на российском рынке будет нарастать – для получения экспортерами большей выручки при сохранении или даже уменьшении маркетинговой ниши.

В рассматриваемый период снизились поставки на мощности «Нефтегазхолдинга» в Хабаровске, на Новошахтинский, Краснодарский, Яйский НПЗ, нижекамский завод ТАИФ-НК. Из числа средних по мощности нефтеперерабатывающих заводов отгрузка ненамного выросла только на Ильинском НПЗ.

На мини-НПЗ поставки совокупно выросли примерно на 7%. Но Argus отмечает, что в предыдущие годы эти предприятия демонстрировали более значительные темпы роста переработки.

Сокращение поставок сырья на российские НПЗ свидетельствует о трудном положении перерабатывающего сектора. Слабые звенья уже вылетают из системы, а значит, она сбоит: одновременное сдерживание цен и увеличение налогового пресса не позволяют сектору нормально работать. Скорее всего, правительству придется вносить изменения в свою регуляторную политику. Насколько она повысит свою эффективность, в краткосрочной перспективе станет ясно по показателям поставок нефти во второй половине 2019 года. В долгосрочной – по динамике распределения сырья между внутренним и внешним рынком в следующие несколько лет.

## ТРУБОПРОВОДНЫЕ ПОСТАВКИ НЕФТИ НА ОСНОВНЫЕ НЕЗАВИСИМЫЕ НПЗ, тыс. т

Нефтеперерабатывающий завод	Поставки в первой половине 2019 г.	К уровню 2018 г.
ТАИФ	3 880	-78,7
Новошахтинский	2 670	-74,7
Хабаровский	2 130	-168,3
Афипский	2 400	-540,0
Антипинский	1 770	-1660
Марийский	614	-158,5
Славянск Эко	1 450	-140,0
Ильинский	1 450	+43,9
Яйский	1 380	-24,5
Краснодарский	1 110	-23,3
Мини-НПЗ	2 230	+117,8

Источник: агентство Argus

## В ЦИСТЕРНАХ НАДЕЖНО

Поставки нефти железнодорожным и комбинированным транспортом на НПЗ в первой половине нынешнего года чуть-чуть выросли – по данным экспедиторов, до 9,95 млн тонн. Но агентство Argus предупреждает, что, скорее всего, уже в этом году положение изменится. Например, «Роснефть» планирует перевести поставки на Комсомольский НПЗ в Хабаровске с колесного транспорта на трубопроводный. Сырье станет поступать по отводу от магистрали Восточная Сибирь – Тихий океан. Сейчас на завод доставляется по трубопроводу около 100 тыс. тонн в месяц сахалинского сырья из нефтеналивного порта Де-Кастри.

Тем не менее на Востоке России остается высоким значение железнодорожной нефтеперевалочной станции Уяр, откуда нефть доставляется на НПЗ этого гигантского края. Ведь региональная нефтепроводная система только развивается, поэтому железнодорожные перевозки имеют повышенную важность.

На Комсомольский НПЗ за первую половину нынешнего года из Уяра пришло 2,52 млн тонн нефти, против 2,45 млн тонн за аналогичный период прошлого года. Увеличились поставки с Уяра на предприятие «ВПК-Ойл» в Новосибирской области. А вот на Итатский НПЗ в Кемеровской области они снизились до 121,1 тыс. тонн, с 129,8 тыс. тонн годом ранее.

Другой восточносибирский центр железнодорожной отгрузки – станция Зуй в Иркутской области. За эти полгода она выросла на 25%, превысив 51 тыс. тонн. Новым пунктом назначения в нынешнем году стал завод ЮРГАУС в Кемеровской области, куда было доставлено 30,2 тыс. тонн. Зато поставки с Зуя на близлежащее предприятие «Нафта» сократились чуть ли не вдвое – на 19 тыс. тонн, до 21,4 тыс. тонн.

Отгрузки со станции Сковородино на мини-НПЗ «Трансбункер» в Ванино остались почти неизменными: 321 тыс. тонн, против 325 тыс. тонн годом ранее. Сырье сюда поступает из ресурсов Иркутской нефтегазовой компании.

**Поставки нефти железнодорожным и комбинированным транспортом на НПЗ в первой половине нынешнего года чуть-чуть выросли – до 9,95 млн тонн**

На Юге России крупнейшие центры отгрузки нефти по железной дороге – это станции Грушевая и Тихорецкая в Краснодарском крае. В рассматриваемый период отсюда на перерабатывающие заводы было отправлено 2,68 млн тонн сырья, то есть незначительно меньше, чем в 2018 году, когда они составили 2,72 млн тонн. Например, предприятие «Славянск Эко» снизило загрузку на этом маршруте по сравнению с прошлым годом на 125 тыс. тонн, до 1,45 млн тонн. Это снижение произошло за счет легкой малосернистой нефти. Причем объем сокращения ее поставок был еще больше, поскольку компания увеличила закупки средней и тяжелой нефти – на 55,6 тыс. тонн, до 2,21 млн тонн. Поставки на другое краснодарское предприятие – Ильский НПЗ – возросли на 41,3 тыс. тонн, до 693,6 тыс. тонн. Но и этот завод уменьшил закупки легкой нефти, которая поступает на него из Саратовской области. 📈



# Цифровизация в нефтегазовом секторе

## Это сложно, но результат стоит усилий

Коллектив авторов BCG:

МАРИ-ЭЛЕН БЕН САМУН

ХОВАРД ХОЛМОС

СИЛЬВЕН САНТАМАРТА

ПИТЕР ФОРБС

ДЖ. Т. КЛАРК

УИТНИ ХЬЮЗ

Руководители бизнеса во всем мире постепенно становятся адептами цифровизации, приходя к пониманию выгод, которые несет с собой трансформация с опорой на большие данные, машинное обучение и углубленную аналитику.

Нефтегазовый сектор не исключение. На фоне наблюдающегося в последние два года восстановления высоких цен на нефть пилотные проекты цифровизации реализуются по всей цепочке создания стоимости. Однако, несмотря на то, что реализуемые инициативы дают основания для оптимизма в будущем, многим компаниям пока не удается добиться ощутимого эффекта в требуемом масштабе. И дело не в том, что потенциал создания стоимости недостаточен. Те участники рынка, которые внедряют цифровые технологии планомерно по всем направлениям своего бизнеса, а не только для решения отдельно взятых разовых задач, получают значительные выгоды (см. «*Цифровизация может высвободить значительный потенциал создания стоимости в разведке и добыче*»).

Проанализировав опыт своей работы с ведущими компаниями, мы обнаружили, что организации, успешно справляющиеся с трудностями на пути цифровой трансформации, соблюдают семь ключевых требований. Это позволяет им решать специфические для отрасли проблемы, полностью раскрывать потенциал технологий на основе данных и получать значительное конкурентное преимущество.

## ЦИФРОВИЗАЦИЯ МОЖЕТ ВЫСВОБОДИТЬ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ СОЗДАНИЯ СТОИМОСТИ В РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ



<sup>1</sup>Бурение включает поисково-разведочное, оценочное, эксплуатационное и уплотняющее бурение

<sup>2</sup>Предполагаемые предельные издержки на уровне \$50/барр прироста добычи

Источник: опыт проектов и анализ BCG

## ЦИФРОВИЗАЦИЯ СТАВИТ УНИКАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ

Нефтегазовый комплекс – не самая простая отрасль для цифровизации. Компании данного сектора привыкли строить свою работу по проектам и уделяют особое внимание промышленной безопасности, ставя во главу угла такие факторы, как эффективность и предсказуемость. Управление по методике agile, предусматривающей, среди прочего, право на ошибку, дается им с большим трудом и плохо интегрируется в существующую корпоративную культуру. Поскольку автоматизация и обработка данных применяются в отрасли на протяжении десятилетий, многие считают, что они уже находятся на должном уровне развития цифровых технологий и могут называться цифровыми игроками. В результате с точки зрения инноваций, обеспечиваемых принципиально новыми решениями на базе больших данных, компании нефтегазового сектора отстают от других отраслей, таких как производство потребительских товаров и финансы.

Сложности возникают и из-за структуры самой отрасли. При осуществлении ключевых видов деятельности нефтяные игроки полагаются на услуги нефтесервисных и ЕРС-компаний. Это создает взаимозависимость и усложняет поиск консенсуса в отношении предлагаемых изменений. Кроме того, децентрализация, а также слияния и погло-

щения между операторами привели к образованию разрозненной региональной структуры управления и к сохранению разнообразных унаследованных систем, что еще более усложняет переход к цифровым решениям.

Однако добиться успеха можно, если рассматривать цифровизацию просто как один из вариантов фундаментальной трансформации бизнеса. Соблюдение всех семи изложенных ниже принципов поможет решить внутренние проблемы и в полной мере реализовать потенциал создания стоимости на базе цифровых технологий (см. «Семь императивов для достижений в масштабной цифровизации»).

**Нефтегазовый комплекс – не самая простая отрасль для цифровизации. Управление по методике agile, предусматривающей, среди прочего, право на ошибку, дается с большим трудом и плохо интегрируется в существующую корпоративную культуру**

## СЕМЬ ИМПЕРАТИВОВ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЙ В МАСШТАБНОЙ ЦИФРОВИЗАЦИИ



Источник: BCG

**1. Смелое цифровое видение, определяемое руководством**

Чтобы устремления компании пронизали всю организацию и вдохновили сотрудников, руководство должно сформулировать и принять на себя ответственность за цифровое видение будущего. Недостаточно объяснить, как технологии будут внедряться в повседневную работу. Эффективное видение должно описывать, каким образом цифровые решения вооружат компанию всем необходимым для выполнения масштабных стратегических задач (например, для снижения уровня аварийности, сокращения сроков начала добычи первой нефти, повышения рентабельности). Это потребует активного участия руководителей во всех аспектах бизнеса. Но видение также должно быть достаточно смелым, чтобы стать реальным ориентиром и направлять последующие инвестиционные решения.

**Возможные риски.** Без адекватной поддержки со стороны высших руководителей есть риск, что цифровизация станет просто еще одной инициативой в длинном перечне проектов НИОКР.

**2. Сбалансированная дорожная карта цифровизации, за реализацию которой отвечает бизнес**

После того как цифровое видение определено, необходимо разработать дорожную карту реализации определенных цифровых бизнес-процессов (use cases) или пилотных проектов. Использование дорожной карты обеспечивает более четкую нацеленность цифровой трансформации. Мы считаем, что многие компании одновременно берутся за выполнение слишком большого количества инициатив.

Это размывает внимание руководства и усилия организации и мешает добиваться результатов.

Цифровые бизнес-процессы должны решать реальные проблемы, с которыми сотрудники сталкиваются в повседневной работе. Инициативы должны быть определены бизнесом на основе потенциала создания стоимости. Рассматривая возможные сценарии, следует начать с определения рычагов создания стоимости (например, увеличения выручки или повышения эффективности работы) и решений, влияющих на эти рычаги. Затем необходимо подумать, как полученные на основе больших данных выводы могут улучшить принимаемые решения и как цифровые инструменты помогают получить эти выводы.

Дорожная карта должна обеспечить баланс быстрых побед, требующих меньших усилий и быстро дающих результат, и более амбициозных целей, обеспечивающих создание значительных объемов стоимости. Важно определить значимые сценарии использования, но компании также необходимо приступить к работе безотлагательно: менеджеры не должны чрезмерно заикливаться на обдумывании инициатив, что в конечном итоге ведет в тупик. Дорожная карта должна включать в себя ряд приоритетных инициатив, которые могут быть реализованы достаточно быстро и придать работе новый импульс. Эти инициативы должны соответствовать трем критериям: обладать значительным потенциалом создания стоимости, иметь высокие шансы на успех и быть легко объяснимыми внутри и вне компании. Именно они станут главным приоритетом в вашей дорожной карте.

Реализация планов внедрения у одной крупной международной нефтяной компании затормозилась из-за слишком большого числа небольших, но нескоординированных инициатив, разбросанных по различным направлениям бизнеса и функциям. Чтобы решить эту проблему, компания разработала дорожную карту, ответственность за реализацию которой была распределена между направлениями бизнеса, и превратила функции в ресурс, обеспечивающий поддержку реализации цифровых бизнес-процессов. Одному из топ-менеджеров было поручено приоритизировать ключевые бизнес-процессы на основе цифровых тем, заручиться поддержкой общих принципов развития со стороны направлений бизнеса и решить, в каком из активов будет проходить полномасштабное развертывание. В результате в портфель было включено меньшее количество инициатив, которые при этом обладали значительным потенциалом, были лучше согласованы с бизнес-стратегией, более эффективно использовали ресурсы и обеспечивали максимальное создание стоимости.

**Чтобы устремления компании пронизали всю организацию и вдохновили сотрудников, руководство должно сформулировать и принять на себя ответственность за цифровое видение будущего**

*Возможные риски.* Одновременная реализация слишком большого числа цифровых бизнес-процессов (пилотных проектов) ставит под угрозу способность компании создавать стоимость на основе цифровизации.

### **3. Целостный прагматический подход к управлению данными и архитектурой ИТ**

Если компания собирается использовать новые цифровые технологии, важно обеспечить эффективный сбор данных. Для нефтегазовой отрасли это создает определенные трудности. Во-первых, объем и разнообразие данных, как правило, огромны, что требует значительных усилий по их очистке, повышению качества и контекстуализации, прежде чем их можно будет использовать. Во-вторых, огромное количество устаревших систем сильно усложняет интеграцию. В-третьих, система управления данными зачастую бывает неадекватной или отсутствует, что ведет к снижению качества данных.

Справиться с этими трудностями можно, создав архитектуру данных с учетом конкретных требований и разработав систему управления данными на основе цифровых бизнес-процессов. Очевидно, уже на раннем этапе придется принять несколько важных стратегических решений относительно платформы данных, в том числе – следует ли самостоятельно разрабатывать или покупать основные технологические компоненты. При этом не нужно пы-

таться создать идеальное озеро данных до того, как вы приступите к их использованию в цифровых бизнес-процессах. Стремление к совершенству значительно удлинит сроки реализации и увеличит вероятность ошибочных технологических решений, так как последствия вашего выбора можно будет в полной мере оценить только тогда, когда вам придется решать конкретные проблемы в контексте тех или иных сценариев использования. Более того, гибкая архитектура данных, легко делящаяся на отдельные компоненты, даст вам большую свободу и ускорит разработку сценариев использования. В то же время в будущем архитектуру нужно будет рационализировать и упростить.

Вам придется заблаговременно определить семейства данных, политику управления данными и принципы их организации. Но начать следует с компактной организации данных с учетом их использования для разработки цифровых бизнес-процессов. Это позволит двигаться быстрее и заложить прочный фундамент данных, который затем может быть реплицирован.

Тесное взаимодействие между отделом ИТ, цифровыми разработчиками и бизнесом имеет решающее значение для создания эффективной платформы обработки данных. Традиционные модели, в рамках которых ИТ работает в изоляции, выполняя определяемые бизнесом требования, имеют ряд недостатков, особенно на ранних стадиях. Сроки реализации становятся слишком долгими. Кроме того, недостаточное понимание больших данных и их потенциального использования означает, что ИТ-специалистам может быть сложно правильно подобрать технологию. Напротив, традиционные знания и навыки ИТ необходимо объединить с новыми цифровыми компетенциями и практической экспертной базой бизнеса, что позволит определить путь к цели. Этого можно достичь путем формирования многопрофильных групп разработчиков цифровых бизнес-процессов.

**После того как цифровое видение определено, необходимо разработать дорожную карту реализации определенных цифровых бизнес-процессов (use cases) или пилотных проектов**

В этом отношении хорошим примером эффективного сотрудничества между ИТ-специалистами и бизнесом может служить подход, принятый на вооружение ведущей компанией, специализирующейся в области морской разведки нефти. В сотрудничестве с поставщиком платформы для работы с производственными данными они сформировали перечень конкретных сценариев использования, чтобы помочь определить требования к технологиям. Была разработана цифровая цепочка создания стоимости, позволяющая сопоставить виртуальный циф-

ровой и реальный физический мир. Цель заключалась в определении цифровых моделей, которые помогли бы избавиться от неэффективности в физических операциях. Параллельно с этим компания смогла выявить базовые технологии, способные обеспечить создание стоимости по всей цепочке, а не только в каком-то одном направлении бизнеса.

**Возможные риски.** Департамент ИТ бесконечно пытается очистить и интегрировать получаемые от бизнеса данные. В результате момент, когда бизнес действительно сможет начать использование данных для создания стоимости, постоянно откладывается.

**Если компания собирается использовать новые цифровые технологии, важно обеспечить эффективный сбор данных. Для нефтегазовой отрасли это создает определенные трудности**

#### **4. Корректировка бизнес-процессов для создания стоимости на основе цифровизации**

Цифровизация – это источник новых идей, способных радикально улучшить процесс принятия решений. Чтобы полностью реализовать потенциал таких идей, необходимо перестроить свои основные процессы. Как правило, в рамках успешной цифровой трансформации компании посвящают 10% своих усилий разработке алгоритмов, 20% созданию платформы обработки данных и 70% управлению изменениями.

Перепроектирование процессов должно стать неотъемлемой частью разработки цифровых инициатив. Конечные пользователи, включая геофизиков, разработчиков проектов, проектировщиков скважин, инженеров подводных работ, буровиков и операторов месторождений, должны быть вовлечены в работу с самого начала. Таким образом они могут гарантировать удобство планируемых цифровых решений для пользователей и реализовать новые идеи, а также помочь определить варианты использования новых инструментов для кардинального улучшения методов работы и создания большего объема стоимости с меньшими усилиями. Команды разработчиков должны предусмотреть изменение прав принятия решений, правил проведения совещаний, на которых принимаются решения, и должностных обязанностей. Основные участники этих новых процессов должны быть определены на ранней стадии. В этом случае должная подготовка может обеспечить готовность организации к реализации потенциала создания стоимости с помощью новых цифровых инструментов уже с первого дня.

Хотя многие компании недооценивают важность управления изменениями, некоторые игроки правильно определяют приоритеты и добиваются значительной выгоды. Например, не так давно BCG работала с одной

из ведущих международных нефтяных компаний над созданием цифрового решения для улучшения мониторинга, визуализации и управления внешними подрядчиками на объекте, где каждый день присутствуют более тысячи подрядчиков. После определения стратегии создания ценности для нового инструмента команда составила карту основных процессов, требующих пересмотра. Она пришла к выводу, что некоторые виды деятельности и модели поведения сотрудников компании и внешних подрядчиков необходимо скорректировать. Был разработан и реализован план управления и обучения заинтересованных сторон, обеспечивший проведение обучения параллельно с разработкой цифрового инструмента. Для управления внедрением был выделен постоянный штатный сотрудник, обеспечивший успешное развертывание инструмента с охватом всех руководителей подрядных организаций и фирм-подрядчиков. Инструмент продемонстрировал безусловную эффективность уже в течение первых шести месяцев после начала проекта.

**Возможные риски.** Цифровое приложение или инструмент не используется, и, соответственно, ситуация не меняется.

#### **5. Цифровизация требует другой культуры и методов работы**

Развитая цифровая культура стимулирует обмен информацией и взаимодействие с клиентами и партнерами, в ней распространено делегирование прав принятия решений, и она ориентирована на решительные действия, а не осторожное планирование. Руководителям нефтяных компаний многие из этих вещей могут показаться неприемлемыми. Однако внедряя атрибуты цифровой культуры, можно получить значительные преимущества. Недавно выполненное BCG исследование 40 проектов цифровой трансформации выявило, что доля компаний, объявивших о совершении прорыва или убедительных финансовых результатах, в пять раз больше (90%) среди тех, кто уделяет особое внимание культуре, чем среди компаний, игнорирующих данный фактор (17%) (см. «*It's Not a Digital Transformation Without a Digital Culture*», BCG, апрель 2018 года).

**Цифровизация – это источник новых идей, способных радикально улучшить процесс принятия решений. Чтобы полностью реализовать потенциал таких идей, необходимо перестроить свои основные процессы**

Для нефтегазовых игроков традиционные ценности по-прежнему важны, поскольку обеспечивают надлежащее управление рисками и должный уровень производственной безопасности. В то же время им необходимо

создать зоны, где они могут продвигать эффективные модели поведения, включая скорость, гибкость и цифровое мышление.

Лучший способ изменить культуру бизнеса – внедрить новые методы работы наравне с цифровыми пилотами. Эти методы должны включать:

- ◆ быстрое принятие решений, принципы agile, способность быстро восстанавливаться после неудач;
- ◆ автономные команды, сочетающие цифровые и традиционные знания и навыки;
- ◆ итерации продукта в сотрудничестве с конечным заказчиком;
- ◆ простые в использовании инструменты коммуникации и управления;
- ◆ новые роли и зоны ответственности, такие как отвечающие за цифровые продукты менеджеры (см. статью BCG «Taking Agile Way Beyond Software», июль 2017 года).

Как и при любом изменении культуры, новые модели поведения необходимо стимулировать и поддерживать на основе соответствующих текущим требованиям КПЭ (ключевые показатели эффективности) при наличии руководящей команды, понимающей необходимость меняться, и общекорпоративных программ обучения и коммуникации, помогающих внедрить новую культуру.

**Развитая цифровая культура стимулирует обмен информацией и взаимодействие с клиентами и партнерами, в ней распространено делегирование прав принятия решений, и она ориентирована на решительные действия, а не на осторожное планирование**

Ведущий буровой подрядчик выбрал принципы agile при разработке нового интерфейса оператора буровой установки. Он сформировал многопрофильную команду, включающую собственных проектировщиков и инженеров компании и экспертов от внешнего ИТ-поставщика. Команда, имевшая все необходимые права принятия решений, посетила несколько буровых установок, чтобы понять потребности конечных пользователей. Прототип продукта был неоднократно протестирован в полевых условиях в течение более восьми месяцев, при этом каждый раз он совершенствовался. Такой подход обеспечил рост уровня одобрения пользователями на 40%, увеличение операционной маржи, сокращение затрат на обучение и снижение количества ошибок оператора.

**Возможные риски.** Цифровые инициативы плохо реализуются и возвращаются к традиционному водопадному типу процесса разработки, теряя преимущества, которые обеспечивает быстрая обратная связь.

## **6. Развитие цифровых знаний и навыков и экосистемы для будущего**

Для осуществления цифровой трансформации необходимы новые знания и навыки. Потребуется руководители и сотрудники, понимающие значение цифровизации и способные адаптироваться к новым способам работы. Функция ИТ будет больше полагаться на разработку программного обеспечения и компетенции по управлению данными и в меньшей мере на традиционные сервисы, эксплуатацию и поддержку. Компании должны приобретать знания и навыки в области интеллектуальной обработки данных, расширенной аналитики, искусственного интеллекта, что даст возможность разрабатывать новые сценарии использования. Однако на выпускников с подобными знаниями и навыками существует высокий спрос.

Нефтегазовый сектор сталкивается с двойной проблемой. С одной стороны, происходит старение рабочей силы, с другой – поскольку отрасль считается неэкологичной и консервативной – компании рискуют потерять свежие кадры, обладающие знаниями в цифровой области, которые предпочитают другие отрасли. При этом многие игроки не признают сложность задачи и сталкиваются с проблемами в попытке создать цифровые компетенции.

Создавая стратегию развития компетенций, необходимо выявить пробелы в своих флагманских инициативах и планировать соответствующий набор и обучение сотрудников. Ключевое решение будет касаться планируемого уровня развития цифровых компетенций внутри компании, чтобы не полагаться на экосистему поставщиков и партнеров. Для каждой цифровой компетенции и бизнес-процесса потребуется обеспечить контроль и гибкость с учетом доступности, скорости и масштаба преимуществ, обеспечиваемых приобретением компетенций вне компании. Например, можно передать поставщику услуг на аутсорсинг аналитику, связанную с техническим обслуживанием на основе состояния для определенного оборудования, но сохранить внутри компании компетенции по системной оптимизации, чтобы обеспечить общий контроль и опираться на собственное понимание сквозных процессов.

**Для осуществления цифровой трансформации необходимы новые знания и навыки. Потребуется руководители и сотрудники, понимающие значение цифровизации и способные адаптироваться к новым способам работы**

**Возможные риски.** Группы цифровизации формируются только из числа сотрудников, имеющих опыт работы в нефтегазовой отрасли. Предполагается, что, набирая персонал извне, можно создать цифровую культуру,



и в итоге необходимость обучения внутри компании выпадает из зоны внимания. Компаниям не удается привлечь специалистов по цифровым технологиям, поскольку они не применяют сегментацию при выборе методов набора сотрудников. По всем аспектам цифровой стратегии они чрезмерно полагаются на поставщиков или зависят от готовых цифровых решений, не соответствующих конкретным производственным потребностям.

**Даже после того как цифровые пилотные проекты запущены и реализуются, нужно все время отсеивать инициативы, не создающие добавленной стоимости**

### **7. Неослабное внимание созданию стоимости и сильная система управления**

Даже после того как цифровые пилотные проекты запущены и реализуются, нужно все время отсеивать инициативы, не создающие добавленной стоимости. Компаниям необходимо ввести КПЭ для оценки вклада цифровых бизнес-процессов в результаты бизнеса. И потребуются осуществлять коммуникацию преимуществ, чтобы придать импульс соответствующей работе. Возможно, придется действовать прагматично, так как может быть сложно отличить эффект от цифровых решений от результата других инициатив, направленных на повышение эффективности. Следует устранять избыточно громоздкие процедуры управления, препятствующие внедрению методов agile и культуры «быстрых ошибок».

Сильный и эффективный контроль соблюдения цифровой дорожной карты важен для формирования сбалансированного портфеля цифровых бизнес-процессов. Грамотное, активное управление обеспечит эффективное распределение дефицитных ресурсов, позволит сосредоточиться на добавленной стоимости, а не на объемах, поможет реализовать специальные проекты и инициативы, которые в дальнейшем можно будет масштабировать, и изменит роль функции ИТ с учетом требований организации, в большей мере опирающейся на цифровые технологии.

**Возможные риски.** Организации имеют тенденцию не отказываться от слабых проектов, что не дает высвободить ресурсы для запуска новых инициатив. В итоге цифровизация не приносит существенных выгод бизнесу и постепенно теряет импульс.

\*\*\*

Вступить на путь цифровизации может быть страшно. С одной стороны, у вас появляется шанс на реализацию новых, опирающихся на цифровые технологии возможностей. С другой стороны, перед вами стоят проблемы культурной инерции, возможного непонимания между функцией ИТ и бизнесом, неопределенности в отношении будущих результатов пилотных проектов цифровизации. Но, как говорится, нужно сохранять спокойствие и продолжать работу. Следуя перечисленным семи императивам, вы сможете сделать путь к достижению значительного эффекта для бизнеса более гладким. Помните, что в своей основе трансформация бизнеса в первую очередь касается людей. Комплектуя команды цифровых проектов растущими кадрами, вы дадите будущим лидерам возможность проявить себя во всем блеске, что повысит ваши шансы на успех. **✎**



## Из «золотого века» в цифровую реальность

---

Какие выгоды цифровизация может принести российскому нефтегазовому комплексу? В чем заключается отечественная специфика внедрения передовых цифровых технологий и какие препятствия могут возникнуть на данном пути? На эти вопросы в интервью «Нефтегазовой Вертикали» ответил управляющий директор и партнер, глава Энергетической практики BCG Кирилл ТУИШЕВ.

