

**НАМ
25**

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ • ИЗДАЕТСЯ С 1994

НЕФТЬ
КАПИТАЛ

WWW.OILCAPITAL.RU

№6 (258) ИЮНЬ 2019

**«Роснефть»
20 лет
роста**

4

33

**«Дружба»
с СЮРПРИЗОМ**

43

**НЕЗАЛЕЖНА
ОТ ТОПЛИВА**

29

**Сверхзадача
НЕФТЕОТДАЧИ**





РОСНЕФТЬ

MAGNUM*

*



НОВЫЙ УРОВЕНЬ
ЗАЩИТЫ ДВИГАТЕЛЯ

*Магnum

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ Нефтегазовые конференции и выставки

ИЮНЬ 2019

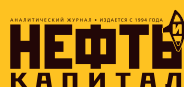
- 6-8 июня – Петербургский международный экономический форум (ПМЭФ), Санкт-Петербург, Россия
- 17 июня – международная конференция «Полимеры в упаковке», Москва, Россия
- 18-19 июня – международный форум и выставка «Возобновляемая энергетика для регионального развития», Москва, Россия
- 19-20 июня – «Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ», Сочи, Россия
- 23-28 июня – «Форум будущих лидеров Мирового нефтяного совета 2019», Санкт-Петербург, Россия
- 25-28 июня – «Российский международный энергетический форум», Москва, Россия

ИЮЛЬ 2019

- 10-11 июля – Восточный нефтегазовый форум 2019, Владивосток, Россия

СЕНТЯБРЬ 2019

- 9-13 сентября – научно-практическая конференция по геологоразведке и разработке месторождений нефти и газа «Геомодель 2019», Геленджик, Россия
- 12 сентября – конференция «Модернизация производств для переработки нефти и газа» (Нефтегазо-переработка-2019), Москва, Россия
- 16-17 сентября – технологическая конференция и выставка России и стран СНГ – GTCC 2019, Москва, Россия
- 17-18 сентября – конференция и выставка по технологиям нефтехимии России и стран СНГ – RPTC, Москва, Россия
- 17-19 сентября – конференция и выставка «Тюменский нефтегазовый форум» (ТНФ 2019), Тюмень, Россия
- 19-20 сентября – конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ – RRTC, Москва, Россия
- 23-29 сентября – международный форум и выставка Kazakhstan Energy Week 2019, Астана, Казахстан
- 30 сентября – 1 октября – «Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии: Россия и СНГ 2019» (PRC Russia & CIS), Санкт-Петербург, Россия



№6 (258) июнь 2019

Издание зарегистрировано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС 77-68757

ISSN 1561-8838

121357, г. Москва, ул. Артамонова, д. 16, корп. 3

Телефон: (499) 959-04-59

e-mail: info@oilcapital.ru <http://www.oilcapital.ru>

Учредителем и издателем журнала является

ООО «Нефть и Капитал»

© «Нефть и Капитал», 2019. При перепечатке и/или публичном распространении ссылка на «Нефть и Капитал» обязательна

Заявленный тираж — 5000 экз.

Отпечатано в ООО «МакЦентр.Издательство»

115191, г. Москва, Холодильный пер., д. 3, корп. 1, стр. 3

Телефон/факс: (495) 234-04-44

Александр Егоров (руководитель проекта «Нефть и Капитал»),
Наталья Петрова (главный редактор журнала «Нефть и Капитал»),
Мария Славкина (заместитель главного редактора),
Николай Манвелов (главный редактор портала www.oilcapital.ru)
Екатерина Дейнего, Екатерина Красовская, Виктор Прусаков,
Ирина Роговая, Мария Рязанова

Реклама: marketing@oilcapital.ru

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

Дизайн и верстка: Михаил Дышлок

Фотоиллюстрации: ИТАР-ТАСС, «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Транснефть», «НОВАТЭК», «ТАНЕКО», Shell, BP, Equinor, архив «НиК», открытые интернет-источники



Материалы, отмеченные подобным образом, публикуются на правах рекламы.



Ранжирование российских компаний по глобализации¹



Акцент номера

- 4 «Роснефть»:** плюс 65% капитализации
Российская компания за 20 лет стала мировым лидером в добыче и вошла в Top-10 по капитализации

Тенденции

- 10 ОРЭС+** между переизбытком и дефицитом
- 12 Рейтинг готовности к переменам**
Способны ли российские нефтяные компании адаптироваться к новым реалиям мировых энергетических рынков

Регулирование

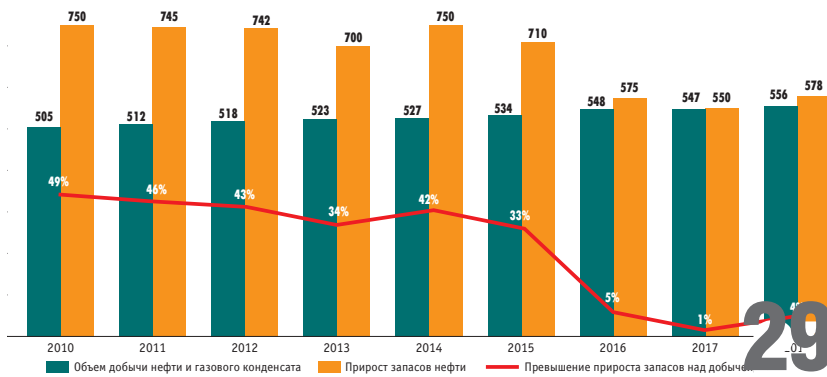
- 19 Трубники перелоббировали нефтяников**
- 22 Кому-то придется заплатить**

Разведка и добыча

- 23 На турон**
Началось промышленное освоение трудноизвлекаемой трети запасов газа Южно-Русского месторождения

Нефтесервис

- 29 Сверхзадача нефтеотдачи**
О востребованности технологий интенсификации нефтедобычи и ПНП



Транспорт

33 Грязная нефть «Дружбы»:
диверсия, мошенничество или разгильдяйство?

41 Настолько масштабного загрязнения нефти в истории не было

42 Чернобыль в отраслевом масштабе

Зарубежье

43 Мутное время
Как Украина переживет запрет Россией поставок нефти и нефтепродуктов и кто от этого выиграет?

48 Ташкент зовет на химию
как главный инвестиционный резерв нефтегазовой отрасли Узбекистана

История

54 Русский дизель,
или С чего начиналась эра нефтяного моторного топлива

Статистика

60 Добыча нефти с газовым конденсатом в России,
апрель 2019 года

64 Основные показатели работы нефтяной отрасли РФ
в апреле 2019 года

64 Ценовые индексы СПБМТСБ основных видов
нефтепродуктов и природного газа

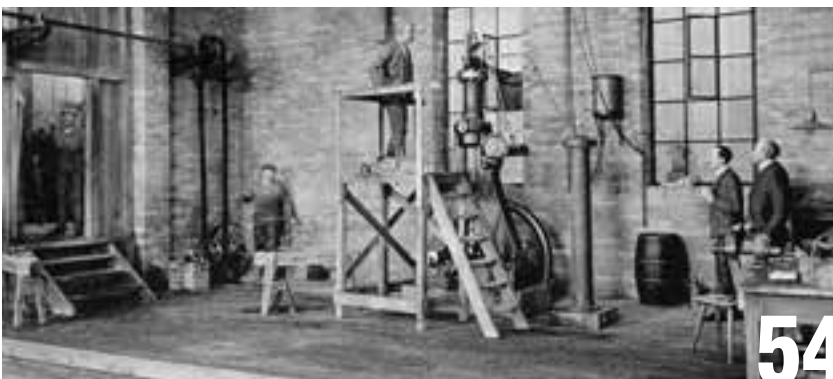


33

43



48



54

«РОСНЕФТЬ»: ПЛЮС 65% КАПИТАЛИЗАЦИИ

Российская компания за 20 лет стала мировым лидером в добыче и вошла в Топ-10 по капитализации

2019 ГОД ВО МНОГОМ ЗНАКОВЫЙ ДЛЯ «РОСНЕФТИ»: КОМПАНИЯ ПОДВОДИТ ИТОГИ 20 ЛЕТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ЗА ЭТО ВРЕМЯ «РОСНЕФТЬ» ПОКАЗАЛА МНОГО ВПЕЧАТЛЯЮЩИХ ЦИФР: ДОБЫЧА КОМПАНИИ УВЕЛИЧИЛАСЬ ПОЧТИ В 20 РАЗ, ВЫРУЧКА — В 115, ГОДОВЫЕ ИНВЕСТИЦИИ ВЫРОСЛИ В 160 РАЗ, А ПЛАТЕЖИ В БЮДЖЕТ СТРАНЫ... В 500 РАЗ! ЗА ПОСЛЕДНИЕ 10 ЛЕТ КАПИТАЛИЗАЦИЯ УВЕЛИЧИЛАСЬ НА 65%, БЛАГОДАРЯ ЧЕМУ «РОСНЕФТЬ» НЕ ВОШЛА, А СТРЕМИТЕЛЬНО ВОРВАЛАСЬ В ПАНТЕОН КРУПНЕЙШИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОРПОРАЦИЙ МИРА. ЗА ИСТЕКШИЕ 20 ЛЕТ КОМПАНИЯ СМОГЛА ДОБИТЬСЯ НЕ ТОЛЬКО ЗВАНИЯ НАЦИОНАЛЬНОГО НЕФТЯНОГО ЛИДЕРА, НО И СТАТЬ КРУПНЕЙШЕЙ ПУБЛИЧНОЙ КОМПАНИЕЙ МИРА ПО ЗАПАСАМ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ.



ПАО «НК «Роснефть» — крупнейшая публичная нефтегазовая компания в мире по объему запасов и добычи нефти. Этот статус она сохраняет на протяжении многих лет. На сегодняшний день доля «Роснефти» в мировой нефтедобыче составляет 6%, в российской — около 41%. В 1999 году, когда компания только начинала свою историю, эта цифра была значительно меньше — 4,1%. За двадцать лет «Роснефть» совершила настоящий прорыв и стала в полном смысле слова национальным лидером, достойно представляющим интересы России на мировом рынке.

Вошла в Топ-10

«Роснефть» не первый год является лидером по ряду производственных показателей, в том числе по ключевым — запасам и добыче. Так, компания возглавляет мировой перечень по обеспеченности сырьевой базой: запасы углеводородов категорий АВ1С1+В2С2 на начало 2019 года составляют 143 млрд баррелей нефтяного эквивалента (бнэ). Лидерство среди компаний в мировой добыче ей обеспечивают 5,8 млн бнэ в сутки.

На счету «Роснефти» также наивысший среди крупнейших мировых компаний показатель среднего темпа прироста добычи углеводородов в 2008–2018 годах, 9,8%. При этом себестоимость добычи «Роснефти» говорит о высокой конкурентоспособности: уровень удельных операционных затрат на добычу углеводородов составляет всего \$3,1/бнэ. Это еще один пункт лидерства среди публичных компаний мировой отрасли. При этом более 90% добычи дают компании зрелые месторождения.

Темпы роста бизнеса компании чрезвычайно высоки. За два десятка лет, согласно анализу «Роснефти», нефтедобыча выросла почти в 20 раз — с 12 млн тонн в 1999 году до 230 млн в 2018. Налоговые платежи в госбюджет страны увеличились с 8 млрд рублей до 4 трлн — в 500 раз! По сравнению с предыдущим 2017 годом платежи выросли в 1,5 раза.

Как следствие роста производственных показателей значительно

выросла рыночная капитализация «Роснефти». За 2018 год — более чем на 48% по сравнению с предыдущим годом и на 65% за последние 10 лет. В результате 2018 год отмечен для «Роснефти» приятным фактом: она вошла в мировой Топ-10 нефтяных компаний мира по капитализации.

Несмотря на внешнее давление, подчеркивает «Роснефть», она остается эффективным каналом интеграции России в мировую экономику за счет активной работы на зарубежных рынках и сотрудничества с крупнейшими нефтяными компаниями мира. «Роснефть» является партнером семи из десяти мировых majors.

Компания в 2018 году нарастила поставки сырья в восточном направлении — они выросли на 24,1%, составив 59,2 млн тонн. На традиционных рынках сбыта в прошедшем году были заключены договоры на поставку нефти в Польшу общим объемом до 12,6 млн тонн и в Германию — до 10,9 млн тонн.

Топ-10 мировых нефтегазовых компаний по капитализации

Позиция в рейтинге	Компания
1	ExxonMobil
2	Shell
3	Chevron
4	PetroChina
5	Total
6	BP
7	Petrobras
8	CopocoPhillips
9	Equinor
10	Роснефть

Цифровизация производства

В декабре 2017 года компания утвердила новую стратегию развития «Роснефть 2022», направленную



на повышение эффективности бизнеса и максимизацию отдачи от существующих активов. Ключевым моментом Стратегии является разработка и внедрение новых технологий во всех сферах деятельности компании. Результаты уже есть: экономический эффект от деятельности Корпоративного научно-проектного комплекса (КНПК) «Роснефти» оценивается более чем в 150 млрд рублей.

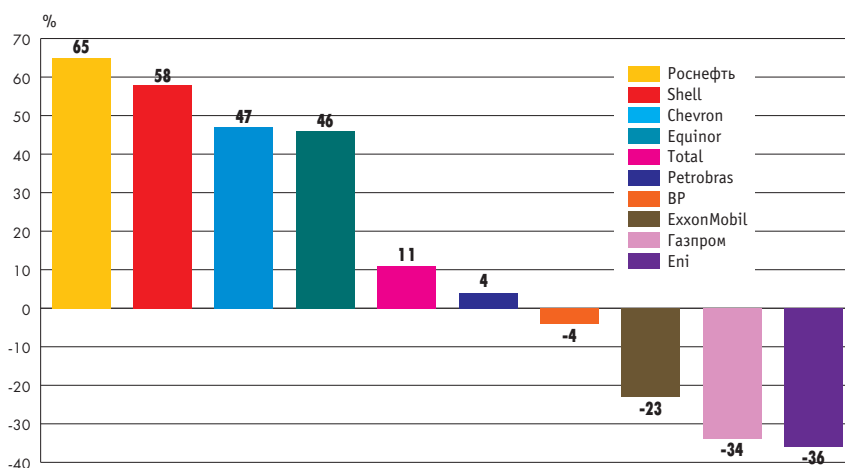
Сегодня КНПК является базовым блоком для принятия научных и технических решений по всем производственным направлениям компании: от геологоразведки до сбыта нефтепродуктов. КНПК включает в себя 32 проектных и исследовательских института, а также 41 центр компетенции с общей численностью сотрудников более 15000 человек и является крупнейшим научным нефтегазовым центром в Европе.

Еще одно важнейшее направление новой Стратегии компании — внедрение современных ИТ-решений, а именно цифровизация, для управленческих и производственных процессов — жизненно необходимая составляющая для построения конкурентоспособного и эффективного бизнеса.

Для функционирования цепочки «Цифровое месторождение — цифровой завод — цифровая АЗС» компания проводит работу, сравнимую с полной реорганизацией всей нефтегазовой отрасли. Так, произведен запуск корпоративного центра обработки данных с платформой промышленного интернета, цифрового интегрированного двойника месторождений «ИРМА» и цифрового пространства по обработке геолого-физических данных «ГеоПАК».

Проведены испытания применения искусственного интеллекта при разработке месторождений и планировании геолого-технических мероприятий, применяются технологии машинного обучения для оптимизации работы добывающего актива в реальном времени, а также уникальные технологии автономного мониторинга производственных объектов при помощи дронов и машинного зрения. Апробированы технологии компьютерного зрения для мониторинга соблюдения стандартов HSE при бурении.

Рост или падение капитализации крупнейших мировых нефтегазовых компаний за 10 лет



Создан первый в российской нефтегазовой индустрии центр геологического сопровождения бурения, под чьим контролем пробурено около 8 тыс. горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Запущена в тираж технология бурения горизонтальных скважин с комбинированной колонной.

Продолжена реализация опытно-промышленных работ по бурению горизонтальных скважин с увеличенной длиной и количеством стадий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) (более 8). Введен в промышленную эксплуатацию корпоративный модуль моделирования ГРП («РН-ГРИД»).

Проведены тестовые полевые испытания системы мониторинга

ледовой обстановки для бурения на шельфе.

Расширяется применение бескабельной сейсмики. Ведется разработка уникальной системы регистрации сейсмических данных.

В рамках направления «Цифровой завод» запущены пилотные проекты: применение тепловизоров для мониторинга оборудования НПЗ, очистка нефтяных резервуаров роботизированными средствами, внедрение систем мониторинга персонала с помощью носимых устройств и меток. Реализуются проекты по направлению «Цифровая АЗС».

На карте России

Основной регион добычи нефти и газа «Роснефти» — Западная

	2008	2018
Среднесуточная добыча углеводородов, млн бнз	2,12	5,8
Добыча жидких углеводородов, млн т	110,1	230,2
Добыча газа, млрд куб. м	12,5	67,3
Эксплуатационное бурение, тыс. м	2158	12006
3D сейсмика, кв. км	4549	10078
Доказанные запасы углеводородов PRMS, 1P, млрд бнз	22,3	47
Нефтепереработка, млн т	49,3	115
Доля в производстве моторных топлив в РФ	3	38
Налоговые платежи, млрд руб.	8	4000



Сибирь. В 2018 году на долю западносибирских активов приходилось 59% добычи жидких углеводородов компании. Главные добывающие активы: ООО «РН-Юганскнефтегаз» (30% от общей добычи жидких углеводородов компании), АО «Самолторнефтегаз» (8%) в ХМАО-Югре и ООО «РН-Уватнефтегаз» (5%) на юге Тюменской области.

Западная Сибирь — старый добычный регион, многие месторождения здесь достаточно выработаны. Для повышения эффективности таких промыслов компания оптимизировала системы разработки с упором на горизонтальные скважины с МГРП. Это также позволяет сократить фонд скважин и повысить экономическую эффективность.

В еще одном старом добычном регионе — Урало-Поволжском — работают ООО «Башнефть-Добыча», АО «Оренбургнефть», АО «Самаранефтегаз» и ОАО «Удмуртнефть». На объектах этих предприятий преимущественно эксплуатируются карбонатные коллекторы, требующие дополнительного воздействия на пласт для извлечения нефти. Именно здесь внедрена уникальная для России технология проппантного ГРП на кислотном геле, позволяющая доставить кислоту на значительное расстояние от ствола скважины, создать и закрепить систему трещин.

Еще один традиционный регион — Тимано-Печорская провинция. Здесь основное добывающее предприятие компании —

ООО «РН-Северная нефть», которое ведет деятельность на 17 лицензионных участках в Коми и НАО. Более 70% доказанных запасов предприятия сосредоточено на пяти месторождениях: Лабаганском, Наульском, Хасырейском, Среднемакарихинском и Черпаюском. В НАО также ООО «Башнефть-Полус» ведет освоение месторождений им. Р. Требса и А. Титова.

Относительно новые перспективные регионы — Восточная Сибирь и Дальний Восток — сегодня дают компании существенный прирост добычи: в 2018 году 8,1% к уровню 2017 года. Основную долю обеспечивают месторождения Ванкорского кластера (60% от общей добычи регионов) и ПАО «Верхне-чонскнефтегаз» (23%).

	2011	2018
ЕВИТДА, млрд руб.	646	2081
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам, млрд руб.	316	549
Капитальные затраты, млрд руб.	391	936
Свободный денежный поток, млрд руб.	96	1133
Выручка от реализации, млрд руб.	2702	8238

ТРИЗовые приросты

Немалые перспективы увеличения добычи нефти заключаются в разработке трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Объем добычи ТРИЗ «Роснефти» в 2018 году вырос до 18,7 млн тонн, что на 15% превышает добычу за 2017 год и более чем в два раза — уровень 2014 года. В общем объеме добычи компании в 2018 году доля нефти ТРИЗ выросла до 8,4% против 7,5% в 2017 году. За



Хронология роста: двадцать лет «Роснефти» в цифрах

Показатель	1999	2018	Рост
Добыча нефти	12 млн тонн	230 млн тонн	в 19 раз
Доля мировой добычи	0,4%	5%	
Выручка	33 млрд руб.	8 трлн руб.	в 115 раз
Инвестиции	6 млрд руб.	1 трлн руб.	в 160 раз
Налоговые платежи в госбюджет	8 млрд руб.	4 трлн руб.	в 500 раз
Доля от расходов федерального бюджета	1%	28%	

Источник: «Роснефть».

год на ТРИЗ было пробурено более 820 скважин.

Крупнейшим активом компании в области ТРИЗ является ООО «РН-Юганскнефтегаз» с объемом трудноизвлекаемых запасов более 1 млрд тонн. Значительный объем ТРИЗ также числится на балансе «РН-Няганьнефтегаза», «Верхне-чонскнефтегаза», «РН-Уватнефтегаза», «Конданefти». На эти активы (с «Юганскнефтегазом») приходится более 90% ресурсной базы ТРИЗ компании.

Помимо запасов, характеризующихся низкой проницаемостью коллектора, «Роснефть» располагает также сырьевой базой таких ТРИЗ, как высоковязкая нефть. Извлекаемые запасы высоковязкой нефти компании на территории РФ (компания также занимается освоением таких запасов в Венесуэле) составляют более 550 млн тонн, из них более 400 млн тонн сосредоточено на уникальном по величине запасов Русском месторождении.

Газовые перспективы

Одним из приоритетных направлений «Роснефти», приобретающем в последние годы большое значение, является газодобыча. Более 30 дочерних и совместных

предприятий группы ведут добычу газа в Западной и Восточной Сибири, Центральной России, на юге Европейской части России, Дальнем Востоке, а также во Вьетнаме, Венесуэле, Канаде и Египте.

Среди независимых газопроизводителей (то есть помимо газовой монополии «Газпрома») «Роснефть» обеспечивает самый высокий уровень добычи. С 2020 года компания планирует добывать 100 млрд м³ газа в год против 64 млрд в 2018, при этом ресурсный потенциал позволяет обеспечить дальнейший рост. Планируется наращивать полезное использование попутного нефтяного газа — 95%-го уровня.

Основные центры роста добычи газа в ближайшие годы — это проекты компании «Роспан» и Харампур.

Акватория сотрудничества

«Роснефть» сегодня является крупнейшим недропользователем на российском шельфе, владея 55 лицензиями на участки недр в акваториях арктических, дальневосточ-

ных и южных морей России. Ресурсы углеводородов по этим участкам на 01.07.2018 оцениваются в 41,7 млрд тонн н.э. В российской Западной Арктике (Баренцево, Печорское и Карское моря) компания ведет 19 проектов; в Восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря) — 9 проектов; на Дальнем Востоке (Охотское и Японское моря) — 20 проектов и в южных морях России (Черное, Азовское и Каспийское) — 8 проектов. На шельфе компания работает как самостоятельно, так и в сотрудничестве с другими российскими и зарубежными партнерами.

В первую очередь это проект «Сахалин-1», реализуемый на условиях раздела продукции в сотрудничестве с компаниями ExxonMobil и ONGC, Северная оконечность месторождения Чайво и Одопту-море «Северный купол» и Лебединское месторождение. Здесь построены уникальные промышленные объекты, поставлен ряд рекордов. В частности, бурение самых протяженных скважин в мире на месторождении Чайво.



В дальневосточных морях компания также работает по проекту «Сахалин-3» (Венинский блок) в сотрудничестве с Sinopet и на Западно-Камчатском участке вместе с KNOС.

Арктический шельф к 2050 году будет обеспечивать от 20% до 30% всей российской нефтедобычи.

Здесь «Роснефть» провела оценку потребности в судах обеспечения и сопровождения буровых работ, определила основные типы судов и морских сооружений, ведет работу по созданию производственной базы морской техники, ядром которой станет судостроительный комплекс «Звезда» в сотрудничестве с АО «Роснефтегаз» и АО «Газпромбанк». Судостроительный комплекс будет выпускать крупнотоннажные суда, элементы морских платформ, суда ледового класса, специальные суда и другие виды морской техники.

За пределами РФ компания также реализует ряд шельфовых проектов: ведет разведку и добычу углеводородов на шельфе Вьетнама и Египта, участвует в проектах на шельфе Норвегии, Мозамбика и Венесуэлы.

Downstream

«Роснефть» является крупнейшим переработчиком нефти в России и контролирует в ключевых регионах страны нефтеперерабатывающие заводы, объем переработки нефти на которых составил в 2018 году 103 млн тонн (с учетом зарубежных производств — 115 млн тонн). Средний индекс Нельсона российских НПЗ компании составляет порядка 7,0.

В состав компании входят 13 крупных НПЗ в России и доли в 6 зарубежных заводах — в Германии, Белоруссии и Индии. Ведется проработка проектов строительства новых НПЗ с комплексами нефтехимических производств в Индонезии и Китае.

Выход светлых нефтепродуктов внутри страны составляет 58,1%. Глубина переработки — 75,1%. Это немного, но компания планирует последовательную модернизацию заводов с учетом потребностей рынка.

На Рязанской НПЗ завершены масштабные работы по реконструкции комплекса установки гидроочистки дизтоплива ЛЧ-24/7. В

2018 году был расширен ассортимент продукции Уфимской группы НПЗ и Саратовского НПЗ — начат выпуск бензинов АИ-95 повышенного экологического стандарта Евро-6.

Объем запланированных инвестиций в НПЗ компании составляет около 1,4 трлн рублей, из них более 60% уже профинансировано. Инвестиционная политика в downstream-секторе «Роснефти» построена в расчете на возможность поставлять более 40% нефтепродуктов на внутренний рынок по стабильным ценам. Сбытовая система «Роснефти» включает 138 нефтебаз и 2963 АЗС по всей стране.

В 2018 году объемы реализации нефтепродуктов на экспорт выросли на 3,4% и составили 72,6 млн тонн, на внутреннем рынке России — рост 3% до 40,5 млн тонн. При этом через биржевой канал по результатам 2018 года с НПЗ «Роснефти» продано 22,6% от объема производства автобензинов, 8,3% дизельного топлива, 14,3% керосина и 3% мазута при установленных нормативах 10, 5, 10 и 2% соответственно.

ОПЕС+ между переизбытком и дефицитом

Екатерина Дейнего



Главный вопрос, который обсуждался 19 мая 2019 года на заседании министерского мониторингового комитета ОПЕС+, касался продления стратегии сокращения добычи нефти или отказа от нее. Оказалось, что у крупнейших нефтяных экспортеров России и Саудовской Аравии нет единого мнения. Но пока никто не верит в серьезные разногласия между Москвой и Эр-Риядом, страны не откажутся от совместно-

го регулирования рынка. Выработать стратегическое решение им придется к следующей министерской встрече, которая пройдет в Вене 25 июня.

Стоит отметить, что министр энергетики России Александр Новак 19 мая сделал заявление о том, что уже этим летом на рынке нефти может возникнуть нехватка сырья из-за сезонного роста спроса на 2 млн б/с. Он предположил, что экспортерам надо будет оператив-

но реагировать на новые угрозы, чтобы не допустить дефицита. Министр нефти Саудовской Аравии, напротив, рассказал, что королевство собирается соблюдать квоту по добыче нефти в июле вне зависимости от решения о судьбе сделки ОПЕС+.

Агентство Bloomberg со ссылкой на источники, знакомые с ситуацией, опубликовало информацию о том, что Саудовская Аравия и Россия обсуждают два главных сце-

нария, предполагающих увеличение добычи нефти со второй половины 2019 года. Первый — прекращение перевыполнения условий сделки, что позволит нарастить добычу на 800 тыс. б/с. Второй — рост добычи на 300 тыс. б/с, то есть снижение действующего сокращения до 900 тыс. б/с с 1,2 млн б/с.

«Один из вариантов, который сегодня рассматривался среди прочих, — это то перевыполнение, которое есть на рынке, вернуть к действующим параметрам соглашения. Если этого будет недостаточно, можно посмотреть цифры и в большей или меньшей степени скорректировать параметры», — рассказал Новак в интервью телевидению Bloomberg.

Вместе с тем министр энергетики Саудовской Аравии Халид аль-Фалих отметил, что странам ОПЕК+ приходится ограничивать добычу нефти даже в условиях санкций против Ирана и сложной ситуации в Ливии и Венесуэле, поскольку рынок достаточно обеспечен предложением. Что же касается политики России, он отметил, что Саудовская Аравия поддерживает позицию РФ пока не принимать решения о судьбе сделки ОПЕК+ на второе полугодие.

«Россия хочет пока оставить открытым вопрос, что нам делать во втором полугодии. Мы поддерживаем это, решение нельзя принимать, пока у нас не будет больше данных, более точных прогнозов», — уточнил аль-Фалих.

Иранская нефть: знак икса

При этом один из основных вопросов, требующих уточнения, — удастся ли Вашингтону свести к минимуму экспорт иранской нефти. Пока, согласно данным Reuters, объем экспорта нефти Ираном под влиянием санкций США в мае упал ниже 500 тыс. б/с. Однако Халид аль-Фалих указал, что никто точно не знает, сколько нефти производит и экспортирует Иран. «Я думаю, что это очень-очень спекулятивная информация. Многие поставки остаются незамеченными», — считает министр.

Эксперт «Международного финансового центра» Владимир Рожанковский отметил, что в настоящее время в Белом доме нет

консенсуса по иранскому вопросу. «По мнению Болтона, Иран ведет себя вызывающе и должен быть наказан. Трамп же считает, что война навредит его избирательной кампании 2020 года. Президент США, в отличие от его советников, не хочет военного конфликта. При этом Иран — один из ведущих производителей нефти в мире, Россия не может вести переговоры с Саудовской Аравией без оглядки на этот фактор. Пока между Москвой и Эр-Риядом небольшие пререкания для изучения тактики дальнейшего ведения переговоров. Но это не имеет законченного характера, иранская история только развивается», — отметил эксперт в беседе с «ННК».