**Ред.:** *Нефтегазовый комплекс традиционно консервативен во всем мире, что в некоторой степени затрудняет развертывание процессов цифровизации в данной сфере. Можно ли сказать, что в России эта проблема ощутима еще в большей степени, чем в среднем в мире? Готовы ли российские игроки отрасли к цифровизации?*

**К.Т.:** Мне часто приходится сталкиваться с утверждением о консервативности нефтегазовых компаний. Давайте разберемся. Если под консервативностью понимать осторожность, жесткий контроль рисков, продуманность решений, то это действительно черта отрасли. С учетом сложности создаваемых объектов, их величины и потенциальной опасности такая консервативность оправдана и необходима. Консервативность как архаичность, неинновационность – это миф, особенно по отношению к цифровым технологиям. Нефтянка во многом была пионером в использовании сложных цифровых моделей, цифровых двойников. Она крайне богата данными, элементами автоматизации.

**Нефтянка во многом была пионером в использовании сложных цифровых моделей, цифровых двойников. Она крайне богата данными, элементами автоматизации**

Сложнее, если говорить о консерватизме как о готовности и открытости к переменам. Обычно это функция уровня конкуренции и прибыльности в той или иной индустрии. Те же банки и автопром лидируют в цифровизации не от хорошей жизни. Глобально нефтегазовая индустрия также выходит из «золотого века». Растут волатильность, давление на спрос, сокращается доступ к эффективно извлекаемым ресурсам. Кроме того, начинает серьезную роль играть фактор социального давления на отрасль.

При этом цифровизация может принести существенные результаты. Например, эффективность строительства скважин, по нашему опыту, может быть увеличена на 20–30%. На 5–10% может быть повышена производительность, на 15% снижен OPEX. Поэтому мы видим, что нефтегазовая отрасль, хоть и позже, чем некоторые другие отрасли, начала цифровизацию, готова к ней и идет более решительными шагами, чем другие, изменяя одновременно операционную модель, бизнес-процессы, IT, технологическую и цифровую архитектуру, внедряя анализ больших данных. Традиционно в нефтегазовой индустрии, в силу ее сложности, руководители привыкли управлять бизнесом через сложные бизнес-процессы. Отрасль – емкая с точки зрения данных, изначально очень технологичная и с большим количеством ИТ. И, что важно, живущая в режиме постоянных изменений – так, каждый актив меняется вплоть до последней стадии разработки.

Хотя многие факторы, которые подталкивают нефтегазовые компании к трансформации, сегодня менее ощу-

тимы в России, мне отродно видеть, что наши компании также вступили в цифровую гонку. Трудно назвать крупную нефтегазовую компанию в нашей стране, у которой цифровая повестка не была бы в приоритете у высшего руководства.

**Ред.:** *В нефтегазовом комплексе России действуют преимущественно вертикально интегрированные компании, обладающие широким набором производственных функций и разветвленной организационной структурой. Является ли это, по вашему мнению, преимуществом или препятствием для осуществления цифровизации бизнеса?*

**К.Т.:** Прежде всего, нужно задаться вопросом: откуда приходят экономические эффекты от цифровизации? Последние десятилетия отмечены экспоненциальным ростом сложности бизнеса: глобализация, вертикальная интеграция, увеличение разнородности и сложности ресурсов, стремительно ужесточающиеся требования к спецификации и качеству продуктов.

Чем мы отвечали на растущую сложность? Усложняли системы управления и контроля, создавали все новые и новые функциональные и операционные колодцы, с трудом взаимодействующие друг с другом. Цена усложнений – потеря эффективности, отсутствие оптимизации по всей цепочке создания стоимости. Мы строили бизнес из блоков, ограниченных возможностью человека анализировать и управлять. Цифра создает прозрачность, снимает ограничения, позволяет моделировать и оптимизировать сквозные процессы.

У таких сложных компаний, как ВИНК, больше возможностей для межфункциональной оптимизации. А значит, больший потенциальный эффект от цифровизации. Простые бизнесы ее не требуют.

Нельзя сказать, что это будет легкой задачей. Ведь предстоит не просто выстроить новые информационные системы, создать цифровые продукты, которые позволят реализовать эти потенциалы, но и научиться работать по-новому в кросс-функциональных командах, по-другому принимать и делегировать решения. Организационная сложность, разрозненность информационных систем – естественное препятствие. Кроме того, многие российские активы технологически устарели и находятся на поздних стадиях зрелости. Это требует очень прагматичного подхода к формированию цифрового ландшафта.

**У таких сложных компаний, как ВИНК, больше возможностей для межфункциональной оптимизации. А значит, больший потенциальный эффект от цифровизации. Простые бизнесы ее не требуют**

Все это, вкуче с менее ощутимым у нас конкурентным давлением, требует от CEO российских нефтегазовых компаний визионерства, больших усилий и системности в проведении цифровых трансформаций. И это тоже может быть нашим конкурентным преимуществом. Глобальное исследование BCG показало, что 70% трансформаций начинаются, когда компании сталкиваются с очевидными и непосредственными угрозами, и только 30% делают это превентивно, реагируя скорее на открывающиеся возможности. И именно эти 30% компаний осуществляют 70% всех успешных трансформаций.

**Наши компании более молоды и компактны... Я думаю, что при наличии сильной воли у нашей отрасли есть уникальный шанс выйти в лидеры цифровизации**

**Ред.:** *Какие особенности корпоративной культуры российских ВИНК, на ваш взгляд, могут стать препятствием для внедрения цифровизации или, наоборот, способствовать ей?*

**К.Т.:** Цифровизация – это не только и не столько про большие данные, вычислительные мощности и цифровые продукты. Это лишь инструменты, благодаря которым принимаются сквозные решения, и принимаются быстро. Для этого нужна эффективная работа межфункциональных команд, которым делегированы существенные полномочия.

Нельзя сказать, что это естественные сильные стороны нефтегазовых компаний в глобальном масштабе. Поэтому многие из них инвестируют в создание обособленных центров компетенций, инкубаторов и т.д.

Еще, наверное, стоит отметить, что крупные МНК имеют большой системный опыт реализации крупных капитальных проектов, где также важно умение формировать междисциплинарные команды и наделять их полномочиями по принятию решений.

С другой стороны, отрасль доказала свою адаптивность, способность меняться. Решать грандиозные задачи – это часть ее ДНК. Наши компании более молоды и компактны. У российских ВИНК почти все дочерние общества и активы единолично принадлежат им и находятся в России. У мейджоров это, наоборот, партнерства и различные страны, все это приводит к огромному разнообразию культур, практик и к еще большей сложности в управлении изменениями. Я думаю, что при наличии сильной воли у нашей отрасли есть уникальный шанс выйти в лидеры цифровизации.

**Ред.:** *Важный фактор цифровизации – выстраивание эффективных отношений с подрядчиками. Насколько эта проблема актуальна для России? Какой должна быть оптимальная модель взаимоотношений нефтега-*

*зовых компаний-заказчиков и сервисных предприятий-подрядчиков для достижения максимального эффекта от цифровизации?*

**К.Т.:** Да, действительно, это еще один парадокс цифровизации. Долгое время данные и вычислительные мощности были одним из элементов конкурентного преимущества. «Кто владеет информацией, владеет ситуацией». Сейчас это быстро меняется. Не только вычислительные мощности становятся все более доступными, но и информация стирает границы. Я помню время, когда топографические карты носили гриф «Секретно», а сейчас они в каждом смартфоне.

Поэтому многие компании переходят к информационной открытости, созданию информационных экосистем, включая в них своих партнеров. Это особенно важно для нефтегазовой отрасли, где в свое время прошли процессы массового аутсорсинга нефтесервисных подразделений в независимые бизнесы. Такие операции, как бурение, проведение ГТМ, логистика, являются не только важными областями, где реализуются эффекты цифровизации, но также и источниками бесценной информации. Кроме того, поставщики сервисов зачастую не обладают должным масштабом и компетенциями для того, чтобы внедрять цифровизацию самостоятельно. А те немногие, кто обладают, вряд ли поспешат принести ее плоды к общему столу.

Вообще, тема развития поставщиков не нова, но цифровизация дает ей новый импульс. Крупные компании, находясь в центре отраслевой экосистемы и обладая знаниями и навыками, начинают играть проактивную роль в повышении эффективности своих подрядчиков, деля с ними полученные результаты.

**Крупные компании, находясь в центре отраслевой экосистемы и обладая знаниями и навыками, начинают играть проактивную роль в повышении эффективности своих подрядчиков, деля с ними полученные результаты**

**Ред.:** *Выстраивание эффективной модели цифровизации – это отдельная история для каждой конкретной компании или здесь возможно широкое взаимодействие между игроками отрасли? Например, с целью создания более широких баз данных и более точной настройки самообучающихся цифровых моделей? Возможно ли, на ваш взгляд, такое отраслевое взаимодействие в российских условиях?*

**К.Т.:** Это стратегический, долгий вопрос. На него можно отвечать как с точки зрения benefits информационной открытости, так и с точки зрения более системного внутриотраслевого взаимодействия. Ведется много разговоров о необходимости тех или иных общих платформ. Имеются

соответствующие проекты на разной стадии проработки. Но много и опасений: конкуренцию никто не отменял, да и руководящая роль главного идеолога платформы всегда вызывает много вопросов в долгосрочной перспективе. Определенный кризис доверия есть во всех индустриях, это глобальная проблема. Поэтому многие так пристально следят за технологиями, подобными блокчейну, которые должны позволить решить сходные проблемы.

**Сначала на уровне компаний возникнут соответствующие экосистемные решения, в которые будут вовлечены основные внутренние ресурсы цифровизации. А потом они начнут масштабироваться, вовлекая все больше партнеров**

Я думаю, что индустрия естественным образом придет к тому, что сначала на уровне компаний возникнут соответствующие экосистемные решения, в которые будут вовлечены основные внутренние ресурсы цифровизации. А потом они начнут масштабироваться, вовлекая все больше партнеров. При этом стоит заметить, что будущее наступит в последнее время гораздо быстрее, чем мы ожидаем.

**Ред.: Трудностью процесса цифровизации НГК во всем мире является дефицит квалифицированных кадров. Насколько остро эта проблема стоит в России и каковы пути ее решения?**

**К.Т.:** Проблема, действительно, глобальная. Она усугубляется тем, что индустрия не очень привлекательна для новых «цифровых» кадров. Тут играет роль и конкуренция с чистой цифровой экономикой в сегментах B2C, и социальное давление, связанное с экологическими проблемами, – табакизация отрасли. Да и отрасль требует специалистов иного калибра, способных решать задачи иного масштаба, на иных горизонтах. Таких мало.

Поэтому отрасли следует серьезно инвестировать в свой имидж, донести свою привлекательность до совершенно

непривычной аудитории. И это не просто пара роликов с бородатыми людьми в кроссовках на фоне корпоративного логотипа. Посмотрите на Equinor, норвежскую национальную нефтяную компанию (бывшую Statoil). Столкнувшись с жестким дефицитом кадров и социальным давлением, она полностью поменяла свой имидж, начиная с названия, кончая стратегией и изменением направления инвестирования. Мы видим это в рамках глобального портфеля работ, которые мы делаем с нашими клиентами. Осуществляя операционные и цифровые трансформации, наши клиенты все чаще и чаще задаются вопросами: как цифровизация меняет нашу операционную модель и портфель нашего бизнеса, как должно поменяться долгосрочное видение компании?

Говоря о российской специфике, следует отметить, что специалистов, обладающих техническими навыками для цифровизации, у нас, скорее, больше, чем на многих других рынках. В этом наше безусловное преимущество. Задача скорее состоит в том, чтобы привлечь их в индустрию, создать условия для работы и развития технических и управленческих навыков.

**Специалистов, обладающих техническими навыками для цифровизации, у нас, скорее, больше, чем на многих других рынках. В этом наше безусловное преимущество**

И еще самое главное: тезис о том, что цифровизацию можно сделать за счет привлечения внешних ресурсов, – это миф! Наши исследования показывают, что успешными становятся цифровые трансформации, которые опираются на как минимум 80% ресурсов, приходящих из самой компании. А это означает массовые программы переподготовки, вовлечение в цифровые проекты, ротации. Ведь мы стоим на пороге цифровой индустриальной революции. Речь не о том, кто и сколько внедрил новых цифровых решений. Речь о коренном изменении источников конкурентного преимущества, трансформации основ бизнеса. А это могут сделать только люди, и в основном те, кто уже работает в компании. 

Оценки, прогнозы  
и рекомендации  
топ-менеджеров  
нефтегазовых компаний

[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)



## ОМК перевооружает производство труб OCTG

Следуя постоянно растущим требованиям нефтегазовых компаний к качеству продукции для строительства нефтегазовых скважин, Объединенная металлургическая компания (АО «ОМК») в марте 2016 года приняла решение реализовать масштабную инвестиционную программу по реконструкции, техническому перевооружению и созданию новых производств нефтегазопроводных труб на Выксунском металлургическом заводе (АО «ВМЗ»).

Программа включает модернизацию всех действующих в ОМК мощностей по выпуску электросварных OCTG труб, улучшение системы контроля качества продукции для нефтегазового сектора ТЭК и расширение продуктовой линейки, включая производство нового для компании вида продукции – насосно-компрессорных труб для добычи нефти и внутрискважинных работ.

### ЦЕНТР ФИНИШНОЙ ОТДЕЛКИ ТРУБ

Остановимся подробнее на одном из нескольких проектов программы техперевооружения трубных цехов предприятия, а именно – на проекте центра финишной отделки труб. До недавнего времени ВМЗ производил обсадные трубы диаметром от 146 до 245 мм, но с момента запуска центра финишной отделки ситуация изменилась.

Проект финишного центра ориентирован на выпуск труб диаметром 139,7–426 мм повышенного качества с толщиной стенки 6,2–14 мм для нефтегазового сектора, в том числе для обустройства

скважин с любыми типами муфтовых соединений, включая соединения класса SEMI PREMIUM, PREMIUM для сложных условий добычи, и группой прочности от K55 до P110. Проектная мощность центра финишной отделки труб составляет 100 тыс. тонн продукции в год.

Финишный центр обладает современной системой технологического контроля, что позволяет предлагать клиентам продукт, отвечающий самым высоким требованиям. Входной контроль обеспечивает полную проверку необработанной трубы. При выявлении брака трубы маркируются определенным цветовым кодом, обозначающим конкретный дефект, после чего автоматически отправляются в секцию инспектирования со станцией ремонта, которая оборудована трубоотрезным станком. Если оставшаяся длина трубы позволяет ее дальнейшую обработку, труба снова задается в линию.

Центр оборудован системой контроля геометрических параметров трубы, которая считывает информацию по каждой трубе и диагностирует любые несоответствия техническим требованиям.

Трубы в обязательном порядке проходят ультразвуковой неразрушающий контроль тела и концевых участков трубы. Трубы, которые соответствуют всем нормам, отправляют в участок нарезки, где проверяется качество путем визуального и инструментального осмотра. Далее труба перемещается в установку магнитопорошкового контроля (МПК) концевых участков труб с резьбой, которая позволяет выявить продольные и поперечные дефекты на внешних и внутренних поверхностях трубы, согласно стандарту. Годные трубы после МПК задаются в муфтонаверточный/муфтозатяжной станок.

Финишный центр производит резьбовые соединения согласно следующим стандартам:

- по API: SC, LC, BC – Стандарт;
- по ГОСТ: SC, LC, BC, ОТТМ, ОТТГ;
- по ТУ ВМЗ: собственная линейка резьбовых соединений ВМЗ-1, ВМЗ-4, ВЕКТОР

По требованиям заказчика трубы могут проходить гидростатическое испытание. Максимальное испытательное давление – 75МПа.

Трубы после всех производственных участков поступают в установку измерения длины и массы с последующим нанесением маркировки. После взвешивания и измерения длины труба отправляется в систему автоматизации и прослеживания, где проверяют соответствие размера допустимому диапазону и требованиям API/ISO.

Отличительная особенность новой производственной системы от аналогичных заключается в наличии системы потрубного прослеживания трубы, которая поможет существенно повысить качество продукции. Еще одно преимущество центра состоит в том, что линия спроектирована таким образом, что в нее может быть встроено дополнительное оборудование, необходимое для производства резьбовых соединений новых поколений. К примеру, возможность нанесения защитных покрытий резьбового соединения таких, как фосфатное, термодиффузионное оцинкование и сухих резьбоуплотнительных смазок, улучшающих потребительские свойства и экологичность продукции.

## С ЗАБОЙ О ОКРУЖАЮЩИХ

ОМК придает первостепенное значение мерам по минимизации негативного влияния своей деятельности на окружающую среду. В финишном центре применяются энергосберегающие системы вентиляции и отопления, а ограждающие конструкции цеха изготовлены из современных тепло- и звукоизоляционных материалов. Линия имеет полностью замкнутый водооборотный цикл.

На всех участках цеха используются локальные системы фильтрации воздуха и проводится обработка фундамента специальными составами, исключаящими возможность попадания загрязняющих веществ в грунтовые воды, что сводит к минимуму внешнее воздействие на окружающую среду.

## НОВАЯ ПРОДУКЦИЯ

Финишный центр уже освоил новый для компании вид продукции – обсадные трубы диаметром 324 с резьбовыми соединениями ОТТМ и «Батресс». Готовые изделия успешно показали себя в опытно-промышленных испытаниях на нефтегазовых скважинах, расположенных на территории Ханты-Мансийского



автономного округа. Также центром финишной отделки трубы освоено резьбовое соединение на обсадные трубы диаметром 426 мм, используемые в качестве колонн-направлений на нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах месторождений Крайнего Севера.

Собственное производство обсадных труб со сложными видами резьбы в центре финишной отделки снизит зависимость нефтегазового сектора от импортной продукции и позволит разрабатывать уникальные виды резьбы, в том числе и премиального сортамента.



**ОБЪЕДИНЕННАЯ  
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ**

115184, РФ, г. Москва, Озерковская наб., д. 28, стр. 2

тел.: +7 (495) 231-77-71/72

e-mail: [info@omk.ru](mailto:info@omk.ru), [sales@omk.ru](mailto:sales@omk.ru)

[www.omk.ru](http://www.omk.ru)

Реклама



# Энергопереход Запада и Востока: что это значит для России?

ВЯЧЕСЛАВ ПЕРМЯКОВ

Doctor of Engineering, Гентский университет, Бельгия

Стратегический консультант, независимый эксперт

Память у человечества весьма короткая. Совсем недавно, менее 100 лет назад, люди передвигались преимущественно на гужевом транспорте, используя «энергию» лошади. Наверняка, производство уздечек и ремней для лошадей было развито до высот своей эффективности. Но появились машины: сначала паровые двигатели на угле, затем двигатели внутреннего сгорания на нефти и нефтепродуктах. Всего за несколько десятилетий практически исчезло многовековое массовое производство ремней и уздечек. Технический прогресс XX века и инновационное развитие общества привели к отказу от казалось бы вечных телеги и лошади. Новые виды энергии замещают традиционные, отправляя последние на свалку истории. В этом суть энергоперехода как проявления очередного уровня развития человечества.

Энергопереход XXI века – это постепенный и принципиальный отказ от ископаемых углеводородов как для производства электроэнергии, так и на транспорте и в других секторах. Германия в 2050 году перестанет иметь в своем энергобалансе атомную энергетику и угольную генерацию. Нефтяной фонд Норвегии выходит из инвестиций в нефть и газ. Сам фонд продолжает пополняться доходами от продажи углеводородов, но эти деньги вкладываются в проекты по созданию ветряных парков и развитию водородной энергетиче-

ки. Пятерка ведущих глобальных нефтяных компаний отказывается от освоения арктических и других высокозатратных месторождений углеводородного сырья, пока за них еще можно получить хорошую цену. Вероятно, еще какое-то время, 10–20 или 30 лет, можно будет производить и продавать вполне качественные «ремни и уздечки», то есть ископаемые уголь, нефть и газ. Но еще вчера было очевидно: государство вскоре не сможет получить от ископаемых углеводородов ни устойчивого роста капитала на вложенные инвести-

ции, ни, в некоторых случаях, возврата самих инвестиций в проекты (как в России, так и за рубежом).

Будут ли через 30 лет востребованы российские углеводороды в Европе? И останется ли возможность поворота экспорта на Восток? Конкуренция между всеми видами энергии из года в год усиливается, а энергопереход – это тот вектор развития, который со временем покажет, какая экономика сможет не только выжить в глобальном мире, но и устойчиво развиваться.

## ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ

Нефтегазовая отрасль и электроэнергетика считаются консервативными секторами экономики ввиду крупных капиталовложений и длительных сроков окупаемости новых проектов. Каждое инвестиционное решение в глобальной энергетике дается с трудом, каждый раз учитываются десятки различных факторов за и против, и все равно раз за разом компании терпят убытки, при этом неся ответственность перед частными акционерами или государством. Тем важнее признать уникальную роль крупной энергетике в продвижении новых технологий.

Говоря простым языком, глобальные энергетические корпорации просто так не тратят свои средства на бесперспективные или невостребованные технологии. Прежде чем принимать положительное инвестиционное решение, корпорации готовят подробные планы – как заработать и как без потерь выйти из проектов в случае наступления различных рисков. Именно такой подробный анализ позволяет частным корпорациям поддерживать рейтинг AAA и тем самым обеспечивать финансирование крупных проектов. Государственные компании имеют рейтинг на уровне рейтинга своих государств или ниже, в зависимости от качества их управления и прогнозов развития.

**Энергопереход XXI века – это постепенный и принципиальный отказ от ископаемых углеводородов как для производства электроэнергии, так и на транспорте и в других секторах**

И те и другие – крупные публичные и государственные энергокомпании – сильно рискуют, когда делают новые инвестиции в технологии, отличные от традиционных. Речь при этом ни в коем случае не идет о немедленном отказе от тех технологий, которые приносят им ежегодный доход. Естественно, компании должны зарабатывать здесь и сейчас. Однако «умные» корпорации заботятся о будущем посредством финансирования инновационных проектов и фондов исследований, а также покупок частных стартапов, разработавших какие-то перспективные промышленные технологии.

Такова «экосистема» развития энергокомпаний в мире – финансы зарабатываются на традиционных ресурсах и устойчивых системах, а вкладываются в инновационные. Технологическая спираль позволяет энергокомпаниям не только оставаться на плаву, но и устойчиво развиваться. Термин «устойчивое развитие» для энергетики означает финансовое и физическое выживание в новых экономических условиях, при новых политических вызовах и на фоне формирования новых потребностей общества (к примеру, таких как снижение выбросов и обеспечение чистоты воздуха).

К сожалению, российский бизнес едва успевает за новыми вызовами мировой энергетики, в то время как именно энергетические корпорации Запада и Востока, публичные и государственные, являются пионерами развития и широкого применения многих известных инноваций.

Такая ситуация уже складывалась со сланцевыми нефтью и газом. Еще недавно они считались инновационными, а сегодня являются основными видами энергоресурсов в некоторых регионах мира (например, в Канаде и США). Новые технологии, радикально подешевевшие за счет эффекта масштаба, сделали добычу сланцевых углеводородов коммерчески выгодной.

Еще 30 лет назад в российском экспертном сообществе говорилось о потенциале сланцевых нефти и газа. Но никто не ставил задачу снизить себестоимость и осуществить такую инновационную добычу. Зачем это делать, если есть более дешевые способы извлечения углеводородов? Увы, дешевые запасы быстро заканчиваются, и каждое новое месторождение в России требует все больше и больше расходов на его освоение.

## НУЖНЫ ТЕХНАРИ

Кроется ли причина отставания российской энергетики в менталитете («посмотрим как у них, а потом применим наилучшие практики») или в страхе («а вдруг у них там ничего не получится, тогда и я ничем не рискую»)? Сложно однозначно ответить, что движет топ-менеджерами компаний, которые опаздывают на десятилетия с принятием важных стратегических решений по инновационному развитию бизнеса. Возможно, причина кроется в том, что топ-менеджеры сегодня редко имеют фундаментальное образование. Чаще всего у них либо юридическое, либо экономическое образование, но при этом они вынуждены решать комплексные энергетические и технические вопросы.

Бывает странно слушать выступления известных топ-менеджеров по поводу реализации инновационных проектов в их компаниях (например, в сфере композитных материалов или аддитивных технологий). Таким спикерам зачастую крайне сложно использовать непривычную для них лексику и технические термины. Поэтому нередко можно услышать упрощенный вариант презентации, из которого неясно, куда и зачем движется конкретный инновационный проект компании.

Инновации ради инноваций не имеют смысла. И наоборот, они полезны в случае улучшения качества или сниже-

ния себестоимости. Увы, здравый смысл – это именно то, что иногда сложно отыскать в презентациях менеджеров, управляющих такими инновационными проектами.

И если президентами глобальных корпораций чаще становятся именно политики и юристы, талантливые управленцы с высоким IQ и EQ и широкой эрудицией, то вопросами стратегии и инновационного развития должны заниматься технари с базовым энергетическим, нефтегазовым или инженерным мышлением. Именно они способны в деталях понять потенциал и риски новых технологий. При этом многие из них, помимо получения базового образования, окончили бизнес-школы, поработали в сфере инвестиционного консалтинга и имеют опыт управления десятками инновационных проектов.

## ИНЖЕНЕРНОЕ МЫШЛЕНИЕ МАСКА

Илон Маск, которого часто упоминают на различных конференциях как образец управленца инновационного будущего, имеет базовое инженерное образование. Маск известен тем, что критикует низкое качество современного инженерного образования на Западе и рекомендует своим инженерам советские учебники. В его биографии, написанной Эшли Ванс, приводится интересный пример его инженерного мышления. Занимаясь созданием с нуля ракеты Falcon, Маск видит возможность использования новых технологий для производства деталей ракеты. Он ставит задачу изготовить деталь первой ступени ракеты и получает от традиционных поставщиков технологий НАСА предложение сделать это за \$120 тыс. Однако Маск был уверен, что такая деталь «не сложнее замка для дверей гаража» и не стоит дороже \$5 тыс. Через девять месяцев инженерных изысканий был сделан вывод о технологической возможности изготовить новую деталь за \$3900...

**«Умные» компании думают о будущем посредством финансирования инновационных проектов и фондов исследований – финансы зарабатываются на традиционных ресурсах, а вкладываются в инновационные**

Увы, вопросы радикального снижения себестоимости почему-то не ставятся во главу угла при реализации, например, новых проектов ВИЭ в России или при применении аддитивных технологий для изготовления каких-то единичных изделий. В то же время Маск ставит задачу в соответствии со здравым смыслом – многократно снизить себестоимость конечного изделия путем применения инноваций. А в дальнейшем, по мере полного перехода на такие технологии, эффект масштаба приведет к еще большему сокращению себестоимости и цены конечного изделия.

Задача мыслить, как Илон Маск, к сожалению, не ставится целью даже в рамках тех редких инновационных проектов, о которых публично и с гордостью рассказывают на конференциях как об успешных и прорывных достижениях компаний. А сколько еще других технологий «не взлетели» по разным причинам!

Кардинально подешевевшая инновационная деталь – за \$3,9 тыс. вместо \$120 тыс. – используется сейчас в многоэтажных ракетах Falcon, составляющих реальную конкуренцию космическим технологиям прошлого столетия. По сути, инженерное мышление и инновационные технологии уже позволили осуществить технологический переход в космической отрасли, или космопереход по аналогии с энергопереходом. Не только корпорация SpaceX, но и другие частные компании инвестируют в проекты освоения космоса благодаря прорывному развитию инновационных технологий. То, что раньше было возможно сделать только крупным государственным компаниям с их бездонными финансами, сегодня стало доступным «инженеру в гараже» и частному инвестору.

## ЭНЕРГОПЕРЕХОД В КРУПНЫХ КОМПАНИЯХ

Можно с уверенностью констатировать: ушло то время, когда крупные энергетические корпорации могли легко тормозить развитие чистых инновационных технологий, которые часто противостоят их основному бизнесу. Ранее это делалось либо посредством прямого лоббирования своих интересов в органах власти, либо через финансирование PR-кампаний в прессе. Все без исключения представители ведущей пятерки нефтяных компаний еще несколько лет назад щедро оплачивали защиту традиционных углеводородов, откладывая очередной энергопереход на более дальний срок. Все это время они инвестировали в новые технологии ВИЭ, финансируя передовые исследования и нанимая лучших ученых. Сегодня эти глобальные компании являются самыми крупными инвесторами в безуглеродные проекты, конкурирующие с их традиционным бизнесом, добычей ископаемых углеводородов. Рассмотрим несколько примеров таких компаний.

Норвежская Equinor (бывшая Statoil) не только переименовалась, отказавшись от части названия (oil или нефть), но и вложила уже свыше \$2,3 млрд в проекты ветряных парков на шельфе. Кроме ветра, компания уже более 20 лет вкладывает в проекты в сфере солнечной энергетики, а также в технологии водорода, геотермальной энергии, системы сбора и хранения углерода (CCS). Ее планы по финансированию технологий до 2025 года включают в себя 25% затрат на НИОКР по низкоуглеродным и энергоэффективным технологиям и еще 25% – на технологии ВИЭ. Компания также создала энергетический венчурный фонд на сумму \$200 млн, средства которого используются для финансирования создания сети электрических заправочных станций и других проектов.

Всего пять лет назад топ-менеджмент норвежской компании публично заявлял, что мировая экономика еще долгое время будет зависеть от нефти и газа. Теперь же корпоративная риторика постепенно адаптировалась к новым требованиям общества, связанным с экологией и снижением выбросов парниковых газов. Компания обещает к 2030 году направлять до 15% капитальных затрат на новые проекты в сфере ВИЭ, а также полностью отказаться от использования факелов для сжигания попутного газа.

**Все понимают, что в одиночку ни одна компания, какой бы сильной в своей отрасли она ни была, не сможет осуществить комплексные проекты по переводу традиционных бизнесов на водород**

Французская Total создала свыше 7 ГВт мощностей солнечной энергетики в мире. В ее планах – к 2050 году довести долю мощностей ВИЭ в своем портфеле до 20%. Компания в 2016 году прекратила добычу угля и планирует к 2030 году отказаться от сжигания попутного газа на факелах. Ее инвестиции в 20 проектов в сфере чистых технологий (включая литий-ионные аккумуляторы) превысили \$160 млн. В 2016 году Total поглотила французскую компанию-производителя аккумуляторов Saft за \$1 млрд. Она также активно создает международные консорциумы в области ВИЭ: в Объединенных Арабских Эмиратах – с компанией Shams1, в США – с Sunpower, в Бельгии – с EREN.

Датская компания Ørsted (бывшая DONG) планирует к 2023 году отказаться от угля, увеличив мощности в ветряной энергетике до 15 ГВт к 2025 году и до 30 ГВт к 2030-му. На ее долю уже сегодня приходится 25% от общей мощности ветровых парков на шельфе стран Европейского союза. Только в Великобритании она построила и управляет 11 ветряными парками общей мощностью около 12 ГВт. В планах Ørsted – увеличить капитальные затраты на ВИЭ до \$30 млрд в период до 2030 года. Из них 80% будет потрачено на новые ветряные парки. Датскую компанию можно назвать как главным бенефициаром, так и одним из основных лоббистов планов Евросоюза по снижению выбросов. Она также инвестирует в промышленную переработку несортированного мусора, в биогаз и твердое топливо для производства электроэнергии.

Британо-нидерландская Royal Dutch Shell планирует капитальные затраты на ВИЭ и НИОКР в размере \$1–2 млрд в год с возможным их увеличением до \$4 млрд в год. При этом она сохраняет ежегодные капитальные затраты в \$25 млрд на традиционные углеводородные проекты. Уже сегодня на ее АЗС в Европе можно зарядить электромобили, а на некоторых заправочных станциях появляются водородные установки. В апреле 2019 года

Shell объявила о своем выходе из нефтяной ассоциации AFPM – из-за разницы во взглядах на потепление климата с лоббистами этой организации.

Британская BP в своем ежегодном обзоре прогнозирует, что доля ВИЭ в генерации электроэнергии в мире к 2040 году достигнет 30%. А доля в общем глобальном энергобалансе увеличится с 10% в 2018 году до 25% в 2040-м. Компания уже вложила \$200 млн в солнечную энергетику, а также в создание точек быстрой заправки электромобилей на своих АЗС. Кроме того, она намеревается в 2019 году инвестировать \$500 млн в низкоуглеродные проекты и еще \$100 млн – в снижение выбросов газов в атмосферу при добыче углеводородов.

В 2018 году стартовал проект BP «Развитие энергоперехода» (Advancing the Energy Transition, AET). Его цель – удержать выбросы парниковых газов на уровне 2015 года при дальнейшем увеличении добычи. Бонусы топ-менеджеров компании сегодня привязаны к уровню декарбонизации бизнеса, чтобы продемонстрировать обществу и акционерам приверженность BP целям Парижского соглашения.

Американские компании Chevron и ExxonMobil не имеют утвержденных целей по снижению выбросов. Тем не менее они также уверенно инвестируют в проекты солнечной и ветровой энергетики. Показателен недавний факт: после 100 лет добычи нефти в Северном море ExxonMobil полностью вышла из этого региона и продает там все свои активы. Обе американские корпорации инвестируют в новые технологии по снижению выбросов метана при добыче углеводородов, по сбору и хранению углерода (CCS), а также в биотопливо и другие «чистые проекты». В сумме «экологические инвестиции» обеих компаний превысили \$1 миллиард в год.

## ЭКОЛОГИЯ ИЛИ ЭКОНОМИКА: КУРИЦА ИЛИ ЯЙЦО

Европа, являющаяся основным рынком сбыта российских энергоносителей, приняла план действий по декарбонизации экономики к 2050 году путем увеличения доли ВИЭ и повышения энергоэффективности. Это должно привести к уменьшению выбросов парниковых газов согласно Парижскому соглашению. Похожим абзацем начинаются многие отчеты и статьи про энергопереход, водород, ВИЭ и другие тенденции в энергетике Европы.

У читателя может возникнуть вопрос «курицы или яйца». Что же было вначале: Парижское соглашение, после которого энергокомпании вынуждены менять свои стратегии, или интересы крупных энергокомпаний, заранее оценивших потенциал роста прибыли и создания новых рабочих мест, что и сделало возможным принятие самого Парижского соглашения странами Евросоюза?

Крупный бизнес в Европе и в мире привык сам писать нужные ему законопроекты. Поэтому стоит посмотреть на энергопереход с точки зрения выгоды. Анализируя развитие датской компании Ørsted, французских Total и Engie, норвежской Equinor и других, можно предположить: принятие Парижского соглашения стало результа-

том лоббирования этими компаниями перехода к новой безуглеродной энергетике. Остальные энергокомпании мира вынуждены подчиниться общему тренду, в русле теории выживания наиболее приспособленных к эволюции («по Дарвину»). По сути, они догоняют уже отошедший от станции «поезд энергоперехода».

Рассмотрим пару примеров в пользу существования такого лоббирования. На волне общественного отказа от «грязного угля» и политической власти «зеленых» партий в 2005–2008 годах энергокомпании Бельгии и Нидерландов предложили своим правительствам субсидировать производство электроэнергии из древесных гранул. Такие пеллеты имеют равную углю теплотворную способность, но производятся из дерева или других видов возобновляемых ресурсов. Внутри энергокомпаний за их же счет были разработаны стандарты оценки углеродного следа при производстве и доставке такого возобновляемого топлива. Эти стандарты затем были в кратчайшие сроки одобрены правительствами как критерии оценки размера государственных субсидий за кВт энергии. В результате энергокомпании еще 15 лет назад смогли построить тепловую генерацию на 100%-ном биотопливе. После ухода «зеленых» партий от власти и ухудшения экономической ситуации в ЕС правительства этих стран отменили субсидии, что немедленно сказалось на экономической эффективности сжигания биотоплива.

Другим примером можно назвать развитие ветряной генерации. Компании стали активно строить ветряные парки – как на суше, так и на шельфе – только после введения субсидий в виде фиксированной ставки за МВт чистой электроэнергии. После сворачивания этой системы субсидий некоторые компании стали банкротами, а крупные игроки были вынуждены зафиксировать убытки. Тем не менее маховик перехода на чистые технологии в электроэнергетике уже был запущен, а себестоимость установок и объем капитальных вложений на единицу мощности снизилась. Это и привело к дальнейшему масштабированию проектов ВИЭ в Европе и Азии.

Впрочем, сегодня не так важно, кто заварил кашу. Важно понять логику перехода от ископаемых углеводородов и принять уже утвержденные планы действий ЕС по декарбонизации экономик своих стран-членов. Речь идет не только об электроэнергетике и смещении энергобаланса в пользу ВИЭ, но и об энергопереходе на транспорте, в промышленности, а также на уровне домохозяйств.

Существует мнение, что энергопереход происходит не только из-за экологии или глобального потепления, на борьбу с которыми и нацелено Парижское соглашение. Глубинные причины – как самой экологической повестки, так и плана действия по сокращению эмиссии парниковых газов согласно Парижскому соглашению – заключаются в накоплении некоторой критической массы. Иными словами, разные факторы создали удобный момент для развития сильного экономического тренда, когда для этого было все готово.

Нельзя не учитывать и старый добрый здравый смысл. Для Европы он состоит в том, что своих собственных энергоресурсов в скором времени не останется. А растущее на-

селение, уже составляющее более 500 млн человек, нуждается в бесперебойном обеспечении энергией. У привыкших экономить европейцев возникло желание не только платить за энергию меньше каждый месяц, но и по возможности использовать свой собственный ветряк или солнечную панель на крыше, продавая излишки чистой электроэнергии в сеть. Узнав, что сосед не платит за электроэнергию, порядочный немец или датчанин захочет и сам не платить. Именно здравый смысл в результате привел к государственным субсидиям в Германии – сначала на солнечную энергетiku и возобновляемые биоресурсы, а сегодня на водородные и другие технологии.

### **Концентрация интеллекта, финансов, технологий и других ресурсов в созданном Водородном совете (Hydrogen Council) является уникальной в истории**

Уровень развития общества на Западе ушел настолько далеко вперед по сравнению с многими странами-экспортерами энергоресурсов (будь то Северная Африка, страны Персидского залива или бывшего Советского Союза), что желание европейского обывателя иметь свое собственное производство чистой возобновляемой электроэнергии и продавать ее излишки в сеть привело к сдвигам как в государственной политике, так и в переходе от крупной генерации к распределенной. Европейцы давно перестали воспринимать идею собственной электростанции как нечто странное, возможное только для энтузиастов, установивших свои первые ветряки и солнечные панели еще лет 30–40 назад. Страны ЕС и частные компании вынуждены создавать выгодные условия для европейцев, чтобы те сделали выбор в пользу соучастия в декарбонизации энергетики Европы. И этот выбор не политический или экологический, а сугубо экономичный и практический.

Осталось совсем немного – чтобы Илон Маск или кто-то еще снизил цену на устройства хранения энергии (домашние аккумуляторы Tesla) за счет эффекта масштабирования производства литий-ионных батарей. Именно проблема хранения чистой электроэнергии является одним из барьеров на пути к полному переходу на возобновляемую распределенную энергетiku. Решением этой проблемы могут стать водород и водородные топливные элементы как источники для хранения энергии ВИЭ.

### **ВОДОРОД КАК ВЕКТОР ЭНЕРГОПЕРЕХОДА**

С водородными технологиями связана еще более старая история. Во время кризиса 1970–1980-х годов и высоких цен на нефть США и другие страны занялись поиском альтернативных энергоресурсов. Именно тогда были созданы первые фонды исследований по водородным технологиям. Первые стартапы в США по водородным заправкам и техно-

логиям производства водорода возникли, когда весь остальной мир еще только наращивал потребление нефти и газа. Позже, в 2000-х годах, США ввели новые многомиллионные гранты и субсидии на развитие водородных заправок и поддержку технологий мембран и топливных элементов. Однако широкое распространение эти инновации на транспорте получили только в последнее десятилетие.

В 2017 году в Давосе 13 топ-менеджеров глобальных корпораций учредили Водородный совет (Hydrogen Council), который на сегодня состоит из 60 членов. Его штаб-квартира находится в Бельгии, валовой годовой доход входящих в него сегодня компаний составляет свыше \$2 трлн, а общее количество персонала во всем мире – свыше 3,8 млн человек. Концентрация интеллекта, финансов, технологий и других ресурсов в созданном Водородном совете является уникальной в истории.

Целью Совета является продвижение водорода как основной безуглеродной альтернативы в рамках энергоперехода. Достаточно заглянуть на сайт Совета, чтобы увидеть, каким именно образом новые водородные технологии входят в повседневную жизнь человечества.

Увы, российские компании никак не представлены в Водородном совете, хотя и у них имеется многолетний опыт работы с водородом и водородными технологиями. В том числе, у таких компаний, как Росатом, «Газпром», Ростех и СИБУР.

**Ведущие энергетические корпорации, по-видимому, давно и активно готовились к энергопереходу, продолжая получать прибыль от продажи традиционных углеводородов**

Платформа Водородного совета – это не только возможность для диалога и координации планов действий на уровне топ-менеджеров глобальных компаний в сфере энергетики, нефтехимии, транспорта и инфраструктуры. Ее уникальность заключается в наличии синергии между бизнесами членов Совета. Все понимают, что в одиночку ни одна компания, какой бы сильной в своей отрасли она ни была, не сможет осуществить комплексные проекты по переводу традиционных бизнесов на водород. Одна компания может владеть уникальной технологией, другой компании такая технология необходима для развития своего бизнеса, третья компания имеет ресурсы и т. д.

Международные консорциумы с каждым годом становятся все более сложными и масштабными. К примеру, существует проект «Магнум» по переводу газовых турбин на 100%-ное сжигание водорода вместо метана. Его реализует консорциум с участием компаний из Японии, Нидерландов, Швеции и Норвегии. Другой пилотный проект, осуществляемый в Северной Англии, предусматривает перевод муниципальных систем отопления и газоснабжения с метана на водород. В нем участвует норвежская компания Equinor.

По всей видимости, в мире стартовал новый тип гонки вооружений. А именно гонка чистых технологий и пилотных проектов, основанных на таких технологиях. Каждая компания и каждая страна будут отстаивать свои экономические интересы, стремясь первыми внедрить водородные и другие чистые технологии. В этой гонке не будет места копированию старых технологий, газовых или атомных. Страны Запада не хотят больше иметь дело с новыми проектами на основе традиционных технологий, будь то мирный атом, уголь или природный газ. Любые новые проекты такого рода будут проходить двойную или тройную оценку эффективности. Причем не только по сегодняшним экономическим моделям, но и с точки зрения наличия альтернативных вариантов в виде проектов водородной или иной инновационной энергетики. Если альтернативные инвестиции будут иметь сравнимый экономический потенциал в течение жизненного цикла проекта, то тогда эффект перехода на новые технологии будет все чаще приниматься во внимание. Именно он станет базовым принципом при реализации всех без исключения новых инвестиционных проектов в энергетике.

## БУДЕТ ЛИ ПОВОРОТ НА ВОСТОК?

Некоторые эксперты полагают, что если Европа не будет нуждаться в российском газе и угле, то произойдет поворот экспортных потоков на Восток. Увы, не произойдет. Китай сегодня уже является лидером по мощности ветряных парков в мире. Датун, угольная столица КНР, планирует превратиться в новый водородный центр страны. До конца 2019 года в порту CЭЗ Zhapu введут в эксплуатацию пилотный завод по производству жидкого водорода мощностью 1 м<sup>3</sup> в час. В соответствии с планами XIII пятилетки, Китай будет финансировать исследования и разработки топливных элементов, наращивать строительство водородных заправочных станций, налаживать массовое производство автомобилей на водородных топливных элементах. Количество автомобилей на водородных топливных элементах на дорогах КНР должно возрасти с менее чем 2 тыс. в 2018 году до 50 тыс. в 2025-м и до 1 млн в 2030 году.

Китай поставил цель обогнать Японию по количеству автомобилей на водородных топливных элементах. Этого планируется достичь за счет государственных субсидий каждому покупателю в размере 160 тыс. юаней (\$22,5 тыс.) и субсидий на заправочную станцию в объеме 4 млн юаней (\$560 тыс.).

Если Китай только успел прыгнуть в уже отошедший от станции поезд энергоперехода, то Япония в этом поезде занимает первые два вагона. Именно японская Kawasaki создает всю цепочку технологий и инфраструктуры, включая первый в мире танкер для перевозки жидкого водорода. Именно за счет японских компаний и технологий Австралия становится передовым полигоном для пилотных проектов – от конверсии метана угольных пластов в водород до сжижения водорода для морской транспортировки на рынок Японии.

Поэтому рассчитывать на растущий интерес Японии или Южной Кореи к российским углеводородам было бы слишком самонадеянно.

Вспомним, в свое время российские компании отрицали эффективность технологий добычи сланцевых энергоресурсов. А ведь именно эти технологии кардинально изменили роли различных стран на мировом рынке нефти и газа. То же самое вполне может произойти и с водородной экономикой – причем не только в Европе, но и в Азии. Потребовалось широкое применение новых технологий за рубежом, чтобы российские компании признали сланцевые ресурсы достойными внимания в своих стратегиях роста. Реактивная модель развития, поддерживающая инновации лишь на словах, а по сути продолжающая апологетику проверенных технологий и ископаемых ресурсов, очевидно, не является универсальной моделью энергетического бизнеса ни на Западе, ни на Востоке. Родившись на Западе, ростки энергоперехода и связанных с ним инноваций нашли еще более благодатную почву на Востоке. Поэтому поворот потоков ископаемых углеводородов с западных рынков на восточные, увы, очень скоро не будет иметь для России никакого смысла. Ведь в Китае и других странах АТР также нарастают тенденции отказа от сжигания угля и природного газа.

**Какая из российских компаний и кто из технарей с опытом в инновациях сможет создать международные консорциумы по энергопереходу и реализовать пилотные проекты совместно с лидерами на Западе и на Востоке?**

Еще 10 лет назад был актуальным вопрос снабжения Дальнего Востока, а именно рынков Японии, Кореи и Китая, сжиженным углеводородным газом (СУГ). Но медлительность в принятии важных решений по его производству и отсутствие инфраструктуры для перевалки СУГ в портах Дальнего Востока сделало данный вопрос уже неактуальным. Страны-потребители СУГ постепенно отказываются от них и переходят на водородные и другие инновационные технологии в тепловой энергетике и на транспорте. Упущенная выгода, связанная с отсутствием реализации только этого вида топлива в странах АТР, составляет по разным оценкам от сотен миллионов до миллиарда долларов.

Другая ситуация наблюдается с рынком сжиженного природного газа (СПГ). Этот продукт загружается в танкеры и доставляется морем практически в любой порт мира, где есть принимающий регазификационный терминал. Три страны в мире имеют возможность диктовать условия на глобальном рынке СПГ – это Россия, Катар и США. Еще три страны – Норвегия, Австралия и Канада – не имеют глобальных амбиций и снабжают своим ресурсом локальные рынки Европы, АТР и США.

Компания НОВАТЭК на сегодня является главным бенефициаром роста спроса на СПГ в развивающихся странах Азии. Вероятно, государства Юго-Восточной Азии еще не скоро смогут осуществить энергопереход и перестроить свои эко-

номики на безуглеродные принципы. Тем не менее высокая скорость развития ведущих стран Азии, и в первую очередь Китая, в скором времени приведет к тому, что и соседние государства начнут переход на водород, ВИЭ и другие чистые технологии в энергетике и на транспорте.

## ЭНЕРГОСТРАТЕГИЯ-2035 И ЭНЕРГОПЕРЕХОД

Что же делать России как стране-экспортеру ископаемых энергоресурсов? Принять план действий Европы и Азии по энергопереходу и развивать новые проекты в русле этого сильного тренда, создавая новые мосты международного сотрудничества либо же делать ставку на то, что уже понятно и хорошо изучено, то есть на традиционные нефть, газ и мирные технологии расщепления атома?

Проблема здесь в долгосрочном стратегическом планировании. Увы, проект Энергетической стратегии на период до 2035 года, размещенный на сайте Минэнерго России, никак не учитывает вопрос энергоперехода в глобальной экономике. Основной потребитель российских энергоресурсов, Европейский союз, больше не хочет иметь дела с новыми проектами в традиционных энергетических отраслях, будь то углеводороды или атомные станции. Поворот на Восток также не имеет смысла, поскольку Япония, Китай и Южная Корея приняли планы действий по энергопереходу.

В сценарии полного отказа от ископаемых углеводородов Россия рискует потерять всех потребителей – как на Западе, так и на Востоке. Правда, такой жесткий сценарий пока не реалистичен, с этим согласны и Международное энергетическое агентство, и другие отраслевые аналитические организации, включая Энергетический центр «Сколково». Но, как известно, любые прогнозы регулярно пересматриваются. И никто сегодня не сможет однозначно сказать, каким именно станет энергопереход. Сохраняется высокая неопределенность при оценке скорости разработки и внедрения различных технологий, призванных заменить сжигание угля, нефти, природного газа или атомный реактор. Всего один пример внедрения инноваций. Канадские инженеры из Proton Technologies заявили о коммерческой технологии прямой добычи водорода из нефтяных пластов, включая тяжелые нефти и пески, которые имеются в Канаде и Венесуэле. Если такая технология «взлетит» и станет масштабируемой, водород можно будет производить прямо на нефтяных месторождениях из углеводородов, оставляя углерод в пласте на глубине. Учитывая, что канадские пески близки к рынку США, а Венесуэла с ее тяжелыми нефтями имеет одни из самых больших в мире доказанных запасов нефти, мировой рынок «добычи водорода» может стать радикально революционным уже в скором времени.

## НЕ ВОДОРОДОМ ЕДИНЫМ

Более 30 лет назад Советский Союз, а затем Россия, стали одним из участников международного исследовательского консорциума «Токамак» или ИТЭР.

Широкой общественности хорошо известна реакция расщепления ядра. Но теоретически не имеется препятствий для обратной реакции – синтеза ядра. Простым примером такой реакции является наша «звезда по имени Солнце», энергию которой человечество уже научилось широко использовать за счет солнечных панелей различного типа.

**Государству требуется принять решение (пусть и запоздалое) создать с нуля Министерство водорода и сформировать Национальную программу водородной энергетики**

Создать маленькое Солнце в виде работающей 24 часа и 7 дней в неделю электростанции не удавалось долгие годы по целому ряду технологических причин. Одной из основных причин является отсутствие нового материала, который способен выдерживать сверхвысокие температуры реакции в течение продолжительного времени. Однако имеется прогресс в этом направлении благодаря постоянному инновационному развитию технологий. По крайней мере, уже прозвучали публичные заявления лидеров проекта о планах по проведению во Франции к 2025 году промышленных испытаний установки ИТЭР мощностью в 500 МВт. Значит, существует высокая вероятность того, что к 2025–2030 годам в мире появится на один вид безуглеродного источника энергии больше.

## КАКИМ ПУТЕМ ПОЙТИ РОССИИ?

Как в старой сказке, Россия стоит перед выбором: налево пойдешь – уголь будет не нужен, прямо пойдешь – газ будет не нужен, направо пойдешь – атом будет не нужен. Что же делать? Каким же образом реализовать огромный ресурсный потенциал и преимущества уникального географического положения между Востоком и Западом? Как сделать так, чтобы эти Восток и Запад продолжили покупать у России энергоресурсы в XXI веке?

С точки зрения энергостратегии, не так важно, какой из ресурсов будет востребован и монетизирован через 30, 50 или 100 лет. Важно не остаться на той станции, с которой уже отошел поезд энергоперехода и в котором уехали страны-партнеры РФ, включая Европейский союз, а также Китай и Японию.

Ведущие энергетические корпорации, по-видимому, давно и активно готовились к энергопереходу, продолжая получать прибыль от продажи традиционных углеводородов. Они либо уже имеют, либо планируют значительные финансовые расходы на исследования по широкому спектру инновационных промышленных технологий в сфере чистой возобновляемой энергетики. Смогут ли российские компании принять вызов и адаптироваться? Или дальше разговоров об инновациях дело не пойдет

и никаких практических шагов и инвестиций сделано так и не будет? Какая из российских компаний и кто из технарей с опытом в инновациях сможет создать международные консорциумы по энергопереходу и реализовать пилотные проекты совместно с лидерами на Западе и на Востоке?

Вероятно, для России наиболее реалистичны два сценария развития в направлении энергоперехода. Первый путь (назовем его норвежский, по примеру Норвегии и компании Equinor) состоит в том, что компания-монополист на рынке природного газа (а именно ПАО «Газпром») создает дочерние структуры по водородным технологиям и другим инновациям на традиционных для нее рынках сбыта, где у нее уже есть сложившиеся годами партнерские отношения. Минусами такого сценария являются как системные ограничения «Газпрома», связанные с традиционной ставкой на газ, так и необходимость открытой государственной политики по отношению к другим российским компаниям, уже имеющим водородные технологии и пилотные проекты по водороду.

Так, АО «Русатом Оверсиз», дочерняя структура ГК «Росатом», имеет опыт работы с водородом, необходимые технологии его производства и транспортировки, а также современный топ-менеджмент, пробуящий выстраивать международные консорциумы с партнерами как на Западе, так и на Востоке. Первым пилотным проектом ГК «Росатом», от успеха которого зависит дальнейшее развитие водородных проектов Росатома, заявлен водородный поезд на Сахалине, при участии технологий давнего и уже известного партнера по СП в атомных проектах французской компании Alstom.