Он указал, что ситуация в регионе очень напряжена, США уже отправили туда боевые корабли и

пополнять стратегические запасы. Возможно, будет недозагрузка НПЗ. Чисто технически образуется дефицит в Западном полушарии, что нехарактерно, поскольку в целом оно нефтеизбыточно. То есть действительно присутствуют предпосылки для сезонного дефицита», — пояснил Рожанковский.

Эксперт Института энергетики и финансов Алексей Белогорьев также заметил, что с точки зрения статистики неопределенности на рынке стало больше, но присутствуют и перспективы добычи сланцевой нефти в США. «Позиция Саудовской Аравии выглядит более убедительной, так как, по крайней мере за первые 4 месяца 2019 года, сбываются наиболее оптимистичные прогнозы относительно прироста добычи нефти в США, поэтому говорить о дефиците пока нет серьез-

РОССИЯ И САУДОВСКАЯ АРАВИЯ ПОКА НЕ ПРИНИМАЮТ РЕШЕНИЯ О СУДЬБЕ СДЕЛКИ ОПЕК+ И ГОТОВЯТСЯ РЕАГИРОВАТЬ НА ЛЮБОЙ СЦЕНАРИЙ ИЗМЕНЕНИЯ СПРОСА

не совсем понятно, что они там будут дальше делать. «Я надеюсь, что столкновений не будет, поскольку Трамп — главнокомандующий и не даст Болтону развязать войну. Если в ближайшие две недели ситуация вокруг Ирана начнет разряжаться, переговоры в рамках соглашения ОПЕК+ будут иметь более конструктивный характер. Очевидно, что в случае выпадения Ирана из нефтяного экспорта Саудовская Аравия не будет сокращать добычу. Трамп попросит королевство нарастить производство», — указал эксперт.

Плюс нестандартные проблемы

Он считает, что дефицит на рынке нефти может возникнуть этим летом не только по причине факторов Ирана и Венесуэлы, но также из-за проблем с американскими хранилищами. «Есть информация, что США должны перегрузить стратегические хранилища: вроде бы часть этой нефти испорчена из-за неправильного хранения. Теперь непонятно, что с ней делать, она непригодна для использования. Американцам придется

новых оснований. В любом случае Саудовская Аравия готова поддерживать низкий уровень добычи. России это делать сложно как с физической точки зрения, так и с точки зрения организационной: в РФ работает много компаний с разными интересами. У российского Минэнерго просто нет официальных рычагов воздействия на них, поэтому все участие РФ в соглашении держится на устных договоренностях. И со стороны многих компаний видно отсутствие желания сдерживать добычу», — рассказал эксперт «ННК».

Он считает, что соглашение ОПЕК+ сохранится как минимум на следующее полугодие, при этом позиция РФ будет услышана и не будет новых ограничений. «Скорее, можно ожидать какое-то решение по увеличению добычи. К тому же, если вспомнить историю с загрязнением нефти в нефтепроводе «Дружба», очевидно, что существует необходимость роста поставок сырья во втором полугодии, чтобы компенсировать те потери, которые были в связи с этой аварией», — предположил Белогорьев.

Рейтинг готовности к переменам

Способны ли российские нефтяные компании адаптироваться к новым реалиям мировых энергетических рынков



Индра Оверланд,
Норвежский институт международных отношений (NUPI)



Нина Пусенкова,
ИМЭМО РАН им. Примакова;
Исследовательский центр ЭНЕРПО
Европейского университета в Санкт-Петербурге

В мире бизнеса есть много рейтингов, основанных на производственных и финансовых показателях компаний, в том числе нефтяных, и российские корпорации достойно в них представлены. Возьмем список 50 ведущих мировых энергетических компаний, ежегодно составляемый Petroleum Intelligence Weekly, — в первую двадцатку входят три российских. В последние годы популярность приобрели рейтинги, оценивающие экологическую устойчивость бизнеса, например Dow Jones Sustainability Index. Но российские (как, впрочем, и американские) нефтяные компании пока в него не входят.

Норвежские и российские аналитики решили изучить, насколько российские нефтяные компании способны адаптироваться к переменам, происходящим в мировой энергетике (результаты исследования будут опубликованы в книге The Challenge of Change: Russian Oil and Gas Companies in an Evolving World, которая выйдет в 2019 году).

В последние годы в нефтегазовом бизнесе стремительно происходят радикальные перемены. Это и сланцевая революция, и рост возобновляемых источников энер-

гии, и обострение внимания к изменению климата, и усиление акцента на устойчивом развитии, и укрепление позиций национальных нефтяных компаний (ННК), и превращение Китая в основного потребителя энергии, и колебания мировых цен на нефть...

Российским нефтяным компаниям, помимо этих глобальных изменений, за последние 30 лет пришлось пережить распад СССР, приватизацию, огосударствление, бурные слияния и поглощения, сначала активный приход, потом постепенный уход иностранных партнеров, нарастание проблем с ресурсной базой, антироссийские санкции и т.п. В целом их способность адаптироваться к переменам определяет, насколько Россия может реагировать на новые мировые реалии.

Тэйн Густафсон писал в знаменитой книге «Колесо Фортуны» в 2012 году: «Российская нефтяная промышленность и российское государство слабо готовы к тому, чтобы справляться с возникающими вызовами. Последние два десятилетия они занимались тем, что курировали за контроль над доставшимися им в наследство нефтяными активами и рентой, вместо того

чтобы сотрудничать с целью модернизации отрасли и подготовки к следующему этапу ее развития... В результате отрасль отстает от быстро движущегося вперед глобального нефтяного бизнеса, который находится в эпицентре технологической и управленческой революции».

Насколько справедливо мнение гуру мировой энергетики о российских нефтяных компаниях? Для ответа на этот вопрос исследователи оценили пять ведущих российских нефтяных компаний по нескольким параметрам: глобализация, работа на континентальном шельфе, добыча сланцевых углеводородов, отношение к изменению климата, адаптация к динамике цен на нефть и санкциям.

Критерий 1: глобализация

Глобализация рассматривалась не только как развитие международного бизнеса корпорации, но и создание ею партнерств с иностранными компаниями в России, а также наличие иностранцев в ее совете директоров и правлении.

«Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ» и «Роснефть» активно выходят за рубеж как в upstream, так и в downstream. «Газпром нефть» в

своей стратегии развития до 2025 года ставит задачу добывать 100 млн тонн н.э. в год и рассчитывает, что зарубежная добыча составит как минимум 10%. «ЛУКОЙЛ» первым из российских нефтяников стал интернационализироваться еще в 1990-х годах. «Роснефть» стремится превратиться в глобальную энергетическую компанию. Эти три компании добились заметных успехов в интернационализации, хотя зачастую им мешало их российское происхождение, особенно при попытках закрепиться в downstream развитых стран, а санкции создали еще большие препятствия их международной деятельности.

Стремление «Татнефти» поработать за границей (в Ираке, Ливии и Сирии) в основном закончилось неудачей из-за политических событий, на Украине — из-за корпоративных конфликтов. А «Сургутнефтегаз» и не рвется в другие страны, продав свою долю в венесуэльском Национальном нефтяном консорциуме и в венгерской МОЛ (Владимир Богданов сказал в 2012 году: «У них нефть такая же, как у нас»).

Что касается партнерств с ино-

По совокупности выхода за рубеж и международного сотрудничества в России «Роснефть» можно назвать наиболее глобализованной среди российских НК

Ранжирование российских компаний по глобализации*



От 1 (наиболее глобализованная) до 5 (наименее глобализованная).

Источники: оценка авторов, Индра Оверланд, Нина Пусенкова.

странными компаниями в России, наиболее активно их создавала «Роснефть», в первую очередь для работы на шельфе. «ЛУКОЙЛ» же, бывший лидером среди российских нефтяников по формированию СП с международными компаниями в 1990-х годах, после «развода» с ConocoPhillips не проявлял активности в этой сфере. «Татнефть» в последние годы также весьма пассивна. «Сургутнефтегаз» всегда был принципиально против международных СП.

Если бы не санкции, глобализация российских компаний шла бы успешнее. Правда, санкции побудили наших нефтяников укреплять связи с азиатскими энергетическими корпорациями, что диверсифицировало их базу глобализации.

Соответственно, на первом месте по глобализации стоит «Роснефть», но из-за санкций большинство западных партнеров свернули свои проекты с компанией и со временем она может стать менее глобализованной.

По степени глобализации российские нефтяные компании сильно отстают от зарубежных мейджоров, таких как ExxonMobil, Chevron, BP, Shell и Total, каждый из которых работает в сотне стран, но наша тройка лидеров вполне сравнима с такими интернационализирующимися ННК, как Petrobras, Equinor и Petronas.

Критерий 2: шельф

Континентальный шельф давно стал важной нефтяной провинцией



Ранжирование российских нефтяных компаний по глобализации*

Показатель/Ранг	Газпром нефть	ЛУКОЙЛ	Роснефть	Сургутнефтегаз	Татнефть
Количество стран присутствия (в upstream и downstream)	14 / 3	34 / 1	22 / 2	0 / 5	3 / 4
Иностранцы в совете директоров	Нет / 4,5	4 из 11 / 2	7 из 11 / 1	Нет / 4,5	2 из 15 / 3
Иностранцы в правлении	Нет / 2,5	Нет / 2,5	3 из 11 / 1	Нет / 2,5	Нет / 2,5
Иностранные нефтяные компании — партнеры в России	До 5** / 2	Нет / 4	Более 10*** / 1	Нет / 4	Нет / 4
Средний ранг	3	2,38	1,25	4	3,38

* От 1 (наиболее глобализованная) до 5 (наименее глобализованная).

** Shell, Mubadala Petroleum, Repsol.

*** BP, ExxonMobil, ENI, Equinor, ONGC, Oil India, Indian Oil, Bharat PetroResources, Sinopec, CNPC, ChemChina, Beijing Gas, Pertamina.

Источники: оценка авторов, Индра Оверланд, Нина Пусенкова.

для всего мира. Сегодня почти 40% нефти на планете добывается на шельфе. Российский показатель — около 5%.

«Газпром нефть» — единственная российская нефтяная компания, добывающая морскую нефть в Арктике, на Приразломном месторождении в Печорском море, которое она запустила в 2013 году. Она также успешно проводит геолого-разведку на шельфе — вспомним ее открытия в Охотском море: Нептун в 2017 и Тритон в 2018 году.

«ЛУКОЙЛ» работает в Каспийском море с 1995 года. Он создал нефтяную провинцию на Каспии, введя в эксплуатацию месторождение им. Юрия Корчагина в 2010 году, а в 2016 запустил месторождение им. Филановского. Также активен на Балтике, где начал добывать коммерческую нефть на Кравцовском месторождении в 2004 году:

это первый чисто российский морской проект, который вышел на стадию промышленной добычи. Кроме того, «ЛУКОЙЛ» работает на шельфе за рубежом, обычно участвуя в международных консорциумах. Так что компания накопила существенный опыт морской добычи.

«Роснефть» стала «владычицей морей», имея 56 лицензий на шельфе. Однако по основным своим морским проектам она работала либо в консорциуме («Сахалин-1»), либо в партнерстве с BP, ExxonMobil, ENI и Equinor. После введения санкций практически все ее «шельфовые» СП с иностранными компаниями были заморожены. Правда, «Роснефть» самостоятельно открыла месторождение в море Лаптевых в июне 2017 года, хотя трудно сказать, сможет ли она в одиночку освоить его запасы.

«Татнефть» и «Сургутнефтегаз» на шельфе не работают.

Конечно, российские нефтяники отстают от мейджоров и таких ННК, как Petrobras, являющейся мировым лидером по глубоководной добыче, или Equinor, добывающей нефть на шельфе Норвегии. Отставание связано отчасти с тем, что еще недавно им хватало «легкой и дешевой» нефти на суше, а отчасти — с отсутствием современных технологий морской добычи.

Критерий 3: сланцы

Сланцевая революция в США, которая потрясла глобальные энергетические рынки, особенно важна для России как крупнейшего в мире экспортера энергоресурсов. Кроме того, в России находятся вторые в мире запасы сланцевых

«Газпром нефть» — единственная российская НК, ведущая добычу на шельфе Арктики. Приразломное месторождение было запущено в 2013 году





Российские нефтяники постепенно начинают работать со сланцем и осваивать запасы баженовской свиты

углеводородов. Но долгое время многие официальные лица, в первую очередь из «Газпрома», скептически воспринимали сланцевую революцию, называя ее «пузырем». Например, Алексей Миллер утверждал, что сланцевый газ навсегда останется лишь «изысканной закуской».

Невзирая на подобный скепсис, российские нефтяники постепенно начинают работать со сланцем.

Еще в 2012 году эксперты «Газпром нефти» отмечали, что, несмотря на технологические трудности, разработка баженовской свиты выглядит привлекательнее, чем освоение арктического шельфа к востоку от Уральских гор. Компания начала создание Баженовского технологического центра в ХМАО, чтобы разрабатывать отечественные технологии и оборудование. К 2025 году «Газпром нефть» собирается добывать 2,5 млн тонн нефти на бажене.

«ЛУКОЙЛ» (через «РИТЭК») работает на бажене давно, и «РИТЭК» занимается разработками методов извлечения баженовской нефти. Например, его система термогазового воздействия впервые была применена еще в 2009 году. К освоению бажена «ЛУКОЙЛ» привлекал иностранные компании,

подписав с Total соглашение о создании СП в 2014 году. Из-за санкций деятельность партнеров была приостановлена.

«Роснефть» стремится осваивать нетрадиционные запасы углеводородов, но также нуждается в иностранных партнерах. Санкции затормозили многие ее начинания: например, было заморожено СП с BP в Оренбуржье. Правда, иногда партнерам удавалось обойти ограничения: в начале 2017 года СП между «Роснефтью» и Equinor приступило к бурению на доманиковых отложениях в Самарской области.

«Сургутнефтегаз» — одна из немногих российских нефтяных компаний, которая может работать на бажене без иностранных партнеров, что и делает с 2005 года. Хотя такая добыча пока является для «Сургута» убыточной, он инвестирует в нее, считая это направление перспективным в будущем.

«Татнефть» начала изучать потенциал сланцевой нефти в 2013 году, и реализация пилотной программы по ее добыче — один из приоритетов компании.

Пока российские компании сильно отстают от американских коллег в сланцевой сфере, но и многие ННК только приступают к ней. Так, Saudi Aramco весной 2018 года обнародовала планы начать добычу нетрадиционного газа в королевстве.

Критерий 4: климат

Российские нефтяники скептически относятся к проблеме изменения климата и к возобновляемым источникам энергии как одному из способов ее решения. «Газпром нефть» исходит из предпосылки, что углеводороды будут по-прежнему играть ключевую роль в мировой энергетике, обеспечивая около 90% первичной энергии.

Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ), которую «Газпром нефть» зачастую осуществляет вместе с «СИБУРОм» на его ГПЗ, — основной вклад компании в смягчение изменений климата. Кроме того, в феврале 2018 года «Газпром нефть» начала испытывать комплексную систему переработки газа и его закачки в пласты Новопортовского месторождения, что позволит достичь 95% утилизации ПНГ и использовать его на электростанции.

«Газпром нефть» экспериментирует с возобновляемыми источниками энергии через свою сербскую NIS. С 2011 года NIS трансформируется из нефтегазовой компании в энергетический холдинг, который занимается и возобновляемой энергетикой, в первую очередь геотермальной и ветровой. Также «Газпром нефть» осуществляет несколько небольших проектов ветровой и солнечной генерации на Ямале.



"ЛУКОЙЛ" участвует в международном проекте, контролируя выбросы парниковых газов. В 2016 году компания довела полезное использование ПНГ до 92%

«ЛУКОЙЛ» признает важность климатических проблем, с 2013 года участвуя в международном Carbon Disclosure Project, в рамках которого компании предоставляют информацию о выбросах парниковых газов (ПГ). Так, в 2016 году «ЛУКОЙЛ» получил климатический рейтинг D (A — самый высокий, F — самый низкий). Для сравнения: BP, ENI, Equinor и Total имели рейтинг A–, а большинство российских нефтегазовых компаний удостоились рейтинга F, кроме «Газпрома» (C) и «НОВАТЕКА» (D–).

Как и остальные российские нефтяные компании, «ЛУКОЙЛ» занимается утилизацией ПНГ. В 2016 году он достиг уровня 92%, а по Западной Сибири — 97%.

В отличие от большинства коллег, «ЛУКОЙЛ» проявляет значительный интерес к ВИЭ. В своем последнем прогнозе развития энергетических рынков до 2030 года компания отмечает: «Нефть и ВИЭ — не антагонисты». У «ЛУКОЙЛа» есть 4 ГЭС в России общей мощностью 296 МВт; две солнечные электростанции на его НПЗ в Румынии и Болгарии. Еще в 2009 году компания осуществила пилотные проекты по оснащению трех АЭС в Сербии и России солнечными панелями. «ЛУКОЙЛ» занимается и ветровой генерацией: в 2013 году его СП с итальянской ERG SpA, Lukerg Renew, приобрело четыре болгар-

ских компании, которые специализировались на ветряках. Показательно, что «ЛУКОЙЛ» недавно организовал кафедру ВИЭ в РГУ нефти и газа им. Губкина.

Отношение «Роснефти» к проблеме климата весьма неоднозначно. По данным отчета Carbon Majors от 2017 года, львиная доля мировых выбросов CO₂ приходится на 100 компаний, большая часть которых представляют нефтегазовую отрасль. В этом списке «Роснефть» занимала 27-е место, имея показатели лучше, чем у «Газпрома», Exxon-Mobil, Shell, BP, Total, ConocoPhillips и «ЛУКОЙЛа». В стратегии «Роснефти» установлены цели по снижению выбросов парниковых газов и перечисляются меры, направленные на их достижение, в первую очередь утилизация ПНГ. Если в прошлом, по оценкам экологов, «Роснефть» имела одни из худших в отрасли показателей утилизации ПНГ, то в 2017 году она подняла их до 89,2%. Но при этом руководство компании крайне скептически относится к влиянию человеческой деятельности на климат, и к ВИЭ.

На одной международной конференции Игорь Сечин так ответил на вопрос из аудитории: «Извержение вулкана дает больше выбросов CO₂, чем любая человеческая деятельность. Гниение водорослей в океане значительно превышает любой эффект от человеческой дея-

тельности, поэтому к этому надо относиться спокойно» (цитата по Independent). Показательно, что на Международном экономическом форуме в Санкт-Петербурге в 2017 году Игорь Сечин обсуждал перспективы электромобилей, утверждая, что они займут рыночную нишу, но не в таком масштабе, как ожидают некоторые игроки. В целом он заверил, что спрос на углеводороды всегда был и будет высоким.

А в декабре 2018 года совет директоров утвердил программу «Роснефть: вклад в реализацию целей ООН в области устойчивого развития». По образцу и подобию мейджоров «Роснефть» определила 5 приоритетных целей, в том числе «борьбу с изменением климата».

«Сургутнефтегаз» и Владимир Богданов никогда не делали громких заявлений по поводу изменения климата, но компания с 1997 года осуществляет политику энергоэффективности. «Сургут» был первой российской нефтяной компанией, которая начала последовательно внедрять практику утилизации ПНГ еще в 1990-х годах, и ее показатель — самый высокий в России (99,34% в 2016 году).

«Татнефть» — также один из лидеров в российской нефтянке по

утилизации ПНГ: 95,17% в 2015 году. Более того, она стимулирует использование электромобилей: в 2016 году компания открыла пункт по зарядке электромобилей в индустриальном парке «Химград» в Казани, а в 2017 году — второй пункт на АЗС в Альметьевске.

В долгосрочном плане климатическая политика — самый серьезный вызов, с которым столкнутся все нефтяные компании без исключения. Пять российских компаний демонстрируют двойственное отношение к этой теме. Их основной вклад в решение проблемы — ограничение сжигания ПНГ в факелах. Постепенно они стали уделять большее внимание изменению климата, как в публичных выступлениях руководства, так и в годовых отчетах. Но все равно, как и многие их зарубежные коллеги, они твердо верят, что углеводороды — это навсегда.

В целом по подготовке к безуглеродному будущему российские нефтяники отстают на 10–15 лет от таких европейских компаний, как Equinor, Shell и Total, и всего на парутройку лет — от американцев, среди которых ExxonMobil — особенно ярый климатический скептик.

Критерий 5: цены и санкции

Опыт показал, что российские компании достаточно эффективно справляются со стрессами, связанными с колебаниями мировых цен на нефть (даже когда те усугубились антироссийскими санкциями), и с переменным успехом прогнозируют цены. Когда в 1998 году упали цены и рухнула российская финансовая система, «Газпром нефть» (тогда еще «Сибнефть») стала делать акцент на снижении издержек.

Санкции и низкие цены на нефть угрожали самым важным проектам «Газпром нефти», таким как Приразломное. Но еще в начале 2014 года Александр Дюков говорил, что налоговые льготы, предоставленные проекту, обеспечат его эффективность, даже если цены упадут до \$80/барр. Дальнейшие события показали, что он слишком оптимистично оценивал динамику цен, но реалистично — ценность господдержки. Уже в 2016 году он заявил, что компания исходит из



«Татнефть» — один из лидеров в нефтянке по утилизации ПНГ: более 95% в 2015 году

цены \$50–60/барр. в ближайшие три года, и подчеркнул, что она может спокойно работать при цене \$25/барр.

По словам Вагита Алекперова, финансовый кризис 2008–2009 годов побудил «ЛУКОЙЛ» проанализировать ошибки и принять нестандартные решения, чтобы обеспечить стабильность. В 2010 году Леонид Федун отмечал, что энергетический рынок находится на пороге революции в связи с добычей сланцевого газа в США и наращиванием нефтедобычи в Ираке и цены на нефть никогда больше не будут высокими. Показательно, что последний прогноз развития мировых рынков до 2030 года, подготовленный компанией, содержит несколько сценариев, таких как «Согласие» и «Волатильность», и аналитики «ЛУКОЙЛа» считают, что средний уровень цен до 2030 года будет около \$80/барр., по сценарию «Согласие».

Из-за секторальных санкций «ЛУКОЙЛу» пришлось заморозить СП с Total по освоению бажена; были затронуты некоторые его проекты на Каспии. Он оказался первой российской компанией, признавшей опасность американских санкций, введенных в августе 2017 года. Леонид Федун отметил, что «ЛУКОЙЛ» заинтересован в зарубежных проектах, но угроза американских санкций ограничивает воз-

можности компании по приобретению активов за границей.

В кризис 2008 года «Роснефть» оказалась единственной из пяти ведущих российских нефтяных компаний, которая не планировала сокращать инвестиции в 2009 году; вместо этого она решила экономить на электричестве и топливе и «оптимизировать» персонал. «Роснефть» перестала нанимать новых сотрудников и уволила порядка 9000 человек (около 5%). Бюджетно-2009 она разрабатывала реалистично, исходя из цены \$50/барр. В последующие годы она компенсировала снижение цен повышением эффективности и жестким контролем издержек.

Показательно, что в 2014 году «Роснефти», обремененной огромными долгами, пришлось одновременно справляться с коллапсом нефтяных цен и западными санкциями: из-за этих факторов она потеряла \$20 млрд капитализации к середине 2015 года. Компания выходила из положения, добиваясь налоговых льгот и госпомощи для своих проектов, привлекая новые китайские займы. Санкции и низкие цены на нефть также вынудили «Роснефть» пересмотреть планы по ведению геологоразведки на шельфе.

На Санкт-Петербургском международном экономическом фору-

ме в 2017 году Игорь Сечин говорил, что нас ждет длительный период низких цен. На 2018 год он прогнозировал уровень цен на нефть в районе \$40–43/барр., с учетом растущей добычи сланцевой нефти и влияния американских финансовых инструментов.

«Сургутнефтегаз» успешно переживал финансовые кризисы благодаря своей известной самодостаточности. В отличие от других компаний, крах 1998 года особо не повлиял на «Сургут», не имевший долгов в иностранной валюте. Обвал 2008 года ему удалось преодолеть за счет финансовых резервов, накопленных именно на случай возможного кризиса. Он оказался единственной ВИНК в России, которая в кризис нанимала новых сотрудников: с середины 2008 по середину 2009 года ее персонал вырос на 2% до 94,5 тыс. человек, хотя в 2009 году она и урезала средние зарплаты.

Признавая воздействие мировых цен, Владимир Богданов отметил на годовом собрании акционеров в 2017 году, что 2016 год оказался нестабильным из-за снижения цен и валютных колебаний. Поскольку тогда компания держала порядка \$34 млрд на валютных депозитах, из-за укрепления рубля она понесла убыток в 104,7 млрд руб., первый за много лет. Тем не менее «Сургутнефтегаз» не собирался корректировать стратегию. «Нет смысла менять свою финансовую политику в погоне за тем, чтобы угадать, куда пойдет курс рубля или

действия на компанию, поскольку она не привлекает внешнее финансирование, у нее нет глубоководных или шельфовых арктических проектов и она мало зависит от иностранных технологий, самостоятельно ведя добычу на бажене.

«Татнефть» также достаточно успешно пережила кризис 2008 года, поскольку придерживалась консервативной стратегии. Она имела небольшую долговую нагруз-

СПОСОБНОСТЬ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ АДАПТИРОВАТЬСЯ К ПЕРЕМЕНАМ ОПРЕДЕЛЯЕТ, НАСКОЛЬКО РОССИЯ В ЦЕЛОМ МОЖЕТ РЕАГИРОВАТЬ НА НОВЫЕ РЕАЛИИ МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ

ку, нарастила добычу в тот период и заработала прибыль. Компания урезала инвестиционные программы за пределами Татарстана, но сохранила их на прежнем уровне в республике. Такую же политику проводила и в 2014 году, причем сокращение издержек не затронуло ее социальную программу и такие стратегические области, как добыча нефти, повышение нефтеотдачи, нефтепереработка и выпуск шин. Стратегия-2025 «Татнефти» содержит прогнозы по трем сценариям (базовый, негативный и оптимистический); по оптимистическому цена Urals составит \$70/барр. к 2025 году, а капитализация «Татнефти» вырастет до \$28 млрд.

«Татнефть» не попала под международные санкции, но ощутила их последствия: некоторые ее

коллапсами цен последние 30 лет. Особо показательны события 2014 года, когда падение цен совпало с введением антироссийских санкций: настоящий катаклизм, который компании пережили, доказав свою жизнеспособность.

Их реакция на санкции была вполне разумной — лоббирование налоговых льгот, импортозамещение плюс поиск новых союзников в Азии. В результате санкции оказа-

лись на руку китайским и индийским компаниям. Подпавшие под санкции проекты, где ВИНК работали самостоятельно — Приразломное «Газпром нефти» или бажен «Сургутнефтегаза», — продолжились.

Предостережение: в России нет своей Tesla

Итак, Тэйн Густафсон был не совсем прав: российские нефтяники справляются с переменами не хуже западных коллег, притом что на их долю за последние три десятилетия выпало гораздо больше испытаний.

Однако это не значит, что российская нефтяная промышленность и Россия в целом неуязвимы для изменений в мировом спросе на нефть, которые могут быть вызваны в том числе климатической политикой. У России есть хорошо управляемые нефтяные компании, но у нее практически нет компаний, которые могли бы сыграть важную роль в безуглеродном мире.

Западные игроки вряд ли лучше предсказывают будущее, но они более диверсифицированы. Например, две американские компании — климатический скептик ExxonMobil и производитель электромобилей Tesla — олицетворяют два диаметрально противоположных видения того, куда движется человечество. Но кто бы из них ни оказался прав, США сделали ставку на оба варианта. Россия же ставит только на нефть.

РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ДОКАЗАЛИ СВОЮ ЖИЗНЕСПОСОБНОСТЬ. ОСОБЕННО ПОКАЗАТЕЛЕН 2014 ГОД, КОГДА ПАДЕНИЕ ЦЕН СОВПАЛО С ВВЕДЕНИЕМ АНТИРОССИЙСКИХ САНКЦИЙ

цена нефти. Мы сосредоточены на своих задачах: обеспечении эффективности производства, снижении затрат, внедрении технологий», — говорил Богданов. «Сургутнефтегаз» ориентируется на среднюю цену \$40–50/барр. в ближайшем будущем.

Хотя на «Сургутнефтегаз» распространяются антироссийские санкции, Владимир Богданов отмечал, что они не окажут особого воз-

поставщики столкнулись со сложностями, например с поставками труб для сверхвязкой нефти. Но российский производитель из Перми смог наладить их выпуск за три месяца. «Татнефть» принимает последовательные меры по импортозамещению и с 2014 года не использует импортные насосы и компрессоры.

Итак, российские нефтяники с удивлением успешно справлялись с

Трубники перелоббировали нефтяников

Анатолий Радченко



Недвижное решение Минпромторга поддержать полный запрет вторичного применения нефтегазопроводных труб стало знаковой победой металлургического лобби, добивавшегося этого на протяжении многих лет. Успех трубников состоялся на благоприятном для их инициатив фоне крупных сканда-

лов вокруг «Газпрома» и «Транснефти» — основных потребителей труб большого диаметра (ТБД). Аргументацию трубников можно понять: регулярно наблюдая весьма творческое отношение к использованным трубам, приносящее миллиарды рублей сомнительных доходов, они одновременно вынуждены торговаться. Теперь расплачиваться за

ужесточение требований к трубам придется всей нефтегазовой отрасли.