Другие компании – Ростех, СИБУР, «Интеррос» – также обладают компетенциями и амбициями, связанными с водородными технологиями. Поэтому отдать на откуп одной компании реализацию проектов в рамках энергоперехода – не столь очевидный для России сценарий.

Второй путь (назовем его австралийский) заключается в том, что государству требуется принять решение (пусть и запоздалое) создать с нуля Министерство водорода либо департамент водорода в Минэнерго и сформировать Национальную программу водородной энергетики. Новое министерство могло бы также учредить государственный фонд исследований и инноваций по аналогии с фондами Китая, Австралии, Японии или ведущей пятерки нефтегазовых корпораций. Такой фонд сможет финансировать пилотные проекты в рамках энергоперехода, входить в управление такими проектами и выстраивать международные консорциумы российских компаний с глобальными лидерами и другими фондами ведущих стран мира.

Станет ли Россия значимым партнером в процессе декарбонизации Европы и Азии или она продолжит практику реализации устаревших проектов, пока углеводороды и мирный атом еще востребованы в мире в течение 10 или 30 лет? Не окажется ли Россия уже к середине XXI века перед фактом, что пусть даже самые дешевые и качественные «ремни и уздечки» (уголь, нефть и газ) не востребованы ни на Западе, ни на Востоке? **71**



# От экспортера до импортера за пять лет

## Нидерланды рассматривают газ как переходный вид топлива на пути к ВИЭ

ВИКТОР ГОВОРУХО  
ООО «Газпром экспорт»

Немногие страны ЕС столь же сильно зависят от природного газа, как Нидерланды. Огромные по европейским меркам запасы на месторождении Гронинген, обнаруженные в середине прошлого века, постепенно превратили Нидерланды в страну сплошной газификации.

На протяжении многих лет долгосрочные контракты с нефтепродуктовой индексацией являлись краеугольным камнем европейского газового рынка. Причем изобрели долгосрочный контракт сами голландцы в начале 60-х годов XX века. Первые такие контракты были подписаны именно на газ месторождения Гронинген и обеспечили строительство трубопроводной инфраструктуры региона. В модифицированном виде они дожили до наших дней, получив название Groningen-type contracts.

По недавней информации, правительство страны планирует полностью прекратить добычу на Гронингене уже к 2022 году. Откажется ли Голландия от природного газа совсем и какова судьба классических долгосрочных контрактов для обеспечения энергобезопасности страны?

## В АВАНГАРДЕ «ЗЕЛеной» ЕВРОПЫ

Ответ на первый вопрос не вызывает больших разногласий. Нидерланды не собираются отказываться от природного газа, по крайней мере, до 2050 года. Да и прекращение добычи на Гронингене никак не было связано с климатическими вопросами. Это решение формально было обусловлено стремлением уменьшить опасность, вызванную небольшими, но разрушительными землетрясениями в местах добычи.

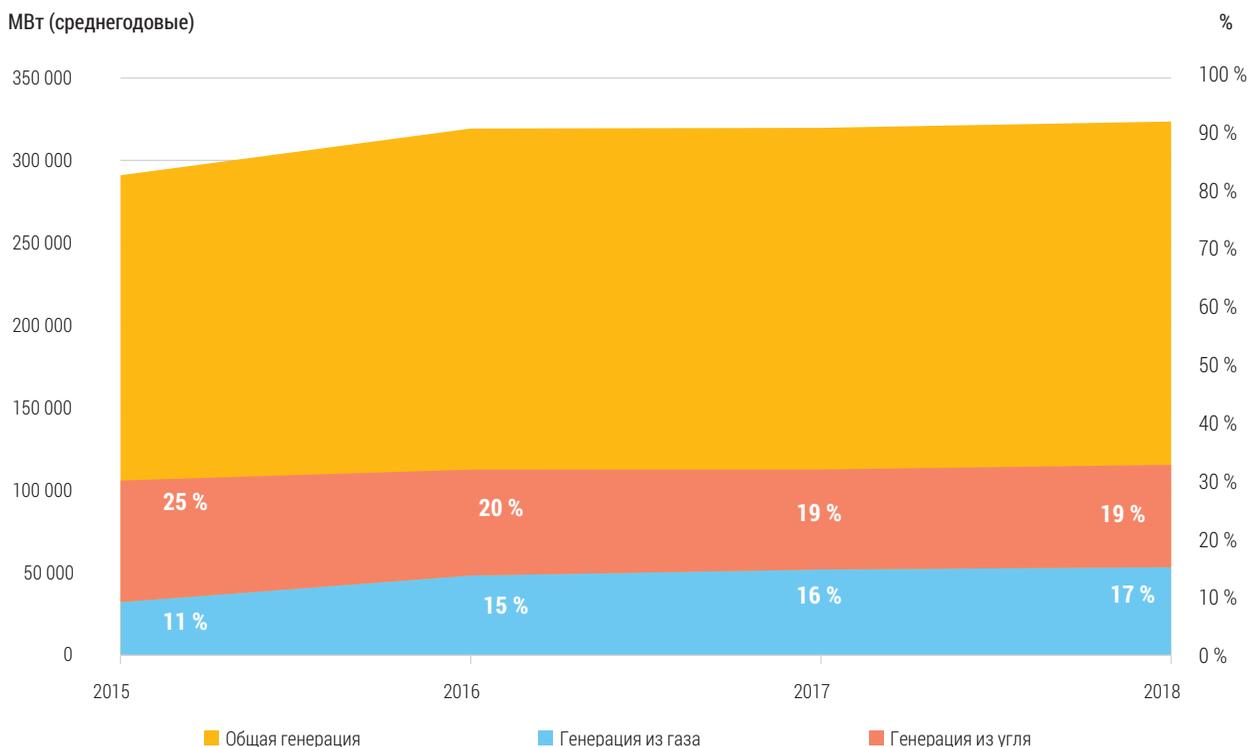
Однако необходимо отметить, что Нидерланды находятся в авангарде Европы по темпам сокращения использования ископаемых видов энергоресурсов в целях соблюдения Парижского соглашения ООН по снижению выбросов парниковых газов (СОР21). Согласно недавно опубликованным данным исследовательской группы Sandbag, в среднем по региону потребление угля в электрогенерации с 2015-го по 2018 год уменьшилось с 25 до 19% (см. «Доли сжигаемых видов топлива в электрогенерации Европы»). В Нидерландах доля угля в генерации упала более чем втрое – с 34 до 10%, а к 2028 году она должна снизиться до нуля. Уголь будет замещен генерацией на основе газа и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с использованием ветровых и фотоэлектрических генераторов.

Очевидно, что в отсутствие угля природный газ останется вторым после ВИЭ по важности источником энергообеспечения страны в обозримом будущем. И это несмотря на усилия правительства Нидерландов по снижению спроса на него: кампанию van gas los (прикрути газ) и мероприятия в рамках Klimaatakkoord – национального Соглашения о климате, обозначившего план снижения выбросов парниковых газов в стране.

**Нидерланды находятся в авангарде Европы по темпам сокращения использования ископаемых видов энергоресурсов в целях соблюдения Парижского соглашения ООН по снижению выбросов парниковых газов**

Соглашение о климате, утвержденное кабинетом министров страны 28 июня 2019 года, провозглашает сокращение выбросов парниковых газов к 2030 году на 50% от текущего уровня и на 100% к 2050-му, а также полную

### ДОЛИ СЖИГАЕМЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА В ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ ЕВРОПЫ



Источник: Sandbag

нейтрализацию выбросов от ископаемых источников энергии.

В ходе подготовки Соглашения о климате проводился ряд исследований, в том числе на тему возможности замещения природного газа возобновляемыми источниками энергии. Так, голландская консалтинговая фирма Berenschot на основе чернового проекта соглашения осенью 2018 года предложила три сценария полного прекращения опасных выбросов: «Молекулы», «Электроны» и «Тепло». В сценарии «Молекулы» предполагается «озеленение» использования природного газа путем активного внедрения установок улавливания выбросов, генерации искусственного метана и частичного перехода на применение водорода. В сценарии «Электроны» предусматривается демонтаж газораспределительных сетей и полный переход на электроотопление с использованием ВИЭ. Сценарий «Тепло» предлагает внедрение коммунального отопления – тепловых сетей на замену газораспределительных – и использование газа для получения горячей воды и электроэнергии на ТЭС.

Оказалось, что меньше всего расходов – 31 млрд евро в год в период с 2030-го по 2050 год (в ценах 2018 года) – требует сценарий «Молекулы» с активным использованием природного газа. Из них 25 млрд евро понадобится на достройку инфраструктуры и 6 млрд – на им-

порт газа. Сценарии перехода на ВИЭ и прокладки коммунальной теплосети по стране потребуют 45 млрд и 38 млрд евро, соответственно (см. «Снижение выбросов парниковых газов в Нидерландах...»).

В принятом кабмином проекте соглашения не прописано, какому сценарию следовать. Однако признается экономическая целесообразность снижения расходов, а природному газу в долгосрочной перспективе отводится роль «переходного топлива» и промежуточного источника для генерации «чистого газа» – водорода. Отдельно указано, что вся добыча ископаемого топлива в стране должна быть остановлена к 2050 году – как в экологических целях, так и по причине потенциального истощения ресурсов.

### НУЖНЫ ЛИ ДОЛГОСРОЧНЫЕ КОНТРАКТЫ?

Решение Нидерландов постепенно снизить, а затем полностью прекратить добычу на месторождении Гронинген приведет к тому, что прежде крупнейший в Европейском союзе экспортер природного газа станет в течение следующих четырех лет ведущим его импортером.

Правительство страны неоднократно выступало с заявлениями о том, что мгновенной остановке добычи

#### СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В НИДЕРЛАНДАХ: СЦЕНАРИИ «ЭЛЕКТРОНЫ» И «МОЛЕКУЛЫ»



Источник: Sandbag

на Гронингене препятствуют лишь обязательства по экспорту. По этой причине темпы сокращения производства были увязаны с объемом оставшихся экспортных обязательств. Уже к 2022 году в связи со снижением добычи на Гронингене существующие экспортные обязательства будут поглощать всю внутреннюю добычу с других месторождений и законтрактованный импорт. Это вынудит Нидерланды дополнительно увеличить объемы импорта газа на сумму, почти равную текущему внутреннему потреблению – в среднем на 33 млрд м<sup>3</sup> в год (см. «Добыча, экспорт и импорт газа в Нидерландах»).

Ключевой политический вопрос для Нидерландов заключается в том, можно ли достичь достаточного уровня безопасности поставок газа для потребителей, полагаясь на функционирование национального газового хаба ТТФ, или же следует поощрять компании, торгующие на внутреннем рынке, к участию в новых долгосрочных контрактах с экспортерами. Возможно, это самый неотложный энергетический вопрос, стоящий перед голландским правительством.

Здесь и далее сошлемся на исследование IHS Markit, подготовленное по заказу голландской добычной и торговой компании GasTerra, где данный вопрос подвергся тщательному изучению. Отчет IHS начинается с разбора определений. Безопасность поставок подразумевает

наличие как инфраструктуры (способности доставлять газ), так и достаточного предложения (фактического наличия газа).

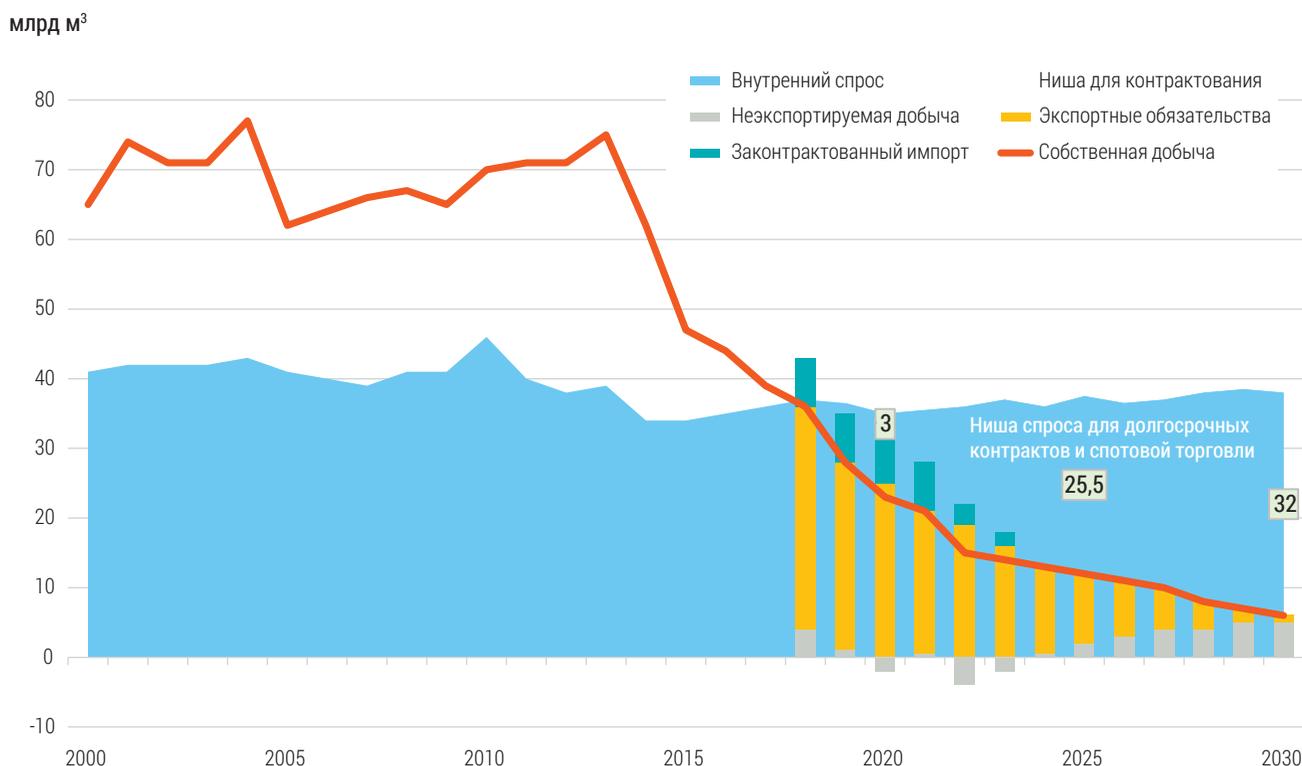
**Вся добыча ископаемого топлива в Нидерландах должна быть остановлена к 2050 году – как в экологических целях, так и по причине потенциального истощения этих ресурсов**

Подача газа надежна только в тех случаях, когда:

- ◆ пиковый спрос в самую холодную погоду можно надежно удовлетворить за счет наличия достаточной пропускной способности в трубопроводах, чтобы доставить газ всем, кто в нем нуждается;
- ◆ имеется достаточное количество газа, доступного для нужд потребителей из различных источников снабжения.

Как отмечает IHS, сегодня нормативно-правовые акты, регулирующие безопасность поставок на евро-

## ДОБЫЧА, ЭКСПОРТ И ИМПОРТ ГАЗА В НИДЕРЛАНДАХ, 2000–2030 гг.



Источник: IHS Markit, GasTerra

пейском и национальном уровнях, сосредоточены на первом из них. Европейский союз установил четкие правила и процедуры в данной сфере. К сожалению, как отмечает IHS, инфраструктурному вопросу в Европе уделяется меньше внимания, чем законодательству, и потому некоторые страны ЕС до сих пор ограничены одним физическим источником газа.

**Уже к 2022 году из-за снижения добычи на Гронингене существующие экспортные обязательства будут поглощать внутреннюю добычу с других месторождений и законтрактованный импорт**

К счастью для Нидерландов, за 60 лет развития газовой инфраструктуры страны, с момента открытия месторождения Гронинген, в результате политики так называемого «газового кругового перекрестка» (*gas roundabout*) было создано достаточное количество трубопроводов-коннекторов для связи с соседними странами. Кроме того, введен в эксплуатацию береговой СПГ-терминал. Через страну транзитом прокачивается значительный поток газа с месторождений Северного моря. Таким образом, в настоящее время Нидерланды могут рассчитывать на собственный срочный рынок TTF для привлечения любых объемов газа, которые могут потребоваться местным потребителям.

Тем не менее полностью полагаться на срочный рынок для обеспечения безопасности поставок нельзя по двум причинам. Во-первых, это потребовало бы полной уверенности в непоколебимой надежности и ликвидности торговой площадки TTF. Ведь все объемы газа для внутреннего потребления в Нидерландах должны быть получены с TTF на фоне изменений газового рынка в Северо-Западной Европе, где резко сокращается собственная добыча. Во-вторых, существует возможность изменения коммерческой стратегии ПАО «Газпром». Отчасти из-за давления европейских властей, которые подталкивают его к большей доле спотовых продаж в Нидерландах, «Газпром» отходит от нынешних контактов, в которых объемы номинируются покупателями. Это может придать ему значительную роль в формировании цен на хабе TTF.

Учитывая эту неопределенность, IHS Markit считает, что чисто краткосрочный рыночный подход может оказаться слишком резким шагом для голландцев. Целесообразно, чтобы долгосрочные контракты продолжали иметь определенное значение на рынке Нидерландов в обозримом будущем. Какова же их возможная роль?

Анализ шести крупных потребителей газа в ЕС показывает, что другие страны Европы не планируют

полного разрыва долгосрочных контрактов в течение того же периода. Германия, Италия, Франция, Великобритания, Испания и Бельгия вместе с самими Нидерландами формируют более 80% европейского рынка газа. Для удовлетворения внутреннего спроса компании этих стран активно закупают газ (трубопроводный и СПГ) из разных источников в рамках долгосрочных контрактов.

В 2018 году средне- и долгосрочные контракты покрывали почти 80% внутренних потребностей крупных стран Европы. Более того, европейские газовые компании уже взяли на себя контрактные обязательства значительно увеличить объемы поставок газа в будущем – некоторые вплоть до 2030-х годов (см. «Контракты и спрос на газ в Германии и Великобритании»).

В среднем крупные европейские страны законтрактованы на 60% к 2023 году. Эта ситуация контрастирует с Нидерландами, где такого будущего покрытия долгосрочными контрактами не существует (см. «Уровень спроса на газ...»).

Проанализировав структуру законтрактованности в других крупных странах ЕС, а также тенденции мирового рынка сжиженного природного газа, IHS Markit приходит к выводу, что долгосрочные контракты продолжают играть важную роль в Европе. Хотя и меньшую, нежели чем 60 лет назад, на заре рынка.

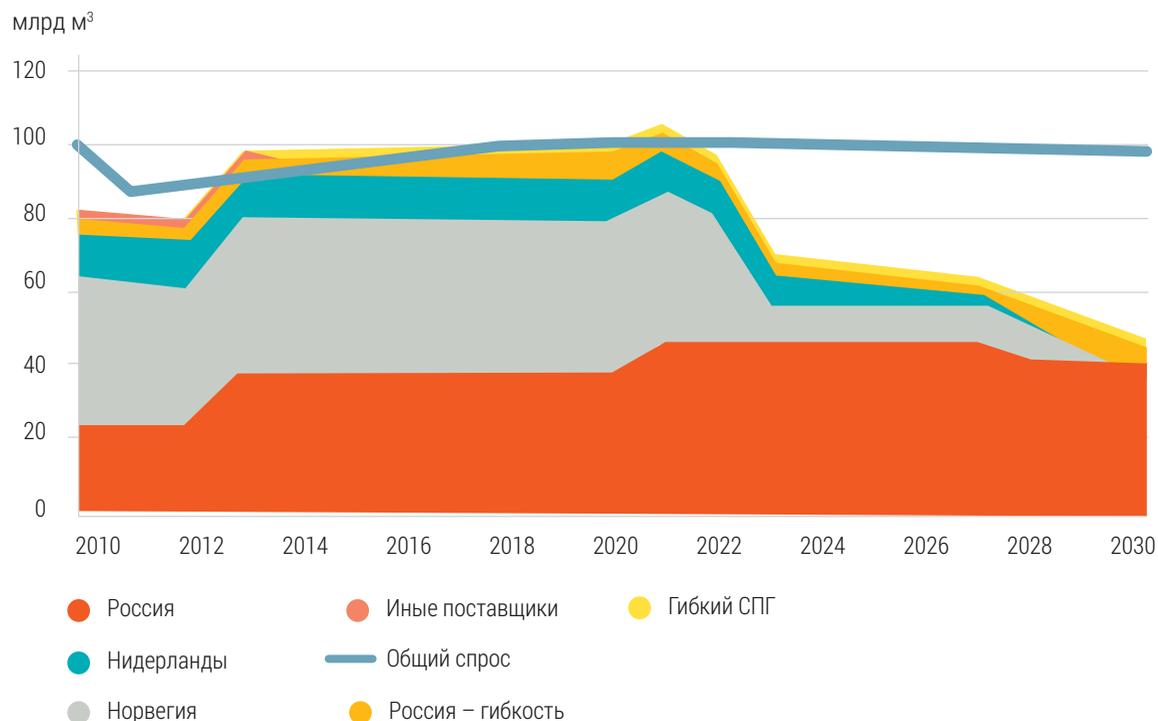
Так, IHS считает, что долгосрочные контракты по-прежнему высоко ценятся как с коммерческой точки зрения, так и в плане безопасности поставок, как часть диверсифицированных портфелей покупателей. В данном контексте страны Европы используют разные подходы: Германия и Италия покрывают большую часть своего ожидаемого будущего спроса с их помощью, в то время как в Великобритании газовые компании в основном опираются на краткосрочные и среднесрочные соглашения.

**Долгосрочные контракты продолжают играть важную роль в Европе. Хотя и меньшую, нежели чем 60 лет назад, на заре рынка**

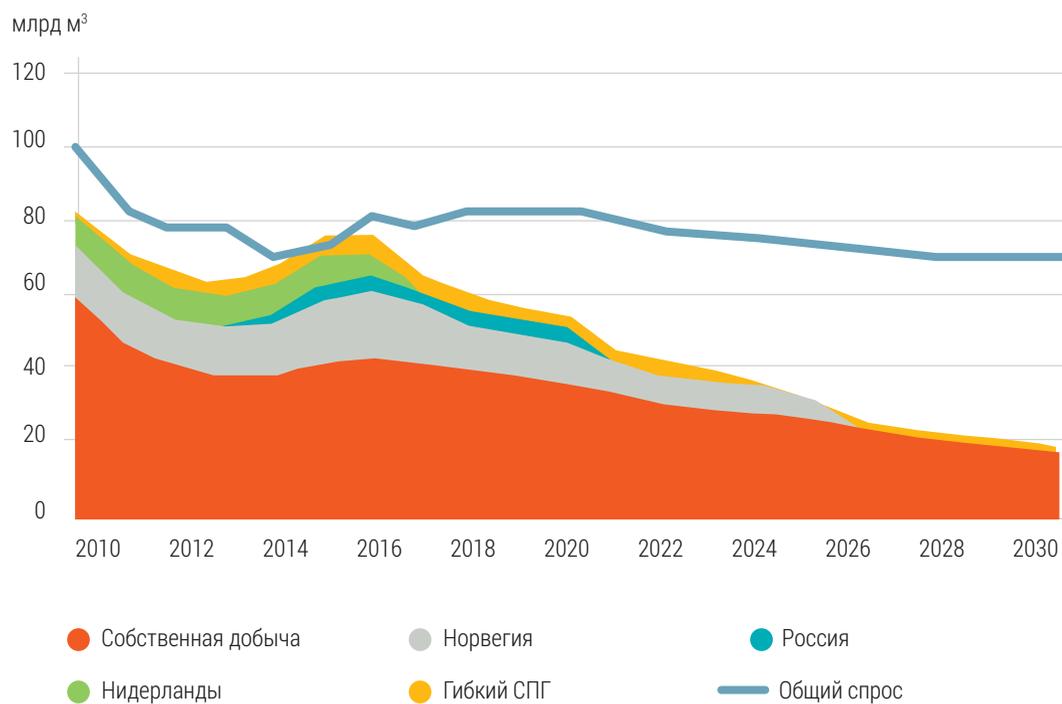
Однако, отмечает IHS, ни одна другая страна не испытает в ближайшее время столь резких изменений профиля добычи. Нидерланды столкнутся с уникальной ситуацией, когда истечение срока действия существующих импортных контрактов в начале 2020-х годов будет совпадать с резким спадом добычи и сохраняющимися обязательствами по экспортным контрактам. В этой связи IHS Markit настоятельно рекомендует голландским газовым компаниям заключить долгосрочные импортные контракты для снижения рисков прерывания поставок газа в течение этого транзитного периода.

## КОНТРАКТЫ И СПРОС НА ГАЗ В ГЕРМАНИИ И ВЕЛИКОБРИТАНИИ

## а) Германия



## б) Великобритания



Источник: IHS Markit, GasTerra

## УРОВЕНЬ СПРОСА НА ГАЗ, ОБЕСПЕЧЕННЫЙ ОБЯЗАТЕЛЬСТВАМИ ПО КОНТРАКТАМ И СОБСТВЕННОЙ ДОБЫЧЕЙ, ПО СТРАНАМ ЕВРОПЫ, %

Страна	Рейтинг	Обеспечено в 2023 г.
Испания	1	94 %
Италия	2	74 %
Германия	3	64 %
Франция	4	63 %
Великобритания	5	48 %
Бельгия	6	36 %
Нидерланды	7	4 %

Источник: IHS Markit, GasTerra

Также крайне важным IHS называет продолжение эффективной торговли на хабах. Нидерланды находятся в привилегированном положении, поскольку TTF является основным ориентиром ценообразования на газ в Европе, с высокой краткосрочной ликвидностью и активной торговлей фьючерсами. IHS Markit считает необходимым сохранять статус-кво, так как самая высокая ликвидность дает возможность устанавливать самые конкурентные цены относительно остальных площадок. Нидерланды должны по-прежнему ставить во главу угла своей энергетической политики целостность и эффективность рынка TTF, включая эффективное экономическое регулирование и законодательную поддержку оператора газотранспортной системы.

**Европейские газовые компании уже взяли на себя контрактные обязательства значительно увеличить объемы поставок газа в будущем – некоторые вплоть до 2030-х годов**

IHS также приводит тезис о том, что страны с более широким доступом к рынку СПГ, имеющие терминалы на своей территории, при наличии собственного агрегатора СПГ в меньшей степени полагаются на долгосрочные контракты, чем государства со слабым доступом к сжиженному газу и без «домашнего» агрегатора. Поэтому IHS Markit рекомендует Нидерландам развивать собственный СПГ-терминал в Роттердаме текущей мощностью 12 млрд м<sup>3</sup> в год, одновременно поощряя и поддерживая импорт СПГ местными компаниями и международными агрегаторами.

**На конечные результаты декарбонизации в Нидерландах могут повлиять будущий технический прогресс и другие международные события и политика, на которые сами Нидерланды оказывают лишь очень ограниченное влияние**

Отдельно IHS отмечает, что Европа конкурирует за эти потенциальные поставки СПГ с покупателями со всего мира, особенно из Азии. Поэтому голландским компаниям следует заключать контракты на поставки сжиженного газа с гибким пунктом назначения, перенаправляя их в Роттердам по мере необходимости, как это делают компании из соседних стран.

За кадром исследований на данный момент остается лишь вопрос долгосрочных объемов поставок природного газа в 2040–2050-х годах – насколько именно сократятся масштабы импорта по мере введения в строй замещающих мощностей ВИЭ. Как предполагает Оксфордский институт энергетических исследований (Oxford Institute for Energy Studies), Нидерланды в этом вопросе, скорее всего, будут следовать общеевропейским тенденциям. На конечные результаты декарбонизации в этой стране могут повлиять будущий технический прогресс и другие международные события и политика, на которые сами Нидерланды оказывают лишь очень ограниченное влияние.

Например, если Германия и другие государства ЕС решат сохранить природный газ в трубопроводной системе в текущих объемах, Нидерландам будет трудно стать отдельно «дегазифицированной» страной, хотя бы по причинам конкурентоспособности. 📌



# Газ против электромобилей

## Перспективы альтернативных топлив на рынке Европы

ДЕНИС БОРИСОВ

ОЛЬГА БЕЛОГЛАЗОВА

Энергетический центр EY по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Эволюция ключевых энергетических рынков сопровождается целым рядом принципиальных изменений, связанных с глобализацией, декарбонизацией, цифровизацией, развитием ВИЭ и т.п. Их следствием явилось увеличение доли природного газа в мировом энергопотреблении с 15% в 1965 году до 24% в 2018-м. Это стало возможным, в том числе, благодаря все более широкому применению на транспорте альтернативных видов топлива.

### ЕВРОПА ЗАКРУЧИВАЕТ ГАЙКИ

После разразившегося в сентябре 2015 года скандала из-за занижения вредных выбросов для более чем 11 млн дизельных автомобилей (так называемый дизельгейт) в Евросоюзе был разработан и принят ряд строгих инициатив. Все больше европейских стран заявляют о своих намерениях минимизировать использование дизельного топлива в транспортном сегменте путем запрета дизельным авто въезжать в крупные города и районы или увеличения для них стоимости парковки (с последующим введением вето на продажи дизельных ТС к 2040 году).

В Великобритании полный запрет продаж автомобилей как с дизельными, так и с бензиновыми двигателями планируется в 2040 году, а в Испании – в 2050-м. При этом было принято решение к 2025 году запретить использование дизельных автомобилей в Париже, Мадриде и Афинах.

Германия идет по пути введения в городах локальных зон, где запрещено движение машин на тяжелом топливе с двигателями, не соответствующими нормам Евро-5 и Евро-6 (в Гамбурге в мае 2018 года, в Кельне, Франкфурте, Штутгарте, Майнце, Бонне и Берлине в 2019 году).

Помимо этого, Европейский парламент в начале 2019 года утвердил новые нормы выбросов CO<sub>2</sub> для

новых автомобилей и микроавтобусов в ЕС на период 2021–2030 годов в соответствии с европейской политикой декарбонизации. Планируется также модернизация транспортного сектора ЕС, в том числе посредством внедрения различного рода механизмов стимулирования.

### КАКАЯ АЛЬТЕРНАТИВА ЛУЧШЕ?

Исторически сложилось, что альтернатива для транспортного сегмента ассоциируется в первую очередь с электромобилями (ЭМ), рынок которых демонстрирует лавинообразный рост в последние пять лет. Так, в 2018 году объем продаж автомобилей на батареях увеличился на 78% год к году, до 1,3 млн. В результате к настоящему времени парк ЭМ достиг 3,3 млн единиц (54% от общего их количества находится в Китае).

Мировой парк автомобилей на газомоторном топливе (ГМТ) также рос достаточно быстро – с 2000 года число ТС на компримированном газе (КПГ) увеличилось более чем в 20 раз, на сжиженных углеводородных газах (СУГ) – в четыре раза. В результате по состоянию на середину 2019 года количество автомобилей с использованием ГМТ достигло 55 млн единиц (включая 27,4 млн на метане). Наибольший прирост по компримированному газу наблюдался в странах АТР и Латинской Америки, по сжиженным углеводородным газам – со стороны Турции, Польши, Италии, Украины и Кореи, на которые приходится 54% потребления данного топлива.

Отметим, что преимущество электромобилей перед ТС, работающими на газе, с точки зрения критерия экологичности, не всегда является очевидным. Особенно если в расчетах принять во внимание полный цикл выработки электроэнергии и совокупный объем выбросов в процессе производства и вывода автомобилей из эксплуатации. Так, по нашим оценкам, совокупные выбросы CO<sub>2</sub> для ав-

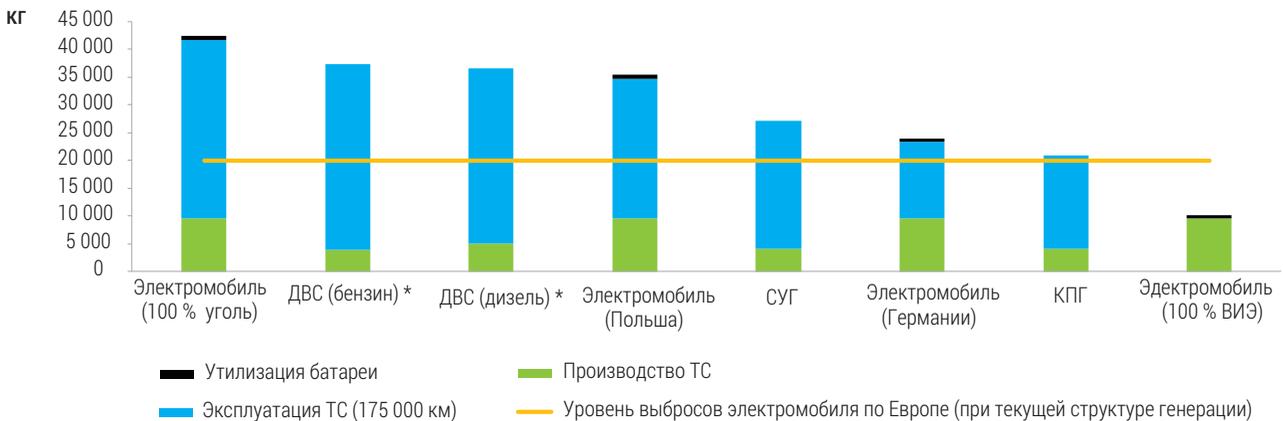
томобилей на электробатареях в течение всего жизненного цикла – от производства до утилизации – при условии выработки 100% электроэнергии на основе ВИЭ примерно на 70% ниже аналогичного показателя для ТС с бензиновыми и дизельными ДВС (см. «Сравнение величины выбросов парниковых газов...»).

Однако на сегодняшний день ни в одной стране мира генерация не обеспечивается только возобновляемыми источниками. При 100%-ном базировании генерации на угле выбросы от электромобиля примерно на 15% выше, даже чем у транспортных средств на традиционном жидком топливе (при эксплуатации их на совокупном расстоянии 175 тыс. км).

**После разразившегося в сентябре 2015 года скандала из-за занижения вредных выбросов для более чем 11 млн дизельных автомобилей (так называемый дизельгейт) в Евросоюзе был разработан и принят ряд строгих инициатив**

И, соответственно, при оценке экологической эффективности необходимо учитывать структуру региональных энергобалансов. Например, по нашим расчетам, в условиях генерации Польши выбросы диоксида углерода электромобилей на батареях эквивалентны выбросам ТС с бензиновыми и дизельными двигателями по истечении обозначенного выше периода использования, а по сравнению с СУГ и КПГ – выше на 30% и 70%, соответственно. В условиях текущей структуры генерации Германии эмис-

### СРАВНЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ (CO<sub>2</sub>) В ТЕЧЕНИЕ ВСЕГО ПЕРИОДА ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТС



\* Volkswagen Passat

Источник: Greenhouse gas intensity of natural gas report (Thinkstep company), оценка Энергетического центра ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

сия  $\text{CO}_2$  от электрических автомобилей выше, чем от авто с применением КПГ примерно на 7% (но при этом меньше, чем с использованием СУГ на 6%).

Отметим, что помимо выхлопов автомобилей дополнительное негативное воздействие на окружающую среду оказывают канцерогенные микрочастицы, отделяющиеся при соприкосновении транспортных средств с дорожным покрытием при их эксплуатации и торможении. Автомобильный транспорт является одним из наиболее значимых источников микропластического загрязнения во всем мире. Интересно, что в силу своего большего веса электромобили вторично поднимают больший объем частиц  $\text{PM}_{10}$  (наиболее вредных для здоровья человека), чем традиционные бензиновые или дизельные автомобили (примерно на 20% по моделям Ford). Несмотря на сопоставимость объемов выброса частиц  $\text{PM}_{10}$  всеми видами ТС, негативное влияние от электромобилей оценивается выше за счет общей доли вторичного подъема (см. «Общий выброс частиц  $\text{PM}_{10}$ ...»).

Для объективной характеристики экологической эффективности жизненного цикла транспортного средства также используется понятие углеродного следа употребляемых на нем топлив (то есть удельный объем выбросов парниковых газов). Данный показатель является индикатором, характеризующим уровень негативного воздействия на климатическую систему на всех этапах жизненного цикла продукции (прежде чем она была доставлена потребителю). Например, по оценке компании Thinkstep, след от всей производственной цепочки поставки СПГ потребителям в два-четыре раза выше, чем от трубопроводного газа из России – около 6 гр. против порядка 23 гр.  $\text{CO}_2$ /МДж (см. «Углеродный след поставок природного газа в Центральную Европу»).

В настоящее время из газомоторного топлива в Европе наиболее популярны пропан-бутановые смеси (парк

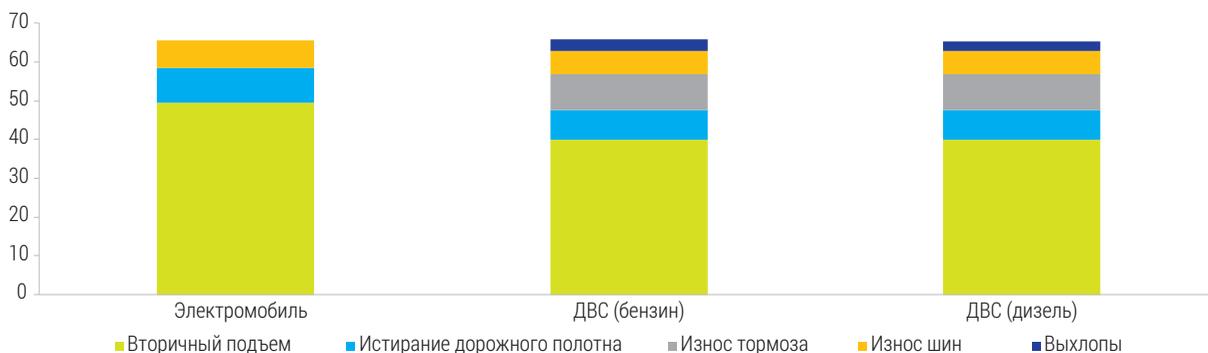
из 15 млн автомобилей на СУГ против 1,4 млн ТС на КПГ). Хотя у метана есть ряд преимуществ, среди которых большая безопасность (4-й класс по степени чувствительности по сравнению с 3-м и 2-м классом у бензина и СУГ соответственно) и быстрая растворимость в атмосфере, а также низкая вероятность приобретения некачественного топлива. Из всех стран региона данный сектор наиболее развит в Италии и Германии, на которые приходится около 80% всего европейского парка метановых авто.

**Исторически сложилось, что альтернатива для транспортного сегмента ассоциируется в первую очередь с электромобилями, рынок которых демонстрирует лавинообразный рост в последние пять лет**

Таким образом, КПГ обладает явным экологическим преимуществом над традиционными нефтяными топливами (и в некоторых случаях электромобилями). Его использование также экономически целесообразно, так как эксплуатация авто на метане обходится на 10–15% дешевле, чем бензиновых и дизельных ТС, и на 5–7% дешевле, чем автомобилей на СУГ из-за меньших затрат на топливо. (Расчет делался на базе открытых источников для эксплуатации различных видов авто в Польше, Чехии, Болгарии и России при среднегодовом пробеге 25 тыс. км в течение семи лет, с учетом затрат на приобретение автомобиля и топлива, на ежегодное обслуживание ТС, включая чистку противосажевого фильтра при пробеге

## ОБЩИЙ ВЫБРОС ЧАСТИЦ $\text{PM}_{10}$ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА ТРАНСПОРТНОГО СРЕДСТВА

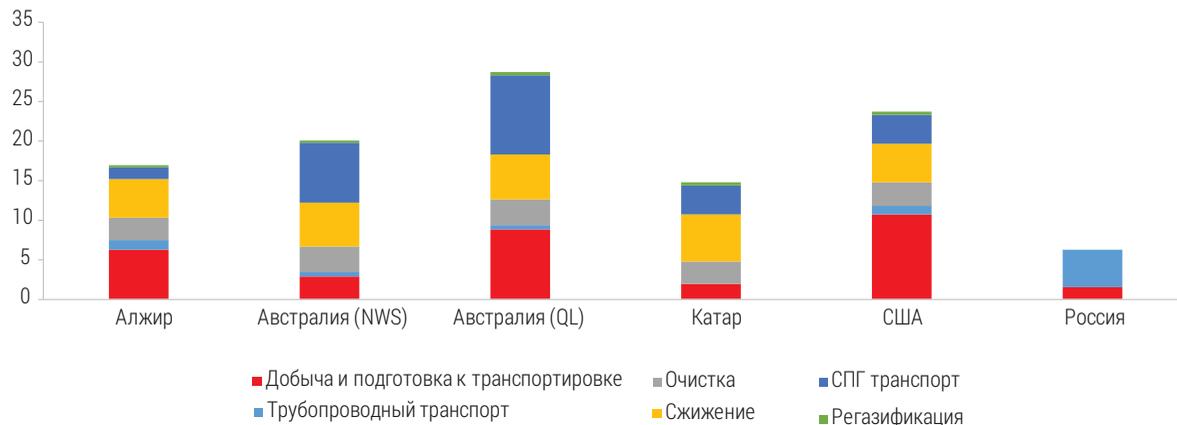
мг  $\text{PM}_{10}$ /км



Источник: Timmers and Achten (2016)

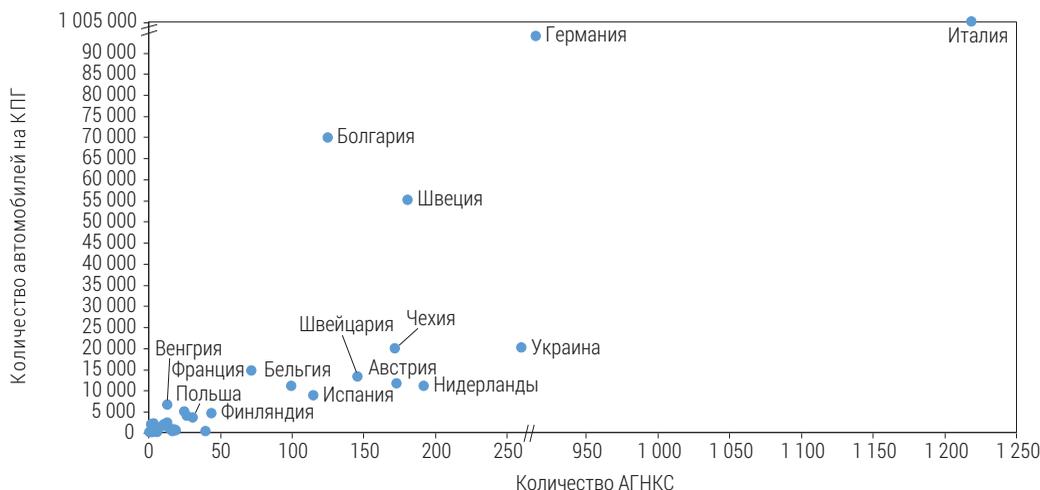
## УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД ПОСТАВОК ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЦЕНТРАЛЬНУЮ ЕВРОПУ

гр. CO<sub>2</sub>-эквивалента/мДж



Источник: GHG Intensity of Natural Gas Transport (Thinkstep)

## РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АГНКС В ЕВРОПЕ, 2018 г.



Источник: NGV Global, оценка Энергетического центра EY по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

160 тыс. км.) Так что же мешает расширять применение КПП в транспортном сегменте Европы?

### БАРЬЕРЫ ДЛЯ КПП

Одной из ключевых причин меньшей популярности КПП в Европе является неразвитость инфраструктуры, строительство которой является очень дорогостоящим. Так, по данным Центра энергетики Московской школы управления «Сколково», средние инвестиции в сооружение газозаправочной станции оцениваются в \$500–800 тыс.

(против \$50–150 тыс. для АЗС и \$8,5–50 тыс. для быстрой зарядки постоянного тока).

Помимо этого, дополнительным сдерживающим фактором для развития сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) является необходимость их строительства в относительной близости к газовым магистралям. А они не всегда совпадают с географией расположения автомобильных дорог. В результате относительно высокая обеспеченность АГНКС (чуть менее 350 автомобилей на одну станцию) нивелируется значительной разреженностью сети и ее неоптимальным

расположением с точки зрения потенциального сбыта (см. «Распределение АГНКС в Европе»).

Для дальнейшего распространения КПП в Европе требуются, в первую очередь, повышение доступности инфраструктуры, сохранение свободного ценообразования на данное топливо, корректировка налоговых условий, изменение технических регламентов и т.п. Отметим, что практически во всех странах, где применение КПП получило развитие, создавались специальные условия – начиная от льготного кредитования, специальных налоговых вычетов, корректировки технических стандартов и заканчивая прямым финансированием создания инфраструктуры.

### **Преимущество электромобилей перед ТС, работающими на газе, с точки зрения критерия экологичности, не всегда является очевидным**

Интересно, что практически весь перечисленный выше арсенал мер реализуется сегодня в отношении сети зарядных станций для электромобилей. Так, за период с 2015 года их количество увеличилось почти в 2,5 раза, примерно до 130 тыс. штук по сравнению с менее чем 10%-ным ростом численности АГНКС в Европе (до 4 тыс.). Хотя и для тех и для других характерна низкая рентабельность.

В настоящее время в ряде европейских стран покупатели электромобилей получают налоговые льготы, что естественным образом поддерживает интерес к данному виду транспорта и, соответственно, повышает загрузки зарядных станций. Например, в Германии с 2016 года правительство и автопроизводители выплачивают потребителям премию при покупке электрокара в размере 4 тыс. евро (для гибридных авто – 3 тыс. евро). В Великобритании покупатель получает налоговые льготы, эквивалентные 25% стоимости автомобиля (или 20% для коммерческих ТС). В Венгрии действует правило об освобождении от уплаты регистрационно-

го налога при покупке электрического транспортного средства, а также предоставляются льготы в размере 21% от стоимости авто. В Румынии реализуется программа Rabla Plus, в рамках которой предполагается выплата 10 тыс. евро в качестве субсидии на покупку электромобилей с возможностью получения дополнительных 1400 евро при отмене регистрации автомобиля старше восьми лет.

### **КПП обладает явным экологическим преимуществом над традиционными нефтяными топливами (и в некоторых случаях электромобилями). Его использование также экономически целесообразно**

А пример Эстонии демонстрирует, что аннулирование или сокращение поддержки со стороны государства существенно отражается на динамике развития рынка электромобилей. Так, в 2011 году эстонское правительство инициировало программу поддержки рынка электрических авто и начало выдавать дотации на приобретение ТС в размере 50% от его стоимости, а также 1 тыс. евро для покупки и монтажа «домашнего» зарядного устройства. В результате в период действия программы было зарегистрировано порядка 660 авто. Однако после ее завершения в августе 2014 года продажи резко сократились (35 единиц в год в 2015–2016 годах).

Резюмируя, отметим, что для России развитие европейского транспортного сегмента на КПП является отличной возможностью для монетизации своего природного газа. Ведь российский трубопроводный газ обладает наименьшим углеродным следом и способен выдержать усиливающуюся межтопливную и межрегиональную конкуренцию. Однако вопрос расширения сети АГНКС остается открытым. И от того, насколько успешно он будет решаться, во многом зависит дальнейшая динамика европейского рынка КПП в целом. **21**



**Оценки, прогнозы  
и рекомендации  
топ-менеджеров  
нефтегазовых компаний**

**[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)**



# Саудовский лев готовится к прыжку

## Политическая рокировка в Саудовской Аравии добавляет остроты текущему моменту

АЛЕКСАНДР МАЛАНИЧЕВ

Приглашенный профессор РЭШ

Календарь уже целый месяц свидетельствует о наступлении осени, хотя за окном в первой половине сентября не было и намека на ненастье. По синоптическим наблюдениям, подобная тепловая волна накрывает европейскую часть России не чаще, чем раз в 25 лет. Своей цикличностью и волновыми движениями могут похвастаться не только погодные и климатические явления, но и международный рынок нефти. В основе его тонкой ткани лежит баланс спроса и предложения, в то время как отдельными нитями вплетены действия финансовых игроков, экономические ожидания, динамика сланцевой добычи в США, политика ОПЕК и многие другие факторы. Как повлияла сланцевая нефть на волатильность цены на нефть? Как долго продлится сланцевая фаза мирового нефтяного цикла? С какими вызовами столкнется новый министр нефти Саудовской Аравии в следующем году? Вот три основных вопроса, с которыми попытаемся разобраться.

Среднемесячная цена на нефть марки Brent в августе 2019 года опустилась на 8%, до \$58/барр. Это произошло из-за продолжающегося ухудшения экономических ожиданий и перехода мирового рынка нефти в состояние профицита. Ожидания замедления роста спроса на нефть связаны с развитием торгового конфликта между Китаем и США, снижением экономических показателей ряда европейских и южноамериканских стран. В августе ОПЕК+ нарастила добычу за счет Нигерии, Ирака и России. Вместе с введением новых трубопроводов в сланцевом бассейне

Permian и сезонным фактором все это сдвинуло баланс мирового рынка нефти в область профицита, который, вероятно, сохранится до конца текущего года.

В целом мировой рынок нефти в 2019 году будет сбалансирован и среднегодовая цена марки Brent составит \$65/барр, то есть окажется на \$5/барр ниже уровня предыдущего года. Ключевой причиной этого также являются негативные экономические ожидания, следствием которых стало замедление роста мировой экономики и, соответственно, спроса на нефть.

## МАСТЕР СЕРИЙНЫХ ДЕФолТОВ

Ситуация с развитием мирового спроса на нефть не может не тревожить наблюдателей. По итогам первых восьми месяцев года рост спроса оценивается всего в 0,6 млн барр/сут. (данные EIA), что является худшим результатом с 2009 года. Еще в прошлом году, по данным различных агентств, он находился в диапазоне от 0,96 до 1,53 млн барр/сут. Ключевой вклад в его увеличение в текущем году внес Азиатский регион во главе с Китаем и Индией, в то время как традиционный драйвер спроса США практически топчется на месте (см. «Декомпозиция изменения спроса по странам»).

Ключевая причина замедления роста спроса на нефть – снижение темпов развития мировой экономики. Сразу шесть экономик мира находятся на грани рецессии: Великобритания, Италия, Германия, Мексика, Бразилия и Швеция (см. «Динамика ВВП ряда стран»). Темпы роста экономики Аргентины отрицательны уже шесть месяцев подряд. Страна пережила восьмой в истории выборочный дефолт, отложив выплату долга в \$7 млрд. Правительство Аргентины с хладнокровием мастера серийных дефолтов ввело контроль над движением капитала, чтобы остановить сокращение валютных резервов и обесценение песо, который в августе упал на 25%. Эта южноамериканская страна планирует продлить сроки погашения краткосрочного долга и ведет переговоры о новых сроках выплаты кредитов МВФ.

Мировая экономика замедляется в силу ряда факторов, к которым относятся денежно-кредитная политика США, рост напряженности в торговых отношениях между Китаем и Соединенными Штатами, замедление китайской экономики и ряд других.

В последний день июля Федеральная резервная система США, впервые с 2008 года, снизила базовую процент-

ную ставку на 25 базисных пунктов (б.п.), до 2–2,25% (см. «Эффективная процентная ставка ФРС США»). Начало цикла понижения процентной ставки означает, что крепкий доллар и, следовательно, низкая цена на нефть больше не устраивают экономику США. Рынки восприняли разовое снижение ставки негативно, поскольку в ценах уже были заложены соответствующие ожидания, а о последующих снижениях ставок объявлено не было. Но, по всей видимости, можно говорить о начале цикла смягчения денежно-кредитной политики США, поскольку ставка 18 сентября 2019 года была понижена второй раз подряд. Произошедший накануне заседания Комитета по открытым рынкам ФРС скачок цен на нефть стал новым источником глобальной неопределенности, которую Федрезерв неоднократно упоминал в качестве главной причины своего перехода к более мягкой монетарной политике.

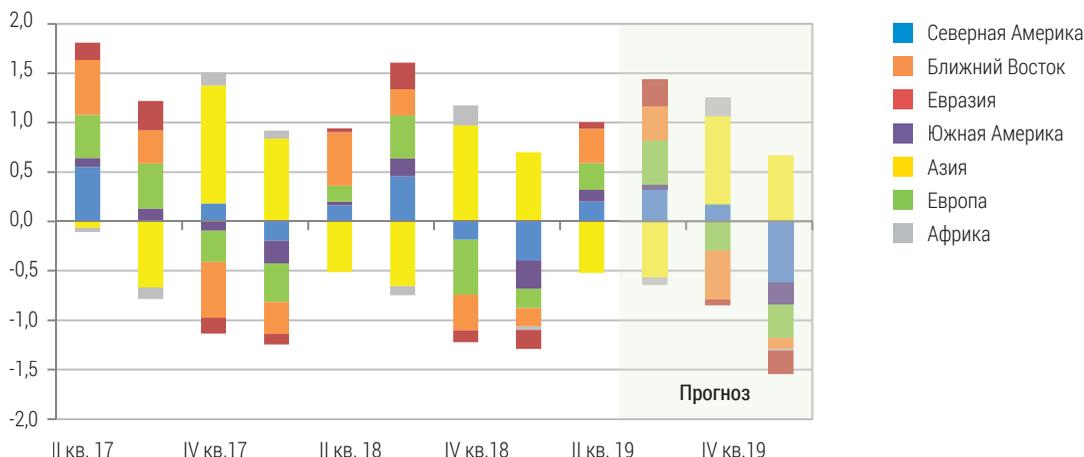
Ставка по федеральным фондам была снижена на 25 б.п., опустив границы целевого диапазона до 1,75–2,00%. Прогноз Комитета не предполагает дальнейшее снижение процентных ставок, что вызвало негативную реакцию рынка и укрепление USD. Но председатель Комитета подтвердил готовность Федрезерва действовать соответственно ситуации и при принятии решений опираться на макроэкономические индикаторы.