Достучались до правительства

«Использование фальсифицированной продукции создает серьезные риски аварий, в том числе в коммунальной сфере. Незаконное

использование труб, бывших в употреблении, с большой вероятностью может привести к причинению значительного материального ущерба», — заявил глава Минпромторга Денис Мантуров в конце апреля 2019 года на заседании Госкомиссии по противодействию незаконному обороту промышленной продукции. В качестве решения проблемы предлагается маркировка, сертификация и обеспечение входного контроля трубной продукции, особенно в области ЖКХ.

О масштабах проблемы на заседании комиссии сообщил директор объединяющего крупнейшие трубные заводы Фонда развития трубной промышленности (ФРТП) Игорь Малышев. По оценкам фонда, объем теневого рынка б/у труб составляет около 1 млн тонн в год, или около 10% трубного рынка России; доля таких труб в строительстве и ЖКХ еще выше — около 20%. В денежном выражении объем фальсификата оценивается в 40 млрд руб. в год, а с учетом ущерба от аварий в строительстве и ЖКХ вследствие незаконного применения б/у труб общие потери экономики можно оценить в 100 млрд руб.

«За последнее десятилетие сформировалась индустрия по производству фальсификата из б/у труб — более 200 площадок по реставрации труб, отработавших свой ресурс в магистральных нефте- и газопроводах. Демонтированные трубы обжигаются для удаления нефтепродуктов и изоляции, затем им придается товарный вид, часто наносится изоляция. В продажу эта псевдопродукция поступает, как правило, по поддельным сертификатам известных трубных заводов. Некоторые «реставраторы» оформляют собственные сертификаты, активно рекламируя в интернете свою продукцию как соответствующую требованиям качества к трубам для магистральных нефтегазопроводов и теплосетей», — заявил Малышев.

Борьба за запрет использования б/у труб шла уже давно. По словам промышленного эксперта Леонида Хазанова, на его памяти в поддержку идеи выступали уже два руководителя ФРТП, указывая, что применение «обновленных» труб чревато авариями и экологическими бед-

ствиями. Первый шаг к запрету на использование б/у труб был сделан в 2016 году, когда Росприроднадзор отнес их к отходам IV класса опасности. После этого любое действие, совершенное в отношении демонтированной нефтегазопроводной трубы, классифицируется как обращение с отходами и требует соответствующей лицензии. В 2017 году вступили в силу изменения в сводах строительных правил, запретившие применение б/у труб в зданиях и сооружениях повышенного и нормального уровня ответственности (в сетях водоснабжения, канализации, газоснабжения, гидротехнических сооружениях и др.). Наконец, в марте 2019 года появилось постановление правительства об обязательном декларировании качества стальных труб для коммунальных инженерных сетей.

Незадолго до заседания госкомиссии стало известно, что руководители крупнейших нефтегазовых компаний направили премьер-

ных из подобных труб, риск возникновения аварий выше, их необходимо чаще ремонтировать... Думается, после введения запрета историй с авариями явно будет намного меньше».

Трубный «схематоз»

Как следует из презентации ФРТП, существует четыре основных источника б/у нефтегазовых труб: «Газпром» (350 тыс. т/г), «Транснефть» (350 тыс. т/г), нефтяные компании (в совокупности 550 тыс. т/г) и бесхозные трубопроводы (50 тыс. т/г).

Если у нефтедобывающих компаний демонтажем труб занимается широкий круг контрагентов, то у «Транснефти» и «Газпрома» эта работа поручена централизованным операторам. В первом случае это московская «Магма», а во втором — «Краснодаргазстрой», наделенный соответствующими функциями в 2007 году. Последнему уже спустя 3 года удалось охватить все газо-

ТРУБНОЕ ЛОББИ ДОБИЛОСЬ ЗАПРЕТА НА ПОВТОРНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ Б/У ТРУБ НА ФОНЕ ЯВНОГО ПЕРЕПРОИЗВОДСТВА И НАРАСТАЮЩИХ ПРОБЛЕМ СБЫТА ТБД ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

министру Дмитрию Медведеву письмо с просьбой разрешить повторное использование отработанных труб. В числе подписантов был назван главный исполнительный директор «Роснефти» Игорь Сечин, президент «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов, генеральные директора «Газпром нефти» Александр Дюков, «Сургутнефтегаза» Владимир Богданов и «Татнефти» Наиль Маганов. Позиция правительства оказалась непреклонной: повторное использование «отреставрированных» б/у труб недопустимо.

«Решение запретить повторный оборот труб, безусловно, повлечет дополнительные издержки нефтегазовых компаний, но вряд ли повлияет на тарифы на газ, — комментирует Хазанов. — Хотя, казалось бы, должно быть наоборот: стоимость труб закладывается в тарифы, из сборов которых финансируется прокладка и ремонт сетей. Повторно использованные трубы менее надежны. На сетях, собран-

транспортные общества, создать обменный фонд для использования труб на ремонтируемых объектах и осуществлять их поставки. В дальнейшем была определена единая ценовая база на трубы повторного применения, не превышающая 40% от стоимости новых труб, запущена линия по ремонту и изоляции труб и т. д.

По данным официального сайта «Краснодаргазстроя», в рамках реализации Программы повторного применения труб «Газпрома» были проведены поставки восстановленных труб на объекты капитального ремонта различных «трансгазов» — в Ставропольском крае, Дагестане, Краснодарском крае, Башкирии. Партнером программы выступает также Копейский завод изоляции труб (Челябинская область) и ООО «Завод по изоляции труб» в кубанском городе Тимашевске.

На практике сфера утилизации нефтегазовых труб далека от про-

зрачности. По утверждению Малышева, одной из распространенных схем является реализация демонтированных труб по низким ценам на аукционах с особыми условиями допуска (например, наличие «положительного» опыта работы с компанией, организующей тендер, наличие складских мощностей в конкретном городе и т. д.), созданными для того, чтобы тендер выиграла определенная «реставрационная» площадка.

«Старые трубы покупаются у компаний ТЭК по цене всего 5 тыс. руб. за тонну (при рыночной цене металлолома 15–20 тыс. руб.), а продаются после реставрации как б/у трубы по цене 30 тыс. рублей за тонну или как «новые» с поддельным сертификатом за 45 тыс. руб. Таким образом, 20–30 млрд руб. прибыли в год растворяются где-то по пути от нефтегазопроводов к «реставраторам», ведь по отчетности «реставраторы» прибыли не получают. Это обусловило быстрый рост и распространение индустрии трубного фальсификата. Такие непрозрачные схемы поставки дешевого сырья делают «бизнес» по реставрации дважды сверхприбыльным», — утверждает глава ФРТП.

В качестве свежего примера можно привести ставшую достоянием общественности в конце 2018 года историю вокруг аукциона по продаже демонтированных труб ООО «Газпром трансгаз Югорск». Как сообщал «Федерал Пресс», на торги заявились более 15 компаний, но 80% претендентов не были допущены к участию, поскольку не соответствовали одному из требований. Средняя цена тонны трубы в рамках торгов составила 6–8 тыс. руб. —кратно меньше рыночной стоимости лома черных металлов в этих регионах (15–17 тыс. руб.). Учитывая, что общий объем демонтированных труб составил 66 тыс. тонн, несложно подсчитать, что потенциальная выгода могла составить сотни миллионов рублей.

Любопытно, что даже при таком объеме труб, выведенных из эксплуатации, на объектах ООО «Газпром трансгаз Югорск» регулярно случаются серьезные инциденты. Последний произошел в майские праздники на газопроводе Ямбург



В Свердловской области вблизи поселка Пелым 7 мая 2019 года произошла разгерметизация с последующим возгоранием участка магистрального газопровода Ямбург — Поволжье. Из трубы диаметром 1,4 метра появился факел высотой 15 метров

— Поволжье в районе поселка Пелым в Свердловской области, когда был выведен из строя участок протяженностью 24 км.

Наиболее резонансный скандал с б/у трубами для нефтепроводов случился в Ленинградской области при строительстве линейного нефтепровода в порту Усть-Луга в 2010–2011 годах. Заказчиком выступала «дочка» «Транснефти» «Спецморнефтепорт Усть-Луга» и оператор нефтяного терминала ООО «Невская трубопроводная компания»; исполнитель — компания «Промышленные технологии». Выяснилось, что вместо качественных труб большого диаметра подрядчик закупил б/у, лежалые и низкосортные трубы, которые «реставрировали» на Изоляционном трубном заводе в Подмосковье, представив подложную маркировку известного производителя. Ущерб следствие оценило в 4,56 млрд руб., но виновные отделались легким испугом. Гендир «Промышленных технологий» Павел Закревский, заключивший досудебное соглашение, по статье УК РФ «Мошенничество» получил всего 2,5 года колонии общего режима.

Обвинения в манипуляциях с б/у трубами звучали и в адрес крупных нефтедобывающих компаний. Но основное внимание трубников и контролирующих органов сосредото-

чено на «Газпроме» и «Транснефти», на долю которых приходится 70% потребления производимых в России ТБД.

Притчей во языцех недавно стала история об исчезновении 125-километрового газопровода в город Приозерск Ленинградской области, ставшая достоянием общественности в начале 2019 года, когда в интернет попала запись выступления члена правления «Газпрома» Сергея Прозорова, курировавшего в холдинге строительные работы.

«Тот позор, который вы допустили при воровстве трубы... Я не могу понять ваших дальнейших действий... Почему до сих пор не убираем потенциальную проблему, что стырят ее остатки? Чего сидим, ждем?!» — сообщил он коллегам, напомнив, что строительство стоимостью 1,8 млрд руб. было на контроле у главы «Газпрома» Алексея Миллера. Исполнитель контракта — некая компания «Омега» — получила оплату от «Газпром инвест» почти в полном объеме, но газ в Приозерск не пришел.

Остается добавить, что Прозоров был отправлен в отставку (официально — в связи с достижением пенсионного возраста), а возглавляемый им департамент исключен из состава «Газпрома». Скандал в Приозерске мог стоить должности и главе «Газпром инвест» Михаилу Левченкову, который недавно ушел в отставку вместе с рядом других газпромовских «старожилов».

Оплатите за импортозамещение

Обращение трубников к государству за поддержкой их позиции представляется логичным. Не стал сюрпризом и выбор того, на кого ляжет финансовое бремя принятого решения, — нефтегазового сектора. По мнению Константина Симонова, директора Фонда национальной энергетической безопасности, этому могли способствовать хорошие итоги НГК за 2018 год (см. «Кому-то придется заплатить»).

Действительно, финансовые показатели компаний, имеющих отношение к проблеме, дают представление о логике, стоявшей за решением запретить повторное использование нефтегазовых труб. «Газпром» в 2018 году получил рекордную чистую прибыль по РСБУ — 933,1 млрд руб., у «Траснефти» аналогичный показатель составил 224,3 млрд руб. Для сравнения: у такого крупного производителя труб большого диаметра, как ЧТПЗ, чистая прибыль за прошлый год на порядок меньше — 7,8 млрд рублей.

Изначально российские инвестиционные проекты по ТБД носили импортоза-

мещающий характер, напоминает независимый металлургический эксперт Михаил Родионов: после распада СССР покупать их приходилось на Украине, а после того, как российские трубники стали расширять свое производство, им удалось добиться, чтобы украинскую продукцию обложили пошлинами. Но после завершения ряда крупных трубопроводных проектов у производителей труб возникли проблемы со сбытом.

«Решение запретить повторный оборот труб дает трубникам возможность расширения сбыта, прежде всего труб большого диаметра. Крупные газопроводные проекты — «Сила Сибири» и «Северный поток — 2» — близки к завершению, новых не предвидится, а трубным компаниям надо загружать мощности. «Газпром», как правило, покупает трубы у того, у кого они дешевле; у крупных же производителей трубы обычно достаточно дорогие, в том числе из-за значительных административных издержек. Финансовое положение у производителей ТБД не самое лучшее. В сегменте же труб среднего и малого диаметра игро-

ков более чем достаточно. Поставить небольшой электросварочный стан можно даже в гараже, и этим уже воспользовалось немало металлотрейдеров, занявшихся производством труб. Все это приводит к избытку предложения на рынке», — констатирует представитель металлургической отрасли.

О непростых отношениях трубников и «Газпрома» свидетельствуют недавние факты. В прошлом октябре сообщалось, что «Газпром» был вынужден закрыть 5 тендеров на закупку труб большого диаметра в объеме 602 тыс. тонн на 47,4 млрд руб., заказчиком которых выступало ООО «Газпром комплектация». Конкурсы не состоялись, поскольку крупнейшие производители труб отказались участвовать на предложенных условиях.

По мнению Симонова, к недавним кадровым перестановкам и изменениям системы закупок в «Газпроме» история с трубами не имеет ни малейшего отношения — она связана прежде всего с сокращением закупок ТБД. Однако, полагает эксперт, все время забирать деньги у нефтегаза — это неверное решение.

Кому-то придется заплатить



Константин Симонов,
директор по исследовательским проектам и аналитике товарных рынков Азии Thomson Reuters

— Принятое решение по б/у трубам строилось на трех важных моментах. Во-первых, в стране весьма ограниченные финансовые ресурсы и возможности. На всех «сладких пряниках» не хватает, государству приходится выбирать, кто получает поддержку, а кто нет — а в ситуации со старыми трубами кто-то должен был проиграть.

Во-вторых, именно государство сегодня выступает в качестве основного локомотива роста в тех или иных сегментах экономики, без государственного вмешательства в той или иной степени экономиче-

ского роста не происходит. Поэтому трубники и апеллировали к необходимости господдержки их проектов и очень жаловались на то, что у них в отрасли наступает сложная ситуация из-за нефтегазового комплекса, который не готов обеспечивать трубную индустрию прежним уровнем заказов. В особенности это касается ТБД: трубники показывали правительству панические цифры падения производства. При этом они реализовали несколько крупных инвестиционных проектов по производству как труб большого диаметра, так и необходимого для него листа. Со стороны трубников логика была простой: мы построили много мощностей, у нас градообразующие предприятия, и теперь, с завершением крупных экспортных проектов газо- и нефтепроводов, что нам прикажете делать?

Третье обстоятельство тоже печально: у правительства начинается

преобладать логика, что нефтегазовый комплекс — «жирные коты», которые должны за все платить. Раньше считалось, что они должны платить в бюджет (причем налоги и сборы постоянно росли). Теперь же счета предъявляют с разных сторон — можно вспомнить предложение Росгвардии взять на себя охрану нефтегазовых объектов. Мог сыграть злую шутку и хороший 2018 год — если судить по отчетам нефтегазовых компаний, у них все хорошо.

Сегодня в отрасли такой период развития, когда необходимы более дорогие гринфилды — ТРИЗы, шельф и т. д. Но правительство, как всегда, пошло по пути наименьшего сопротивления. Зачем ломать голову, что будет с нефтяной отраслью через 5 лет? Пока ведь все хорошо, поэтому нужно жить сегодняшним днем — на этом трубники и сыграли.

На турон

Началось промышленное освоение трудноизвлекаемой трети запасов газа Южно-Русского месторождения

Виктор Прусаков

ЗАДАЧА ПРОДЛЕНИЯ ЖИЗНИ СТАРЫМ ПРОМЫСЛАМ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С КАЖДЫМ ГОДОМ СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ АКТУАЛЬНОЙ. ОДИН ИЗ ГЛАВНЫХ ПУТЕЙ ЕЕ РЕШЕНИЯ — ОСВОЕНИЕ ТРИЗ. НА ЮЖНО-РУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НАЧАТА ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА ТУРОНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ.

Российско-германо-австрийский проект освоения туронского газа Южно-Русского месторождения считается пилотным как для его главного участника «Газпрома», так и для России в целом. Ожидается, что его реализация позволит до 2023 года удерживать полку добычи на одном из старейших и крупнейших месторождений страны на уровне 25 млрд м³ и обеспечить стабильность экспорта российского газа в Европу.

Сначала — сеноман

Южно-Русское месторождение отмечает в этом году 50-летний юбилей. Оно было открыто 17 ноября 1969 года. Бурением поисковой скважины Уренгойская нефтегазразведочная экспедиция получила из сеноманских отложений фронтан газа дебитом свыше 278 тыс. м³/сут.

В 1979 году были впервые подсчитаны и утверждены запасы по сеноманской и сеноманской залежам (последняя позже была перекалассифицирована в туронскую, сегодня также используется термин «сенон-туронские залежи»). После детальной сейсморазведки было сделано заключение о перспективности нижнемеловых и юрских отложений. В 1990 году на месторождении стартовал второй этап поисково-разведочного бурения, итоги которого подтвердили перспективность запасов (см. «Есть с чем работать»).

ЕСТЬ С ЧЕМ РАБОТАТЬ

Южно-Русское НГКМ протяженностью с севера на юг более 90 км и шириной более 20 км расположено в Красноселькупском районе ЯНАО. Это пятое по объемам добычи газа месторождение «Газпрома» после Заполярного, Уренгойского, Бованенковского и Ямбургского.

По объему начальных суммарных запасов — более 1 трлн м³ газа — Южно-Русское относится к уникальным, оно одно из крупнейших в России. По состоянию на 01.01.2018 его запасы газа составляли 720 млрд м³. 41% запасов сосредоточен в сеноманских пластах, 31% приходится на турон, 25% — на нижнемеловые, 3% — на юрские отложения.

В 2004 году «ТюменНИИгипрогаз» подготовил проект разработки месторождения, что позволило «дочке» «Газпрома» «Севернефтегазпрому» приступить к его обустройству. В 2007 году была осуществлена врезка в ЕСГ для подачи газа (газопровод Заполярное — Уренгой проходит всего в 60 км от северной границы лицензионного участка). Месяц спустя из сеноманских зале-

жей Южно-Русского началась промышленная добыча, а уже августе 2009, с опережением на год, месторождение вышло на проектную мощность 25 млрд м³ газа в год.

Быстрое развитие проекта было обусловлено в первую очередь масштабной программой бурения. Так, в 2008 году на месторождении были введены в эксплуатацию 63 эксплуатационные скважины, а на следую-

ТРИУМВИРАТ НА ЮЖНО-РУССКОМ

«Севернефтегазпром» был основан в 1998 году с целью освоения нефтегазо-конденсатных залежей ЯНАО. В 2001 году предприятие получило лицензию на Южно-Русский участок недр, включающий Южно-Русское, Яровое и частично Западно-Часельское месторождения.

В 2007 и 2009 годах в результате сделок по обмену активами участниками проекта стали Wintershall (дочерняя структура BASF) и E.ON, получившие в нем в общей сложности 60%. В 2017 году все акции E.ON приобрела австрийская OMV AG, после чего состав акционеров СП обрел следующий вид: «Газпром» (40%), Wintershall Holding GmbH (35%), OMV Exploration & Production GmbH (25%).

ший год фонд эксплуатационных скважин достиг проектного уровня в 142 единицы.

7 июня 2010 года месторождение преодолело знаковый рубеж — 50 млрд м³ добытого газа. Это событие имело для «Газпрома» и страны в целом не только символическое, но и вполне практическое значение: Южно-Русское было призвано стать ресурсной базой газопровода «Северный поток», строительство которого началось двумя месяцами раньше. В ноябре 2011 года была введена в эксплуатацию первая ветка нового экспортного маршрута, по которому газ Южно-Русского начал поставляться в Европу. Соакционеры «Северного потока» немецкие Wintershall и E.ON Ruhrgas впоследствии стали партнерами российского газового концерна и по «Севернефтегазпрому», оператору проекта (см. «Триумvirат на Южно-Русском»).

Подступиться к турону

Около трети запасов Южно-Русского месторождения — 300 млрд м³ — приходится на туронскую залежь. Это обстоятельство наряду с постепенным истощением сеноманских пластов (снижение добычи из них начнется после 2020 года) побуждало акционеров не откладывать в долгий ящик освоение турона. В пользу этих планов говорили относительно малые глубины залегания залежи и наличие на промысле развитой инфраструктуры. С другой стороны, трудноизвлекаемый туронский газ требовал применения инновационных технологий бурения и добычи (см. «Легкий трудный турон»).

«Когда мы только начали заниматься туроном, предполагали даже, что это сеноманский газ, который перетек в другие пласты под воздействием тектонических нарушений. Но, изучив состав сырья и условия его залегания, определили, что это самостоятельные залежи, требующие соответствующего подхода в рамках программ разведки и освоения», — говорил в 2012 году замгендиректора — главный геолог «Севернефтегазпрома» Александр Дорофеев.

Приступая к освоению турона, «Газпром», несомненно, рассчитывал на помощь европейских парт-

неров. Тогдашний гендиректор E.ON Ruhrgas E&P Russia, член совета директоров «Севернефтегазпрома» Алан Уитерилл отмечал, что туронская залежь Южно-Русского месторождения схожа с низкопроницаемыми коллекторами в других частях мира, и приводил в пример североморское месторождение Babbage, оператором которого является его компания. E.ON осваивала его с помощью комбинации горизонтальных скважин большой длины и многостадийных ГРП. «Возможно, эти технологии станут ключом и к экономически эффек-

тивной разработке турона — мы готовы поделиться своим опытом с «Газпромом», — заявлял представитель E.ON, делая оговорку, что коллектор Babbage не является полным аналогом туронской залежи Южно-Русского.

Первый опыт

В июле 2010 года на Южно-Русском была пробурена первая скважина №174 на туронскую залежь. В мае 2011 из скважины был получен первый газ, а в декабре ее подключили к газосборной сети сеномана. Все это время скважина рабо-

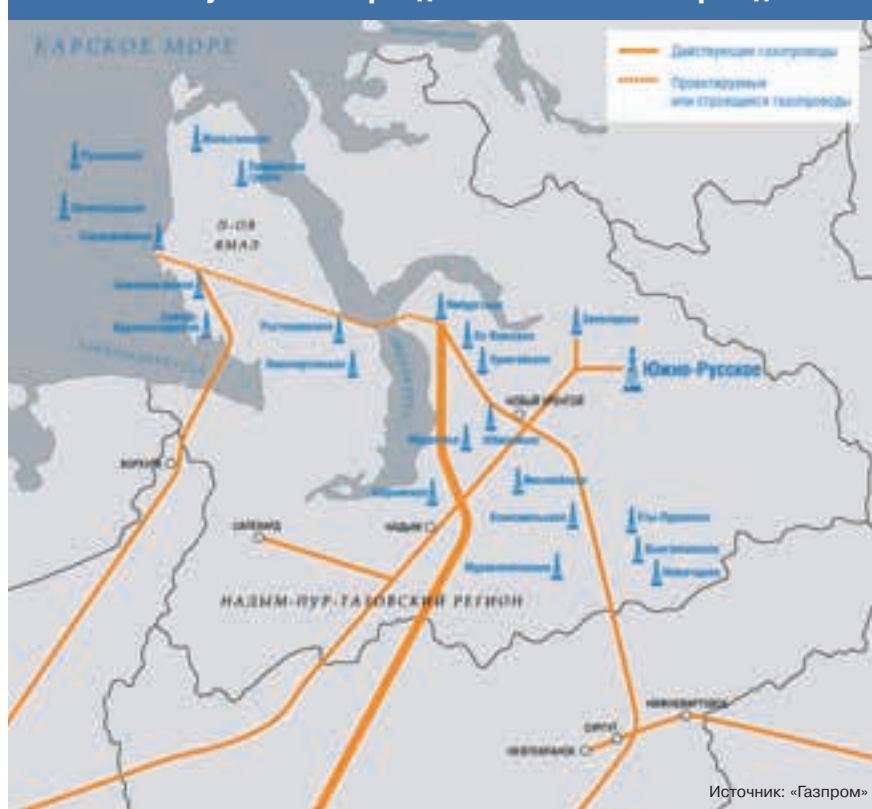
АКЦИОНЕР СЕРЬЕЗНО НАСТРОЕН

Один из акционеров «Севернефтегазпрома» немецкая компания Wintershall в начале мая 2019 года завершила слияние с компанией DEA (принадлежит LetterOne Михаила Фридмана, Германа Хана и Алексея Кузьмичева). Слияние сделало объединенную компанию крупнейшим независимым игроком нефтегазового рынка Европы.

Как отметил в интервью «Коммерсанту» глава Wintershall Dea Марио Мерен, в ближайшие 3–5 лет большая часть инвестиций новой компании наряду с Норвегией придется на проекты в России — разработку участков 4А и 5А ачимовских залежей Уренгойского месторождения, а также туронских залежей Южно-Русского.

«В целом это инвестиции в миллиарды евро в ближайшие пару лет», — сказал топ-менеджер.

Южно-Русское месторождение и система газопроводов



тала в экспериментальном режиме. Официальная церемония «пуска первой эксплуатационной скважины туронской газовой залежи в Западной Сибири» состоялась 7 апреля 2012 года.

Имевшийся к тому времени российский опыт промышленной разработки турона был неудачным. Так, на Выгнапуровском и Ленском месторождениях ООО «Газпром добыча Ноябрьск» для этих целей использовались стандартные вертикальные скважины, традиционно применявшиеся при добыче из сеномана. Однако на туроне такие скважины давали низкий дебит, не обеспечивавший рентабельности.

«Севернефтегазпром» пошел другим путем, сделав выбор в пользу двухзабойной субгоризонтальной скважины с пологим окончанием и разветвленной архитектурой стволов. Такая конструкция позволяла добывать газ сразу из двух горизонтов залежи независимо друг от друга, используя общую инфраструктуру и тем самым экономя на затратах. К ноу-хау проекта относились дуальная фонтанная арматура для совместно-раздельной эксплуа-

тации двух горизонтов, а также спайдер-элеватор для одновременного спуска в забой двух лифтов НКТ.

Как подчеркивали представители «Севернефтегазпрома», компания старалась по максимуму задействовать оборудование и услуги российских предприятий. Тем не менее система двухрядного заканчивания скважин была позаимствована у Halliburton. «За освоение ана-

логичной технологии могло бы взяться, например, тюменское ОАО «Сиббурмаш», но на ее разработку ушло бы как минимум три-четыре года, и не было никаких гарантий, что испытания пройдут успешно. И это при том, что в данном случае привлечение импортной технологии, с учетом соответствующего инженерного сопровождения, в любом случае оказывалось дешевле».

ЛЕГКИЙ ТРУДНЫЙ ТУРОН

Туронский ярус относится к меловому периоду и является самым молодым по возрасту залегания. Туронские залежи располагаются выше сеноманских, на глубине примерно 800 м. Газ по составу практически идентичен сеноманскому — на 97–99% состоит из метана и не содержит тяжелых примесей, что облегчает его переработку и, соответственно, повышает рентабельность добычи и дальнейшей реализации.

К трудноизвлекаемым туронские залежи относятся из-за аномально высокого пластового давления (АВПД), низких пластовых температур, неоднородности и изменчивости по литологическому составу, низкой проницаемости коллекторов, которые сложены песчаниками и алевритами с большим содержанием глинистой составляющей. Эксплуатация залежей осложняется в том числе из-за риска гидратообразования в призабойной зоне пласта.

Методами эффективной разработки турона считаются бурение горизонтальных, субгоризонтальных и многозабойных скважин, а также гидроразрыв пласта.

Южно-Русское месторождение отметит в ноябре 2019 года 50 лет с момента открытия



Переход от опытно-промышленной разработки турона на Южно-Русском к полномасштабной был ускорен

ле», — объяснял начальник отдела бурения «Севернефтегазпрома» Евгений Давыдов.

Поскольку скважина была пробурена на готовом основании действующего куста со всей необходимой промысловой инфраструктурой, затраты на ее строительство и эксплуатацию оказались ненамного выше себестоимости сеноманских скважин. Полученный дебит — 200 тыс. м³ в сутки — превысил проектный уровень.

В октябре 2014 года в рамках опытно-промышленной разработки турона была запущена вторая эксплуатационная скважина, однозатойная с восходящим профилем. В 2017 году была введена в эксплуатацию третья скважина.

Полномасштабно

К концу 2017 года накопленная добыча из туронской залежи Южно-Русского превысила 700 млн м³, общая добыча на месторожде-



нии составила плановые 25 млрд м³.

В конце того же года Роснедра утвердили «Технологическую схему по разработке сеноманской и туронской газовых залежей ЮРНГКМ», а в октябре 2018 на Южно-Русском началось бурение скважин первого пускового комплекса на туронскую залежь.

По изначальным планам «Газпрома» подготовить туронскую

залежь к полномасштабной разработке предполагалось лишь к 2023–2025 годам. Как видим, впоследствии проект было решено форсировать: возможно, не последнюю роль в этом решении сыграло значение Южно-Русского месторождения для российского газового

Туронский газ поможет удерживать полку добычи на Южно-Русском на уровне 25 млрд м³ в год до 2023 года



экспорта в Европу. Весной 2017 года «Газпром» достиг принципиальных договоренностей с пятью европейскими партнерами о финансировании проекта «Северный поток — 2». Понятно, что создание этого газопровода не должно было привести к снижению загрузки первого «Потока», а потому следовало позаботиться о стабильности его ресурсной базы. К тому же нельзя исключить, что добыча на Южно-Русском снижается более быстрыми темпами, чем предполагалось ранее.

В общей сложности проектом промышленной разработки турона предусмотрено бурение 123 восходящих и 10 субгоризонтальных скважин. Ввести первый пусковой комплекс планируется в 2019 году. Он состоит из трех кустов — 11Т, 13Т, 14Т, включающих в себя по 4 эксплуатационные скважины с восходящим и субгоризонтальным окончанием. На трех скважинах предстоит проведение многостадийного ГРП. На текущий год также намечено бурение двух разведочных скважин с ГРП на туронскую залежь.

В 2020–2023 годах планируется ввод в эксплуатацию 88 скважин (83 с восходящим окончанием и 5 горизонтальных с МГРП). Согласно проекту, скважины размещаются в

Освоение турона на Южно-Русском не подпало под действие западных санкций - проект стартовал до их введения



ТУРОН ХАРАМПУРА

Туронская залежь Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения в ЯНАО содержит более 800 млрд м³ газа. В 2013 году «Роснефть» утвердила интегрированный проект разработки сеноманской и туронской залежей месторождения, а в начале 2015 начала экспериментальную добычу из турона. Запуск газового промысла в промышленную эксплуатацию намечался на 2017 год.