Такой шаг не означает мгновенную смену тренда на ослабление доллара и укрепление цен на нефть, ведь мягкой денежной политикой увлечено большинство ключевых центробанков мира. Поэтому потребуются определенное время и довольно низкая ставка, чтобы курс доллара стал работать на сокращение торгового дефицита США и обеспечение долларовой ликвидности.

Другое направление удара для борьбы с дефицитом торгового баланса – защита внутреннего рынка США от китайских товаров. С 1 сентября Вашингтон и Пекин провели взаимное повышение импортных пошлин. Администрация

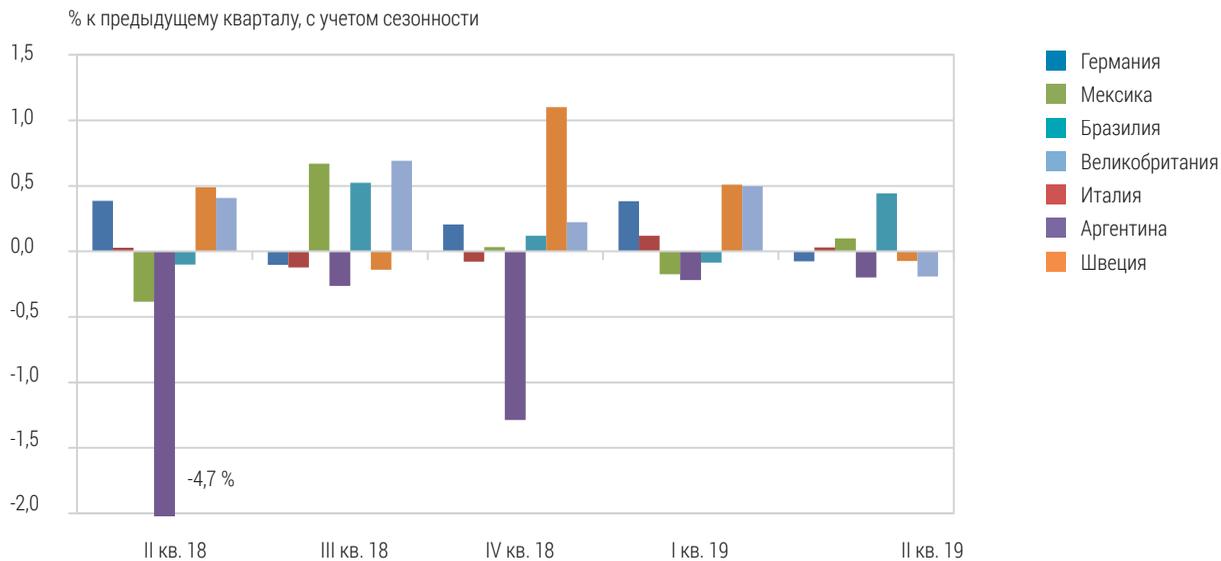
### ДЕКОМПОЗИЦИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СПРОСА ПО СТРАНАМ, КВАРТАЛ К ПРЕДЫДУЩЕМУ КВАРТАЛУ

млн барр/сут.



Источник: EIA, составлено автором

ДИНАМИКА ВВП РЯДА СТРАН, КВАРТАЛ К ПРЕДЫДУЩЕМУ КВАРТАЛУ С ИСКЛЮЧЕНИЕМ СЕЗОННОСТИ



Источник: ОЭСР, составлено автором

Трампа объявила об увеличении тарифов на 15% на китайский импорт, на сумму \$112 млрд. КНР мгновенно ответила повышением тарифов на 10%, на сумму \$75 млрд. Причем удар был нанесен по центру политической поддержки Трампа – заводам и фермам на Среднем Западе и Юге страны.

Повышение тарифов будет поэтапным. С 1 сентября новыми пошлинами будет обложена только часть товаров, а до конца года США введут новый 15%-ный тариф на китайские импортные товары общей стоимостью \$160 млрд, включая ноутбуки и мобильные телефоны.

Торговая война вызвала у инвесторов ожидание рецессии экономики Соединенных Штатов. Кривая казначейских облигаций США на отрезке 2–10 лет, которая в последние 60 лет весьма точно предсказывала каждую рецессию в американской экономике, сейчас имеет самую пологую форму за период с 2007 года. Индикатор вероятности наступления рецессии в США на горизонте ближайших 12 месяцев, рассчитываемый ФРБ Нью-Йорка, составляет 33% и приближается к уровням, наблюдавшимся в периоды предыдущих рецессий.

На фоне торговых ограничений ВВП Китая во II квартале 2019 года замедлился до минимума за последние 27 лет (6,2%), хотя индикаторы промышленного производства и оборота розничной торговли в стране оказались выше ожиданий. Последний показатель увеличился преимущественно благодаря росту закупок автомобилей государственными предприятиями. Динамика кредитования в первом полугодии выросла на 30%, что усиливает опасения надувания кредитного пузыря.

Неспокойно и на европейском фронте. Выход Великобритании из ЕС без соглашения (Brexit) намечен на 31

октября, хотя все больше разговоров о его переносе на более поздний срок. Если раньше англичане обычно уходили не попрощавшись, то теперь они регулярно прощаются с Евросоюзом, но не выходят.

Новые торговые ограничения и Brexit приведут к дальнейшему замедлению роста мирового ВВП, снижению инвестиций и разрушению цепочек поставок. Все это ухудшает экономические ожидания, тормозит рост мирового ВВП и спроса на нефть.

Вместе с экономическими показателями нефтяной цикл в равной, а может даже еще в большей степени формируется внутриотраслевыми факторами, определяющими динамику предложения нефти.

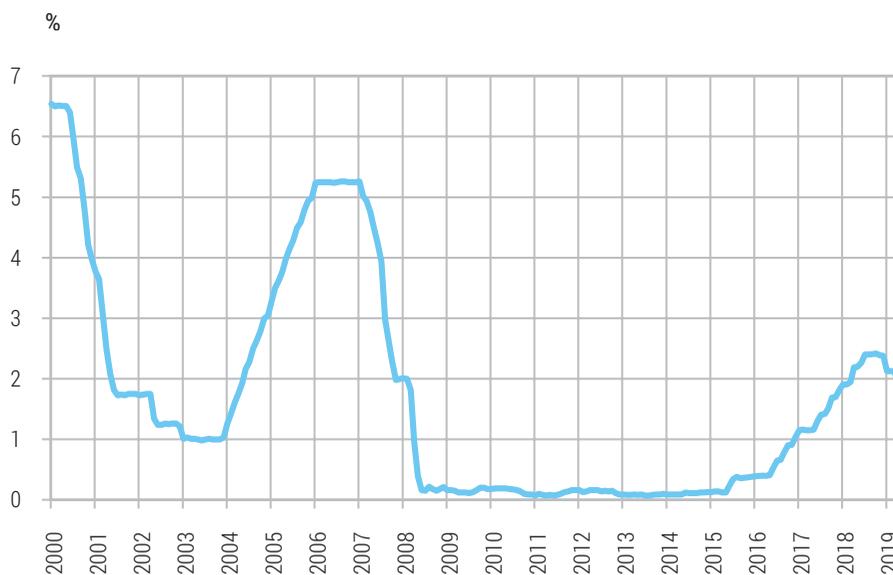
### ЖЮГЛЯР ПОДКРАЛСЯ НЕЗАМЕТНО

Добыча сланцевой нефти в США оказалась одним из определяющих факторов, который привел к падению цен на «черное золото» в 2014–2016 годах. По мнению экспертов, она стала новым регулятором рынка, потеснив с этой позиции ОПЕК. Важно понимать, что запаздывание между принятием окончательного инвестиционного решения и началом добычи определяет возможность возникновения экономических колебаний добычи нефти и обуславливает длительность нефтяного цикла для рассматриваемых видов ресурсов.

Отраслевые колебания добычи являются аналогом цикла Жюгляра для всей экономики в целом, в котором наблюдаются не просто колебания в уровне загрузки существующих производственных мощностей, но и колебания в объемах инвестиций в основной капитал.

Так же как и глобальная экономика соткана из мно-

## ЭФФЕКТИВНАЯ ПРОЦЕНТНАЯ СТАВКА ФРС США



Источник: ФРС США, составлено автором

жества отраслей с различной длиной инвестиционного цикла, мировая нефтяная отрасль добывает сырьевые ресурсы с различным характерным временем освоения и себестоимостью. По данным Goldman Sachs, их время освоения варьируется от 14 лет для тяжелой нефти до полугода для сланцевых ресурсов. ОПЕК может изменять добычу еще более оперативно – в течение двух месяцев после появления такой необходимости.

Разница в характерном времени освоения ресурсов порождает волны различной длины в добыче, инвестициях и ценах на нефть, которые образуют нефтяной цикл. Экономист Пол Франкель однажды заметил: «Проблема нефти в том, что всегда ее слишком много или слишком мало». Циклы, связанные главным образом с запаздыванием реализации инвестиционного решения от времени его принятия, характеризуют нефтяную промышленность с самого ее начала и до наших дней (см. «Цикл нефтяного рынка»).

Под нефтяным циклом обычно понимают длительные периоды избыточного или ограниченного предложения, которые характеризуются соответствующим изменением цен на нефть. Например, в период профицита в 1981–1998 годах цены снижались на протяжении 13 лет. Напротив, период быстрого роста экономики Китая в 1999–2012 годах характеризовался ограниченным предложением и ростом цен 12 из 14 лет.

Текущий цикл обильного предложения нефти стал очевиден в конце 2014 года, когда цены рухнули. Его дно, по всей видимости, было достигнуто в январе 2016 года. Характерными особенностями цикла, помимо увеличения добычи сланцевой нефти, стали волатильная динамика мирового экономического роста на фоне торговых ограничений и валютных войн, несогласованная политика

ОПЕК в начале цикла, неистовое санкционное давление США на Иран и Венесуэлу.

Нефтяной цикл формируется из набора волновых колебаний добычи различных ресурсов, начиная от тяжелой нефти и заканчивая сланцевой. Наличие разных по периоду колебаний и сравнимых по объему добычи ресурсов делает нефтяной цикл более однородным и сглаженным.

Таким образом, появление еще одной гармоник – циклической составляющей от сланцевой добычи – привело к сужению диапазона колебаний цены (\$50–80/барр) и к тенденции на снижение ее волатильности (см. «Динамика среднегодовой волатильности цены на нефть марки Brent и ее тренд»).

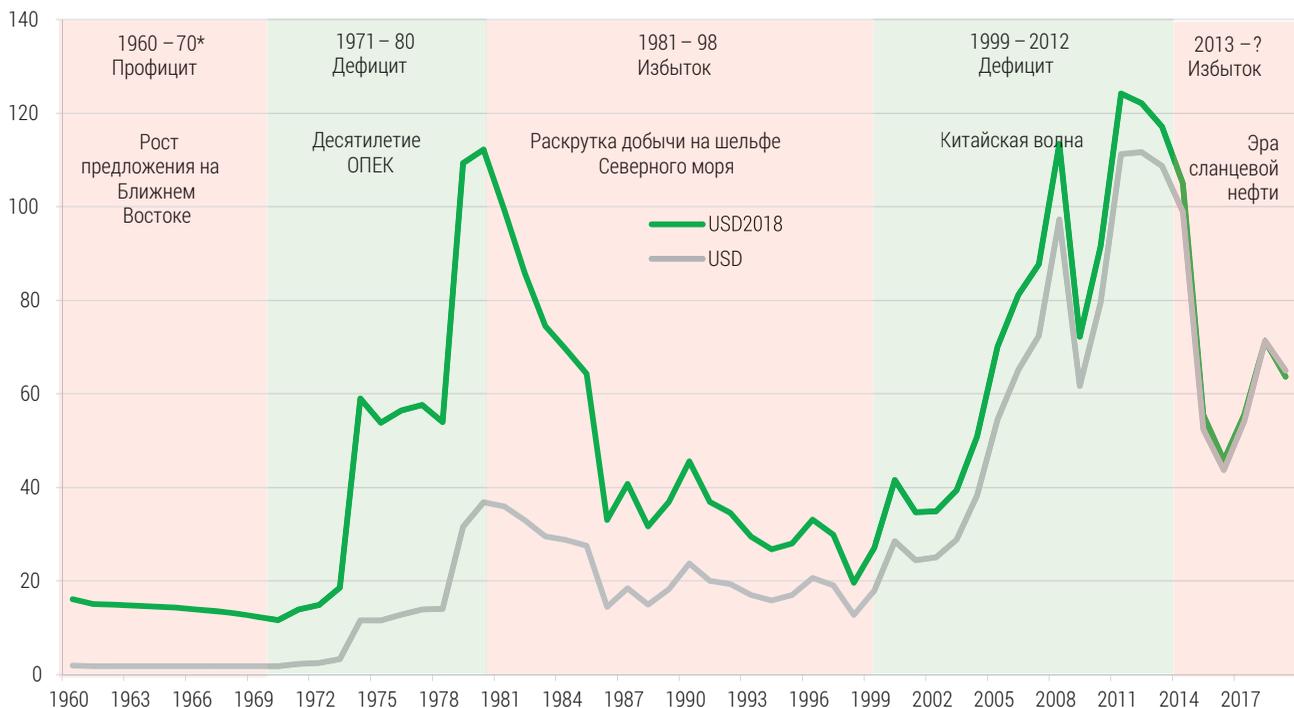
Фундаментальное снижение волатильности пока «за шумлено» переходным периодом к новому, более низкому уровню цен, торговыми и валютными войнами, нестабильностью фондовых рынков, геополитическими пертурбациями и политикой ОПЕК. Поэтому для более полного переосмысления значимости нового ресурса для мирового рынка нефти и более глубокого понимания «новой нормальности» должно пройти еще некоторое время.

С годами мы все лучше будем понимать влияние добычи сланцевой нефти на мировую цену и политику ОПЕК. Кроме того, нам предстоит научиться точнее предсказывать извлекаемые запасы сланцевой нефти. Среди ведущих аналитических агентств сейчас есть консенсус только по поводу ограниченности ее запасов, что выражается наличием пика на графиках с прогнозом добычи в Соединенных Штатах (см. «Сравнение прогнозов добычи сланцевой нефти в США»).

Наступление пика добычи сланцевой нефти в США, а значит, и окончание текущей фазы нефтяного цикла,

## ЦИКЛ НЕФТЯНОГО РЫНКА

Среднегодовая цена нефти марки Brent, \$/барр



Источник: BP, IHS, составлено автором

ождается в диапазоне от 2025-го до 2035 года. Конкретная дата будет зависеть от ценовой конъюнктуры, консолидации отрасли и развития технологий добычи. Также нет единого понимания, будет ли достигнуто плато в объемах добычи после достижения ее пика или она пойдет резко на спад. Мне интуитивно ближе второй вариант, так как сланцевая нефть отличается высокой скоростью снижения базовой добычи.

**По итогам первых восьми месяцев года рост мирового спроса на нефть в текущем году оценивается всего в 0,6 млн барр/сут., что является худшим результатом с 2009 года**

Чем быстрее рост сланцевой добычи, тем стремительнее будет ее падение. Исходя из этой гипотезы производителям, которые разрабатывают традиционные ресурсы углеводородов, надо быть готовыми уже в обозримом будущем обеспечить рынок возрастающими объемами нефти, которые будут компенсировать падение производства в США. Для этого мировой нефтяной отрасли необходимо более интенсивно инвестировать в геологоразведку и обеспечивать полное восполнение запасов на действующих месторождениях.

Особую роль в формировании будущего предложения нефти будут по-прежнему играть страны ОПЕК. Поэтому столь важно разобраться в их по-арабски запутанной стратегической линии противостояния сланцевым производителям США.

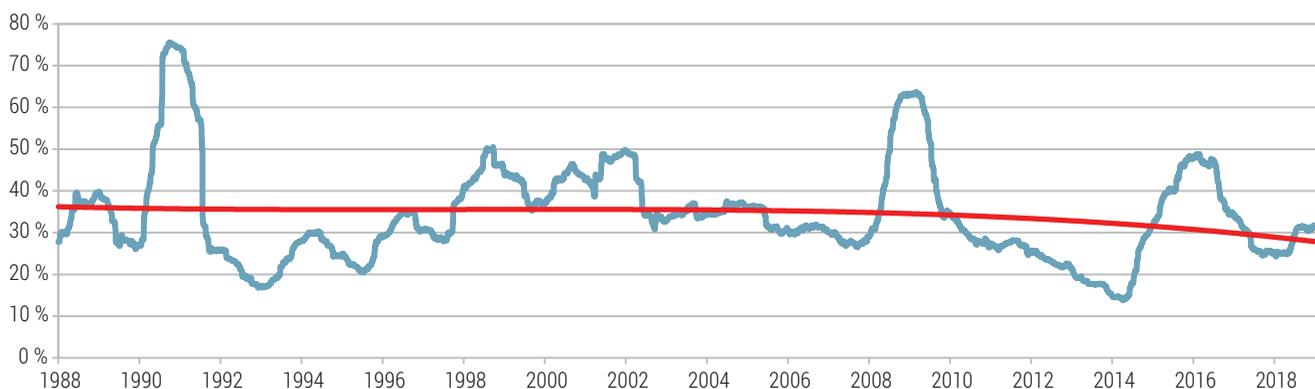
## КОРОЛЕВСКИЙ ГАМБИТ САУДОВСКОЙ АРАВИИ

Добыча нефти в США достигла пика в 10 млн барр/сут. еще в 1970 году и после этого постепенно снижалась. К 2008 году ее объемы опустились почти до 5 млн барр/сут., но неожиданно стали расти благодаря появлению нового источника предложения – сланцевой нефти. К ноябрю 2014 года она увеличилась более чем на 89% – до 9,3 млн барр/сут. В результате резкого расширения предложения и одновременного экономического обусловленного замедления роста спроса цена нефти марки Brent скатилась с уровня выше \$100/барр до \$70/барр.

Характерными особенностями сланцевой нефти стали ее короткий цикл, то есть время от принятия финального инвестиционного решения до начала добычи (около полугода) и сравнительно высокая себестоимость добычи. Ее минимальная граница в 2014 году составляла около \$70/барр.

На заседании ОПЕК 27 ноября 2014 года министр нефти Саудовской Аравии Али аль-Наими шокировал мировой

## ДИНАМИКА СРЕДНЕГОДОВОЙ ВОЛАТИЛЬНОСТИ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ МАРКИ BRENT (OVX INDEX) И ЕЕ ТРЕНД



Источник: EIA, составлено автором

рынок заявлением о том, что Королевство не будет сокращать объемы добычи для поддержания цены. Вместо этого КСА за следующую половину года нарастило добычу почти на 1 млн барр/сут.

В своем интервью изданию «Ближневосточное экономическое обозрение» в декабре 2014 года министр так объяснил случившееся: «Разумно ли для высокоэффективного производителя снижать производство, в то время как производитель с низкой эффективностью продолжает производство? Это нечестная, плутовская логика. Если я снижу добычу, что произойдет с моим рынком? Цена поднимется и русские, бразильцы, производители сланцевой нефти из США займут мою долю. Если мы позволим ценам расти, как мы это сделали в 2008 году в Оране (на встрече ОПЕК в алжирском городе Оран 17 декабря 2008 года – Ред.), это просто позволит поднять добычу «маргинальных баррелей». Их величина в 2008 году составляла менее 1 млн барр/сут., а сейчас – около 4 млн барр/сут. Когда цены растут или падают, мы делаем все возможное для собирания всех вместе, включая страны не-ОПЕК. Мы попытались, но это не получилось. По моему предыдущему опыту очевидно, что другие, не входящие в ОПЕК страны, не будут снижать добычу».

Министр полагал, что когда цены упадут ниже себестоимости, добычу сократят не только производители сланцевой нефти, но и операторы новых месторождений в Бразилии и Африке, а ОПЕК не будет сокращать производство ни при каких обстоятельствах.

## НОВЫЙ МИНИСТР – НОВАЯ ПОЛИТИКА

Обвал цен на нефть привел к дефициту бюджета КСА в размере 15% от ВВП. Это негативно отразилось на экономике страны, которая была недиверсифицированной, нефтезависимой и подверженной «голландской болезни». В это время на авансцену нефтяной политики Королевства энергично врывается тридцатилетний принц Мухамед бин Салман, который всего за год своего правления

сумел заявить о себе как об одном из самых влиятельных людей мира.

В 2016 году понимание того, что пик спроса на нефть не за горами, все больше охватывало нефтяную отрасль, а через три года оно практически стало консенсусом. Основатель ОПЕК Шейх Ахмед Заки Ямани еще в 2000 году прогнозировал спад спроса на нефть в связи с ростом энергоэффективности экономики на горизонте 30 лет: «Каменный век кончился не потому, что кончились камни, и нефтяной век кончится не потому, что кончится нефть».

Принц Мухаммед разделял этот взгляд Ямани и выдвинул программу «Видения-2030», чтобы диверсифицировать экономику КСА и сделать ее менее зависимой от нефти. Он начал подготовку к IPO государственной нефтяной компании Saudi Aramco, стимулировал ее экспансию на зарубежные рынки.

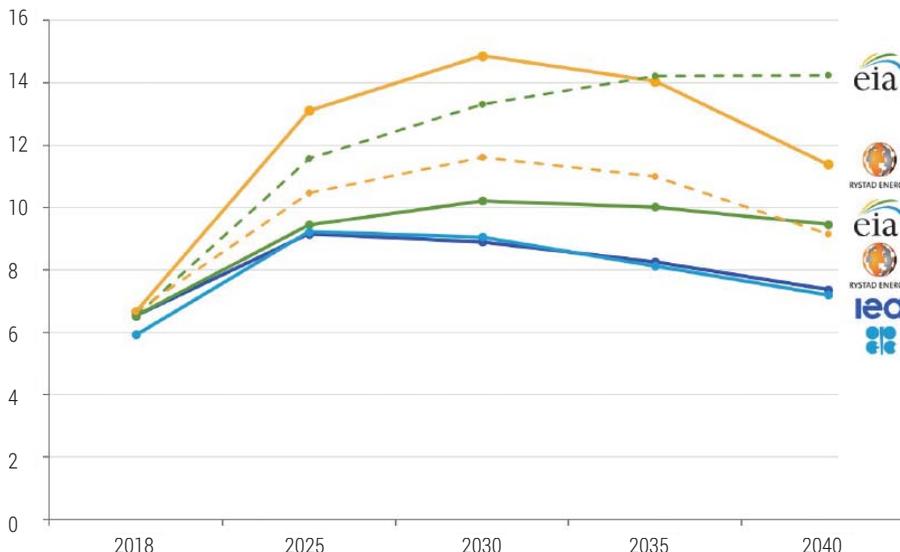
**Сразу шесть экономик мира находятся на грани рецессии: Великобритания, Италия, Германия, Мексика, Бразилия и Швеция**

Достойная биржевая оценка Saudi Aramco возможна была только при условии высокой цены на нефть. Для безоговорочной смены энергетической политики в апреле 2016 года принц отправил в отставку министра нефти Али аль-Наими, который занимал этот пост 21 год. Уже в мае министром энергетики, промышленности и минеральных ресурсов был назначен глава Saudi Aramco Халид аль-Фалих.

В августе 2016 года новый министр энергетики впервые указал на готовность Королевства «сотрудничать», чтобы помочь восстановить равновесие на рынке нефти. Через месяц, 26 сентября 2016 года, на неофициальной встрече ОПЕК в Алжире ее участники впервые за последние

СРАВНЕНИЕ ПРОГНОЗОВ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В США

млн барр/сут.



Источник: Rystad Energy

восемь лет предварительно договорились снизить уровень добычи нефти. Цена на нее мгновенно выросла на 6%. Организации удалось расширить свою коалицию до так называемого формата ОПЕК+, к которому присоединились страны-наблюдатели: Россия, Казахстан, Азербайджан и ряд других. Таким образом, для смены нефтяной политики понадобилось заменить министра нефти.

**ЗА ШТУРВАЛОМ КОРОЛЕВСКАЯ СЕМЬЯ**

В сентябре 2019 года снова произошла министерская рокировка. С 1960 года в Королевстве было всего лишь пять человек, которые сменили друг друга на посту главы Минэнерго. Теперь впервые в истории этот пост занял член правящей семьи. Саудовский король Салман аль Сауд отправил в отставку главу Министерства энергетики Халида аль-Фалиха, который занимал этот пост с мая 2016 года. Его сменил 59-летний принц Абдель Азиз, который является сыном главы королевской семьи и старшим сводным братом наследного принца Мухаммеда бин Салмана.

Выступая позднее на министерской сессии и рассказывая о своих взглядах на будущее энергетики и отношения с Россией в рамках соглашения ОПЕК+, Абдель Азиз подарил журналистам много ярких цитат. «Я не тот жеребец, которого можно оседлать. Я известен своей чрезмерной спонтанностью. Иногда даже чрезмерным цинизмом», – говорил министр о своих профессиональных качествах.

Министр смог пронцательно выхватить суть нефтяного цикла: «В 1998 году я навещал своих хороших друзей

в США, и я сказал им: более низкие цены на нефть – это рецепт более высоких цен на нефть. Оказалось, что я был прав». Конечно, министр не отказал себе в удовольствии пройтись по флюгирующим вслед за волатильными ценами прогнозам аналитиков Международного энергетического агентства: «Я по природе своей оптимист... и меня только что спрашивали по поводу прогнозов МЭА. Я ответил, что если бы я беспокоился по поводу прогнозов МЭА, то, вероятно, постоянно сидел бы на «Прозаке» (антидепрессанте – Ред.)».

**Начало цикла понижения процентной ставки ФРС США означает, что крепкий доллар и, следовательно, низкая цена на нефть больше не устраивают экономику США**

**ПРЕЖНЯЯ ПОЛИТИКА – НОВЫЕ ОБСТОЯТЕЛЬСТВА**

Несмотря на то, что политика КСА время от времени меняется на 180 градусов и иногда ее смену поручают новому министру, сейчас для ее изменения не самый лучший момент. Мировой рынок нефти близок к балансу, хотя цены еще не достигли желательных для бюджета КСА и IPO Saudi Aramco высот – не менее \$70/барр.

В своих ранних интервью принц Абдель Азис поддерживал текущую политику ОПЕК, направленную на сокращение добычи. Поэтому, скорее всего, при сохранении прежней политики может измениться способ ее реализации, то есть тактика достижения целей в ходе переговоров с партнерами.

Эксперты Оксфордского института энергетических исследований не видят причин даже для тактических маневров с объемами добычи: «Саудовская Аравия вряд ли будет настаивать на том, чтобы альянс пошел на более масштабные сокращения, поскольку это может негативно повлиять на цены по целому ряду причин, но в основном из-за потенциального увеличения добычи сланца в США и угрозы, что другие страны ОПЕК+ могут захотеть снова нарастить производство нефти. ОПЕК, возможно, придется воздержаться от вмешательства и готовиться к «тяжелым временам», так как торговая война и неустойчивый спрос омрачают экономические перспективы».

С другой стороны, аналитики Sanford C. Bernstein указывают на то, что «ОПЕК надо будет еще больше сократить добычу, дополнительно урезав ее на 1 млн барр/сут. в 2020 году, чтобы удержать цены на уровне \$60/барр на фоне роста производства в странах, не входящих в нефтяной альянс».

Исходя из анализа баланса мирового рынка нефти, я также вижу необходимость в дополнительных объемах сокращения добычи ОПЕК за счет улучшения дисциплины и дальнейшего сокращения производства КСА в 2020 году. Это позволит удержать цену на нефть в коридоре \$60–70/барр, принесет дополнительной доход по отношению к альтернативному варианту и привлечет дополнительные средства в ходе IPO Saudi Aramco.

14 сентября 2019 года мониторинговый комитет ОПЕК+ рекомендовал странам ОПЕК продлить сделку об ограничении добычи до конца 2020 года на прежних условиях (сокращение на 1,2 млн барр/сут. к уровню октября 2018 года.). Однако осенью ОПЕК+ по-прежнему будет перевыполнять сделку, поскольку в тот же день по добычным и перерабатывающим объектам Saudi Aramco были нанесены удары дронами. Компания была вынуждена урезать добычу на 50%. Ответственность за произошедшее взяли на себя йеменские повстанцы-хуситы. Они пообещали, что удары по объектам в Саудовской Аравии будут продолжаться.

Госсекретарь США Майк Помпео мгновенно обвинил Иран в «беспрецедентной атаке на мировые поставки энергоносителей» и призвал мировое сообщество сделать все, чтобы привлечь Тегеран к ответственности. Американский сенатор Линдси Грэм, в свою очередь, предложил атаковать нефтеперерабатывающие объекты Ирана. Президент Дональд Трамп выразил готовность расширить антииранские санкции в течение 48 часов, подчеркнув, что есть много возможностей повлиять на Иран помимо вооруженных действий. Но пока есть признаки того, что шумиха уляжется, ведь КСА не удалось схватить за руку исполнителей атаки, а вот американские комплексы ПВО были посрамлены.

Ожидается, что добыча будет восстановлена в течение месяца, в то время как недостаток предложения нефти

будет покрываться из коммерческих и стратегических запасов. 18 сентября принц Абдул-Азис бен Салман оптимистично заявил, что в сентябре и октябре суточная нефтедобыча в стране составит в среднем 9,89 млн барр, то есть будет даже немного больше, чем в августе и июле. Министр пообещал, что все сентябрьские обязательства по отгрузке углеводородного сырья потребителям будут исполнены в полном объеме. Стабильность экспортных поставок саудовские власти собираются обеспечить за счет сокращения суточной нефтепереработки внутри страны на 1 млн барр и изъятия нефти из аккумулированных товарных запасов (60 млн барр).

**Вместе с экономическими показателями нефтяной цикл в равной, а может даже еще в большей степени формируется внутриотраслевыми факторами, определяющими динамику предложения нефти**

Пока Эр-Рияд пытается втянуть США в военный конфликт с Ираном. Если КСА это удастся, цена на нефть может оказаться высокой на протяжении длительного времени, на фоне чего будет выгодно провести IPO Saudi Aramco. Как говорится, запишем и будем наблюдать.

В следующем году, помимо международного терроризма, на мировой рынок нефти будут воздействовать и другие факторы – как продолжение замедления мировой экономики и спроса на нефть, так и угроза смягчения санкционной политики США против Ирана. Если Ирану удастся отстоять свою непричастность к инциденту с авиаударом по КСА, цена может упасть, при условии, что США одобряют предложение Франции предоставить Ирану кредит в \$15 млрд в обмен на поставку 0,7 млн барр/сут. Увольнение одного из главных сторонников жесткой антииранской линии, советника президента США по национальной безопасности Джона Болтона, 10 сентября 2019 года стало логичным шагом Трампа по продолжению линии на ослабление давления на Иран.

Разовым положительным фактором для баланса рынка в 2020 году, наряду со смягчением денежной политики США, будет рост спроса на нефть благодаря вступлению в силу новых требований к чистоте бункеровочного топлива Международной морской организации.

Кроме того, переизбрание американского президента на второй срок исторически происходило преимущественно на фоне ралли на фондовом рынке США, который положительно скоррелирован с ценой на нефть. Хотя, возможно, чтобы дважды порадовать избирателей – и биржевыми рекордами, и низкими ценами на бензин, – Дональд Трамп в следующем году в рамках своей предвыборной кампании попытается разрушить эту корреляцию. Благо геополитических рычагов для этого у него хватает, и никакие противовесы ему не страшны. 📌



# Разговоры и реальные дела

## Арабские инвестиции в нефтегазовую отрасль России

ТАТЬЯНА ШМЕЛЕВА

Эксперт Института Ближнего Востока

Ближневосточные инвестиции в нефтегазовый сектор РФ – явление сравнительно новое. Нельзя сказать, что Россия совсем не интересовала арабских инвесторов, однако существовал ряд причин, в силу которых они воздерживались от реализации каких-либо проектов. Это были как политические факторы (участие СССР в афганском конфликте, а позднее начало в России чеченской кампании), так и экономико-правовые (постепенное становление рыночной экономики, высокий уровень инвестиционных и правовых рисков и т.д.). Постепенно ситуация начала меняться, и огромный арабский капитал (в основном из нефтяных монархий Персидского залива) стал осторожно выходить на российский рынок.

В сферу инвестиционных интересов ближневосточных инвесторов входят такие секторы рынка, как недвижимость, портовая и транспортная инфраструктура, АПК, сырьевые отрасли, портфельные инвестиции. Арабские инвесторы участвуют в инвестиционных проектах как непосредственно, так и через различные фонды и компании. На сегодняшний день прямые вложения стран Персидского залива в российскую экономику оцениваются в \$25 млрд, из которых более \$20 млрд приходится на соинвесторов Российского фонда прямых инвестиций (РФПИ). Так, в 2013 году РФПИ привлек \$2 млрд от эмиратской компании

Mubadala и \$5 млрд от Министерства финансов Абу-Даби, в 2014-м – \$2 млрд от катарской Qatar Investment Authority, в 2015-м – \$10 млрд от саудовской Public Investment Authority и т.д.

В текущих экономических условиях, когда из-за санкций западные рынки капитала для России практически закрыты, арабские инвесторы выступают едва ли не единственной реальной альтернативой. Причем инвестиционный процесс в данном случае носит двусторонний характер: стараясь привлечь арабские капиталы, российская сторона и сама заинтересована в различных инвестиционных проектах в странах Ближнего Востока.

## САУДОВСКАЯ АРАВИЯ

На протяжении десятилетий отношения двух нефтяных держав, России и Саудовской Аравии, оставались прохладными. Однако резкое падение цен на нефть в 2014 году открыло перспективы для сближения, которое обрело конкретные черты в ходе совместной работы над соглашением стран-производителей нефти о сокращении добычи. Самым значимым результатом сближения Москвы и Эр-Рияда остается подписанное в 2016 году соглашение о совместных действиях для поддержания стабильности на рынке нефти. Оно сделало возможной договоренность о сокращении добычи между странами-производителями, которая стабилизировала цены на нефть на мировом рынке.

В октябре 2017 года состоялся визит в Москву короля Саудовской Аравии Салмана бен Абдель Азиза Аль Сауда, был подписан ряд знаковых соглашений между двумя странами. На их основе РФПИ и суверенный фонд Саудовской Аравии Public Investment Fund (PIF) создали платформы для инвестиций в энергетическом и технологическом секторах. При этом объем вложений в рамках каждой платформы составил \$1 млрд. Управляющий директор PIF Ясир ар Румайяна заявил: «Мы видим очень много синергетических эффектов между экономиками России и Саудовской Аравии. Мы являемся крупнейшими производителями нефти. Поэтому у взаимных инвестиций в этой сфере есть огромный потенциал».

Фонд будет инвестировать в развитие российских поставщиков услуг в сфере разведки и добычи, а также производителей нефтегазового оборудования. Инвестиции со стороны Саудовской Аравии помогут российским компаниям этого сектора выйти на мировой рынок.

Также «Газпром нефть» и Saudi Aramco подписали меморандум о расширении двустороннего сотрудничества в нефтегазовой сфере. Соглашение предполагает взаимодействие по таким направлениям, как развитие технологий бурения и ремонта скважин, совершенствование насосных систем, разработка неметаллических труб большого диаметра. Кроме того, подписанный документ открывает возможности для партнерства в сфере производства оборудования для разработки нефтегазовых месторождений с возможностью локализации его выпуска в России или в Саудовской Аравии. Следующим шагом может стать совместное освоение месторождений и взаимодействие в области нефтепереработки.

**В сферу инвестиционных интересов ближневосточных инвесторов входят такие секторы рынка, как недвижимость, портовая и транспортная инфраструктура, АПК, сырьевые отрасли, портфельные инвестиции**

В феврале 2018 года Россия предложила Saudi Aramco стать инвестором проекта НОВАТЭКа по производству сжиженного природного газа «Арктик СПГ-2».

Напомним, что «Арктик СПГ-2» – это второй завод компании НОВАТЭК по производству сжиженного природного газа, запуск которого должен состояться в 2023 году. Его



мощность составит порядка 19,8 млн тонн в год. НОВАТЭК рассчитывает, что новый завод на базе месторождений на полуострове Гидан обойдется минимум на 30% дешевле, чем «Ямал СПГ», в том числе за счет локализации производства оборудования. Окончательное решение о строительстве предприятия планируется принять в конце 2019 года. В этот проект, как и в ямальский, компания планирует привлечь партнеров, которые получат от 30 до 49%, а у НОВАТЭКа останется контрольный пакет.

Министр энергетики, промышленности и минеральных ресурсов Саудовской Аравии Халид аль-Фалих сказал в этой связи: «Эр-Рияд очень заинтересован в возможности инвестиций во второй этап «Ямал СПГ» («Арктик СПГ-2». – *Прим. автора*). Это большой проект, и он может стать частью газовой стратегии Арамсо». Уже в октябре 2018 года глава РФПИ Кирилл Дмитриев сообщил СМИ о том, что Саудовская Аравия объявила о готовности инвестировать в «Арктик СПГ-2» около \$5 млрд.

Чем же обусловлен интерес Эр-Рияда к инвестициям в российские СПГ-проекты? Нельзя не согласиться с ведущим аналитиком Фонда национальной энергетической безопасности Игорем Юшковым, который считает, что «интерес саудитов к «Арктик СПГ» преимущественно политический, об этом можно судить по экономике проекта: он объективно тяжелый, не предвещающий большую прибыль инвестору».

Напомним, что сейчас одним из крупнейших экспортеров СПГ является Катар, но Саудовская Аравия, ОАЭ, Бахрейн, Египет и ряд других государств, солидарных с ними, разорвали дипломатические отношения с Дохой, обвинив ее в поддержке терроризма. Несмотря на это, по итогам 2017 года Qatar Petroleum увеличила зарубежные поставки СПГ до 77 млн тонн. Страна планирует в течение пяти-семи ближайших лет нарастить экспорт на 30%, до 100 млн тонн в год.

**На протяжении десятилетий отношения двух нефтяных держав, России и Саудовской Аравии, оставались прохладными. Однако резкое падение цен на нефть в 2014 году открыло перспективы для сближения**

По мнению аналитика Raiffeisenbank Андрея Полищука, газ «Арктик СПГ-2» сможет конкурировать с катарским сжиженным газом как один из самых дешевых по себестоимости производства в мире (но только в том случае, если будут выполнены планы снижения затрат на строительство завода на 30% по сравнению с проектом «Ямал СПГ»).

К тому же Саудовская Аравия прекрасно осознает, что газ перестал быть региональным товаром и, благодаря новым технологиям производства СПГ, превратился в такой же глобальный товар, как нефть. Заместитель генерального директора Института экономики и финансов Алексей Белогорьев отмечает в этой связи:

«Стратегия Saudi Aramco направлена на диверсификацию деятельности и географическую экспансию. Проекты НОВАТЭКа более конкурентоспособны по сравнению с заводами по сжижению газа из Австралии, а в американские проекты по СПГ саудовцев не приглашают». Эксперты сходятся во мнении, что Saudi Aramco, скорее всего, войдет в «Арктик СПГ-2» как миноритарный инвестор с долей до 20%.

В начале июня 2019 года в своем интервью изданию Arab News министр энергетики Саудовской Аравии Халид аль-Фалих, также занимающий должность председателя совета директоров Saudi Aramco, сообщил: «Ряд ведущих компаний России оценивают инвестиции в Саудовскую Аравию, так же как и Saudi Aramco и SABIC рассматривают инвестиции в многообещающие газовые и нефтехимические проекты в России. Например, СИБУР, крупнейшая интегрированная нефтехимическая компания России, оценивает возможность строительства завода по производству каучука в Саудовской Аравии с объемом инвестиций в \$1 млрд в рамках совместного предприятия с Saudi Aramco и Total».

Халид аль-Фалих также отметил, что сотрудничество между РФ и Саудовской Аравией является «краеугольным камнем» для совместных действий стран в рамках ОПЕК+ по стабилизации рынка и при этом «продолжается за пределами ОПЕК+ и нефти». Среди примеров данного взаимодействия он, в частности, отметил соглашение между МГУ и Saudi Aramco по созданию исследовательского центра в Москве, а также планируемые поставки пшеницы из России в Саудовскую Аравию (первая пробная партия была направлена в страну в декабре 2018 года. – *Прим. автора*).

## ОАЭ

Основной партнер суверенного фонда ОАЭ Mubadala в России – РФПИ. И все инвестиции в РФ эта компания осуществляет совместно с этим российским фондом. Напомним, что в 2013 году РФПИ и Mubadala создали платформу для совместного инвестирования в проекты на территории РФ, а целевой объем инвестиций в рамках партнерства составил \$7 млрд. К настоящему моменту фонд Mubadala осуществил и одобрил более 40 сделок в различных секторах.

В августе 2018 года фонд Mubadala открыл свой офис в Москве, в одной из башен Москва-сити. Агентство Bloomberg сообщило, что это стало возможным после того, как Mubadala в ноябре прошлого года приобрел команду Verno Capital для увеличения своих инвестиций и управления активами в России и странах СНГ. До сих пор у суверенного фонда были офисы, кроме Абу-Даби, только в Бразилии и США.

Первым инвестиционным проектом Mubadala Petroleum в российском нефтегазовом секторе стало совместное предприятие на базе «Газпромнефть-Восток». В сентябре 2018 года была закрыта сделка, в рамках которой консорциум РФПИ и Mubadala приобрел 49% «Газпромнефть-Восток». В итоге на данный момент «Газпром нефть» владеет 51% в капитале совместного предприятия, Mubadala Petroleum и РФПИ – 44 и 5%, соответственно.

Глава РФПИ Кирилл Дмитриев отметил: «Участие в консорциуме Mubadala Petroleum из ОАЭ позволит привлечь средства, опыт и экспертизу ближневосточных партнеров



РФПИ в российский нефтегазовый сектор». Партнеры вместе будут определять долгосрочную стратегию развития совместного предприятия, уделяя особое внимание эффективности добычи и геологоразведочных работ, а также применению инновационных технологий при разработке запасов донорского комплекса, отмечается в сообщении РФПИ. Напомним, что «Газпромнефть-Восток» остается дочерней структурой «Газпром нефти» и продолжит исполнять функции оператора освоения 13 месторождений.

## КУВЕЙТ

Возможность инвестиций в нефтегазовый сектор РФ со стороны Кувейта пока лишь обсуждается. Еще в мае 2016 года на заседании совместной российско-кувейтской межправительственной комиссии было предложено укрепить сотрудничество двух стран в области нефти и импорта СПГ. В частности, Россия предложила Кувейту инвестировать в территорию опережающего развития (ТОР) на Дальнем Востоке, а сам Кувейт высказал мысль о создании стратегических совместных предприятий в нефтегазовой отрасли.

В марте 2017 года министр энергетики РФ А. Новак встретился с министром нефти Кувейта И. Аль-Марзуком. Они обсуждали вопросы сотрудничества двух стран в нефтегазовой и электроэнергетической отраслях. В га-

зовой сфере российским компаниям интересны поставки СПГ в Кувейт. Отметим, что это направление открывает большие перспективы, поскольку к 2020 году Кувейт планирует закончить строительство одного из крупнейших в мире регазификационных терминалов.

В апреле 2019 года прошло заседание межправительственной российско-кувейтской комиссии по торгово-экономическому и научно-техническому сотрудничеству. Его участники обсудили возможности создания совместного инвестиционного фонда с целью финансовой поддержки перспективных проектов. Представители Кувейта отметили свою высокую заинтересованность и готовы рассматривать любые новые возможности для взаимодействия.

## КАТАР

В 2017 году объем российско-катарского товарооборота составил \$73,3 млн, а в 2018-м он увеличился на 7,4%, до \$78,7 млн. Значительно вырос за два последних года импорт из Катара в Россию, с \$7,1 млн до \$36,4 млн, в основном за счет закупок нефтепродуктов и продукции химической промышленности. Агентство Bloomberg в начале 2019 года констатировало тот факт, что в Катаре Россию считают «крайне привлекательным государством для инвестирования средств, поэтому рассматривают различные варианты продолжения взаимовыгодного сотрудничества». Авторы

Bloomberg отметили, что Катар в последние годы весьма охотно вкладывается в Россию. В 2013 году QIA (управление по инвестициям Катара) приобрело за \$500 млн долю в банке ВТБ, оно также контролирует 25% акций оператора петербургского аэропорта Пулково. Государственная компания Qatar Airways в 2018 году согласилась купить 25%-ную долю в московском аэропорту Внуково.

Американские журналисты обратили внимание на высказывания посла Катара в России Фахда бин Мухаммед аль-Аттия. Он заявил, что его страна довольна сотрудничеством с Москвой в энергетической сфере. В том числе – покупкой части акций ПАО «Роснефть». Посол также отметил, что Доха надеется на расширение этого партнерства.

Напомним, в начале декабря 2016 года глава «Роснефти» Игорь Сечин объявил о продаже 19,5% акций госкомпании. Покупателями пакета стали Glencore и Суверенный фонд Катара Qatar Investment Authority (QIA). Для совершения сделки швейцарский нефтетрейдер и катарский фонд создали консорциум QHG Oil Ventures. 7 сентября 2018 года Glencore объявил о завершении сделки по продаже пакета в 14,16% «Роснефти» Суверенному фонду Катара. До этого Glencore и QIA совместно владели пакетом в 19,5% акций «Роснефти» через сингапурский консорциум QHG Oil Ventures.

В результате государственный бюджет России получил 710,8 млрд рублей (\$11,1 млрд, или 10,5 млрд евро). Собственный капитал инвесторов составил 2,8 млрд евро, при этом нефтетрейдер заплатил из собственных средств 300 млн евро, а QIA – 2,5 млрд евро. Основным кредитором консорциума выступил итальянский банк Intesa Sanpaolo – 5,2 млрд евро. Еще 2,2 млрд предоставил пул европейских кредиторов.

**В Катаре Россию считают крайне привлекательным государством для инвестирования средств, поэтому рассматривают различные варианты продолжения взаимовыгодного сотрудничества**

После завершения сделки в 2017 году структура акционеров «Роснефти» стала следующей: 50% плюс три акции нефтяной компании принадлежат «Роснефтегазу», которым владеет государство, 19,75% – британской BP, а консорциум Glencore и QIA получил 19,5% акций.

В рамках данной сделки Glencore заключил с российской компанией пятилетнее соглашение на поставки нефти. Этот контракт добавил в портфель Glencore не менее 10,9 млн тонн нефти в год. В рейтинге крупнейших покупателей российской экспортной нефти, составленном Forbes в 2018 году, компания оказалась на седьмой строчке. В 2017 году Glencore закупил в России 11,2 млн тонн нефти, что на 3,6 млн тонн меньше, чем в 2016-м. Сумма контрактов почти не изменилась – \$4 млрд, что всего на \$100 млн меньше, чем годом ранее.

В марте 2019 года посол России в Дохе Нурмахмад Холлов заявил СМИ: «Катар может вложить в российскую

экономику более \$9 млрд, при этом рассматриваются проекты в сельском хозяйстве, медицине и нефтегазовой сфере». Он также отметил, что «сотрудничество по линии РФПИ и QIA активно развивается в рамках совместной финансово-экономической платформы». Посол подчеркнул: «В российскую экономику уже привлечены инвестиции на сумму \$2,5 млрд. На стадии рассмотрения находятся проекты на сумму свыше \$9 млрд в таких отраслях, как строительство инфраструктуры, сельское хозяйство, медицина, недвижимость, нефть и газ». По его словам, интерес катарских инвесторов к взаимодействию в различных областях может положительно отразиться на товарообороте между двумя странами. Ожидается, что объем взаимной торговли к 2020 году вырастет до \$500 млн.

## ОМАН

В конце октября 2017 года корпорация «Роснано» сообщила о том, что совместно с Oman Oil Company они планируют осуществить инвестиции в инновационные проекты в нефтегазовом и химическом секторах. Подписание соответствующего соглашения состоялось в рамках II Российско-Оманского делового форума.

Предполагается, что инвестиции будут осуществляться через фонды, запущенные «Роснано». Так, в корпорации создан инвестфонд размером 7 млрд рублей «Роснано-Никохим» (Химический фонд роста), который инвестирует в проекты в области химии и нефтехимии.

В свою очередь, Oman Oil Company обладает значительным портфелем профильных проектов (более чем 50 в 15 странах) и отраслевой экспертизой, что позволит «Роснано» повысить эффективность своих инвестиций.

\*\*\*

Как мы видим, арабские инвестиции в российский нефтегазовый сектор носят единичный характер и пока не превращаются в устойчивую тенденцию. Основные вложения в РФ были осуществлены преимущественно за счет мегасделок и усилий РФПИ. Издание Forbes классифицировало их как «обособленные договоренности на высшем уровне». К тому же зачастую планы масштабных инвестиций остаются лишь на словах, ближневосточные компании осторожничают и не спешат с их реализацией.

Однако предпосылка к дальнейшему сотрудничеству заключается в том, что, несмотря на громадные культурные и социальные различия, Россия и арабские монархии имеют довольно схожие экономические и отчасти управленческие модели. Данная особенность может служить весомым подспорьем при заключении сделок, поскольку механизмы работы на местах довольно схожи, а следовательно, знакомы и понятны обеим сторонам.

Видимо, России также стоит открыть возможности децентрализованного привлечения инвесторов на уровне регионов. Это позволит значительно ускорить и одновременно увеличить количество потенциальных соглашений благодаря отходу от практики мегасделок и заключению соглашений меньшего масштаба на местах. 📌



НЕФТЕГАЗОВАЯ

**ВЕРТИКАЛЬ**

НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

[www.ngv.ru](http://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!**



# Надежда умерла первой

## Почему новая нефтяная эра Азербайджана потерпела фиаско

ВЛАДИМИР МИШИН  
«Нефтегазовая Вертикаль»

Четверть века назад, 20 сентября 1994 года, с подписания в Баку международного СРП по каспийскому блоку месторождений Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) началась новая нефтяная эра Азербайджана. Стратегические задачи, которые власти страны рассчитывали решить в ходе второго нефтяного бума, укладывались в широкий политико-экономический и социальный спектр. Он включал в себя и знаковый рост ВВП, и повышение средних доходов населения, и создание новых высокотехнологичных предприятий (в идеале – отраслей), и аккумуляцию сотен миллиардов нефтедолларов «для будущих поколений».

Создание сети экспортных нефте- и газопроводов должно было обеспечить Азербайджану роль мощного энергетического хаба, через который в Европу хлынули бы углеводородные ресурсы всего Каспийского региона. Ну а тесное сотрудничество с США, Великобританией и рядом других западных стран, как планировали в Баку, не только должно было обеспечить Азербайджану «достойное место в семье цивилизованных государств», но и вернуть – благодаря «содействию партнеров» – территорию Нагорного Карабаха, контроль над которой и семью прилегающими районами республика утратила в 1992–1994 годах. Но реальность разошлась с мечтами.

## «ПОЗОЛОЧЕННАЯ» ИМИТАЦИЯ

К юбилейным датам принято подводить итоги реализации намеченных планов и обозначать дальнейшие перспективы. Поэтому возникает резонный вопрос, соотношенный с 25-летним юбилеем новой нефтяной эры (ННЭ) Азербайджана: как же так получилось, что вместо обещанного четверть века назад «золотого века» страна получила лишь его «позолоченную» имитацию?

Экономической основой ННЭ должно было стать масштабное освоение каспийских месторождений Азербайджана, поскольку залежи на суше к 1994 году были исчерпаны, суммарная добыча на них упала до 1,8 млн тонн в год. К 2001 году было подписано 15 морских СРП. Их участниками стали ведущие нефтяные компании Старого и Нового Света.

За четверть века на каспийском шельфе республики, несмотря на проведенные масштабные сейсмические исследования и десятки пробуренных разведочных скважин, так и не были найдены ожидавшиеся 10 млрд тонн условного топлива. Хотя об их наличии, подписывая одно СРП за другим, авторитетно заявляли вплоть до начала 2000-х годов.

На начало 2019 года извлекаемые ресурсы углеводородов в Азербайджане, по оценкам ВР, составляли 1 млрд тонн нефти и 1,3 трлн м<sup>3</sup> природного газа. Однако 13 из 15 морских СРП были закрыты иностранными инвесторами – добыча так и не выросла до обещанных Министерством энергетики и ГНКАР 65 млн тонн нефти и 60 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Это де-факто уже два десятилетия назад поставило под сомнение успешную реализацию провозглашенной ННЭ. Поэтому четверть века тянуть лямку приходится двум СРП, в рамках которых осваиваются открытые еще в советское время месторождения Азери-Чираг-Гюнешли (начало добычи – ноябрь 1997 года) и Шах-Дениз (декабрь 2006 года).

## ГЛАВНЫЙ КОРМИЛЕЦ

На АЧГ, нефтяные запасы которого в Баку оценили в 1 млрд тонн, с ноября 1997 года до октября 2019-го было добыто 489 млн тонн. А конвертированная в нефтедоллары доля доходов Азербайджана в проекте за указанный период составила \$144,8 млрд.

Это означает, что де-факто АЧГ – главный кормилец Азербайджана. В 2010 году, когда в республике были добыты максимальные за всю ее историю 50,8 млн тонн нефти, 40,6 млн тонн (или 80%) дал именно контракт века.

В 1994 году, подписывая данное СРП, в Баку планировали, что 25 лет спустя руль главного экономического проекта Азербайджана, в соответствии с условиями контракта, окажется в руках национальных управленцев (крайний срок – через 30 лет), в результате в 2019 году, став единственным участником и бенефициаром контракта века, Азербайджан перестанет делиться доходами с иностранными партнерами и обретет реальный экономический суверенитет.