По ряду причин, в том числе из-за отсутствия доступа к трубе «Газпрома», Харампурской проект реализовывался с задержками. Весной 2018 года его участником стала ВР, которая приобрела у «Роснефти» 49% «Харампурнефтегаза». По последним планам в 2020 году на месторождении должно добываться 9 млрд м³ газа, из которых 1 млрд м³ обеспечит турон. Целевой уровень добычи на харампурском туроне — 16 млрд м³/г (см. «Газовый старт на Харампуре», «ННК» №6, 2018).

непосредственной близости от кустовых площадок сеноманского промысла и будут подключаться в существующую газосборную систему сеномана.

Следующий этап проекта намечен на 2030–2034 годы, когда в периферийных районах залежи должны быть введены 33 скважины (30 с восходящим окончанием и 3 горизонтальные с МГРП). По материалам «Севернефтегазпрома», для их подключения осуществляется строительство дополнительных шлейфов.

Таким образом, в ближайшие пять лет на Южно-Русском предстоит запустить 100 туронских скважин. Ввод туронской залежи в разработку позволит увеличить добычу на месторождении на 5–8

млрд м³ в год и держать полку добычи на уровне 25 млрд м³ в год до 2023 года включительно.

Овчинка стоит выделки

Объем инвестиций в туронский проект не сообщается, однако последние события позволяют предположить, что они могут возрасти по сравнению с изначально запланированными (см. «Акционер серьезно настроен»). С учетом предстоящего падения добычи из сеномана туронский проект в любом случае представляется безальтернативным для «Севернефтегазпрома» и в первую очередь для его основного акционера — «Газпрома».

Как отмечают специалисты, туронские залежи, хотя и относятся

к ТРИЗ, все же проще для разработчи, чем, к примеру, залегающие на трехкилометровой глубине ачимовские пласты с их сложным составом.

Еще более выигрывает турон в сравнении со сланцевым газом. «Как правило, он (сланцевый газ. — Прим. ред.) залегают на глубине около 400 м. Но насыщенность горных пород метаном здесь существенно ниже, чем в туронских пластах. Например, содержание газа в сеноманских горизонтах обычно составляет 80–95% на единицу порового объема, в туронских — 60–80%, в сланцевых — не более 40–60%. Кроме того, для последних характерна крайне низкая проницаемость пород. В результате для разработки месторождений сланцевого газа приходится бурить значительно больше скважин и постоянно заниматься интенсификацией добычи — проводить объемные гидроразрывы пластов, кислотные обработки и так далее», — писал в 2012 году корпоративный журнал «Газпрома» о сравнении залежей. Дебит скважин на залежах сланцевого газа и метана угольных пластов редко достигает 10 тыс. м³. «На этом фоне туронская скважина «Севернефтегазпрома» выглядит очень неплохо», — говорилось в той же публикации.

Отметим, что потенциал туронских отложений Западной Сибири приблизительно оценивается в 3 млрд м³ газа и успех «Севернефтегазпрома» может стать хорошей мотивацией для других недропользователей. В том числе для «Роснефти» и ее туронского проекта на Харампурском месторождении (см. «Турон Харампура»).

Задействовать все резервы

Для продления «трудоспособного возраста» Южно-Русского месторождения компании приходится параллельно решать и другие задачи помимо турона. В четвертом квартале 2020 года здесь запланирован ввод второй очереди дожимной компрессорной станции из 6 ГПА. Продолжится разработка сеноманской залежи, эксплуатационный фонд которой по-прежнему насчитывает 142 скважины. К 2141 году из сеноманских и туронских горизонтов планируется извлечь в

ПРИВИЛЕГИЙ БУДЕТ БОЛЬШЕ?

В октябре 2018 года член правления Wintershall Тило Виланд сообщил, что компания подала запрос в правительство РФ о предоставлении льгот по НДС для проекта разработки Южно-Русского месторождения и находится «в конструктивном диалоге с уполномоченными органами власти» по этому вопросу.

По информации «Коммерсанта», в том же октябре премьер Дмитрий Медведев поручил Минфину, Минэнерго и Минэкономки проработать вопрос снижения НДС для проектов «Газпрома» с участием иностранных инвесторов. Ранее Wintershall выражала недовольство резким повышением НДС для «Газпрома» в 2016–2017 годах. Поскольку немецкая компания, как участник СП с «Газпромом», подпадает под налогообложение для российского газового монополиста, ее налоговая нагрузка на проекты в России выросла не менее чем в полтора раза.

При этом, по имеющимся данным, разработка туронских залежей Южно-Русского месторождения уже имеет льготную ставку налога на добычу полезных ископаемых. В соответствии с поправками в Налоговый кодекс РФ с января 2014 года на добычу газа из туронских залежей предоставлена льгота по НДС на 180 налоговых периодов (15 лет). «Мы исходим из коэффициента 0,21, и дальше этот коэффициент повышается равными долями до 1 в течение 15 лет», — отмечал в этой связи осенью 2013 года глава комитета Госдумы по бюджету и налогам Андрей Макаров.

Отметим также, что туронский проект «Севернефтегазпрома» не подпал под действие западных санкций. Как известно, эти санкции предполагают в том числе запрет на поставки оборудования и технологий для освоения ТРИЗ, но не распространяются на уже действующие российские проекты.

Запасы месторождений ОАО «Севернефтегазпром»*

Месторождение	Газ, млрд м ³		Конденсат, млн т		Нефть, млн т	
	A+B1+C1	B2+C2	A+B1+C1	B2+C2	A+B1+C1	B2+C2
Южно-Русское	646,9	73,1	–	3,0	11,0	34,4
Яровое	2,8	10,5	0,2	1,0	0,1	1,2
Западное-Часельское	8,0	0,1	0,2	–	–	0,2
Итого	657,7	83,7	0,4	4,0	11,1	35,8

* По состоянию на 31.12.2017.
Источник: «Севернефтегазпром».

Плановые показатели разработки сеноманской и туронской залежей Южно-Русского НГКМ

Завершение срока разработки	Накопленный отбор газа, млрд м ³		Коэффициент извлечения газа	
	пласт Т1-2 турон	пласт ПК1 сеноман	Т1-2	ПК1
2141	239,56	562,38	0,673	0,846

Источник: «Севернефтегазпром».

общей сложности более 800 млрд м³ газа (см. «Плановые показатели разработки сеноманской и туронской залежей Южно-Русского НГКМ»).

В дальнейших планах «Севернефтегазпрома» — масштабная разработка продуктивных залежей, находящихся ниже сеноманского яруса. Сегодня компания продолжает доразведку нижнемеловых залежей, на которые приходится четверть совокупных запасов Южно-Русского. Нижний мел на месторождении представлен 20 пластами. Как сообщается, это «малоразмерные, малоамплитуд-

ные газовые, газоконденсатные и нефтяные залежи, широко распределенные по площади и разрезу. Трудноизвлекаемые запасы нефти сосредоточены в тонких подгазовых оторочках».

В числе приоритетных направлений компании также геологоразведка и прирост запасов по всему Южно-Русскому лицензионному участку (см. «Запасы месторождений ОАО «Севернефтегазпром»). Так, в 2017 году компания завершила разработку проекта доразведки юрских отложений, сосредоточенных преимущественно на Яровом месторождении.

Сверхзадача нефтеотдачи

О востребованности технологий интенсификации нефтедобычи и ПНП

Александра Уточкина, ведущий аналитик консалтинговой группы «Текарт»

В настоящее время применение технологий интенсификации нефтедобычи (ИДН) и повышение нефтеотдачи пластов (ПНП) являются одними из наиболее актуальных аспектов деятельности нефтедобывающих компаний. Внедрение эффективных методов нефтедобычи позволяет существенно увеличить ее объемы в целом, а также вовлечь в промышленную разработку запасы высоковязкой нефти, запасы в низко-

проницаемых коллекторах и трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений.

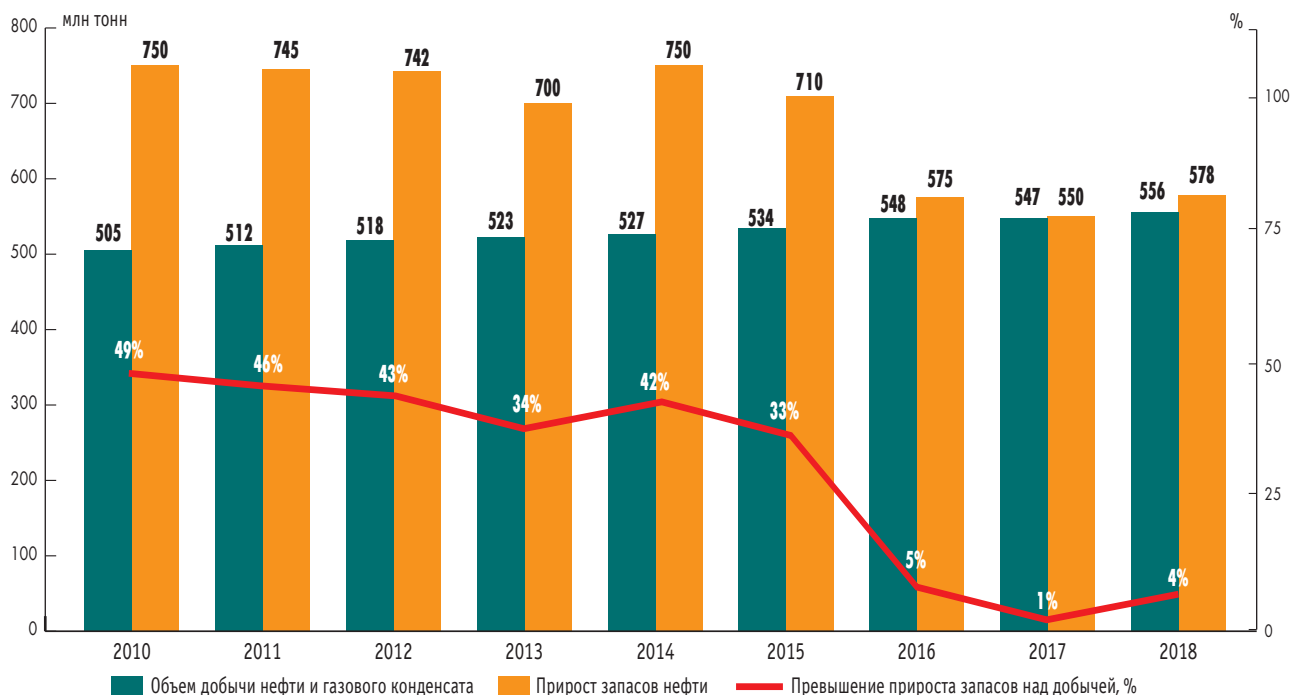
Круг технологий интенсификации нефтедобычи и повышения нефтеотдачи пластов достаточно широк и включает в себя горизонтальную проходку, резку боковых (вторых) стволов скважин, гидроразрыв нефтепластов (ГРП), тепловые, газовые, потокоотклоняющие методы, а также их комбинации и проч. Каждая из перечисленных

технологий обладает различной степенью эффективности. Например, наибольшую технологическую эффективность демонстрирует технология горизонтального бурения.

На текущее состояние рынка технологий ИДН и ПНП оказывают влияние ряд ключевых показателей, среди которых:

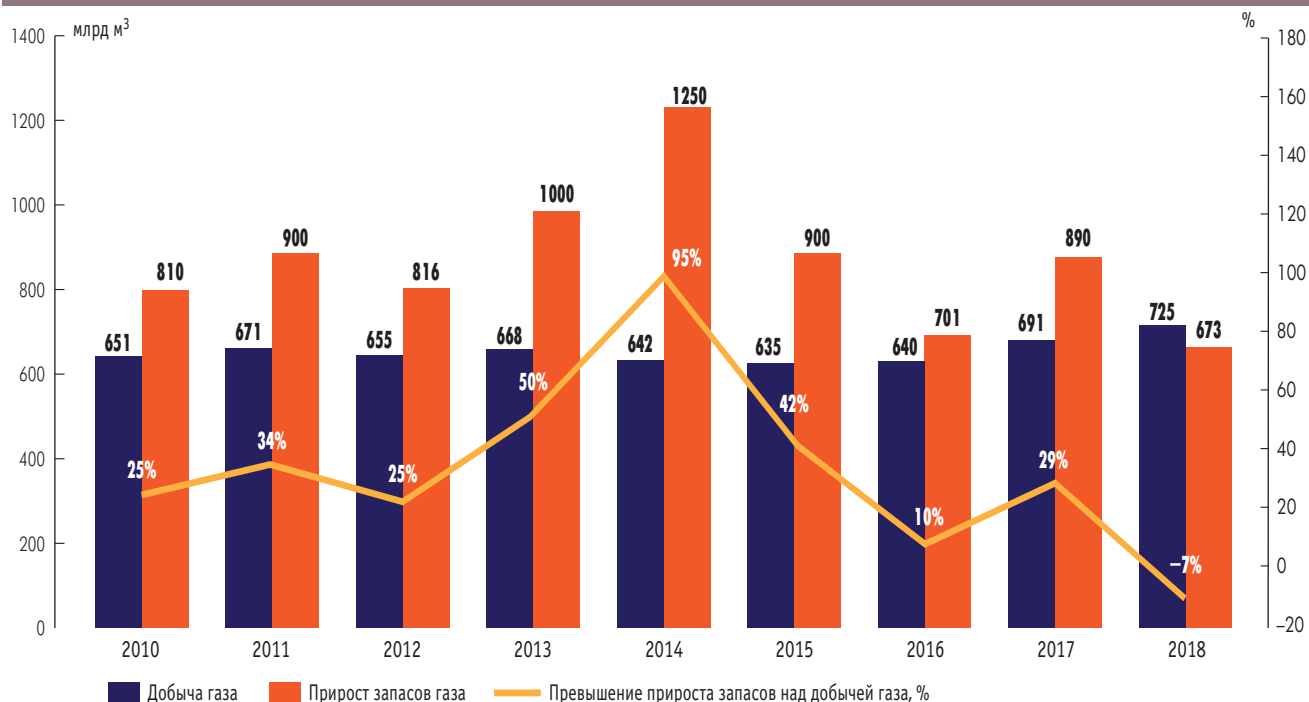
— совокупная динамика добычи углеводородов, а также инвестиционная привлекательность отрасли;

Прирост запасов и добыча нефти с газовым конденсатом в РФ



Источник: Минэнерго, Минприроды, Роснедра и ЦДУ ТЭК.

Прирост запасов и добыча газа в РФ



Источник: Минэнерго, Минприроды, Роснедра и ЦДУ ТЭК.

- ежегодные приросты запасов нефти и газа;
- коэффициент извлечения нефти (КИН);
- доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти в общем объеме добычи сырья;
- степень обводненности действующих скважин;
- средний дебит эксплуатируемых объектов добычи.

Ухудшение ВМСБ

Прирост нефтедобычи можно обеспечить за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений, для чего необходимо вести геологоразведку и пополнять ресурсную базу, а также за счет повышения эффективности добычи на действующих объектах, применяя методы интенсификации добычи и технологии ПНП. Однако с первым из этих двух направлений очевидны значительные проблемы.

В течение 2014–2017 годов сформировался тренд на ежегодное снижение прироста запасов нефти с одновременным ростом объемов нефтедобычи, что обостряет проблему восполнения минерально-сырьевой базы страны (ВМСБ). Если по результатам геологоразведочных работ, проведенных в 2014 году, рост доказанных запасов нефти более чем на 42%

превысил объем нефтедобычи, то итоги последующих лет становятся все более пессимистичными, а в 2017 восполнение ресурсной базы снизилось до критичной отметки — 0,5%. В 2018 году прирост запасов на 4% превысил добычу жидких углеводородов (см. «Прирост запасов и добыча нефти с газом конденсатом в РФ»).

В газодобыче ситуация выглядит более оптимистично, тем не менее общий тренд также на снижение темпов ВМСБ. Так, в 2014

2010 году до 27,6 млн м в 2018). При этом средняя дебитность скважин в течение последних четырех лет не превышала 9,5 тонн в сутки. По мнению экспертов, для успешного развития минерально-сырьевой базы углеводородного сырья ежегодное госфинансирование должно быть увеличено в 2 раза и составлять не менее 40 млрд руб.

Таким образом, ухудшение ситуации с новыми запасами углеводородов, готовыми для введения их в разработку, делает еще более

В РОССИИ АПРОБИРОВАНО БОЛЕЕ 130 РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТНОСТИ СКВАЖИН, КОТОРЫЕ ДАЮТ ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ДОБЫЧУ И ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ КОМПАНИЯМ-НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯМ

году превышение роста запасов газа над газодобычей составляло 95%, затем неуклонно снижалось, а по результатам 2018 года показатель ВМСБ был отрицательным (см. «Прирост запасов и добыча газа в РФ»).

К негативным тенденциям с МСБ приводят недостаточное финансирование ГРП государством и стагнация объемов разведочного бурения на уровне примерно 1 млн м/г при постоянном росте эксплуатационного бурения (с 16,5 млн м в

актуальным и востребованным направлением интенсификацию добычи на существующих промыслах.

Стратегический КИН

Одним из основных индикаторов эффективности добычи нефти является коэффициент извлечения нефти (КИН). Величина КИН в различных странах различается весьма значительно. Средняя проектная нефтеотдача в мире составляет около 30–35%, в Норвегии и США

она находится в пределах от 40% до 50%.

В настоящее время средний проектный КИН в России составляет 37%, тогда как достигнутый среднеотраслевой КИН (то есть доля извлеченных запасов в геологических запасах) оценивается лишь в 25–26%. При этом увеличение проектного КИН до 40% даст дополнительные извлекаемые запасы в количестве более 4 млрд тонн.

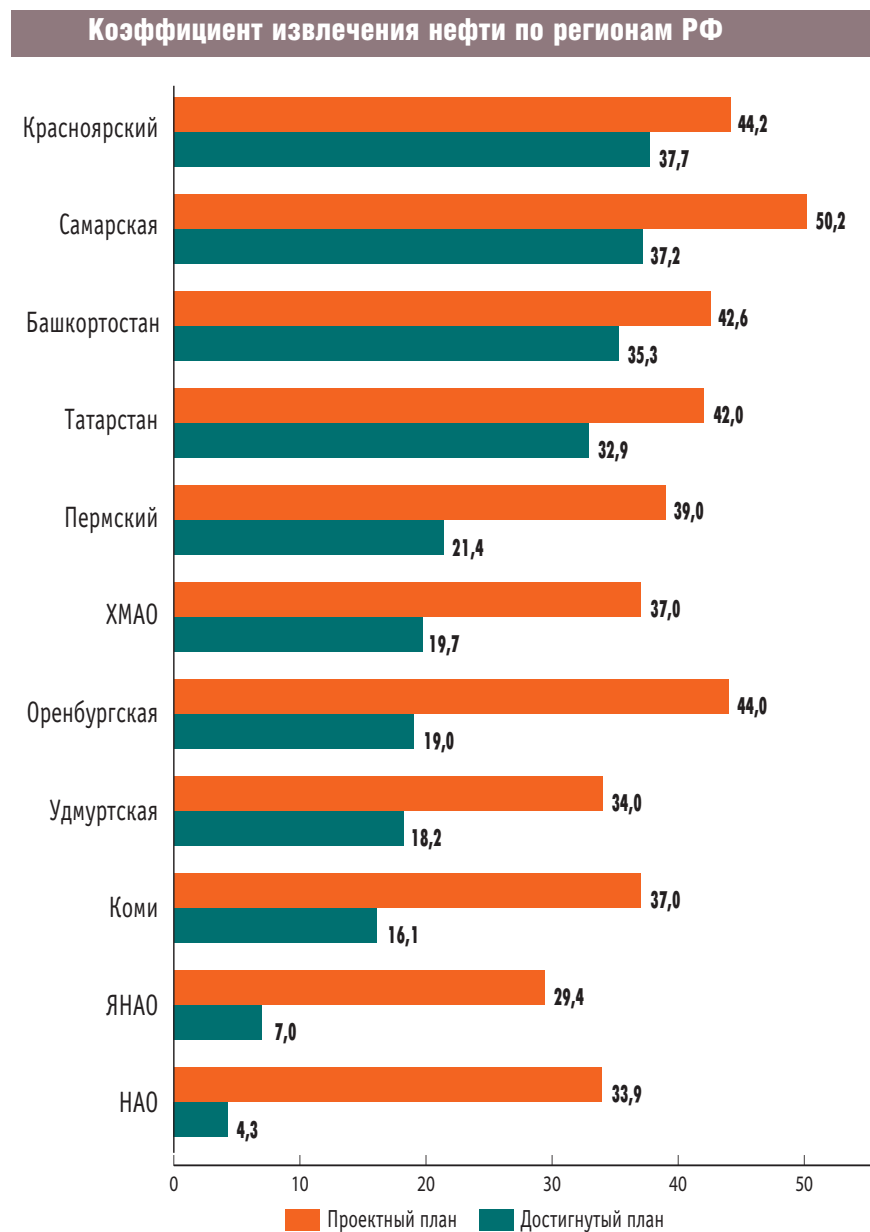
Величина КИН существенно изменяется по разным месторождениям и даже пластам в зависимости от конкретных геолого-физических условий каждого из месторождений. Наилучшими показателями эффективности нефтедобычи отличаются объекты, базирующиеся в республиках Татарстан и Башкортостан, а также в Самарской области и Красноярском крае: здесь при проектном значении в 42–50% достигнутый КИН находится в пределах 33–38% (см. «Коэффициент извлечения нефти по регионам РФ»).

Согласно Энергетической стратегии России, к 2030 году планируется достижение фактического уровня среднеотраслевого КИН до 35–37%, а к 2035 году — до 40%.

Отметим, что запланированный рост среднеотраслевого КИН основан, прежде всего, на активном использовании технологий интенсификации нефтедобычи и ПНП.

Драйверы роста

В динамике последних лет можно наблюдать подъем популярности горизонтальной проходки как одной из наиболее эффективных технологий нефтедобычи. Так, если протяженность горизонтального бурения в 2013 году составляла 4,3 млн м, то уже через пять лет



Источник: «Текарт» на основании данных ЭС-2030.

ного бурения растут более интенсивно (см. «Динамика объемов горизонтального бурения в РФ»).

К 2018 году доля горизонтального бурения составляет практически 50% в объемах эксплуатацион-

Одним из наиболее востребованных геолого-технических мероприятий является гидроразрыв пласта (ГРП). В настоящее время набирают популярность нестандартные (комбинированные) методы внутрискважинных работ: пенно-азотные ГРП, гидропескоструйная перфорация с ГРП, а также многостадийные — МГРП.

Общая эффективность проводимых операций ежегодно сокращается. Эксперты отмечают, что это может быть обусловлено экономическими ограничениями в отношении России в нефтегазовом секторе. Однако, несмотря на неблагоприятную экономическую обстановку, ГРП является одной из наиболее перспективных технологий

КОНКУРЕНТНОЕ ПОЛЕ РЫНКА УСЛУГ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ В РОССИИ СФОРМИРОВАНО БОЛЕЕ ЧЕМ 80 КОМПАНИЯМИ, ВЫРУЧКА КОТОРЫХ ПРЕВЫШАЕТ 500 МЛН РУБЛЕЙ

она выросла более чем в три раза и к 2018 году достигла 13,4 млн м. Очевидно, что при заметном росте объемов эксплуатационного бурения в целом объемы горизонталь-

ного бурения. Таким образом, применение технологии горизонтального бурения скважин является одной из актуальных тенденций рынка.

интенсификации нефтедобычи в среднесрочной перспективе.

В общей сложности к настоящему времени в России апробировано более 130 различных способов увеличения дебитности скважин, которые дают дополнительную добычу и экономический эффект компаниям-недропользователям. Например, по данным «Роснефти», в рамках проекта адаптации и внедрения передовых технологий в 2018 году в 20 дочерних обществах компании проводились испытания 149 технологий; в рамках проекта было проведено 721 испытание, в ходе которых получено 119 тыс. тонн дополнительной добычи. По данным компании, внедрение 92 испытанных технологий принесло дополнительную добычу 552 тыс. тонн нефти и экономический эффект 5898 млн рублей.

ПНП-сегмент нефтесервисного рынка

Традиционно в России сервисные услуги по повышению нефтеотдачи пластов оказываются преимущественно сторонними компаниями, не входящими в структуру ВИНК. Причины заинтересованности нефтегазовых компаний в выводе технологий ИДН и ПНП на аутсорсинг в том, что для оказания данных услуг необходимо:

- инвестирование крупных денежных средств в приобретение нового оборудования (флот ГРП, оборудование для бурения вторых стволов, разработка и создание нестандартного оборудования и проч.);

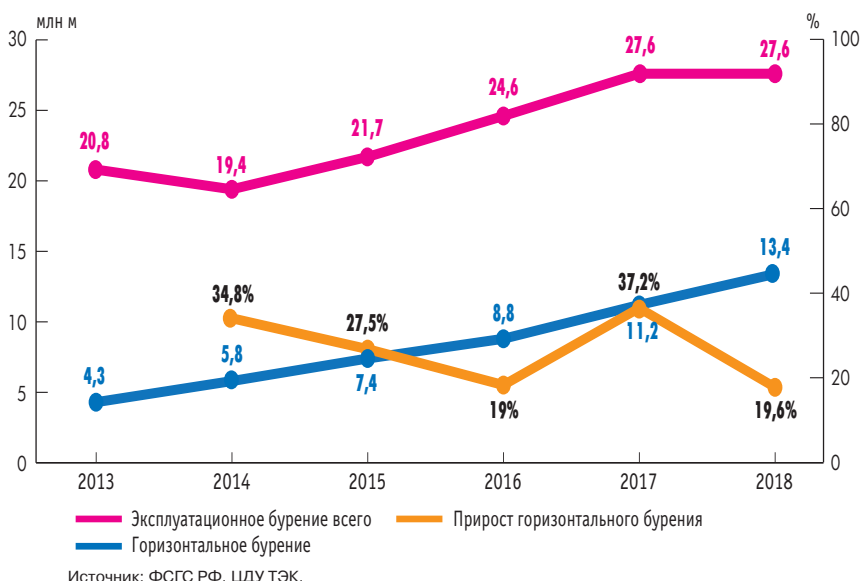
- наличие штата высококвалифицированного специализированного персонала для выполнения работ, не связанных с нефтедобычей;

- создание крупных сервисных центров для обеспечения работоспособности оборудования.

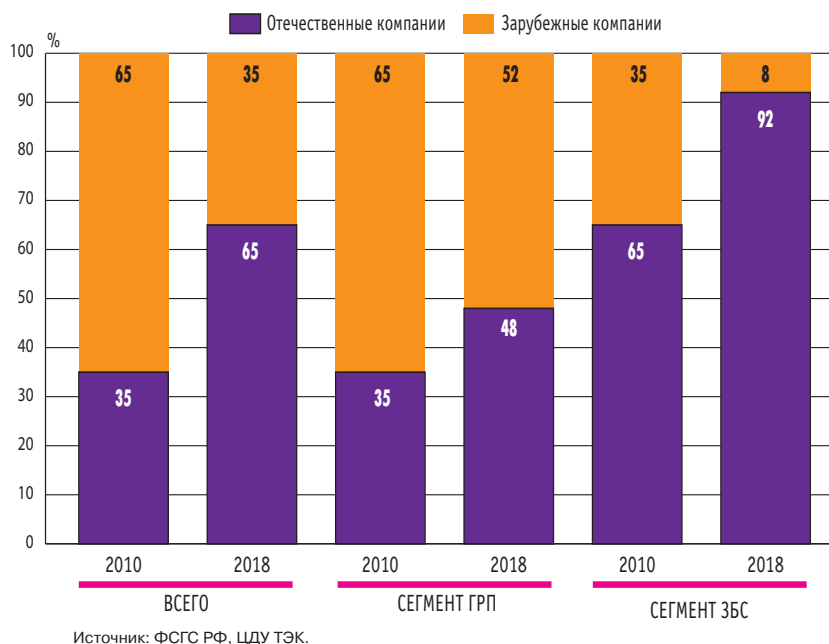
На рынке услуг по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации нефтедобычи, как и на рынке нефтесервиса в целом, можно условно выделить три основные группы участников:

- крупные международные компании — Schlumberger, Halliburton, BJ Services/Baker Hughes, Calfrac, Trican Well Service, Weatherford;

Динамика объемов горизонтального бурения в РФ



Баланс конкурентной среды на рынке ПНП



- независимые сервисные компании и их бизнес-единицы — CAToil, «Мекаминетфть», «Таграс-Ремсервис», «УПНП и КРС», «ИНК-Сервис», «Буринтех», структурные подразделения ГК «Аргос» и проч.;

- подразделения нефтяных компаний — «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Роснефть».

По мнению консалтинговой группы «Текарт», в настоящее время наблюдается тенденция к росту степени участия отечественных компаний на рынке (см. «Баланс конкурентной среды на рынке ПНП»).

В общей сложности конкурентное поле рынка услуг интенсифи-

кации нефтедобычи и повышения нефтеотдачи пластов сформировано более чем 80 компаниями, выручка которых превышает 500 млн рублей.

В краткосрочной перспективе спрос на технологии искусственного воздействия на пласт будет увеличиваться. Так, согласно мнениям представителей отечественного нефтегазового комплекса, к 2020 году объем проводимых операций по ПНП может превысить 37 тыс. ед., а дополнительный объем добытой за счет них нефти может достигнуть почти 30% общего объема нефтедобычи.

Грязная нефть «Дружбы»:

диверсия, мошенничество или разгильдяйство?

Сергей Сержантов

НА ФОНЕ РАЗГОВОРОВ О РАЗМЕРЕ УЩЕРБА КОМПАНИЯМ ИЗ РАЗНЫХ СТРАН ОТ ЗАГРЯЗНЕННОЙ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ ОЧЕВИДНО ТОЛЬКО ОДНО – НАИБОЛЕЕ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ УЩЕРБ НАНЕСЕН РЕПУТАЦИИ САМОЙ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ. НО КАК ЭТО МОГЛО СЛУЧИТЬСЯ? И ГДЕ ЗДЕСЬ МИФЫ, ГДЕ РЕАЛЬНЫЕ ФАКТЫ?



Вопросы, как и почему так случилось, что «грязная» нефть в огромном количестве попала в трубу «Транснефти», не дают покоя в России многим. Объемы загрязнения фигурируют разные: от сотен тысяч тонн до 5 млн тонн. Ситуация взята на контроль первыми лицами государства — президентом Владимиром Путиным и премьером Дмитрием Медведевым.

Что это было — диверсия, мошенничество или разгильдяйство — непонятно. Разъяснения официальных лиц и их версии еще более запутывают ситуацию. При этом многие заявления не выдерживают критики, слишком много нестыковок и просто глупостей. Очевидно, что власти многое скрывают.

Хронология конфликта

О загрязнении нефти, поступающей по российской экспортной магистрали «Дружба», 19 апреля 2019 года сообщил «Белнефтехим». Географический источник загрязнения стал известен почти сразу: в районе Самары на участке нефтепровода «Дружба» Самара — Унеча (около белорусской границы). Российская «Транснефть» признала проблему с качеством нефти через несколько часов после заявления «Белнефтехима», заверив, что ее можно будет решить в течение ближайших дней. Но этого не произошло.

23 апреля гендиректор «Белорусской нефтяной компании» (БНК) Сергей Гриб заявил, что Белоруссия приостановила экспорт светлых нефтепродуктов на Украину, в Польшу и Германию.

25 апреля Германия и Польша приостановили поставки сырой нефти из России по нефтепроводу «Дружба».

Затем к ним присоединилась Украина, которая остановила поставки по южному ответвлению «Дружбы» на участке Мозырь — Броды, и Словакия (из Бродов нефтепровод идет в эту страну). Часть зараженной нефти дошла по трубе до порта Усть-Луга и была залита в танкеры.

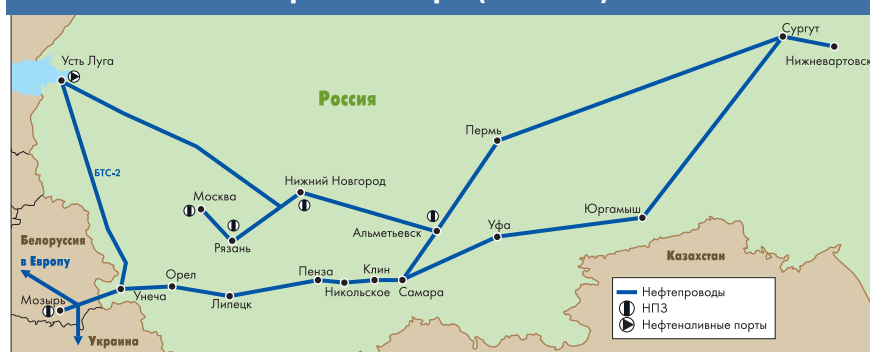
В первые дни скандала советник президента «Транснефти» Игорь Демин сообщил, что следователи рассматривают вариант с диверсией, в ходе которой в магистральный нефтепровод специально «залили несколько цистерн химикатов».

Позже слова про диверсию и «цистерны с химикатами» из заявлений официальных лиц исчезли, на их смену пришли более мягкие и обтекаемые формулировки с упором на технологическое «умышленное мошенничество» с целью наживы, но эта версия сразу же начала генерировать очень много вопросов.

Реакция официальных лиц

30 апреля Владимир Путин провел рабочую встречу с президентом «Транснефти» Николаем Токаревым. Токарев рассказал, что по факту инцидента проведено внутрикорпоративное расследование, по результатам которого выяснилось, что источник загрязнения — частное предприятие в Самарской области, занимающееся сбором нефти у мелких нефтедобывающих пред-

Основные нефтепроводы, проходящие через район Самары (Лопатино)



До пункта Унеча близ границы с Белоруссией загрязненная хлорорганикой нефть «прошла» порядка 1800 км. Это заняло как минимум 12 суток



приятый, а затем отправляющее сырье в магистральный нефтепровод за границу. Оно же обеспечивает должный уровень качества экспортируемой нефти.

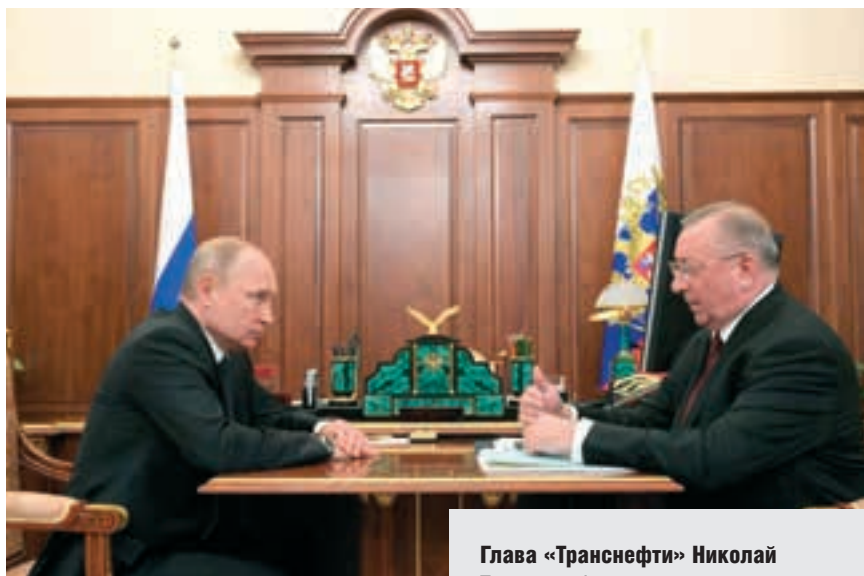
«В данном случае на этом предприятии в нарушение всех технологических регламентов умышленно был осуществлен слив нефти, которая не прошла товарную подготовку», — сказал Токарев. На уточняющий вопрос Путина «Умышленно?» он пояснил, что подозревает о существовании некой «мошеннической схемы». Этот момент предстоит прояснить уже следственным органам. По словам главы «Транснефти», материалы, касающиеся дела, переданы в ФСБ.

Владимир Путин поинтересовался, неужели со стороны «Транснефти» при заборе сырья в трубопровод стратегической важности не осуществляется дополнительная проверка качества. Токарев рассказал, что всего по России в системе магистральных трубопроводов (СМТ) «Транснефти» насчитывается около 150 пунктов приема. Большая их часть принадлежит крупным компаниям, которые сами контролируют качество, осуществляют подготовку нефти к транспортировке и передаче в магистральный нефтепровод. Однако есть и мелкие фирмы, которые осуществляют вышеперечисленные манипуляции с экспортируемым продуктом.

«Значит, эта система не сработала?» — спросил президент. Токарев, в свою очередь, еще раз подчеркнул, что имело место мошенничество и грубое нарушение установленных нормативов, инструкций, и выразил уверенность, что инцидент мог произойти вследствие криминального умысла.

Из такого заключения Путин сделал вывод, что системы самоконтроля, как выясняется, недостаточно и остается пространство для подобных ошибок, которые наносят государству «серьезный экономический, материальный и имиджевый ущерб».

Позже, 7 мая, Александр Новак выступил с докладом на заседании правительства по ситуации с «грязной» нефтью. По его словам, произведено «оперативное изолирование источника загрязнения от



Глава «Транснефти» Николай Токарев объяснялся перед президентом РФ, говоря о подозрении на существование некой «мошеннической схемы»

системы магистральных трубопроводов». По итогам проверки определен источник загрязнения нефти — это узел учета «Лопатино» в Самарской области. «Следствие выявило группу компаний, осуществлявших передачу кондиционной нефти с использованием в сверхнормативном количестве хлорорганических соединений. Материалы проверки в настоящее время переданы в прокуратуру, проводится комплекс оперативных мероприятий, следственных действий ФСБ России, Следственного комитета России, возбуждено уголовное дело. Четыре человека задержаны, решением суда помещены в СИЗО, — сказал Новак. — «Транснефть» все испытания нефти по показателю содержания хлорорганических соединений

перевела из категории периодических — один раз в 10 дней — в категорию прямо-сдаточных, то есть это ежесуточный режим контроля».

По словам Новака, Россия на законодательном уровне может запретить использование в нефтяной отрасли хлорорганических соединений. «Принять проект изменений в статью 6 Федерального закона «О промышленной политике в РФ»... Предлагается законодательно закрепить требования к технологическим процессам, неприменению хлорорганики и учету нефти и нефтепродуктов», — сказал министр.

НЕКОМПЕТЕНТНОСТЬ МИНЭНЕРГО

Министерство энергетики РФ в октябре 2001 года издало приказ №294 «О запрещении применения хлорорганических реагентов в процессе добычи нефти». Тем не менее Госстандарт в январе 2002 года ввел в действие новый ГОСТ — «Нефть», в котором почему-то была нормирована предельно допустимая и весьма опасная концентрация хлорорганических соединений в нефти — 10 грамм на тонну.

5 мая 2012 года приказ, запрещавший использовать при добыче нефти хлорорганику, был отменен приказом №228 уже другого, вновь созданного Министерства энергетики.

1 января 2013 года в России был введен в действие межгосударственный стандарт «Нефть. Общетехнические условия» в качестве национального стандарта РФ. Он почти полностью повторил упомянутый выше ГОСТ «Нефть» с его нормой, допускавшей в товарной нефти наличие 10 грамм хлорорганических соединений.

Вполне вероятно, что отмене запрета на использование «хлорки» поспособствовали заинтересованные нефтедобывающие компании, которые начали вновь закачивать в пласты хлорорганические соединения.

Технологический слив?

Все вышеперечисленные заявления не дают ответа на главный вопрос: так что же это было — диверсия, мошенничество или разгильдяйство?

Одна из главных версий произошедшего, по мнению Минэнерго, — это попадание в СМТ «Транснефти» неочищенной нефти. Новак, предлагая запретить использование в нефтяной отрасли хлорорганических соединений, фактически подтверждает, что нефтедобывающие предприятия используют эту «химию». В России в 2000-х годах уже запрещали данный реагент, однако позже, в 2012–2013, вновь разрешили его использование (см. «Некомпетентность Минэнерго»).

Но специалисты доказательно критикуют эту позицию. Заведующий кафедрой технологий переработки нефти РГУ нефти и газа им. Губкина Владимир Капустин говорит, что хлорорганические соединения используются для повышения нефтеотдачи пласта на зрелых и выработанных месторождениях. Эта «хлорка» закачивается в пласты вместе с водой, большая часть закачиваемых реагентов остается в скважине и прилегающих к ее устью нефтеносных участках. Задача

реагента — растворить в микропорах пласта пробки из сульфида железа и/или карбоната кальция, которые препятствуют проходу нефти к устью скважины. Пробки также со временем увеличивают давление в нагнетательных скважинах при подаче воды для вытеснения нефти. Хлор может проникнуть в нефть, но его будет там ничтожное количество. К тому же этот процесс длительный во времени.

Второй способ применения — промывка скважины при ее закупорке.

По словам Капустина, крупные компании давно не используют подобные растворы, небольшие частные компании периодически пытаются на своих месторождениях увеличить добычу нефти с помощью хлорорганики, но при сдаче в трубу нефть должна очищаться от нее.

РЕЗЕРВУАРЫ «ЛОПАТИНО»

Сливной пункт в Лопатино имеет 8 резервуаров, говорится в сообщении СК. На сайте АО «Транснефть-Дружба», которой принадлежит объект, можно узнать, что объем каждой такой железобетонной конструкции (ЖБР-30000) составляет 30 тыс. м³. Таким образом, в 8 резервуарах могли находиться не более 240 тыс. тонн нефти. СК утверждает, что все резервуары вышли из строя.

Из сообщения Минэнерго следует, что хлорорганические соединения, попавшие в нефтепровод «Дружба», содержали высокую концентрацию дихлорэтана. Концентрация содержания «хлора» в нефти составила более 200 ppm — это более чем в 20 раз больше допустимой нормы (1 ppm = 1 мг/л, или 1 г на 1000 л (1 тонна), при максимальной норме 10 ppm). Позже появилась информация (Reuters), что концентрация хлора колебалась на уровне 180–330 ppm.

Объемы загрязнения разнятся на порядок

Если сопоставить данную концентрацию с объемами загрязненной нефти, то складывается невероятная ситуация. Оценки загряз-

В порту Усть-Луга, куда приходит ответвление «Дружбы» БТС-2, было загружено «грязной» нефтью до 10 танкеров



нения разнятся в десятки раз: от 100–300 тыс. тонн по версии России и до 5 млн тонн, по мнению Белоруссии. «Белнефтехим» 11 мая сообщил, что в республике скопилось более 1 млн тонн некачественной нефти. Суммарный объем такой нефти, который находится в нефтепроводах на территории России, Белоруссии, Польши и Украины, оценивается концерном в 5 млн тонн. То есть, чтобы загрязнить нефть до объявленной концентрации, потребовались бы сотни тонн хлороорганики.

Интересно, что «Транснефть» никак не опровергает заявление «Белнефтехима» о таком огромном объеме, хотя это и не в ее интересах. Впрочем, возможно, это и так — миллионы тонн загрязненной нефти были зафиксированы на огромном протяжении СМТ «Дружба», сразу в нескольких странах. На 16 мая некачественной нефтью все еще были заполнены две из трех ниток газопровода «Дружба». Вице-премьер РФ Дмитрий Козак по итогам встречи со своим белорусским коллегой Игорем Ляшенко заявил, что одну из них рассчитывают очистить через 7 дней, вторую — через 22 дня.

Сливной пункт в Лопатино имеет 8 резервуаров ЖБР-30000 по 30 тыс. м³. Единовременно здесь может находиться не более 240 тыс. тонн нефти

Кроме того, загрязнена нефть на БТС-2 — ответвлении от «Дружбы» в районе Унеча, нефтепровода, идущего в балтийский порт Усть-Луга, где было загружено ею до 10 танкеров. Это уже более 1 млн тонн. По заявлению пресс-службы Министерства энергетики Казахстана 17 мая, около 600 тыс. тонн казахстанской нефти было загрязнено в трубопроводе «Дружба» и отгружено через порт Усть-Луга.

С другой стороны, все-таки есть большие сомнения, что было загрязнено 5 млн тонн — по общим годовым объемам экспорта через «Дружбу» это слишком много. В Белоруссию в 2018 году было экспортировано более 60 млн тонн нефти, в том числе 58,8 млн тонн российской: по элементарным расчетам, в среднем за месяц — около 4,8 млн тонн, за 10–15 суток (вероятный срок прохода оговоренного количества «грязной» нефти до Мозыря) — 1,6–2,4 млн тонн, но никак не 5 млн тонн.

Если придерживаться официальной версии Белоруссии (5 млн тонн), то расчеты показывают: чтобы «загрязнить» такой объем, потребовалось бы 1500 тонн хлороорганики. Для перевозки такого количества чистой жидкости понадобилось бы 25 железнодорожных

цистерн грузоподъемностью по 60 тонн каждая, соответственно, для 2,4 млн тонн — 750 тонн (12–13 цистерн), 1,6 млн — 500 (7–8). Для всех вариантов — это огромные цифры.

Сразу же возникает еще один закономерный вопрос: а сколько могли слить «грязной» нефти обвиненные компании? По данным Минэнерго, узел слива и смешивания нефти, принадлежащий ООО «Нефтеперевалка», находится рядом с производственно-диспетчерской станцией «Лопатино» «Транснефти». По разным оценкам, его максимальная приемная мощность — 1–1,2 млн тонн в год, или 30–50 тыс. тонн за 10–14 суток. На узел нефть доставляется автоцистернами с месторождений трех-четырех компаний из Самарской, Ульяновской и Оренбургской областей. При этом нефть с узла не попадает сразу в нефтепровод «Дружба», а проходит смешивание в емкостном парке «Лопатино».

В Следственном комитете заявляют, что некачественная нефть вывела из строя все восемь резервуаров нефтехранилища «Лопатино», а затем попала в систему магистрального нефтепровода. Но слить в «Лопатино» ни 1 млн тонн, ни тем более 5 млн тонн три





«Татнефть» заявила, что никогда и ни для каких целей не использовала и не использует хлорорганику

маленькие «компашки» автотранспортом никак не могли. Даже если бы нефтехранилище копило всю свозимую нефть, то теоретически ее было бы не более 200–240 тыс. тонн (см. «Резервуары «Лопатино»). И это не могла быть нефть, загрязненная в результате интенсификации нефтедобычи и затем слитая в СМТ, пусть и умышленно.

Эти несоответствия ставят под сомнение версию правоохранительных органов, «Транснефти» и Минэнерго: вариант слива некачественной нефти, которая образовалась в результате интенсификации нефтеотдачи пласта путем применения хлорорганических соединений.

В этой связи появляются и большие сомнения в воровстве и мошенничестве обвиненных персон. Мошенничество самарских коммерсантов вполне могло иметь место, однако и здесь вызывает удивление сумма похищенного, заявленная Новакком: 1 млн рублей на 6 человек в течение более полугода. Получается, что они ежемесячно воровали меньше 30 тыс. рублей на брата — смешные цифры.

Но пока эта версия остается приоритетной в официальном поле. Тем более что 15 мая один из фигурантов уголовного дела о загрязнении нефти в трубопроводе «Дружба» Рустам Хуснутдинов, заместитель генерального директора ООО «Нефтеперевалка», признал свою вину, о чем сообщила его адвокат: «Вину признал, скрываться не намерен. У него есть ребенок-инвалид, в случае ареста семья остается без средств для существования».

Напомним, его обвиняют в совершении преступления, предусмотренного ч. 4 ст. 215.3 («Самовольное подключение к нефтепроводам и газопроводам либо приведение их в негодность»), ст. 210 («Организация преступного сообщества и участие в нем») и ст. 158 («Кража») УК РФ.

Впрочем, другие «соучастники», особенно те, кто остается на свободе, полностью отрицают свою вину и считают, что государство просто нашло «стрелочников», чтобы скрыть более масштабную аварию, в которой участвовали крупные компании.

Так же считает и гендиректор Фонда национальной энергетиче-

ской безопасности Константин Симонов. По его мнению, «Транснефть» просто нашла «стрелочника», так как вина за попадание некачественной нефти в трубопровод лежит на ней как операторе трубопроводной системы. «Раньше никогда таких историй не было», — отмечает Симонов.

«Хлорорганические соединения были, «Транснефть» это признала. Поэтому Путин начал задавать вопросы: как в условиях таких сложных отношений вы могли сделать такой подарок Белоруссии? Дальше начался поиск виноватых. Поручение найти их досталось профильному министру Козаку. К кому дальше Козак идет? Конечно, к «Транснефти». Что делает компания? По принципу «стрелочника» спускает ответственность дальше, до того, кто сдавал эту нефть», — рассуждает Константин Симонов.

Перевод стрелок с большой головы на здоровую

Версия «стрелочника», однако, не объясняет, откуда же взялись такие огромные объемы «грязной» нефти. Остаются два варианта: первый — большую партию «грязной»

нефти пустил по трубе все же куда более крупный поставщик; второй — это была диверсия.

Рассмотрим вариант с крупным поставщиком. Если посмотреть на схему магистральных нефтепроводов на сайте «Транснефти», то мы увидим, что в район Лопатино (под Самарой) сходится несколько магистралей: из Западной Сибири, Татарстана и Башкортостана. Нефть, преимущественно легкая и средняя, поступает в объеме около 2,5 млн тонн в месяц из районов Нижневартовска и Сургута, и почти столько же тяжелой нефти — из Альметьевска.

Один из фигурантов уголовного дела о загрязненной нефти Роман Трушев 14 мая в интервью газете «Ъ» утверждал, что большое содержание хлорорганики в апреле было у «Татнефти»: «...этот факт не проверяется следственными органами, у них такая задача не стоит. Я располагаю достоверной информацией, что содержание хлорорганики в нефти «Татнефти» достигало 2700 ppm (270 гр. на 1 тыс. литров) в апреле».

В «Татнефти» отреагировали мгновенно, заявив, что никогда и ни для каких целей не использовали и не используют хлорорганику, в том числе для повышения нефтеотдачи. «Согласно данным лабораторных исследований проб нефти, в т. ч. повторно арбитражных, никаких отклонений от норм при сдаче нефти на приемо-сдаточных пунктах «Татнефти» в систему «Транснефти» не зафиксировано, — сказано в пресс-релизе компании. — Качество нефти в химико-аналитической лаборатории определяется в присутствии принимающей стороны и подтверждается подписями сторон».

В заявление «Татнефти» верится больше, чем в слова г-на Трушева, по одной простой причине: «Татнефть», помимо экспорта, поставляет нефть и на российские НПЗ, в частности на свои собственные мощности («ТАНЕКО») и на «ТАИФ» в Татарстане. Также часть татарстанской нефти идет на Москву через Рязань и Нижний Новгород, где местные НПЗ также получают эту нефть. Но ни один из перечисленных заводов не заявил о почти 300-кратном превышении хлороргани-

кой установленной нормы. Такая концентрация сама по себе является чем-то из ряда вон выходящим, и заявить об этом НПЗ должны были дней на 10–12 раньше Белоруссии.

Если диверсия, то чья?

Остается последняя версия — диверсия. Владимир Капустин говорит, что умышленный сброс хлорорганических соединений технически вполне возможен. «Если это диверсия, то действительно можно поставить резервуар, который откачивал бы хлорорганику в трубу и вливал в нефть в предельных количествах. Диверсию я допускаю», — сказал он.

Ему вторит, причем с указанием конкретных «заинтересантов», доктор экономических наук директор «Института проблем глобализации» Михаил Делягин: «Очень странно, что дихлорэтан обнаружили только на белорусском НПЗ. Но в целом картина создается такая, что кто-то в России добавил хлорсодержащее вещество в нефть, а вроде бы все ишут. И добавка не была обнаруже-

индустрии не подозревал о существовании частных пунктов приема нефти: «Нефтебазы приватизировались, но чтобы пункты приема или слива — этого точно не было. Как это может быть отдано в частные руки?»

По данным расследования интернет-издания «Медуза», с конца 2018 года узел слива нефти оказался бесхозным, а имущество было оформлено на номинальных владельцев, причем иностранных — товарищество с ограниченной ответственностью Metarpon GmbH, зарегистрированное в немецком городе Михельштадте. Владелец Metarpon, согласно справке из немецкого реестра юрилиц, является Илзе Рощина, а гендиректором — ее муж Эдуард Роцин.

Второй момент, способствующий диверсии: не было реального ежедневного контроля качества нефти. В акте сдачи-приемки нефти, который подписывают представители нефтедобывающей компании (продавца сырья) и «Транснефти», указываются переданное

НЕТ НИ ЕДИНОГО УДОВЛЕТВОРЯЮЩЕГО ЛОГИКЕ ОБЪЯСНЕНИЯ, КАК ЗА ДВЕ НЕДЕЛИ НА ОБЪЕКТАХ ПО МАРШРУТУ «ГРЯЗНОЙ» НЕФТИ НИКТО ЕЕ НЕ ЗАМЕТИЛ. И ВЕРСИЯ КРАЖИ НЕСОСТОЯТЕЛЬНА В СИЛУ МИЗЕРНОГО НАВАРА

на на станциях технического контроля... Поэтому я бы стал рассматривать третью после преступной халатности и возможной причастности Минска версию — это диверсия третьей стороны. А вот кто за ней стоит — американцы, или украинцы, за которыми стоят американцы, или еще кто-то — предстоит выяснить».

На первый взгляд, версия с диверсией кажется невероятной, но очевидные факты говорят об обратном: для такой возможности есть все предпосылки. В стране 150 узлов сбора и слива нефти в СМТ, при этом некоторые из них принадлежат частным лицам, об этом заявили сами руководители «Транснефти» и Минэнерго. По словам партнера консалтинговой компании RusEnergy Михаила Крутихина, до аварии практически никто в

для транспортировки количество нефти и ее характеристики, в том числе концентрации ряда примесей, включая серу и хлорорганические соединения. В реальности же контроль за качеством нефти при сливе в магистральные нефтепроводы «Транснефть» не осуществляла, госкомпания разрешила проводить измерения самим компаниям, сдающим нефть для транспортировки.

Скандал показал, что их результаты либо вовсе не контролируются, либо контролируются из рук вон плохо.

По межгосударственному стандарту характеристики нефти должны измеряться периодически с интервалом 10 дней. Однако, судя по происшедшим событиям, в «Транснефти» замеры либо не проводили, либо они оказывались фик-



17 мая в Белоруссии назвали стоимость вышедшего из строя оборудования на Мозырском НПЗ – около \$30 млн. 21 мая «Белнефтехим» сообщил, что Мозырский завод удалось полностью загрузить чистой нефтью

тивными. Иначе как объяснить, что некондиционная нефть беспрепятственно дошла до Белоруссии: на протяжении почти двух тысяч километров «Транснефть» не заметила хлора в перекачиваемой нефти? Это расстояние нефть шла две недели. Элементарные расчеты показывают, что времени выявить ее было предостаточно: от Самары до границы с Белоруссией порядка 1800 км, нефть движется со скоростью 5–7 км в час, в сутки — около 140–150 км. Чтобы дойти до границы, требуется более 12 суток.

Получается, что от Самары до границы контроль качества ни разу не проводился, в случае реальной проверки «Транснефть» сразу же «забила бы в колокола» — запах хлора очень резкий и едкий.

Если же принять тот факт, что это была обычная практика в госкомпаниях, то ничего странного в том, что «грязную» нефть обнаружили только в Белоруссии, нет.

Нефть шла по чисто экспортному направлению — через Орел, Брянск на Унечу. На этом маршруте нет российских НПЗ, которые могли бы первыми забить тревогу. На этом же направлении после Самары нет и других поставщиков нефти — в Центральном регионе страны она не добывается (см. «Схема нефтепроводов «Транснефти»).

Кто конкретно стоит за диверсией, мы, наверное, не узнаем никогда, сам факт ее свершения власти сразу же скрыли и будут скрывать до последнего. Диверсия — это еще более тяжелые политические и экономические потери, чем мошенничество или кража. Так как она означает — государство не может обеспечить надежную энергобезопасность страны и гарантированно безопасный экспорт стратегического товара даже по своей территории. Что может быть хуже для репутации страны?

При этом «руку» ИГИЛ (запрещено в РФ) можно исключить в этой истории сразу: их почерк — взрывы и теракты, за которыми следуют заявления.

Россия снижает объемы ущерба

Объем ущерба из-за приостановки экспорта российской нефти пока оценивается. Но белорусский лидер Александр Лукашенко уже обозначил верхнюю границу требований, обвинив Россию в ущербе на «сотни миллионов» от «грязной» нефти. Он пояснил, что при оценке суммы ущерба будут учитываться сразу несколько факторов. «Это огромный ущерб, нанесенный нефтепроводу, самому оборудованию на нефтепроводах — насосы на самих станциях и все прочее — и на НПЗ. Два нефтеперерабатывающих завода, особенно Мозырский, больше, чем Новополоцкий, были загрязнены. Я не говорю уже о том, что Новополоцкий завод работал наполовину, Мозырский простаивал, на треть работал, мы недополучили определенную прибыль, валютную выручку, транзит — мы огромные деньги потеряли», — говорил он.

Столь высокий ущерб Лукашенко обосновал тем, что загрязненная

нефть вызывала очень сильную коррозию: «За неделю даже трубу, по которой прокачивается нефть, на 4–5 мм, как говорят специалисты, съедает».

Это потери только Белоруссии. Очевидно, что будет долгий и нудный торг, но уже сейчас понятно, что сумма будет все время снижаться. Глава Минэнерго Александр Новак в середине мая уже заявил, что общий ущерб от загрязнения нефти может составить меньше \$100 млн. «Это не миллиарды долларов и даже не сотни миллионов долларов... Общая ситуация, которая потребует компенсаций, может быть меньше \$100 млн, но будем считать более конкретно по факту. Это не Белоруссии, в целом», — сказал министр.

По его словам, пока конкретной оценки ущерба, которые понесли европейские страны, Украина и Беларусь от загрязнения нефти, еще нет. При этом Новак отметил, что «грязная» нефть может быть продана на рынке с дисконтом. «Здесь дисконт может быть несколько долларов, условно», — отметил он.

«Транснефть», в свою очередь, опровергает слова Лукашенко о коррозии трубопроводов и насосного оборудования. Компания опубликовала заключение своего

НИИ, в котором говорится, что «органические хлориды, транспортируемые вместе с нефтью по системе магистральных трубопроводов, не обладают коррозионной активностью к материалу трубопроводов, технологического оборудования и конструкциям резервуаров».

Но органические хлориды оказывают критическое влияние на работу оборудования НПЗ, так как

ЕСЛИ ПРИЧИНОЙ СКАНДАЛА С «ГРЯЗНОЙ» НЕФТЬЮ БУДЕТ ПРИЗНАНА ДИВЕРСИЯ, ТО ПОТЕРИ ДЛЯ СТРАНЫ БУДУТ ЕЩЕ БОЛЕЕ ТЯЖЕЛЫМИ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО ПОЛИТИЧЕСКИ. ПОД СОМНЕНИЕ ПОСТАВЛЕНА СПОСОБНОСТЬ РОССИИ ГАРАНТИРОВАТЬ НАДЕЖНЫЙ ЭКСПОРТ

под воздействием температур более 150 градусов Цельсия вещества разлагаются с выделением соляной кислоты, которая приводит к значительной коррозии внутренней поверхности трубопроводов и оборудования завода, указывается в данном заключении.