Но этого не произошло. В сентябре 2017 года условия СРП по блоку АЧГ были изменены. И теперь рулить

контрактом века до 2050 года, то есть до полного исчерпания запасов, по-прежнему будет ВР. В Баку изменение условий СРП оценили позитивно. Дескать, неважно, у кого в руках руль. Главное, чтобы проект давал больше нефти, попутного газа и, разумеется, нефтедолларов.

Как заявила корреспонденту НГВ руководитель офиса по внешним коммуникациям компании ВР Azerbaijan-Georgia-Turkey (оператор проекта АЧГ) Тамам Баятлы, передовой западный менеджмент обеспечил по результатам первого полугодия 2019 года добычу с семи морских стационарных платформ контракта века в объеме 542,4 тыс. барр/сут. (в пересчете на год – около 27 млн тонн). В 2018 году АЧГ давал в среднем по 584 тыс. барр/сут., то есть в текущем году снижение добычи составило 7,1%. При этом падение производства на блоке, начавшееся в 2011 году, продолжается девятый год. И, несмотря на все усилия оператора и на обновление СРП, переломить эту тенденцию пока не удается.

Изменить ситуацию к лучшему обещает новая добывающая платформа, которая должна быть установлена на месторождении Центрально-Восточный Азери (ЦВА). Затраты на освоение данного участка составят \$6 млрд. Первая нефть проекта ЦВА ожидается в 2023 году, заявленный ВР максимум добычи – 100 тыс. барр/сут., или 5 млн тонн в год. Есть, правда, один нюанс: запасы на ЦВА оценены в 300 млн барр (чуть более 40 млн тонн), поэтому если новый проект и обеспечит «производственный прорыв» (что не факт), то на короткий срок.

Если не произойдет чуда, то есть если на АЧГ вдруг не объявятся новые сотни миллионов тонн нефти, то при любой динамике добычи к 2050 году углеводородные ресурсы проекта будут исчерпаны и контракт века уйдет в историю.

Тогда у Азербайджана исчезнет главный источник нефтедолларов, наполняющих госбюджет, стабилизирующих курс национальной валюты, обеспечивающих импорт продовольствия, лекарств, одежды, техники и т.д.

## ПРЕЕМНИК АЧГ

Баку прочит на роль преемника АЧГ газоконденсатный проект Шах-Дениз. Но «номер второй» хорош пока лишь в информационном плане, как некая газовая альтернатива для Европы, но не как кузница нефтедолларов.

Хотя, на первый взгляд, дела на Шах-Денизе идут отлично. С июня 2018 года здесь началась промышленная добыча с платформы, построенной в рамках Фазы-2. В результате в первом полугодии 2019-го на Шах-Денизе в рамках Фазы-1 и Фазы-2 было извлечено 8,4 млрд м<sup>3</sup> газа. По итогам года ожидается добыча до 19–20 млрд м<sup>3</sup>. Что, суммируя попутный газ АЧГ и газ ГНКАР, даст республике «товарный вал» в объеме до 28 млрд м<sup>3</sup>. И это станет историческим рекордом для Азербайджана.

Еще год-два, и заявленный максимум добычи на Шах-Денизе (25 млрд м<sup>3</sup> газа и 5–6 млн тонн конденсата в год) может быть достигнут, а то на какое-то время и превышен. В этом случае республика уже в 2020–2021 годах сможет выполнить взятые на себя контрактные обязательства

по газовым поставкам в Турцию (суммарно 12,6 млрд м<sup>3</sup> в год), Грецию (1 млрд м<sup>3</sup>), Италию (8 млрд м<sup>3</sup>) и, если греко-болгарский газопровод будет в 2020 году построен, в Болгарию (1 млрд м<sup>3</sup>). Считая по текущим ценам (средняя цена 1 тыс. м<sup>3</sup> экспортного азербайджанского газа в 2019 году – \$196) пиковый экспорт в объеме 25 млрд м<sup>3</sup> газа и 6 млн тонн конденсата Шах-Дениза будет эквивалентен \$7,5–8 млрд (без учета платы за транзит, расходов на транспортировку и прочих).

То есть, на первый взгляд, уже через год-два Шах-Дениз вполне может стать для Азербайджана серьезным, альтернативным АЧГ, источником нефтедолларов. Но есть существенный нюанс: доля ГНКАР в Шах-Денизе – лишь 10%. И поэтому до полного взаиморасчета (газом и конденсатом) с иностранными инвесторами за вложенные в Фазу-2 средства доход Азербайджана от этого проекта вряд ли превысит \$0,75–0,8 млрд в год. Хотя, конечно, может и превысить – если мировые цены на нефть и газ пойдут вверх.

### Как же так получилось, что вместо обещанного четверть века назад золотого века Азербайджан получил лишь его «позолоченную» имитацию

А поскольку прямые затраты на реализацию Фазы-1 и Фазы-2 (но без учета Фазы-3, о которой пока только говорят, и без расходов на ЮГК) с высокой вероятностью преодолют планку в \$35 млрд, долевыми 10% – это вполне реальная перспектива Азербайджана до 2030 года. Кроме того, к прямым расходам на реализацию проекта следует прибавить оплату кредитов, используемых его участниками для финансирования своих долей. Во всяком случае, в 2007–2018 годах доход Азербайджана от Шах-Дениза, на котором за указанный период было добыто свыше 100 млрд м<sup>3</sup> газа

и 26 млн тонн конденсата, составил \$2,7 млрд (в среднем по \$0,2 млрд в год).

Другими словами, доход от Шах-Дениза в размере \$0,75–0,8 млрд в год для экономики страны важен, но для решения принципиальных задач республики явно недостаточен. Действительно, в 2001–2019 годах в Государственный нефтяной фонд Азербайджанской Республики (ГНФАР) поступило \$146 млрд, из которых \$103,5 млрд (в среднем по \$5,2 млрд в год, в 2018-м – \$6,75 млрд) были потрачены «на текущие нужды».

Проблему неизбежного грядущего дефицита нефтедолларов в Баку хорошо понимали уже в конце 1990-х – начале 2000-х годов, когда фиаско 13 морских СРП стали фактом. Поэтому стремились к экспорту нефти и газа добавить доходы от иных источников. Лидером среди них должны были стать доходы от транзита углеводородного сырья Казахстана, Туркменистана, России и Ирана. Но и на этом финансовом направлении дела не задалось, несмотря на наличие семи экспортных трубопроводов.

### ТРУБЫ ЕСТЬ, ХАБА НЕТ

В качестве «наследственной доли» Азербайджан в 1991 году получил от советской экономики в собственность национальный участок нефтепровода Баку –Новороссийск, а также участки трех экспортных газопроводов (см. «Советское трубопроводное наследство Азербайджана»).

Кроме того, в рамках СРП по АЧГ были построены нефтепровод Баку – Супса и так называемый основной экспортный нефтепровод Баку – Тбилиси – Джейхан (Турция) (см. «Нефтепроводы, построенные в рамках СРП по АЧГ»). А в ходе реализации СРП по Шах-Денизу близится к завершению масштабная работа по созданию так называемого Южного газового коридора (ЮГК), протяженностью которого от Баку до Италии составит 3438 км (см. «Газопроводы, построенные в рамках СРП по Шах-Денизу»).

Таким образом, нынешний трубопроводный потенциал Азербайджана позволяет (гипотетически) экспортиро-

### СОВЕТСКОЕ ТРУБОПРОВОДНОЕ НАСЛЕДСТВО АЗЕРБАЙДЖАНА

Трубопровод	Проектная мощность	Длина азербайджанского участка, км	Исходное назначение
Нефтепровод Баку – Новороссийск	5 млн т/год	231	Поставки нефти из России на НПЗ Баку
Газопровод Моздок (Россия) – Казии-Магомед (Азербайджан)	13 млрд м <sup>3</sup> /год	240	Поставки газа из России в Азербайджан
Газопровод Бинд-Бианд (Иран) – Астара – Казии-Магомед (Азербайджан)	10 млрд м <sup>3</sup> /год	296,5	Поставки газа из Ирана в СССР
Газопровод Казак – Грузия	10 млрд м <sup>3</sup> /год	120	Поставки газа из России в Грузию через территорию Азербайджана

Источник: составлено автором

вать 72,5 млн тонн нефти и 58 млрд м<sup>3</sup> газа в год. При наращивании мощностей компрессорных станций ЮГК он может быть увеличен до 73 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

**Падение производства на блоке АЧГ, начавшееся в 2011 году, продолжается девятый год. И, несмотря на все усилия оператора и на обновление СРП, переломить эту тенденцию пока не удается**

В советское время трубопроводы на территории Азербайджана строились исходя из экономических планов СССР и в основном за счет средств общесоюзного бюджета. Так, нефтепровод Баку – Новороссийск был построен для доставки на бакинские НПЗ (суммарная проектная мощность – 20 млн тонн в год) нефти из России, а газопровод Моздок – Кази-Магомед для поставок в республику российского газа. По газопроводу Казах – Грузия российский газ, поставляемый в Азербайджан, «перераспределялся грузинскому соседу», а газопровод Бинд-Бианд – Кази-Магомед строился для поставок иранского «голубого топлива» в СССР.

В постсоветский период решения о строительстве новых трубопроводов, об их маршрутах и пропускной способности принимались иностранными инвесторами, Баку же формально их визировал. Так, в 1997 году тогдашний глава BP Azerbaijan Терри Адамс на вопрос автора этих строк о маршруте ОЭТ (формально рассматривались четыре варианта, в том числе экономически самый целесообразный – через территорию Ирана к Персидскому заливу) ответил без колебаний: «Это будет БТД!» Хотя до официального выбора маршрута ОЭТ оставалось два года.

Но сегодня для Азербайджана главное, конечно, не политическое закулисье принятых трубопроводных решений, а их экономическая эффективность, попутно доказывающая стратегическую прозорливость властей страны и партнеров. Безусловно, маршруты Баку – Новороссийск (в 1997–1999 годах он был единственным, прокачивающим раннюю нефть АЧГ), Баку – Супса и БТД обеспечили Азербайджану диверсификацию поставок. После 1999 года Баку – Новороссийск стал использоваться ГНКАР для экспорта своей нефти (с 2014 года – лимит до 1,5 млн тонн в год).

Баку – Супса и БТД должны были транспортировать сырье АЧГ и каспийских партнеров, прежде всего Казахстана (от 25 до 56 млн тонн в год). В 2006 году Баку и Астана даже подписали соглашение о прокачке «нефти Казахстана посредством БТД». Но надежды на большую казахстанскую нефть не оправдались. В результате оба маршрута в настоящее время загружены лишь на 50% и с нисходящей тенденцией. Это связано с падением добычи в рамках контракта века. Как следует из отчета BP Azerbaijan-Georgia-Turkey, экспорт по БТД в 2018 году составил 34 млн тонн (загрузка 56%), по Баку – Супса – 3,7 млн тонн (49%). Из этих объемов на нефть АЧГ пришлось 25,3 млн тонн (74% сырья, прокачанного в Джейхан), на конденсат Шах-Дениза – 2,5 млн тонн (8%), на транзитную нефть Казахстана, Туркменистана и России – 6,2 млн тонн (18%).

За счет транзита нефти каспийских партнеров акционеры БТД получили доход в размере почти \$0,25 млрд (без учета оплаты за транзит, получаемой Грузией и Турцией, транспортных и иных расходов). Из них доля Азербайджана, имеющего в проекте 25%, составила чуть более \$0,06 млрд. В первой половине 2019 года ситуация не улучшилась: всего по БТД было прокачано 16 млн тонн нефти и конденсата, из которых доля транзита – 2,9 млн тонн (те же, что и в прошлом году, 18%).

То есть транзитная нефть – при текущих объемах прокачки – не сможет стать для Азербайджана реальным источником стабильного и существенного дохода.

## НЕФТЕПРОВОДЫ, ПОСТРОЕННЫЕ В РАМКАХ СРП ПО АЧГ

Нефтепровод	Проектная мощность, млн т/год	Длина участков, км	Проектная стоимость, \$млрд	Сдача в эксплуатацию	Исходное назначение
Баку – Супса	7,5	Азербайджанский – 443 Грузинский – 394 Всего – 837	0,59	17 апреля 1999 г.	Экспорт ранней нефти проекта АЧГ
Баку – Тбилиси – Джейхан	60	Азербайджанский – 443 Грузинский – 249 Турецкий – 1 076 Всего – 1 768	3,6	4 июня 2006 г.	Экспорт нефти АЧГ и конденсата Шах-Дениза, транзит нефти Казахстана, Туркменистана, России, Ирана

Источник: составлено автором

## ГАЗОПРОВОДЫ, ПОСТРОЕННЫЕ В РАМКАХ СРП ПО ШАХ-ДЕНИЗУ

Газопроводы	Проектная стартовая мощность, млрд м <sup>3</sup> газа в год	Длина участков, км	Проектная стоимость, \$ млрд	Сдача в эксплуатацию	Исходное назначение
Южно-Кавказский трубопровод	7,8	Азербайджанский – 443 Грузинский – 248 Всего – 691	0,9	15 декабря 2006 г.	Экспорт газа Фазы-1 в Грузию и Турцию
Южно-Кавказский трубопровод-2	16	Азербайджанский – 428 Грузинский – 59* Всего – 487	4,7	29 мая 2018 г.	Экспорт газа Фазы-2 в Грузию и Турцию
Трансанатолийский	16	Суша – 1 850 Подводная часть (Мраморное море) – 19 Всего – 1 869	8,0	1 июля 2019 г.	Экспорт газа Фазы-2 Шах-Дениза в Турцию и Южную Европу
Трансадриатический	10	Морской – 105 Греческий – 550 Албанский – 215 Итальянский – 8 Всего – 878	4,5	По плану в середине 2020 года	Экспорт газа Фазы-2 Шах-Дениза в Грецию и Италию

\* Контур длиной 59 км на территории Грузии состыкован с ЮКТ-1

Источник: составлено автором

В 2026 году республика получит формальное право стать держателем 100% акций БТД – если выкупит доли остальных акционеров. В этом случае годовой доход страны от эксплуатации данного маршрута превысит текущие \$0,06 млрд. Но сделает ли плата за транзит республику богаче, покажет лишь время.

**Баку прочит на роль преемника АЧГ газоконденсатный проект Шах-Дениз. Но «номер второй» хорош пока лишь в информационном плане, как некая газовая альтернатива для Европы, но не как кузница нефтедолларов**

Что касается бывших советских газопроводов, то Моздок – Кази-Магомед использовался для импорта газа из России (в 2018 году – 1 млрд м<sup>3</sup>). Бинд-Бианд – Кази-Магомед – то для своповых поставок (в объеме до 0,3 млрд м<sup>3</sup> в год) в Исламскую Республику, то для импорта (транзитом через иранскую территорию) газа из Туркменистана (в минувшем году около 0,8 млрд м<sup>3</sup>). Хотя, как следует из заявления президента ГНКАР Ровнага Абдуллаева, сделанного в начале 2019 года, добыча газа в республике выросла настолько, что от газового импорта Азербайджан с текущего года отказывается. Дедфакто это означает, что две упомянутые магистрали будут

в обозримом будущем использоваться исключительно для подачи газа в северные и южные регионы страны.

Таким образом, лишь трубу Казах – Грузии республика намерена использовать и дальше в качестве экспортной (1,8–2 млрд м<sup>3</sup> в год с тенденцией к росту, в связи с увеличивающимися газовыми аппетитами Тбилиси). Но по этой магистрали в соседнюю страну поставляется лишь газ ГНКАР. Следовательно, транзитные доходы на этом маршруте нулевые.

Источником транзитных доходов мог бы стать ЮГК, в трубе которого в ЕС первоначально планировали видеть газ Азербайджана, Ирана и Туркменистана. Тем более что и без строительства новых газопроводов в регионе есть технические возможности для доставки к «входному фланцу» ЮГК иранского и туркменского газа. Это магистраль Бинд-Бианд – Кази-Магомед (для иранского газа) плюс два газопровода суммарной мощностью 20 млрд м<sup>3</sup> в год, соединяющие Туркменистан с Ираном. То есть ЮГК мог бы без существенных финансовых затрат подключиться к газовым ресурсам Ирана (запасы оцениваются в 33,2 трлн м<sup>3</sup>) и Туркменистана (19,5 трлн м<sup>3</sup>).

Но решение, какому газу быть в трубе ЮГК, а какой в ней лишней, принимают не в Баку. И раз в Вашингтоне решено, что иранский газ «токсичный», ему в трубе ЮГК места нет. Туркменскому «голубому топливу» можно найти место в Южном газовом коридоре (5–6 млрд м<sup>3</sup> в год при условии расширения пропускной способности ЮГК до 31 млрд м<sup>3</sup>). Но против его транзита для ЮГК через иранскую территорию выступил Тегеран, а о Транскаспийском трубопроводе складывают пока исключительно саги, легенды и тосты.

Иными словами, газовый транзит для Азербайджана пока тема фантазийная. При этом, хотя весь газ в трубе ЮГК азербайджанский, «южный газовый» выведен Брюсселем из-под действия Третьего энергопакета ЕС. Поэтому никаких сюрпризов, подобных тем, с которым столкнулся газопровод OPAL, в Баку не ждут.

**Проблему неизбежного грядущего дефицита нефтедолларов в Баку хорошо понимали уже в конце 1990-х – начале 2000-х годов. Поэтому стремились к экспорту нефти и газа добавить доходы от иных источников**

## ДИССОНАНС ИНТЕРЕСОВ

В 1994 году в Баку рассчитывали, что благодаря СРП появятся современные западные машины и оборудование, технологии бурения и эксплуатации скважин на глубоководных месторождениях, новые методы строительства нефтедобывающих платформ и защиты окружающей среды. Более того, что иностранные инвесторы примут участие в модернизации нефтяного машиностроения, НПЗ и нефтехимических заводов республики и даже в создании новых, инновационных отраслей экономики.

Современное западное оборудование на шельфе и на Сангачальском терминале, откуда начинают свой путь на мировые рынки нефть и газ Каспия, действительно появилось. Это, конечно, позитив. Но иностранным производителям, для которых Азербайджан стал отличным рынком сбыта продукции (оплата – стабильна, новые платформы на шельфе строятся регулярно) заплачено нефтяными ресурсами республики. Кроме того, современное западное оборудование используется только там, где решает оператор двух действующих морских СРП (АЧГ и Шах-Дениз) – ВР.

При этом продукция нефтяного машиностроения Азербайджана, поскольку она не была аттестована по западным стандартам, при освоении Каспия международными консорциумами не используется. Это – негатив, за который республика заплатила закрытыми предприятиями нефтемаша и падением производства на металлургических заводах. От участия в модернизации бакинских НПЗ и объектов нефтехимии иностранные компании также отказались.

Светлые надежды периода 1990-х годов на участие иностранных партнеров в создании новых высокотехнологичных предприятий, в модернизации нефтяного машиностроения, НПЗ и нефтехимии легко и быстро перешли в категорию утраченных иллюзий. Как следствие, модернизацию нефтепереработки и нефтехимии республика провела на свои средства.

А приобщение в 1994 году к Болонскому процессу привело к деградации образования в стране и проблемам с квалифицированными кадрами во всех сферах.

Стратегическая цель – знаковый рост ВВП республики – за четверть века также не достигнута. В 2013 году благодаря высокой средней цене барреля (\$100,5) и большим объемам добычи (43,1 млн тонн) ВВП увеличился до рекордных \$73,6 млрд. Но в 2018-м (баррель – \$69,8, добыча – 38,8 млн тонн) он сократился до \$46,9 млрд (снижение за пять лет в 1,6 раза), или до \$4,7 тыс. на душу населения.

Иными словами, ставка на углеводороды, сделанная Азербайджаном в 1994 году, не выиграла. К 2020 году страна приблизилась, имея \$49 млрд валютных резервов, инфляцию 2,5%, среднюю зарплату \$343, (минимальная – \$147), среднюю пенсию \$240 (минимальная – \$118).

Правда, зато ненефтяной сектор экономики за первую половину 2019 года вырос на 15,7%. Но ощутимый прогресс наблюдается лишь в аграрном комплексе (5,3% ВВП) и строительной индустрии (6,3%). Туризм, на который так надеялись в Баку, дает всего 2,3% ВВП.

Поэтому, как заявил накануне 25-летнего юбилея ННЭ президент Азербайджана Ильхам Алиев, «сегодня основным сектором для нашего экономического развития является нефтегазовый». То есть, в первую очередь, АЧГ и Шах-Дениз.

**Транзитная нефть – при текущих объемах прокачки – не сможет стать для Азербайджана реальным источником стабильного и существенного дохода**

Между тем в 2020 году на глобальном энергетическом рынке могут произойти серьезные изменения. К будущему году США планируют достроить экспортную инфраструктуру и резко нарастить поставки за рубеж сланцевых нефти и газа. В этом случае глобальный энергетический рынок будет перенасыщен и цены на нефть и газ пойдут вниз. Если же в будущем году усилится рецессия в экономике США, Китая и Европы, процесс падения цен на энергоносители будет катализирован.

Азербайджан к ожидаемому глобальному кризису, помня уроки 2014 года, когда манат рухнул по отношению к доллару в два раза и в республике началась валютная паника, конечно, готовится. И авуары ГНФАР наращивает, и вывоз валюты за рубеж под контроль поставил, и запуск ЮГК форсирует. Ну и «вторым эшелон» новые месторождения осваивает (Умид, Апшерон, на подходе Бабек, Карабах, Дан-Улдузу, Ашрафи).

И тем не менее «зима близко». Как «грядущие холода» скажутся на СРП республики, экспортных трубах, ВВП и манате – вопрос открытый. Но американские Chevron (9,57% в АЧГ) и ExxonMobil (6,79%), словно им кто-то что-то шепнул, уже заявили о потере интереса к контракту века. Или просто побежали с тонущего корабля? 🚢



# В 2020 г. выйдут 22 номера журнала НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

 НЕФТЕГАЗОВАЯ  
ВЕРТИКАЛЬ

Стоимость годовой печатной версии журнала – **37 818,00 руб.**

Стоимость на 1-е полугодие (12 номеров) печатной версии – **20 628,00 руб.**

Стоимость на 2-е полугодие (10 номеров) печатной версии – **17 190,00 руб.**

Стоимость годовой электронной версии журнала – **39 600,00 руб.**

Стоимость на 1-е полугодие (12 номеров) электронной версии – **21 600,00 руб.**

Стоимость на 2-е полугодие (10 номеров) электронной версии – **18 000,00 руб.**

**ОФОРМИТЬ ПОДПИСКУ  
В РЕДАКЦИИ –  
ВЫГОДНО И УДОБНО**

Подписаться можно:

через редакцию журнала  
(495) 637-83-33,  
[podpiska@ngv.ru](mailto:podpiska@ngv.ru)

по каталогу РОСПЕЧАТЬ  
индексы 47571 и 36281

по каталогу ПРЕССА РОССИИ  
индекс 45380

через агентство УРАЛ-ПРЕСС  
(499) 391-68-21,  
(499) 700-05-07 доб. 3102  
[nisakina@ural-press.ru](mailto:nisakina@ural-press.ru)

**ЖУРНАЛ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ. ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!**

# КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ 2019–2020



RUSSIAN ENERGY  
EVENTS EXPERTS



## АЗЕРБАЙДЖАН



2–4 ИЮНЯ 2020 • БАКУ

27-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ  
НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ  
**CASPIAN OIL & GAS 2020**

## США



6–10 ДЕКАБРЯ 2020 • ХЬЮСТОН

23-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ  
КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА  
**WPC 2020**



2–4 ИЮНЯ 2020 • БАКУ

10-я ЮБИЛЕЙНАЯ  
КАСПИЙСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА  
ЭНЕРГЕТИКА И  
АЛЬТЕРНАТИВНАЯ  
ЭНЕРГИЯ  
**CASPIAN POWER 2020**

## ТУРКМЕНИСТАН



10–11 ОКТЯБРЯ 2019 •  
АШХАБАД

12-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ  
ПО ИНФОРМАЦИОННО-  
КОММУНИКАЦИОННЫМ  
ТЕХНОЛОГИЯМ  
**TURKMEN TEL 2019**

## УЗБЕКИСТАН



3–6 ДЕКАБРЯ 2019 • БАКУ

25-я ЮБИЛЕЙНАЯ  
АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
ТЕЛЕКОММУНИКАЦИИ,  
ИННОВАЦИИ И ВЫСОКИЕ  
ТЕХНОЛОГИИ  
**BAKUTEL 2019**



5–7 НОЯБРЯ 2019 •  
ТАШКЕНТ

14-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
ГОРНОЕ ДЕЛО,  
МЕТАЛЛУРГИЯ И  
МЕТАЛЛООБРАБОТКА  
**MININGMETALS  
UZBEKISTAN 2019**

## БАХРЕЙН



20–22 ОКТЯБРЯ 2020 • МАНАМА

2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ  
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА  
**GDA 2020**



13–15 МАЯ 2020 • ТАШКЕНТ

24-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
И КОНФЕРЕНЦИЯ  
НЕФТЬ И ГАЗ  
**OGU 2020**

## КАЗАХСТАН



30 СЕНТЯБРЯ – 2 ОКТЯБРЯ 2020 • АЛМАТЫ

27-я КАЗАХСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ  
НЕФТЬ И ГАЗ  
**KIOGE 2020**



4–8 НОЯБРЯ 2019 • КЕЙПТАУН

25-я АФРИКАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА  
**AFRICA OIL WEEK 2019**

**RE3 – RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS (АрИТри)** – это команда экспертов по организации международных выставок и конференций в нефтегазовой и энергетической отраслях, у которых за плечами в общей сложности свыше:

**50** лет опыта работы

**200** международных нефтегазовых выставок и конференций, ключевых в своих регионах

**1 000 000** участников и посетителей

Команда **RE3** рада продолжить сотрудничество с Вами в странах, традиционно представляющих интерес для Вашего бизнеса (Азербайджан, Казахстан, Узбекистан), а также предложить новые возможности в новых регионах, в том числе на Ближнем Востоке и в США.



RUSSIAN ENERGY  
EVENTS EXPERTS

T +7 499 348 85 00  
E info@re3.events

# Металл Экспо 2019

25 лет

25-я Международная  
промышленная выставка

При поддержке:



Организатор:



12-15 ноября 2019

Москва, ВДНХ, пав. 75



Оборудование и технологии  
для металлургии  
и металлообработки  
**МеталлургМаш'2019**



Транспортные  
и логистические услуги  
для предприятий ГК  
**МеталлТрансЛогистик'2019**



Металлопродукция  
и металлоконструкции  
для строительной отрасли  
**МеталлСтройФорум'2019**



Ежегодный  
выставочный  
аудит с 2006 г.

Генеральный  
информационный партнер:



[www.metal-expo.ru](http://www.metal-expo.ru)

Оргкомитет выставки:  
тел./факс +7 (495) 734-99-66