По ущербу НПЗ тоже будут долгие переговоры. Процесс замены выведенного из строя оборудования НПЗ из-за некачественной нефти в среднем занимает несколько месяцев, говорит Владимир Капустин. По его оценке,

ущерб, объявленный белорусской стороной, завышен как минимум в десять раз, причем доказать ущерб заводов будет сложно — например, «Нафтан» давно нуждается в ремонте, а причины коррозии могут быть самые разные.

И вот 17 мая вице-премьер Белоруссии Игорь Ляшенко первый раз озвучил стоимость вышедшего из строя оборудования на Мозырском НПЗ — около \$30 млн.

Интересно, что все другие страны и зарубежные компании, включая Украину, пока никак не заявили о своих претензиях (на момент подготовки этого номера «НиК»). Александр Новак дважды встречался «с партнерами из Республики Беларусь, Украины, Польши, Словакии, Венгрии». Наверняка там поднимался вопрос компенсаций за недопоставки и возможный ущерб оборудованию. Вполне вероятно, что Москва что-то пообещала им, чтобы замять международный скандал.

Настолько масштабного загрязнения нефти в истории не было



Тамара Сафонова, доцент кафедры международной коммерции Высшей школы корпоративного управления (ВШКУ) РАНХиГС

— Согласно условиям договоров, заключенных «Транснефтью» с грузоотправителями, показатели качества нефти при приеме «Транснефтью» в пункте отправления и сдаче в пункте назначения должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

Испытания нефти проводят в аккредитованной испытательной лаборатории, расположенной по месту приема-сдачи нефти; в области аккредитации испытательных лабораторий должны быть включены все методы испытаний нефти в соответствии с требованиями ГОСТ. Показатели качества нефти контролируются совместно «Транснефтью» и грузоотправителем или грузополучателем.

Согласно нормативному документу «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Предотвращение приема некондиционной нефти в систему магистральных трубопроводов. Порядок действий оперативного и

диспетчерского персонала», утвержденному «Транснефтью» 24 ноября 2014 года, прием некондиционной нефти в систему магистральных трубопроводов не должен осуществляться.

Настолько масштабного загрязнения нефти в истории не было. В 2016 году на одном из заводов группы Центральных НПЗ было зафиксировано превышение норм хлорорганических соединений в поступившей на НПЗ нефти.

Кроме того, известны прецеденты ухудшения качества в системе «Транснефти» по содержанию серы в нефти. В 2018 году был зафиксирован прецедент, когда параметры содержания серы в нефти сорта

Urals выходили за нормируемое международными контрактами значение. В январе 2018 года поставка нефти по северной ветке нефтепровода «Дружба» сопровождалась содержанием серы 1,81–1,85% и европейский рынок отреагировал на такие изменения без оптимизма.

В августе 2018 года на группе Восточных НПЗ было обнаружено превышение норм содержания в нефти меркаптанов, что привело к ухудшению качества выпускаемых топлив.

«Транснефть» способна гарантировать качество нефти, но необходимо изменить устаревшие требования к контролю качества сырья. Периодические испытания

необходимо перевести в разряд ежесменных приемо-сдаточных. Согласно существующим стандартам, периодические испытания

соединений, массовая доля парафина.

Кроме того, в связи с ограниченностью сроков хранения арбит-

« НЕОБХОДИМО ИЗМЕНИТЬ УСТАРЕВШИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА СЫРЬЯ В СИСТЕМЕ «ТРАНСНЕФТИ», А ТЕСТЫ ПЕРЕВЕСТИ В РАЗРЯД ЕЖЕСМЕННЫХ »»

проводят в сроки, согласованные принимающей и сдающей нефть сторонами, но не реже одного раза в 10 дней по показателям: массовая доля механических примесей, давление насыщенных паров, массовая доля сероводорода и легких меркаптанов, выход фракций, содержание хлорорганических

ражных проб для выявления грузоотправителей загрязненной нефти и предотвращения попадания дополнительных объемов хлорорганики важно обеспечить анализ арбитражных проб на всех приемо-сдаточных пунктах системы «Транснефти» по всему маршруту поставки нефти в трубопровод «Дружба».

Чернобыль в отраслевом масштабе



Елена Корзун, генеральный директор Ассоциации независимых нефтегазодобывающих организаций «АссоНефть», д.э.н.

– Эта ситуация для «Транснефти» беспрецедентна — ее можно сравнить с Чернобылем в отраслевом масштабе. Компании из нашей ассоциации, работающие в Поволжье и имеющие собственные пункты сдачи и подготовки нефти, говорят, что эти пункты проходят аттестацию в соответствии с жесточайшими требованиями «Транснефти». Более того, прикомандированные сотрудники «Транснефти» лично присутствуют

принадлежность конкретному недропользователю не слишком сложно. Арбитражные пробы берутся в том числе и для того, чтобы в случае форс-мажоров определить источник некондиционной нефти. Пробы на хлорорганику обычно берут 1-го, 10-го и 20-го числа каждого месяца.

Что касается самой хлорорганики, то ее обычно применяют на месторождениях с высокопарафинистой нефтью в качестве растворителя. После этого нефть поступает в специальные подземные танки, где отстаивается, поэтому высказывания некоторых экспертов, что испорченную нефть открытым способом откуда-то привезли на машинах и бесконтрольно залили в трубу, не выдерживают критики.

чтобы «Транснефть» не знала, кто именно сдает нефть и какого качества.

То, что «Транснефть» видит происхождение всей нефти, попадающей в ее «трубу», — это факт, вне зависимости от того, как она туда попадает. Если у недропользователя нет своего пункта подготовки нефти, заключается трехсторонний договор на транспортировку нефти по магистральному трубопроводу между недропользователем, владельцем узла учета и «Транснефтью», без которого транспортировка осуществлена быть не может.

В свое время мы добивались через ФАС, чтобы договор на транспортировку нефти для небольших производителей был таким же публичным и содержал такие же условия, как и для крупных компаний, поэтому мы можем ответственно утверждать, что «Транснефть» видит происхождение всей нефти, попадающей в ее систему.

В связи с этим хотелось бы отметить, что высказывания некоторых экспертов не выдерживают никакой критики. Огульные обвинения малых нефтедобывающих компаний в таком масштабном загрязнении — это нонсенс: даже если объединить весь объем добычи малых компаний Самарского региона, в совокупности не наберется и миллиона тонн нефти в год.

« ПРОБЫ НА ХЛОРООРГАНИКУ ОБЫЧНО БЕРУТ 1, 10 И 20 ЧИСЛА КАЖДОГО МЕСЯЦА »»

на этих пунктах и очень строго следят за соблюдением всех нормативов.

Поэтому сейчас надо просто запастись терпением и дождаться результатов следствия, арбитражные пробы испорченной нефти обязательно покажут, кому именно она принадлежала. Нефть не входит в систему магистральных трубопроводов безадресно, восстановить ее

За 25 лет нашей работы таких случаев просто не было. Автомобильная сдача нефти имеет место, но она точно так же проходит все контрольные и измерительные приборы «Транснефти». Магистральный нефтепровод — это объект особого контроля, тем более экспортный. Качество сдаваемой нефти тщательно отслеживается. Поэтому мне трудно поверить в то,

Мутное время

Как Украина переживет запрет Россией поставок нефти и нефтепродуктов и кто от этого выиграет?

Сергей Сержантов

ВВОД РОССИЕЙ САНКЦИЙ В ОТНОШЕНИИ УКРАИНЫ — ЗАПРЕТ ПОСТАВОК НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ — БЫЛ ВОСПРИНЯТ ПО-РАЗНОМУ. ПЕССИМИСТЫ ЗАЯВЛЯЮТ О СКОРОМ КОЛЛАПСЕ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ, ОПТИМИСТЫ СЧИТАЮТ, НИЧЕГО СТРАШНОГО НЕ ПРОИЗОЙДЕТ, РЫНОК ВСЕ ОТРЕГУЛИРУЕТ САМ. В КАКОЙ-ТО СТЕПЕНИ ПРАВЫ И ТЕ И ДРУГИЕ. НЕФТЯНОЕ СЫРЬЕ УКРАИНА НЕ ЗАКУПАЕТ В РФ УЖЕ ДАВНО, А СВОЮ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩУЮ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ СТРАНЫ КИЕВ РАЗРУШИЛ. НО СИТУАЦИЯ С ГОТОВЫМИ НЕФТЕПРОДУКТАМИ ИНАЯ: РОССИЯ ПОСТАВЛЯЕТ ДО ТРЕТИ ДИЗТОПЛИВА И СУГ ОТ ВСЕХ ПОТРЕБНОСТЕЙ НЕЗАЛЕЖНОЙ. В ВЫИГРЫШЕ ОТ САНКЦИЙ ОКАЗЫВАЕТСЯ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ И СБЫТОВОЙ БИЗНЕС КОЛОМОЙСКОГО: ЕГО ЦЕЛЬ — МОНОПОЛИЗАЦИЯ ВНУТРЕННЕГО РЫНКА И РОСТ ЦЕН.

Премьер-министр РФ Дмитрий Медведев 18 апреля 2019 года на заседании правительства объявил, что Россия прекращает экспорт нефти и нефтепродуктов на Украину: с 1 июня 2019 года вывозить из России на территорию Украины продукцию ТЭК можно будет только на основании специальных разрешений, которые будет выдавать Минэкономразвития. В этот перечень, помимо нефти, попали: прямой бензин, бензины товарные, дизельное топливо, пропаны, бутаны, прочие сжиженные газы (СУГ). Это был ответ на недружественный шаг Киева: за несколько дней до этого кабинет Украины расширил список запрещенных для импорта на территорию своей страны российских товаров.

В большинстве своем эксперты, как украинские, так и российские, утверждают, что «это убийственные санкции», мощнейший удар по украинской экономике. Киевский аналитик Андрей Ваджра говорит: «Учитывая, что Россия полгода назад заставила Белоруссию прекратить реэкспорт своей нефти в Украину, Киев останется вообще без каких бы то ни было поставок. Значит, бензин, солярка — все подорожает в 3–4

раза! А впереди посевная кампания, чем заправлять сельскохозяйственную технику? Я уже не говорю про то, что подорожание топлива ведет к удорожанию всего остального, всех товаров. Цены однозначно подскочат... Сейчас и без того очень тяжелый момент: в течение месяца Украина должна вернуть 1,5 млрд долларов долга кредиторам, хотя в казне нет таких денег, и где их взять, абсолютно непонятно. Не исключая, что через месяц правительство объявит технический дефолт».

В этом же духе высказывается экономист Сергей Лямец: «Мало кто понимает смысл этого решения. И зря. Это будущий транспортный коллапс. За пять лет нынешняя власть не сделала абсолютно ничего, чтобы слезть с нефтяной российской иглы. Наши машины ездят преимуще-

ственно на белорусском бензине. А вот поезда и танки — на российском дизеле. Виною всему жадность Порошенко и его окружения. Вместо того чтобы вкладываться в независимость страны, они зарабатывали на этих потоках», — написал эксперт.

Потеря нефти не страшна

Делая такие прогнозы и говоря о последствиях российских санкций, эксперты почему-то сваливают в одну корзину все виды углеводородных энергоносителей, что совершенно неправильно. Их необходимо разделить по видам и рассматривать по группам в отдельности, поскольку ситуация по каждой из них различна.

Запрет на продажу российской нефти никак не скажется на ухудшении экономики и энергоснабжении Украины. Не скажется по одной простой причине — ее уже несколько лет Киев практически не закупает, экономике страны она без надобности. Все последние годы Украина неуклонно снижала покупку российской нефти, особенно наглядно это проявилось после госпереворота. В 2015 году, через год после Майдана, использование нефти Украиной обвалилось в 4,9 раза — с 3,331 млн тонн в 2014 году до 678,6 тыс. тонн. В 2018 году, согласно данным

Мощности первичной переработки НПЗ Украины*

НПЗ	Мощность, млн т/г
Кременчуг	13,8
Лисичанск	12,0
Херсон	6,5
Одесса	2,9
Дрогобыч	2,9
Надворная	1,9

* Данные на 2013 год.
Источник: «Энергобизнес» Украины.

Росстата, объем уменьшился еще в 2,5 раза — Россия экспортировала туда 280 тыс. тонн «сырой нефти и сырых нефтепродуктов» (кодификация товара) на общую сумму всего \$117 млн.

Это очень маленькие объемы для такой большой страны, как Украина, если даже не рассматривать их в общем объеме транзита российской нефти в Европу. Например, по нефтепроводу «Дружба» экспортируется на европейские НПЗ порядка 10–12 млн тонн в год. Доля потребления в этом объеме Украиной — всего 2–3%.

Разрушение НПЗ

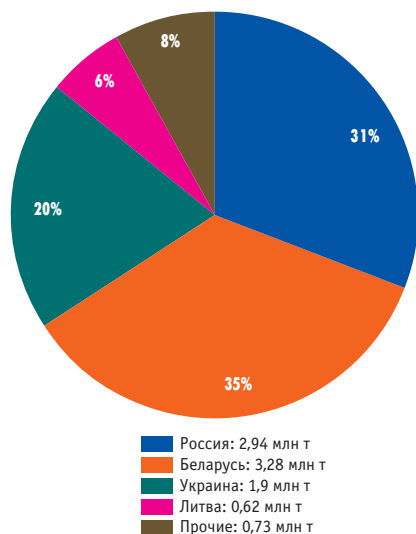
На протяжении последних 15 лет Украина практически полностью, иррационально и бессмысленно, ликвидировала свою нефтеперерабатывающую промышленность. НПЗ были единственными потребителями российской нефти, но на сегодня пять из шести некогда успешных заводов на Украине, способных производить нефтепродукты, закрыты, и в обозримом будущем их работа вряд ли будет восстановлена (см. «Постсоветский атлас НПЗ Украины»).

«Умершие» нефтезаводы восстанавливать либо невозможно, либо чрезмерно дорого. Так, завод «Роснафта» в Лисичанске (бывший Лисичанский НПЗ), по словам украинских аналитиков, «устарел морально и технологически». К тому же он находится всего в 20 километрах от линии фронта в Донбассе и частично разрушен военными действиями. Вариант с его реконструкцией украинские власти даже не рассматривают.

Два маленьких нефтезавода группы «Приват» Коломойского на западе Украины в городах Дрогобыч и Надворная (Дрогобычский и Надворнянский НПЗ) — откровенно старые, глубина переработки составляет менее 45%. Небольшие операции по переработке здесь продолжают за счет собственной добычи, однако она по объемам ничтожна, большей частью заводы стоят. На модернизацию каждого из них требуется не менее чем по \$800 млн.

Еще печальнее сложилась ситуация с нефтезаводами «Континиум» в Херсоне и «Держава» в Одессе (Херсонский и Одесский НПЗ) — на модернизацию каждого из них тре-

Структура поставок нефтепродуктов на рынок Украины в 2018 году



Источник: БД «Химия Украины».

буется до трех лет кропотливой работы и не менее миллиарда долларов каждому, которые в сегодняшней Украине взять просто неоткуда.

Оставшийся Кременчугский НПЗ работает на 25–30% своей мощности. Он контролируется Игорем Коломойским через компанию «Укртатнафта». В 2014 году он откачал из нефтепровода, обеспечивавшего Кременчугский и Лисичанский НПЗ, технологическую нефть, чтобы произвести топливо для ВСУ. В итоге часть мощностей двух огромных предприятий вышла из строя.

На завод Коломойского поступает каспийская нефть из Азербайджана, которая разгружается в морских портах Черного моря и затем транспортируется по железной дороге. Ранее Украина покупала нефть в

Казахстане, но на сегодня Казахстан предпочитает другие маршруты (КТК, порты Грузии, Турции и пр.) и поставки снизились.

Сверхзависимость от нефтепродуктов «агрессора»

Загубив собственные НПЗ, Украина переориентировалась на импортные нефтепродукты, которые составляют 80–85% от общего объема потребления страной, причем 30–35% — из России. Еще один крупный поставщик — Белоруссия (35%), нефтепродукты поступают в основном с Мозырского НПЗ, расположенного на границе с Украиной. Еще около 10% поступают из Литвы с Мажейкяйского НПЗ (см. «Структура поставок нефтепродуктов на рынок Украины»). Все белорусские и литовские нефтепродукты изготовлены из российской нефти.

По данным Госслужбы статистики Украины, потребление моторных топлив в 2018 году составило около 10,4 млн тонн, увеличившись на 1,6% к 2017 году. Драйверами роста выступили дизельное топливо (+10,1%, или 600 тыс. тонн), СУГ (+10,6%, или 165 тыс. тонн) и авиакеросин. Продажи бензина сократились на 3,9% (см. «Динамика поставок моторных топлив на рынок Украины»).

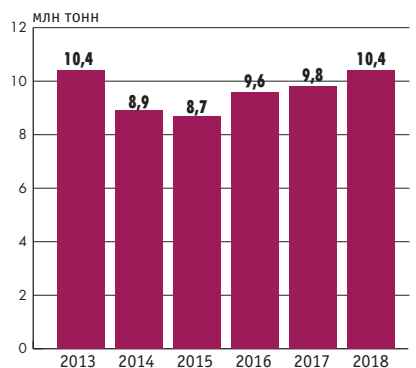
Рост потребления дизтоплива и сжиженного газа в последние годы достигался в основном за счет наращивания поставок из России. В 2018 году поставлено около 2,7 млн тонн российского дизтоплива, что является абсолютным историческим рекордом (в 2013 году чуть менее 2 млн). На дизтопливо приходится крупнейшая доля в балансе страны — 41–43%, сжиженный газ — 29,1% от общего объема. Бензинов из России Украина ввозит мало, этот сегмент занимает Белоруссия.

Исходя из сказанного, очевидно, что из всего запрещенного Россией перечня наиболее критичны для экономики Украины, обеспечения ее энергобезопасности и энергоснабжения дизельное топливо и СУГ.

Возникает естественный вопрос: как, почему и зачем Украина разрушила собственные НПЗ и перешла на импортные нефтепродукты?

Помимо очевидных причин — политики, некомпетентности вла-

Динамика поставок моторных топлив на рынок Украины



Источник: БД «Химия Украины».

сти, недалековидного бизнеса, коррупции и общего хаоса, — есть еще один ответ на этот вопрос: введение тотальной рыночной экономики на Украине в отсутствие устойчивых регуляторных механизмов сыграло злую шутку с нефтеперерабатывающей промышленностью — она про-

сто стала не нужна (см. «Переработка на покупном сырье невыгодна»).

Старое оборудование НПЗ производило дорогие и некачественные нефтепродукты, которые не могли соперничать с привозными. С началом функционирования открытого

рынка в стране импортные бензины, солярка, СУГ и пр. оказались дешевле местных и массово хлынули на емкий украинский рынок.

Теоретически для экономики дешевые энергоносители — это благо. Но с точки зрения энергетической безопасности страны зави-

ПОСТСОВЕТСКИЙ АТЛАС НПЗ УКРАИНЫ

Надвоярский и Дрогобычский НПЗ расположены на западе Украины. Заводы старые — построены до революции, прошли модернизацию после ВОВ. Фактически остановлены в 2005–2007 годах и с тех пор работают лишь эпизодически. Уже тогда их экономическая эффективность и качество выпускаемого топлива не отвечали минимальным требованиям времени. Заводы невозможно модернизировать, дешевле снести и построить на их месте новые.

Надвоярский НПЗ в 2008 году работал на 15% своей мощности, переработав 280 тыс. тонн нефти. В 2009 году остановлен. По состоянию на май 2016 года основным владельцем завода оставалась финансово-промышленная группа «Приват» Коломойского.

Дрогобычский НПЗ в 2011 году работал на 7% своей мощности, переработав 200 тыс. тонн нефти. С 2012 года остановлен.

Херсонский НПЗ, завод довоенной постройки, реконструирован в 1951 году, мощность — 6,5 млн тонн. В 1999 году к управлению были привлечены российская «Группа Альянс» и казахстанские инвесторы. Были налажены поставки нефти, это позволило продлить на несколько лет жизнь предприятия. В 2005 году остановлен для модернизации, с тех пор больше не работал. На момент остановки глубина переработки составляла около 48%, выход светлых нефтепродуктов — порядка 45%. Проект строительства на его месте нового НПЗ оценен в \$2 млрд.

Одесский НПЗ, завод довоенной постройки, в 1949–1950 годах восстановлен, мощность — 2,5 млн тонн. Выход светлых нефтепродуктов на начало 90-х годов — ниже 50%. С 1998 года «ЛУКОЙЛ» стал одним из поставщиков нефти, а позже крупнейшим акционером, консолидировав 86% акций НПЗ.

«ЛУКОЙЛ» пытался улучшить работу НПЗ, отправляя выпускаемые неликвиды на углубленную переработку на свои НПЗ в Болгарии и Румынии.

В октябре 2010 года поставки нефти на завод были остановлены, а само предприятие фактически прекратило работу. Позже «ЛУКОЙЛ» продал НПЗ украинскому бизнесу. Модернизация завода из-за его малой мощности не имеет смысла.

Лисичанский НПЗ («ЛИНИК») в свое время был одним из самых крупных заводов в Европе — его проектная мощность составляла 24 млн т/г. Однако половину мощностей завод потерял еще к моменту приватизации, в конце 1990-х, когда его приобрела ТНК-ВР. Компания перерабатывала на оставшихся мощностях свою нефть, но капитальной модернизацией не занималась. Завод остановился весной 2012 года из-за неэффективности. «Роснефть», получившая НПЗ с активами ТНК-ВР, начала его капремонт, из которого он так и не вышел на фоне начавшихся военных действий в регионе. Часть его объектов разрушена, а из трубопровода группой Коломойского выкачана технологическая нефть.

Кременчугский НПЗ «Укртатнафты» — единственная оставшаяся надежда на возрождение украинской нефтепереработки. Завод расположен в центре страны, проектная мощность — 16 млн т/г, реальная — около 10,5 млн т/г. В 1994 году акционером НПЗ стала «Татнефть», для управления заводом была образована компания «Укртатнафта». В 2007 году завод был захвачен группой «Приват» Коломойского. Владея изначально 1% акций, она быстро «отжала» у «Татнефти» 56% акций «Укртатнафты» и стала фактически единоличным хозяином завода. Еще 43% находится в собственности НАК «Нафтогаз Украины».

При нынешнем состоянии украинской экономики завод способен самостоятельно обеспечить страну нефтепродуктами, но требует модернизации на \$1 млрд. Однако Коломойский и Ко не вложили в НПЗ ни доллара. Платить и вкладывать — не свойственно его стилю ведения бизнеса.

Деятельность Кременчугского НПЗ поддерживается на уровне 20–30% от существующих мощностей: он снабжает розничную сеть АЗС «Укртатнафты». Однако запас прочности завода без модернизации снижается, и насколько его хватит — неясно.



симось нефтепродуктового рынка на 32–35% от поставок со стороны «агрессора», за какового сегодня Украина принимает Россию, — это нонсенс и большая опасность.

Интересы Коломойского совпали с санкциями России

Многие эксперты и участники нефтепродуктового рынка Украины пришли в ужас от ожидаемых последствий ввода санкций. Одной из первых отреагировала принадлежащая Игорю Коломойскому компания «Укртатнафта»: это «может привести к коллапсу в украинской экономике и подорвать национальную безопасность».

«Укртатнафта» также обратила внимание госорганов Украины на необходимость немедленной разработки и внедрения комплекса мер «по устранению налоговых и других преференций», которые распространяются на поставки нефтепродуктов из РФ.

Одновременно «Укртатнафта» подтвердила свои намерения и возможности стабилизировать ситуацию на украинском рынке путем увеличения переработки каспийского сырья и готовностью обеспечить страну нефтепродуктами в полном объеме.

В унисон с «Укртатнафтой» звучали и голоса многих экономистов: отказ от поставок таких объемов топлива может привести к образованию колоссального дефицита, это чревато параличом транспортной системы и экономики в целом. Тем более в посевную. Нехватка топлива ударит по аграрному сектору — одному из «китов» украинской экономики. Кроме того, «для войны на Донбассе украинским танкам нужна солярка; солярка — российская, теперь она будет золотой», говорит Андрей Ваджра.

Сопредседатель Фонда энергетических стратегий Украины Дмитрий Марунич пошел еще дальше, заявив, что Россия установила контроль над экономикой Украины: решение России поставлять Украине уголь, нефть и нефтепродукты только по отдельным разрешениям наделило Москву «мощным рычагом влияния».

Однако не все так очевидно, как это представляют сторонники буду-

ПЕРЕРАБОТКА НА ПОКУПНОМ СЫРЬЕ НЕВЫГОДНА

Во времена СССР в стране была создана мощная нефтеперерабатывающая промышленность, сама Украина тогда добывала много сырья. Со временем месторождения истощились и Украина стала закупать нефть на стороне, НПЗ перешли на российскую нефть. Причем отдельные НПЗ были именно «заточены» под специальные сорта: Кременчугский НПЗ — под тяжелую нефть из Татарстана, Лисичанский — под западносибирскую.

НПЗ обычно принадлежат вертикально интегрированным компаниям с длинной производственной цепочкой, причем у многих с «заходом» в нефтехимию. Такие компании могут держать убыточные НПЗ в период высоких цен и получать прибыль в других сегментах: за счет дешевой добычи и продажи сырья, продажи горючего на собственных АСЗ и продуктов нефтехимии и т.д. Но это не относится к украинским НПЗ.

Почти сразу после распада СССР российские компании обратили внимание на ставшие убыточными украинские НПЗ. Для самой же Украины эти заводы были как «чемодан без ручки»: производить нефтепродукты невыгодно, ремонтировать, не говоря уже о модернизации, нет смысла: будущее заводов совершенно непонятно, какой смысл вкладывать средства в бесперспективные проекты...

Эти факторы позволили российскому ТЭК скупить дешево большие пакеты акций украинских НПЗ: «ЛУКОЙЛ» приобрел Одесский НПЗ, «Татнефть» — Кременчугский, ТНК-ВР — Лисичанский. Компании выбирали тот завод, который наиболее подходил им с точки зрения поставок сырья и сорта нефти.

Владение российскими компаниями украинскими НПЗ стало на какое-то время благом для местной нефтепереработки. Появились солидные инвесторы с деньгами и со своим сырьем. Украинские нефтепродукты экспортировались и в другие страны. А самое главное — проводилась модернизация заводов. Но заводам нужна была полная реконструкция, косметическое обновление могло лишь на несколько лет продлить жизнь устаревшему оборудованию.

Российская эра влияния на украинскую нефтепереработку стала сворачиваться в 2005 году и закончилась после Майдана, в 2014 году российско-украинские отношения резко ухудшились, начались военные действия Киева с ДНР/ЛНР.

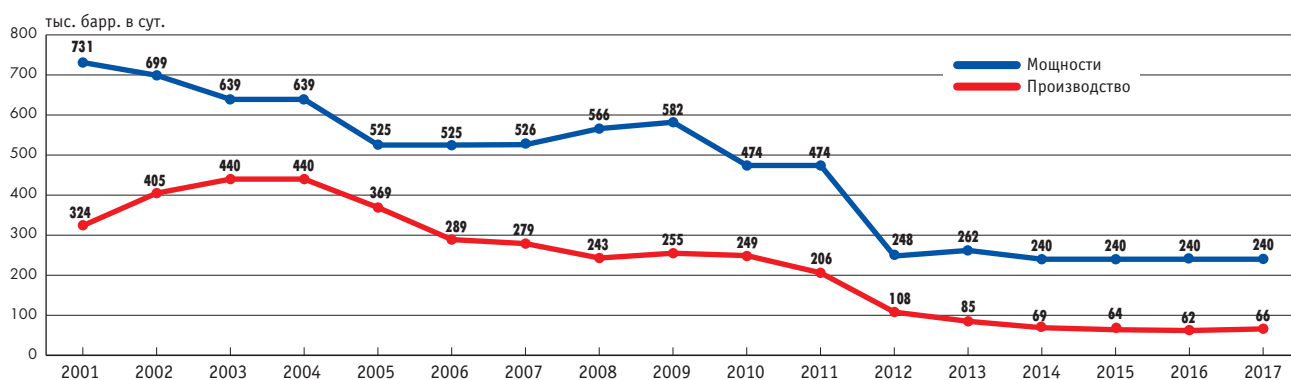
шего коллапса. Возьмем заявление «Укртатнафты»: оно выглядит противостоестественно в свете прежних предложений. Компания неоднократно предлагала (последний раз — в апреле 2018 года) законодательно ограничить поставки топлива из России и Беларуси. Суть предложения заключалась в том, чтобы установить для российского и белорусского топлива постепенно уменьшающуюся квоту поставок (начиная с 90–55 тыс. тонн бензина и 250–150 тыс. тонн дизтоплива в месяц) и повышенные спецпошлины (до 30%) с объемов, превышающих квоту.

Иными словами, г-н Коломойский еще год назад предлагал сделать то, что в этом апреле решило российское правительство. Истинная цель «Укртатнафты» образца 2018 года прозрачна — монополизировать рынок нефтепродуктов и поднять цены, а российские санкции стали хорошим для этого прикрытием.

Эксперты, придерживающиеся точки зрения будущего коллапса экономики, заявляют о росте цен на

нефтепродукты, который, по их словам, наблюдается все последние годы, но это не верно. Действительно, в 2018 году цены быстро росли, в сентябре был преодолен психологически сложный барьер в 30 грн./л на бензин А-95 и дизтопливо, а вскоре был достигнут и вовсе шокирующий уровень — 35,49 грн./л в «премиальном» сегменте. СУГ для автомобиля в начале ноября дорос до 16,99 грн./л. Однако это рекорды в гривне, которая быстро обесценивается. Цены нефтепродуктов на 90% имеют валютную привязку, а в долларах картина иная. Например, в начале 2014 года бензин стоил около \$1,37/л (11 грн. при курсе доллара 8 грн.), тогда как пик 2018 года добрался в лучшем случае до \$1,2/л (средняя цена — 33 грн./л при курсе 28 грн.). Также ощутимо дороже, чем сейчас, обходилось топливо до кризиса 2008 года, когда цены на нефть достигали \$147/барр. Украинские аналитики, похоже, пока не видят игру Коломойского и сосредоточены лишь на прогнозах и цифрах.

Переработка нефти и производственные мощности НПЗ Украины



Источник: BP Statistical Review.

Другой момент — мнения оптимистов. Так, директор консалтинговой группы «А-95» Сергей Куюн напомнил, что основные позиции украинского импорта из России — дизтопливо и сжиженный газ — занимают до 40% рынка. По его мнению, по дизелю замещение произойдет за счет поставок из Беларуси, морских поставок и увеличения объемов переработки на Кременчугском НПЗ. Можно ожидать роста цен в среднем на 1–1,5 грн./л. Примерно тот же сценарий по СУГ: замещение пойдет за счет поставок морем, из Казахстана и через западную границу из Европы. Прогнозируемый рост цен — на 2 грн./л. «Смертельного ничего нет, в итоге получим диверсифицированный и независимый от РФ рынок со своей нефтепереработкой», — говорит Куюн. С ним солидарен директор консалтинговой компании ExPro Consulting Геннадий Кобаль: «Украина будет покупать энергоресурсы немного дороже... Зато они будут поступать из других источников... Трейдинг такие задачи может решить без проблем за месяц-два».

Есть и третья сторона медали. Оптимисты могут оказаться русофобами, готовыми «на зло мамке уши отморозить», лишь бы не покупать ничего российского...

На сегодня сложно сказать, как на самом деле поведет себя рынок. С одной стороны, вывод 40% солярки и 30% СУГ — это большая потеря, найти полноценную замену в таком объеме сложно. С другой — оптимисты отчасти правы: выпадающие объемы Коломойский обещает закрыть увеличением выпуска топлива на Кременчугском НПЗ, и — теоретически — завод способен удовлетворить большую часть украинского

рынка. Правда, это потребует серьезной модернизации.

Предупреждение для Зеленского

Запрет продаж российских углеводородов на Украину — это еще не неотвратимость, не имеющая обратного хода. Россия оставила маневр для переговоров для нового президента страны Зеленского: поставки нефти и нефтепродуктов с 1 июня будут осуществляться по отдельным квотам.

«Все будет зависеть от позиции Киева, как будет себя вести украинская сторона... Конкретные решения будут приниматься ситуативно... Мы ведь ввели эти меры не на пустом месте, мы лишь отвечаем на враждебные действия Киева, который ввел ограничения на ввоз на свою территорию российских товаров», — говорит ведущий эксперт Фонда национальной энергетической безопасности Игорь Юшков.

С ним согласен Дмитрий Марунич: в мае он заявил, что пока не ожидает полного прекращения поставок. По его словам, крупные компании вроде «Роснефти» уже получают разрешение на экспорт топлива на Украину.

Пример заразителен, соблазн велик

Если с заменой российских нефтепродуктов на аналоги из Беларуси, Литвы и других стран более-менее все понятно (хотя, конечно, не до конца), то возникает еще один закономерный вопрос: а где возьмет нефть для своего Кременчугского НПЗ Коломойский? Очевидно, что самый дешевый маршрут — это поставки российской нефти по

магистральным нефтепроводам «Дружба». Остальные — через черноморские порты, железнодорожным транспортом — будут значительно дороже.

Олигарх жаден, он не любит не то что переплачивать, но и вообще платить, предпочитая брать даром. Не появится ли у него непреодолимое желание воспользоваться газовым опытом Украины и начать отбирать нефть из экспортных транзитных нефтепроводов?

В настоящее время сырьем для завода служит нефть и газовый конденсат компании «Укрнафта» вместе с нефтью, которая поставляется морем из Казахстана и Азербайджана. Но на нефтяном рынке может создаться ситуация (высокие цены, дефицит сырья у традиционных поставщиков и т.д.), когда закупать нефть Коломойскому будет невыгодно.

С приходом к власти Зеленского позиции Коломойского становятся несоизмеримо прочнее. Бизнесмен спонсировал президентскую кампанию Зеленского и рассчитывает, что новый президент сполна отработает вложения. Это происходит уже сейчас. В случае отбора нефти из «Дружбы» прикрытие и защита у «Укртатнафты» будут на самом высоком уровне.

Какие объемы нефти может взять НПЗ из транзитной трубы, предсказать невозможно. С 2014 года НПЗ не публикует информацию о своей работе. В 2017 году завод переработал около 2,5 млн тонн нефти. Для полной загрузки заводу за вычетом собственной добычи нужно 8 млн тонн. Как и чем будет заполняться эта дыра, остается только гадать.

Ташкент зовет на химию

как главный инвестиционный резерв нефтегазовой
отрасли Узбекистана

Игорь Ивахненко



В УЗБЕКИСТАНЕ НЕВЕЛИКИ ПЕРСПЕКТИВЫ ОТКРЫТИЯ НОВЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА И ТЕМ БОЛЕЕ НЕФТИ — ИХ СЛИШКОМ ДАВНО РАЗРАБАТЫВАЮТ. НО ЧЕМ СКУДНЕЕ, ТЕМ ЦЕННЕЕ ОСТАВШАЯСЯ РЕСУРСНАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДОВ, И ТЕМ БОЛЬШУЮ ПРИБАВОЧНУЮ СТОИМОСТЬ ХОЧЕТ СОЗДАТЬ НА НИХ ТАШКЕНТ, ВСЕМИ СИЛАМИ ЗАЗЫВАЯ ИНВЕСТОРОВ В ПРОЕКТЫ DOWNSTREAM С БОЛЕЕ ГЛУБОКОЙ СТЕПЕНЬЮ ПЕРЕРАБОТКИ И В НЕФТЕХИМИЮ.

Привлечь миллиардные иностранные инвестиции в газоперерабатывающую и газохимическую отрасль, а также в нефтяной downstream президент Узбекистана Шавкат Мирзиёев старается по нескольким направлениям. В апреле 2019 года постановлением «О мерах по дальнейшему реформированию и повышению инвестиционной привлекательности химической промышленности» он утвердил программу развития отрасли на 2019–2030 годы, которая предусматривает осуществление 31 инвестиционного проекта расчетной стоимостью более \$12 млрд.

Замысел охватывает создание производств нескольких десятков промежуточных и готовых товаров — от азотных удобрений до катализаторов и химических добавок для целого ряда отраслей, включая нефтегазовую. Отдельным блоком предусматриваются проекты по производству полимеров, которые Ташкент предполагает осуществить с участием национальной компании «Узбекнефтегаз».

Мирзиёев провозгласил, что с 2020 по 2030 год выпуск химической продукции в стране увеличится в 4,5 раза, в том числе минудобрений с 1,2 млн до 2,4 млн т/г, доля продуктов органической химии должна вырасти с 7% до 54%. Экспорт всей продукции газохимии и химии будет нарастен на 400%.

Досым Сатпаев, директор консалтинговой организации Kazakhstan Risks Assessment Group, напоминает, что американская исследовательская Boston Consulting Group подготовила обзор «Инвестиции в Центральную Азию: один регион, множество возможностей». В нем потенциал прямых иностранных капиталовложений в Центральную Азию оценен в \$170 млрд. По мнению Сатпаева, нынешние перемены в инвестиционном климате Узбекистана повышают конкурентоспособность страны даже по сравнению с Казахстаном, лидером по

привлечению зарубежных капиталовложений с момента распада СССР.

Основа есть

Остаточные извлекаемые запасы газа оцениваются более чем в 600 млрд м³ и могут увеличиться еще на несколько десятков миллиардов кубометров за счет вовлечения в разработку открытых, но не освоенных месторождений и залежей. В то же время в Узбекистане ежегодно добывается около 60 млрд м³, и поэтому официальный Ташкент очень заинтересован в создании максимально большой прибавочной стоимости на базе этого сырья. Понятно, что наиболее значительный эффект можно получить, используя газ в химическом производстве (см. также о газохимических проектах стран региона «Полимеры, удобрения, бензин», «НиК» №11, 2018).

Сложнее положение в нефтяной сфере: запасы жидких УВ составляют в Узбекистане менее 140 млн тонн, в стране нехватка

нефти и моторного топлива. Некоторые нефтеперерабатывающие мощности были построены более века назад, другие не модернизировались с момента их запуска, хотя и здесь есть некоторые подвижки.

Вынужденная модернизация

Узбекистан первым из всех постсоветских государств после обретения самостоятельности построил новое перерабатывающее предприятие. Шуртанский газохимический комплекс (ШГХК) вошел в строй в 2001 году и стал выпускать «революционный» для Центральной Азии продукт — полиэтилен. До того момента газоперерабатывающие заводы и установки производили отбензиненный и сжиженный газ, конденсат и серу. Поэтому появление данного предприятия можно считать началом нового этапа развития узбекского, да и всего центральноазиатского downstream.

Надо признать, что это была «вынужденная» модернизация

ОТ ОСУШКИ ДО СЖИЖЕНИЯ

В апреле 2018 года «ЛУКОЙЛ» запустил в Узбекистане Кандымский газоперерабатывающий комбинат мощностью 8 млрд м³/г. Завод выпускает очищенный и осушенный метан, пропан-бутановую фракцию, товарную серу. Приоритетным для российской компании является экспорт подготовленного газа по трубопроводу в Китай. Поэтому ни «ЛУКОЙЛ», ни официальный Ташкент не стали заморачиваться с глубокой переработкой газа. Тем не менее Кандымский ГПК сегодня является крупнейшим газоперерабатывающим предприятием Узбекистана, построенным в постсоветский период. И его запуск позволил стране переломить продолжительную тенденцию спада производства товарного газа.

Наиболее масштабный замысел в секторе газопереработки Узбекистана — строительство завода по выпуску синтетического жидкого топлива из очищенного метанового газа (технология gas-to-liquid, GTL). Проект получил название Oltin yo'l GTL («Золотой путь GTL»). Предприятие будет технологически связано с Шуртанским ГХК, который выпускает очищенный от серы метан. Планируется, что из 3,5 млрд м³/г этого полуфабриката завод будет получать около 1,5 млн т/г различных нефтепродуктов. Проект обсуждался с 2009 года, но конкретное развитие получил только в конце 2018 года.

В декабре «Узбекнефтегаз» подписал несколько соглашений о предоставлении \$2,3 млрд на строительство предприятия. Деньги выделила группа из 11 финансовых институтов, среди которых «Газпромбанк», Российское агентство по страхованию экспортных кредитов и инвестиций, банки восточноазиатских стран.

отрасли: Ташкент в 1990-х годах испытывал трудности с платежеспособным экспортом метана и искал способы продавать газовые товары, не зависящие от монополизма трубопроводных путей. ШГХК в определенной степени решил данную задачу: из 4 млрд м³/г сырья он получал более 125 тыс. тонн полиэтилена, 2,5 тыс. тонн пластиковых труб и узлов и другую продукцию. Но тогда основное решение газовой торговли Узбекистан все же нашел в традиционной схеме. Сначала с помощью известной в прошлом компании «Итера», а затем «Газпрома» Ташкент решил проблемы платежей за экспорт природного газа и перестал считать модернизацию downstream приоритетной задачей. Тем более что она требует многомиллионных, а то и миллиардных инвестиций.

Так что после шуртанского «всплеска» узбекская газопереработка развивалась опять по старинке — доведение газа и примесей до товарного состояния (см. «От осушки до сжижения»). Например, «Газпром» построил в 2006 году установку по переработке попутно-

го газа на нефтегазоконденсатном месторождении Кокдумалак мощностью 1,6 млрд м³. СП «Кокдумалак-Газ» (партнер — «Узбекнефтегаз») хотя и нарастило с тех пор свою ежегодную мощность в три раза, но производство так и ограничилось выпуском «сухого» газа, СУГ, конденсата и серы.

Кризис как драйвер

В памятном мировым экономическим кризисом 2008 году «Узбекнефтегаз» снова вспомнил об углублении переработки и продвинул проект, пылящийся несколько лет на полке. Драйвером послужило то, что на мировом рынке готовые товары подешевели меньше, чем сырьевые, что вновь подтвердило стратегическую выгодность их производства.

«Узбекнефтегаз» и консорциум корейских компаний в составе LOTTE Chemical Corporation, Korea Gas Corporation и GS E&R заключили в 2008 году учредительный договор о создании совместного предприятия Uz-Kor Gas Chemical, в котором стороны получили по 50% акций. СП должно было ввести в

разработку еще нетронутое газоконденсатное месторождение Сургиль и использовать его продукцию для загрузки запланированного к строительству Устиюртского газохимического комплекса заводов (УТХКЗ). Их пять: заводы по производству 400 тыс. т/г этилена, 380 тыс. т/г полиэтилена, 80 тыс. т/г полипропилена и еще два — по разделению газа и обеспечению энергоресурсами.

Однако цены на углеводородное сырье вновь начали существенно расти уже с 2009 года и опять снизили интерес к дорогостоящим проектам переработки на фоне приемлемых доходов от экспорта сырья. Кроме того, партнеры не могли договориться между собой: члены консорциума — о распределении инвестиционных обязательств, а иностранцы с властями — о получении льгот.

Но когда в 2013 году стартовала и стала нарастать очередная волна кризиса цен на сырьевые УВ, сургильский проект начал быстро продвигаться вперед. В следующие

Шуртанский ГХК — первое в Средней Азии газохимическое предприятие



Алхимия приватизации: условия передачи в частные руки химических предприятий Узбекистана

Предприятие	Акции для продажи, %	Стоимость, \$ млн	Условия сделки	Дополнительные условия
АО «Самаркандкимё»	100		Прямые переговоры	Организация безвредного производства
ООО Кунградский содовый завод	51	Не определена	Прямые переговоры	Увеличение мощности с 200 тыс. до 450 тыс. т/г соды, выпуск новой продукции
АО «Кукон суперфосфат заводи»*	95,54	4,3	Прямые переговоры	Увеличение мощности до 64 тыс. т/г, выпуск новой продукции
АО «Ферганаазот»*	51	По результатам торгов	Конкурсные торги	Увеличение мощности до 660 тыс. т аммиака, 600 тыс. т карбамида, 700 тыс. т аммиачной селитры, 530 тыс. т азотной кислоты; социальные обязательства
АО «Электрохимзавод»	26,14	По результатам торгов	Конкурсные торги	Неизвестны
АО «Жиззах пластмасса»	25	По результатам IPO	Проведение IPO	Неизвестны
ООО «Дехканабадский калийный завод»**	51	По результатам переговоров/торгов	Прямые переговоры. При отсутствии интереса — конкурсные торги	Инвестиции в развитие производства и инфраструктуры
ООО «Биринчирезинотехника»	51	По результатам торгов	Прямые переговоры. При отсутствии интереса — конкурсные торги	Выполнение ранее согласованных проектов, выплата ранее взятых кредитов

* Средства от реализации госдоли в АО «Кукон суперфосфат заводи» и АО «Ферганаазот» направляются в Фонд развития и поддержки организаций химической промышленности в качестве вклада государства в уставной капитал АО «Узкимёсаноат».

** Средства от реализации акций Дехканабадского калийного завода направляются на погашение его кредитов перед Фондом реконструкции и развития Республики Узбекистан.

Источник: правительство Узбекистана.

несколько лет на фоне сокращения стоимости сырья партнеры дисциплинированно обустроивали Сургиль и строили Устюртский комплекс. Его капитальное строительство завершилось осенью 2015. Еще предстояло отладить оборудование, «отшлифовать» режим эксплуатации. Но продукцию УГХКЗ начали экспортировать уже на опытной стадии — по мере отладки одной за другой установок.

Постановления «против» законодательства

Устюртский/Сургильский проект тоже можно оценивать как этапный в инвестиционной политике Узбекистана, поскольку в нем впервые в стране объединены промышленный и газохимический бизнесы. Приоритетной частью считается производство полимеров.

Характерно, что для осуществления данного проекта понадобилось семь (!) постановлений президента Узбекистана и еще несколько — премьер-министра, предоставивших существенные, значительные льготы участникам СП и их подрядчикам.

В стране имеется еще один крупный проект такого же плана — «25 лет Независимости», — который предусматривает добычу 5 млрд м³/г «жирного» высокосернистого газа, доведение его фракций и при-

месей до товарного состояния. А также производство из 1,5 млрд м³ примерно 500 тыс. т/г полиэтилена.

Проект осуществляется с равнодолевым участием «Узбекнефтегаза» и компаний, связанных с «Газпром». Контракт был подписан в 2017 году, разбуривание территории стартовало только весной 2019 года. Продвижение проекта тоже потребовало принятия нескольких постановлений.

С одной стороны, власти готовы поддерживать иностранных инвесторов, с другой — очевидно, что

«Навоиазот», АО «Самаркандкимё», АО «Ферганаазот», АО «Кукон суперфосфат заводи», АО «Аммофос — Максам», ООО «Дехканабадский калийный завод». А также проекты строительства завода по производству аммиака и карбамида в Янгиере и комплекса по производству фосфорных удобрений в Навоийской области.

Акции некоторых из этих активов готовы продать по «нулевой» выкупной стоимости, то есть на самом деле обменять собственность

ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО УЗБЕКИСТАНА НЕ СЛИШКОМ ДРУЖЕСТВЕННО К ЗАРУБЕЖНЫМ ИНВЕТОРАМ, ПОЭТОМУ РЕАЛЬНЫЕ СДЕЛКИ ТРЕБУЮТ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО «ТОЧЕЧНОГО» УЛУЧШЕНИЯ УСЛОВИЙ БИЗНЕСА

инвестиционное законодательство Узбекистана в целом не слишком располагает зарубежные компании к капиталовложениям. И реальные сделки требуют предварительного «точечного» улучшения условий для бизнеса. Очевидно и то, что того же потребуют и будущие соглашения.

Каждый по-своему

Сегодня Ташкент обозначил приоритетными для международного сотрудничества следующие предприятия: АО

на принятие инвестором обязательств выплачивать зарплату персоналу и вкладывать деньги в развитие производства. Доли в других АО будут продаваться, но также с отягощением в виде инвестиционных и социальных обязательств. В общем, почти у каждого газохимического и химического производства есть своя оригинальная модель продажи «потенциальным инвесторам». Одни активы будут продаваться-передаваться на конкурсах, иные — по результатам прямых перегово-



Устьюртский ГХК состоит из заводов по производству этилена, пропилена, политилена, вспомогательных предприятий

ров (см. «Алхимия приватизации»).

Для иностранного бизнеса это не слишком воодушевляющий подход, поскольку дает понять: некоторые, скорее всего наиболее ценные, активы уже отобраны для избранных, а не «потенциальных» инвесторов. Например, источники «ННК» в Ташкенте называют среди таких международный консорциум в составе Epsilon Development Company (США) и Epsilon Asia Limited

будет облегчен благодаря обещанию разведки. Так в нефтегазовом комплексе Узбекистана уже бывало (см. «За доверительные отношения», «ННК» №4, 2019).

Рискованные удобрения

Надо отметить, что газохимические и химические проекты, ориентированные на производство различных удобрений и органических соединений для сельского хозяйства, несут в себе неявные повыше-

более что одновременно президент поручил правительству не допустить повышения стоимости хлопка-сырца и зерна из-за удорожания удобрений.

Понятно, что такое «освобождение» цен обернется постоянным маневрированием узбекских властей между давлением то на аграриев, то на производителей удобрений. Но в обоих случаях это будет администрирование, а не сбалансирование рынка. И иностранные компании, вошедшие в газохимические и химические активы Узбекистана, окажутся перед лицом дополнительных экономических рисков...

Отдельной группой газохимических проектов идут те, которые президент Мирзиёев распорядился осуществить химической госкомпаниями АО «Узкимёсаноат» совместно с «Узбекнефтегазом» и иностранными компаниями. На этих будущих производствах планируется выпускать полимерную продукцию. Среди будущих предприятий — Бухарский газохимический завод, СП Uzindoramagaschemical.

Эти и другие мощности будут производить полиэтилентерефталат (ПЭТ), поливинилхлорид (ПВХ),

СОМНИТЕЛЬНЫЕ ИНВЕСТОРЫ ЗА НЕСКОЛЬКО ЛЕТ «РАБОТЫ» НА ОБЕЩАНИЯХ МОГУТ НАЙТИ В СТРАНЕ ДРУГИЕ АКТИВЫ И КОММЕРЧЕСКИЕ СХЕМЫ. В НГК УЗБЕКИСТАНА ЭТО УЖЕ БЫВАЛО НЕ РАЗ

(Гонконг). Он обещает в 2019–2023 годах инвестировать \$5,2 млрд в разведку пяти неосвоенных участков недр и открыть там запасы в 500 млн тонн н.э. Проблема только в том, что по меньшей мере некоторые из этих блоков уже исследовали иностранные операторы и признали их неперспективными. Но пять лет форы для работы в Узбекистане дают Epsilon возможность найти в стране активы и коммерческие схемы вне геологии, выгодные и эксклюзивные, доступ к которым

новые финансовые риски. Основные объемы этих продуктов направляются на внутренний рынок, и положение на нем, как уже было сказано ранее, определяется правительственным влиянием на цены. В том же самом апрельском постановлении Шавкат Мирзиёев распорядился, чтобы правительство в трехмесячный срок установило рыночное формирование цен на минеральные удобрения. Но сама формулировка этого решения выглядит экономическим оксюмороном. Тем

синтетический каучук, полистирол, полиуретан, полиол, акрилонитрил-бутадиен-стирол (АБС) пластика, полиакрилонитрил (ПАН). Вся продукция должна пойти на экспорт — и для окупаемости вложенных инвесторов, и для возвращения кредитов, которые привлекает и планирует привлекать Ташкент.

Фергана сдается в концессию

Существенные риски, скорее всего, присущи и нефтяному downstream, например проекту передачи в государственно-частное партнерство Ферганского НПЗ мощностью почти 6 млн т/г (**о данной модели сотрудничества см. «За доверительные отношения», «ННК» №4, 2019**). Это довольно древнее предприятие, поскольку его Алтыарыкский филиал был введен в строй еще в 1906 году.

Но главная проблема ФНПЗ заключается в ресурсной базе, так как он перерабатывает в основном местную нефть и природные битумы. А нефтяные запасы в Ферганском регионе сильно выработаны, притом что для добычи битумов у «Узбекнефтегаза» пока нет экономически оправданных технологий. Поэтому ФНПЗ загружен примерно на 30% от установленной мощности, а его основная продукция — низкокачественные масла и бензины с низким октановым числом и высоким содержанием серы АИ-78 и АИ-80. Спрос на них, впрочем, в

базе вторичной переработки нефтепродуктов.

Бухара — на модернизацию

Другой свой нефтеперерабатывающий завод, Бухарский, «Узбекнефтегаз», как собственник, намерен модернизировать сам. Он был построен в 1997 году, с тех пор не обновлялся, но все-таки является более рентабельным, чем Ферганский НПЗ. В Бухару, помимо узбекского сырья, отправляют конденсат из Туркмении и нефть из Казахстана, поэтому он загружен на 60% с

СУЩЕСТВЕННЫЕ РИСКИ ПРИСУЩИ МЕЖДУНАРОДНЫМ ПРОЕКТАМ НЕ ТОЛЬКО В НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ, НО И В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ УЗБЕКИСТАНА

лишним. Полученные нефтепродукты продают и в Узбекистане, и на премиальных рынках Афганистана и Таджикистана. В конце апреля 2019 года «Узбекнефтегаз» заключил контракт с южнокорейской SK Engineering & Construction о модернизации Бухарского завода на \$600 млн.

Узбеки рассчитывают, что завод выйдет на 100%-ю загрузку и это вкупе с модернизацией позволит ему перерабатывать 2,5 млн т/г нефти и конденсата. Выпускать он станет 1,2 млн т/г бензина стандарта Евро-5, 200 тыс. т/г авиакеросина, 750 тыс. т/г дизтоплива и 30 тыс.

\$550 млн. Но после того, как Шавкат Мирзиёев стал через год президентом и начал модернизацию экономики страны, переговоры о реконструкции БНПЗ пошли быстрее и даже рост стоимости проекта не помешал его санкционировать.

Мед с уксусом

Показательно, что Ташкент приостановил весной 2019 года строительство Джизакского НПЗ мощностью 5 млн т/г, о создании которого договорились в 2017 году «Узбекнефтегаз» и «Газпром». Новый завод планировалось загрузить

на 60% российской нефтью и на 40% — казахской. Но запуск такого завода привел бы к ожесточенной конкуренции Узбекистана с РФ и РК за среднеазиатский рынок, Афганистан и Пакистан. На рост сбытовых рисков не согласился никто. Поэтому реальным достижением «Джизака» стало открытие сети АЗС в Ташкенте, а недавно — получение в пользование топливозаправочного комплекса в крупном столичном аэропорту, которые снабжаются газпромовскими ГСМ. В результате сегодня «Узбекнефтегаз» получил долю в бензиновой выручке «Газпрома», а тот — доходную часть узбекского топливного рынка.

Описанные контракты и проекты показывают, что для продвижения своих планов Ташкент готов идти на самые разнообразные сделки и варианты партнерства. Это открывает новые возможности и для российских, и для других компаний. Но чем больше влияния и доли в собственности предлагает узбекская сторона, тем в более трудном производственном и экономическом положении находится данный актив. Такие нюансы в стране с не очень благосклонным к иностранным инвесторам правовым климатом значат не меньше, чем президентские обещания дать ценам, товарам и товаропроизводителям в Узбекистане рыночную свободу.

ДЛЯ ПРОДВИЖЕНИЯ СВОИХ ПЛАНОВ ТАШКЕНТ ГОТОВ ИДТИ НА САМЫЕ РАЗНООБРАЗНЫЕ СДЕЛКИ И ВАРИАНТЫ ПАРТНЕРСТВА

Узбекистане довольно велик, что гарантирует устойчивую, хотя и не очень большую выручку.

Сегодня у ООО «Ферганский НПЗ» есть проект модернизации, включающий создание нескольких новых технологических блоков. В частности, строительство установки изомеризации мощностью 100 тыс. т/г бензинов стандарта Евро-4 и Евро-5. Другие планы предусматривают создание мощностей по выпуску дизельного топлива такой же классности. А также для производства масел-пластификаторов для резиновой промышленности на

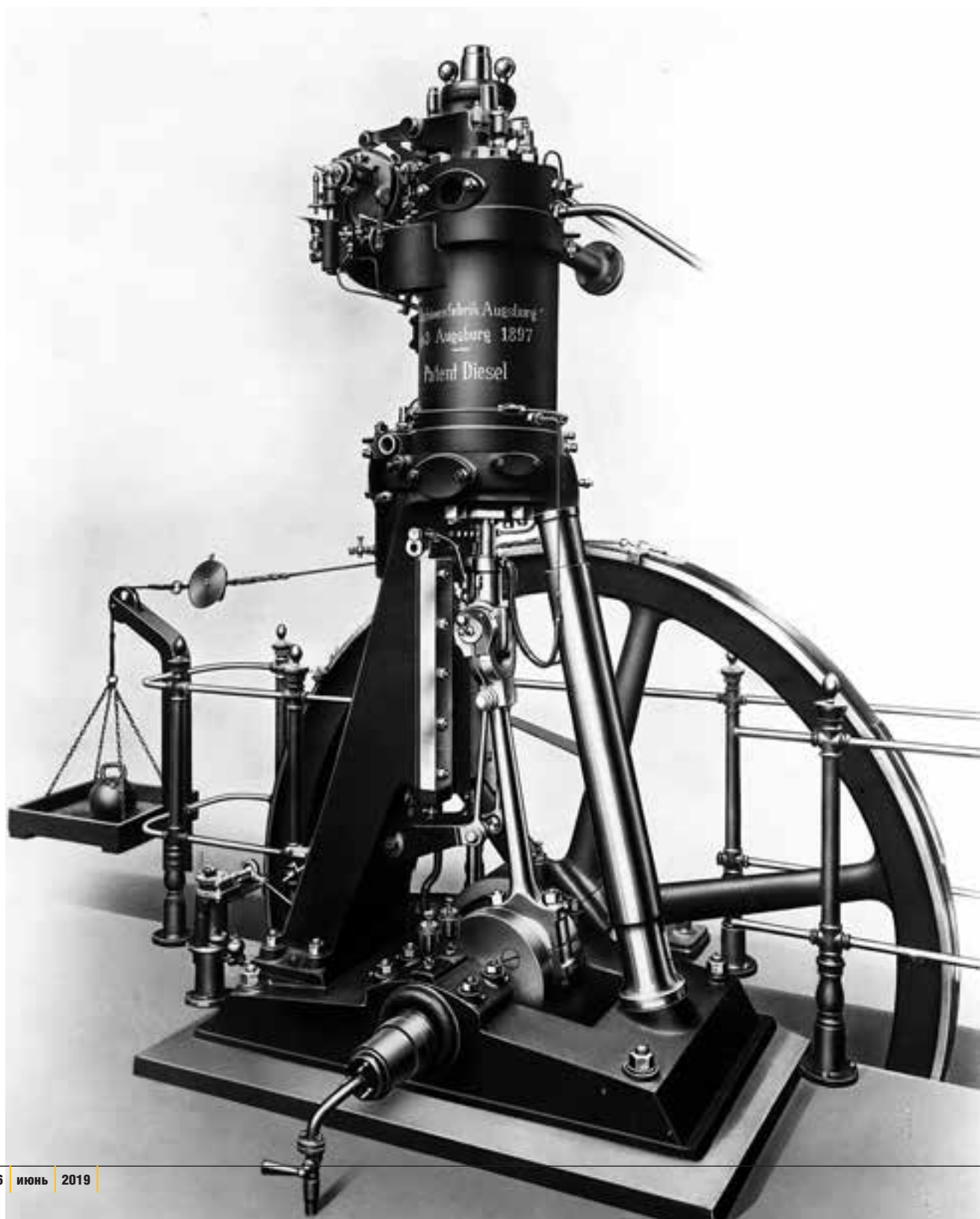
т/г мазута. Главные надежды с обеспечением БНПЗ сырьем связаны с казахской нефтью. Недропользователям из РК выгодно продавать бензин, полученный по давальческой схеме переработки сырья, в странах к юго-востоку от Узбекистана.

Несомненно, сделка по Бухарскому НПЗ была заключена в рамках нынешнего курса президента Мирзиёева на модернизацию всего нефтегазового downstream и связанной с ним химической отрасли. Контракт с корейскими компаниями начал обсуждаться еще в 2016 году, и его сумма оценивалась тогда в

Русский дизель,

или с чего начиналась эра нефтяного моторного топлива

Мария Славкина | доктор исторических наук



В 1892 ГОДУ НЕМЕЦКИЙ КОНСТРУКТОР РУДОЛЬФ ДИЗЕЛЬ ЗАПАТЕНТОВАЛ НОВЫЙ ДВИГАТЕЛЬ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ. СПУСТЯ 7 ЛЕТ ЭММАНУИЛ НОБЕЛЬ ПРИОБРЕЛ ПРАВА НА ПРОИЗВОДСТВО ДИЗЕЛЬНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ИМПЕРИИ. ИМЕННО ЗДЕСЬ НЕМЕЦКОЕ ИЗОБРЕТЕНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНО МОДЕРНИЗИРОВАЛИ. ТОПЛИВОМ РУССКОГО ДИЗЕЛЯ СТАЛА СЫРАЯ НЕФТЬ, А САМ ДВИГАТЕЛЬ НАЧАЛИ ПРИМЕНЯТЬ НЕ ТОЛЬКО НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ, НО И В СУДОХОДСТВЕ. ФАКТИЧЕСКИ ЭТО И БЫЛО ОДНИМ ИЗ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ ИЗОБРЕТЕНИЙ, КОТОРЫЕ ДАЛИ СТАРТ НЫНЕШНЕЙ ЭРЕ ДВС И УГЛЕВОДОРОДНОГО МОТОРНОГО ТОПЛИВА. ТОГДА У РОССИИ БЫЛИ ВСЕ ШАНСЫ ЗАНЯТЬ ЛИДИРУЮЩИЕ ПОЗИЦИИ В ТЕХНИЧЕСКОМ ПЕРЕОСНАЩЕНИИ ВСЕЙ ЭКОНОМИКИ...

Двадцатый век вошел в историю энергетики как век нефти. Если в 1900 году на долю нефти в мировом энергетическом балансе приходилось около 3%, то через 50 лет — уже 23,8%, а еще через 50 лет, к концу столетия, — почти 40%. Добыча нефти росла ошеломляющими темпами. В 1900 году в мире было добыто чуть менее 20 млн тонн нефти, а к концу XX века добывалось уже порядка 3548 млн тонн в год.

Столь масштабная трансформация была связана с принципиально новой ролью, которую стала играть нефть в мировом хозяйстве. Если прежде нефть использовали почти исключительно как источник для получения осветительного масла — керосина (керосиновая эпоха), то в XX веке нефть превратилась в источник топлива для моторов. Автомобиль, самолет, танк, трактор, моторы для промышленности в эпоху индустриального производства — все это было немыслимо без нефти. Требовалось все больше нефтяного топлива.

Одним из прорывных изобретений, которые открыли эру моторов, был дизельный двигатель. Спроектированный Рудольфом Дизелем для использования на промышленных предприятиях, этот агрегат в считанные годы оказался востребованным по всему миру. Но именно в России дизельный двигатель получил мощный импульс развития, войдя в мировую историю технологий как явление «русский дизель».

«Исходный рубеж»

Немецкий конструктор Рудольф Дизель 16 февраля 1898 года писал жене: «Запомни сегодняшнюю дату — это день заключения моего союза с Нобелем и, по



**Рудольф Кристиан Карл Дизель
(1858–1913)**

всей вероятности, исходный рубеж для событий, которые потрясут весь мир...»

Речь шла о достигнутом соглашении, согласно которому изобретатель-промышленник передавал тогдашнему главе компании «Браннобель» Эммануилу Нобелю патентные права на производство дизельных двигателей на территории Российской империи. Срок соглашения — до августа 1912 года. Стоимость контракта составила 800 тысяч марок, из них 600 тысяч выплачива-

лись Дизелю наличными, остальное — акциями вновь созданного общества «Русское общество моторов Дизеля» (РОМД).

По мысли Рудольфа Дизеля, Российская империя, где добывалась половина всей нефти в мире, могла стать одним из главных центров «новой моторной цивилизации».

Ничего не изобрел?

Изобретение Дизеля с трудом пробивало себе дорогу. Конструктора упрекали в том, что он ничего не изобрел, а всего лишь «довел до ума». Действительно, идея создания рационального двигателя внутреннего сгорания буквально витала в воздухе весь XIX век. Конструкторы один за другим старались создать новый, более мощный, экономичный и надежный в эксплуатации двигатель. Но каждый новый образец по тем или иным своим характеристикам не оказывался оптимальным для того, чтобы технический переворот свершился. Это произошло у модели Рудольфа Дизеля.

Считается, что он увлекся проектом нового двигателя, еще будучи директором парижского холодильного завода. В 1889 году, потрясенный павильоном машиностроения на Всемирной выставке в Париже, он уволился с завода и вернулся в Германию, где спустя три года оформил патент на новую модель

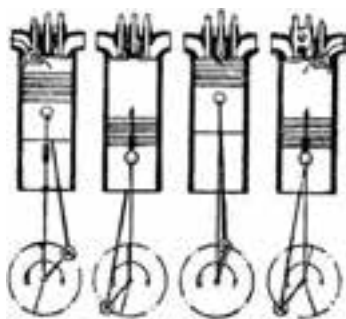


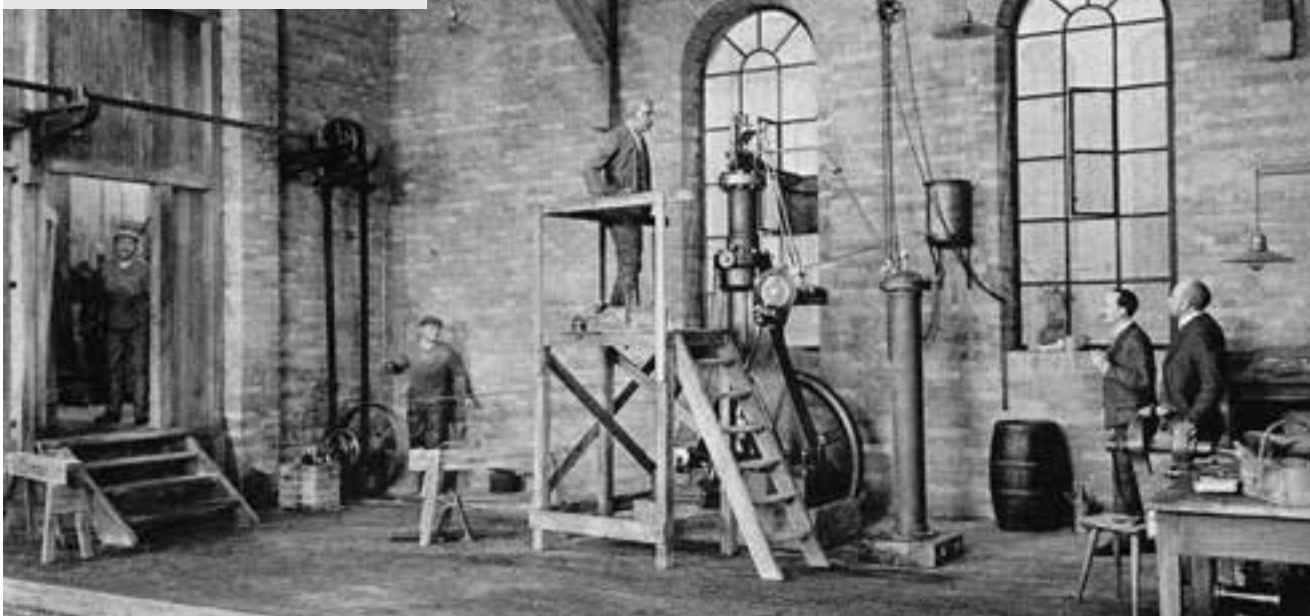
Схема работы двигателя по циклу Дизеля (патент 1892 года): засасывание воздуха при первом такте; сжатие чистого воздуха при обратном ходе поршня — второй такт; поступление горючего при начале третьего такта — рабочий ход; четвертый такт — выхлоп

теплого двигателя, которая стала называться его именем. 34-летний Рудольф Дизель пребывал в восхищении: «Моя идея настолько опережает все, что создано в этой области до сих пор, что можно смело сказать... я иду впереди лучших умов человечества по обе стороны океана!»

Суть новаторства Дизеля состояла в том, что он решил сжимать в цилиндре двигателя чистый воздух, а не горючую смесь. Когда давление в цилиндре и температура достигали нужных показателей, в цилиндр под высоким давлением подавалось топливо, которое тут же воспламенялось. Расширяясь, газы двигали поршень. Благодаря такому решению предполагалось значительное повышение КПД двигателя, кроме того, не требовалась система зажигания.

С предложением построить экспериментальный двигатель Дизель обратился к руководству Аугсбургского завода (с 1904 года известного как MAN). После сложных переговоров дирекция предприятия согласилась. Поначалу дело шло трудно. Первый построенный двигатель так и не заработал. При испытании второго прогремел взрыв (к счастью, обошлось без жертв). Затем эту же конструкцию доработали и двигатель проработал около минуты, что считалось боль-

Первый двигатель внутреннего сгорания Рудольфа Дизеля



КОЛОМЕНСКИЙ ЗАВОД: НЕ КОНКУРЕНТ, А СОРАТНИК

В первые годы XX века в Российской империи быстро рос спрос на дизели. Удовлетворить потребности рынка в новых машинах один завод Нобеля уже не мог, да он и не ставил перед собой такую задачу. С 1902 года в Россию начал ввозить свои моторы Аугсбургский завод. В следующем году Эммануил Нобель обратился с обстоятельным письмом ко всем русским машиностроительным заводам, в котором предлагал им начать у себя изготовление новых нефтяных двигателей.

Предложением воспользовался лишь Коломенский машиностроительный завод, которому в июле 1902 года «Русское общество моторов Дизеля» продало права пользования патентами №261, 4082 и 4083. Это были лицензии на «моторы постоянные и переменные всех величин и сил, какие могут быть осуществлены». В том же году на Коломенском заводе был создан отдел двигателей Дизеля, и уже в 1903 году был построен первый одноцилиндровый дизель мощностью 18 л.с.

Коломенский завод стал вторым в России, после завода Нобеля, изготовителем двигателей системы Дизеля. С 1904 по 1914 год коломенские дизели различной мощности были установлены на 85 промышленных объектах и 100 электростанциях.

шим успехом. Наконец, в начале 1895 года был собран третий образец. Он оказался вполне рабочим и содержал все базовые узлы современных дизельных двигателей.

Двигатель Дизеля произвел на современников большое впечатление. КПД паровой машины редко удавалось поднять выше 10%. А у нового двигателя Дизеля этот показатель был 26%. В 1897 году началось массовое производство дизельных двигателей. Ведущим предприятием по их выпуску стал тот самый Аугсбургский завод, на котором проводились испытания. Одновременно патент Дизеля начали приобретать крупные компании по всему миру: в Германии, Фран-

ции, Англии, Бельгии, Швейцарии, США. Заинтересовались изобретением Дизеля и в России.

Все дело в топливе

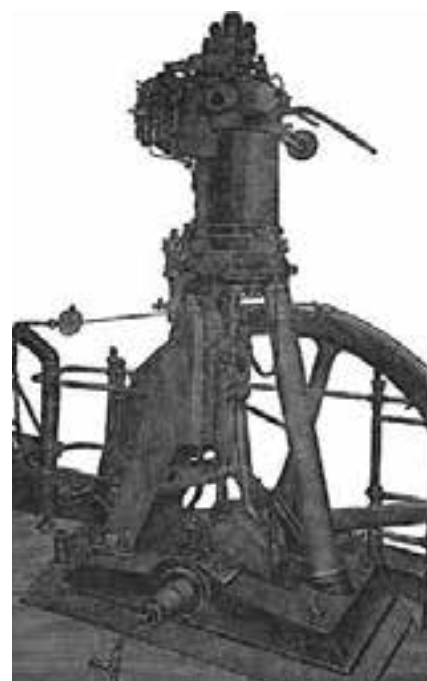
Переговоры с «русскими» длились несколько месяцев. Поначалу Рудольф Дизель к предложению Нобеля отнесся скептически. Дело в том, что на волне громкого успеха Дизель продавал патент на довольно «сырую» конструкцию. Он знал, что двигатель нужно еще «доводить», однако по условиям контрактов покупатели брали эту задачу на себя. Вследствие этого многое зависело от того завода, где планировалось производить двигатели. Требовалась невероятная точность при



**Первый опытный двигатель
Рудольфа Дизеля**



**Второй опытный двигатель
Рудольфа Дизеля**



**Третий «успешный» опытный
двигатель Дизеля, находящийся
ныне в Немецком музее в Мюнхене**

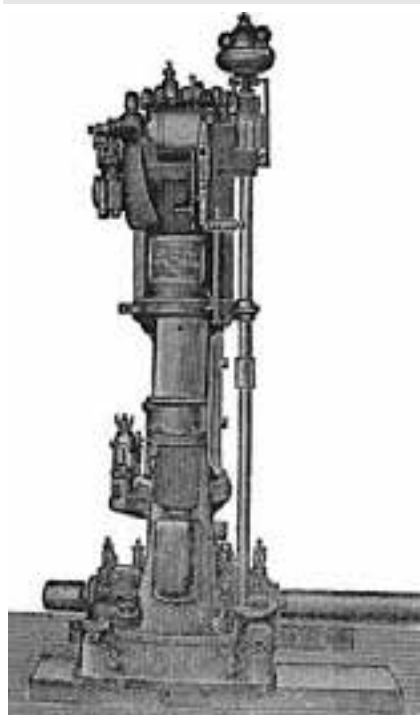
изготовлении. Предприятие, его оборудование, технический и административный состав — все имело огромное значение. Рудольф Дизель же считал, что машиностроение в России находилось отнюдь не на передовых позициях, и опасался дискредитации своего изобретения...

Эммануил Нобель терпеливо высушивал опасения изобретателя-промышленника и убеждал Дизеля в обратном. В его распоряжении имелся отлично подобранный состав шведских и российских инженеров и техников, работавших на заводе в Санкт-Петербурге. Он не только не опасался неудач, но и надеялся пойти значительно дальше в развитии дизелестроения. «Мы покупаем у Дизеля идею, а не выполнение, — говорил он главному инженеру завода. — Дизель указывает нам путь... Открытие сделано. Ваше дело — практически его использовать».

Первые промышленные установки Дизеля работали на керосине. Однако, изучив чертежи Дизеля, нобелевские инженеры пришли к выводу, что гораздо рациональнее строить дизельный двигатель с расчетом не на керосин, а на тяжелое топливо. Очень быстро группа специалистов сконструировала пер-

вый двигатель внутреннего сгорания, который работал на сырой нефти. Он был построен в 1898 году на Петербургском механическом заводе фирмы Нобелей, имел мощ-

**Первый двигатель Дизеля,
построенный заводом Нобеля, в 20
л.с., впервые в мире работавший на
нефти**



ность 25 л.с. и потреблял 240 грамм нефти на 1 л.с. в час.

В мире эта конструкция стала известна под названием «русский дизель», и именно она открыла перед немецким изобретением совершенно новые перспективы. Сырая нефть по сравнению с керосином значительно повышала экономическую привлекательность дизельных двигателей.

Новые рынки

Поначалу дизельные двигатели устанавливались на промышленных предприятиях. Размеры, конструкции, исполнение — все было заточено под эти нужды. Однако Эммануил Нобель, распоряжающийся огромной танкерной империей «Бранобелей», задумался о другом рынке сбыта для дизельных установок, а именно о судостроении.

В 1903 году для рейсов по Волге и Ладожским каналам была построена нефтеналивная баржа «Вандал». Судно доказало принципиальную возможность использования двигателей Дизеля в судостроении, однако выявило и серьезные недостатки. Дизельные двигатели не были напрямую связаны с гребными винтами. Винты двигались электродвигателями, которые

получали ток от трех электрогенераторов, работающих в паре с дизелями. Это было сделано для того, чтобы можно было менять режим и направление вращения винтов (так как дизельный двигатель не имеет реверса). Во время испытаний первый теплоход показал неплохие результаты, но использование такого привода требовало неоправданно больших затрат энергии.

Чтобы усовершенствовать двигатель, Нобель купил лицензию на двигательную установку итальянского инженера на русской службе Дель-Пропосто. Она давала возможность на переднем ходу связывать дизель непосредственно с винтом, а на заднем ходу подключать электрогенератор. В 1904 году такую систему двигателя установили на нефтеналивное судно «Сармат»: два дизеля по 180 л.с. и два электрогенератора. Судно показало себя с положительной стороны. Использование топлива уменьшилось в 5 раз в сравнении с паровым судном того же типа, и маневренность стала ничуть не хуже.

Но распространению теплоходов все еще мешала проблема отсутствия реверса у дизельного двигателя. Только в 1908 году инженерам Нобеля удалось создать двигатель с реверсировкой. Первый такой двигатель был установлен на подводную лодку «Минога» в 1908 году, сделав ее первой дизельной подводной лодкой. В нем были устранены обе проблемы: и невозможность запустить двигатель в крайних положениях коленчатого вала, и невозможность дачи заднего хода. Лодка хорошо прошла испытания, и вскоре второй такой двигатель был установлен на подлодку «Акула». После этого Нобель стал использовать дизели с реверсивным ходом на теплоходах.

Изобретение реверсивного дизельного двигателя стало переломным моментом в истории судостроения. После того как первые экземпляры таких двигателей успешно прошли испытания в России, они стали очень популярными. В 1911 и 1912 годах в Германии и Англии началось строительство первых теплоходов. В Дании в том же 1912 году был спущен на воду первый товарно-пассажирский теплоход «Зеландия». Весь мир следил

ПЕРВЫЕ ДИЗЕЛЬНЫЕ АВТОМОБИЛИ

Идея Дизеля использовать дизельные двигатели в автомобилестроении была успешно решена уже после его смерти. В 1920-е годы другой выдающийся немец-изобретатель Роберт Бош создал более совершенную конструкцию топливного насоса высокого давления, что позволило использовать дизельный двигатель в автомобиле.

Первый серийный грузовик с таким мотором был выпущен уже в 1924 году на территории Германии, а спустя пять лет американская компания Cummins впервые создала экспериментальный дизельный двигатель для легкового автомобиля.

Первой же серийной легковушкой с дизельным ДВС был Mercedes-Benz 260 D, выпускавшийся в 1936–1940 годах.



за его первым плаванием. Было подсчитано, что он дает 160 тысяч марок экономии в год по сравнению с использованием пароходов того же класса (он был водоизмещением 3200 тонн и грузоподъемностью 7400 тонн).

В хаосе

В Российской империи, однако, русский дизель ждала непростая судьба. В момент, когда дизельные установки должны были завоевать рынок, случилось то, что ни Дизель, ни Нобель не могли предусмотреть, заключая соглашение 1898 года. Революция, падение

нефтедобычи, быстрый рост цен на «черное золото» и сокращение его потребления. Трудно было представить более неблагоприятную ситуацию для того, чтобы осуществлять какую-либо технологическую перестройку.

Несмотря на то, что производство дизелей быстро росло, в масштабах страны их использование оставалось ограниченным. Вроде бы чего проще?! Нефть растет в цене. Уголь тоже недешев. У дров слишком маленькая калорийность. Так поставь дизельную установку, чей КПД гораздо выше, чем у паровой машины, вот и будет эффективность! Но это дополнительные вложения, инвестиции. А в стране — бардак, неопределенность. Бакинские промыслы охвачены пожара-

Нефтеналивная баржа «Вандал», доказавшая принципиальную возможность использовать двигатели Дизеля в судостроении



БЕНЗИНОВЫЙ ДВИГАТЕЛЬ И АВТОМОБИЛЬ

Другое техническое новшество, приведшее наряду с дизельными двигателями к моторной революции, — бензиновый двигатель, сделавший возможным быстрое развитие автомобилестроения. Официально первыми изобретателями в этой сфере признаны Готлиб Даймлер и Карл Бенц, а стартом автомобильной эпохи — 1885-1886 годы.

В Германии, однако, «самодвижущиеся экипажи» были восприняты критично. Горожан пугали хлопки от взрывов паров бензина в двигателе (его так и называли «взрывным двигателем»). Даймлеру пришлось испытывать повозки по ночам, на загородных дорогах. Бенцу вменили в обязанность перед каждой поездкой сообщать в полицию маршрут и места остановок, для того чтобы можно было привести в готовность пожарные команды.

Изобретатели продали свои патенты во Францию, благодаря чему Франция стала ведущей автомобильной державой, а автомобили, построенные по патентам Бенца и Даймлера или снабженные их двигателями, появились на рынке под марками французских фабрикантов. В самые последние годы XIX века были выпущены английские и американские машины.

В первое время автомобиль был для большинства населения чем-то нереальным, недостижимым и весьма непрактичным, в лучшем случае забавной диковиной. Но «взрывной двигатель» быстро совершенствовался, и автомобиль все больше превращался в атрибут роскошной жизни. Выражаясь современным языком, это был сегмент luxury, когда вместе с самим товаром продаются эмоции — удовольствие, престиж, восхищение. Владельцами автомобилей становились аристократы и богатейшие люди того времени.

Вскоре, однако, нашелся человек, который посмотрел на самодвижущийся экипаж с другой точки зрения. «Автомобиль для всех», — таков был девиз американца Генри Форда. Промышленник из Детройта начал выпускать простые и дешевые модели, ориентированные на средний класс, а благодаря внедренной в 1913 году конвейерной сборке за один год превратился в главного автопроизводителя. С подходом Форда позволить себе автомобиль мог и служащий в конторе, и профессор университета, и рабочий завода. Рост американской автопромышленности был беспрецедентным. Количество машин в Соединенных Штатах выросло с 8 тысяч в 1900 году до 1 млн 258 тысяч в 1913 году.

ми и беспорядками. В 1908 году в паровом котельном хозяйстве российской промышленности было сожжено 3,1 млн тонн нефтяного топлива, а в двигателях внутреннего сгорания — только 45 тысяч тонн. Меньше чем полтора процента.

Сложно дела шли и на военноморском флоте, с которым компания Нобелей связывала большое будущее, надеясь на госзаказ. Поначалу все складывалось удачно. Уже весной 1905 года русский дизель был установлен на броненосце «Андрей Первозванный». Сразу последовало еще несколько заказов... И казалось, военный флот Российской империи был «обречен» на то, чтобы первым совершить технологический рывок в новую эпоху. Однако проводить переоснащение вооруженных сил в смутные времена, да еще после огульного поражения в русско-японской войне, оказалось непросто. Дизели были дорогими — стоимость одной установки составляла порядка 360 тысяч рублей. Заказы Морского министерства поступали, но финансировались плохо. К тому же постоянно обсуждался топливный вопрос — что выгоднее: уголь или нефть, насколько безопасно делать ставку на жидкое «черное золото» и так далее и тому подобное. В результате, когда в преддверии Первой мировой войны Россия активизировала

перевод судов на дизели и нефтяное топливо, в значительной мере этот процесс носил уже догоняющий характер.

Загадочная кончина

Последние годы Рудольфа Дизеля были омрачены многочисленными судебными патентными процессами, болезнями и тяжелым финансовым положением. Так, он увлекся идеей облегченного дизельмотора для грузовых автомобилей, которому справедливо пророчил большие перспективы, поспешно организовал в Мюнхене «Общество малых двигателей Дизеля для серийного производства» и вложил в предприятие значительные средства. Однако финансовый кризис 1913 года привел его к полному банкротству.

В 1912 году Дизель по приглашению Общества американских инженеров посетил США, где ему был оказан блестящий прием. Но по возвращении на родину его ожидал новый виток травли. Крупные промышленники Германии были недовольны изобретением Дизеля.

Много лет они требовали от него двигатель, который работал бы на угольной пыли. Но все попытки уйти от нефти, запасами которой Германия не располагала, оказывались неудачными. Дизеля травили и ученые-инженеры. Во главе грязной кампании встал 80-летний бывший профессор в Аахене Людерс, написавший обширную книгу с насмешливым названием «Миф Дизеля».

29 сентября 1913 года Рудольф Дизель отправился из Антверпена на борту парохода «Дрезден» в Лондон на открытие нового завода британской компании Consolidated Diesel Manufacturing Co, которая производила двигатели его конструкции. На следующий день бельгийские рыбаки выловили в море тело хорошо одетого мужчины. Из-за начавшейся бури они не смогли доставить утопленника в порт и сбросили тело в море, предварительно сняв с него перстни. Сын Рудольфа Дизеля опознал кольца отца. Выдвигались версии о самоубийстве или убийстве Дизеля. Тайна смерти немецкого конструктора остается неразгаданной и по сей день.

Литература:

Гумилевский Л. И. Рудольф Дизель. М., 1993.

Лисичкин С. М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности. М.-Л., 1964.

Мовсумзаде Э. М., Самедов В. А. Бакинская нефть и военно-морской флот царской России. Уфа, 1996.

Россия и мировой бизнес: дела и судьбы. М., 1996.

ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, апрель 2019, тыс. тонн

Предприятия и организации	В апреле 2019	% к апрелю 2018	С начала года	% к периоду 2018
ПАО 'ЛУКОЙЛ'	6705,300	100%	27049,223	101%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь'	2789,231	98%	11277,111	99%
ООО СП 'Волгодеминойл'	39,120	105%	154,848	100%
ООО 'ЛУКОЙЛ-АИК'	131,706	97%	528,857	97%
ООО 'ПермТОИнефть'	16,956	97%	67,758	97%
ООО 'Турсунг'	6,394	94%	26,167	95%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть'	42,486	89%	173,172	88%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Коми'	1326,490	100%	5314,082	101%
ООО 'ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть'	612,117	110%	2457,879	117%
ООО ЛУКОЙЛ-Пермь'	1208,152	101%	4879,283	102%
ООО 'УралОйл'	47,309	105%	195,905	103%
ООО 'Южно-Сардаковское'	1,002	нет данных	3,506	163%
ООО 'РИТЭК'	484,337	102%	1970,655	102%
ПАО 'Роснефть'	16083,194	103%	64746,422	104%
АО 'Ванкорнефть'	1192,029	89%	4946,743	93%
ОАО 'Грознефтегаз'	6,390	81%	25,973	83%
АО 'Дагнефтегаз'	1,351	99%	5,271	93%
ООО 'РН-Сахалинморнефтегаз'	101,366	106%	396,498	103%
ООО 'РН-Ставропольнефтегаз'	61,718	87%	249,828	93%
ЗАО 'РН-Шельф Дальний Восток'	55,006	72%	198,698	59%
ОАО 'Роснефть-Дагнефть'	12,513	98%	49,757	105%
ООО 'Роснефть-Маланинская группа'	1,418	86%	6,105	87%
ОАО 'Роснефть' (Томская обл.)	2,994	51%	29,417	80%
АО 'Русско-Реченское'	2,822	нет данных	3,209	нет данных
ООО 'СевКомНефтегаз'	31,049	нет данных	111,179	нет данных
ООО 'Харампурнефтегаз'	106,944	нет данных	411,901	нет данных
ПАО 'Варьеганнефтегаз'	163,049	130%	627,327	124%
ПАО 'Востсибнефтегаз'	342,236	226%	1330,892	182%
ОАО 'ВЧНГ'	603,753	91%	2582,847	94%
ОАО 'РН Ингушнефть'	4,216	102%	16,863	98%
ООО 'РН-Краснодарнефтегаз'	53,770	90%	224,995	91%
АО 'НК 'Конданефть'	213,706	227%	844,574	280%
ОАО 'ННП'	324,531	112%	1290,303	112%
ООО 'РН-Пурнефтегаз'	286,034	81%	1146,804	82%
АО 'Роспан Интернешнл'	112,134	99%	463,954	100%
ПАО 'Оренбургнефть'	1178,834	103%	4758,376	103%
АО 'Самаранефтегаз'	971,284	105%	4016,428	109%
ОАО 'Самотлорнефтегаз'	1597,499	101%	6359,456	100%
ООО 'РН-Северная нефть'	210,087	88%	905,696	94%
ОАО 'Северо-Варьеганское'	39,836	114%	157,469	108%
АО 'Сузун'	181,224	48%	780,228	52%
ООО 'Таас-Юрях Нефтегаздобыча'	310,937	144%	1201,029	162%
ООО 'Тагульское'	102,111	108%	444,998	140%
АО 'РН-Няганьнефтегаз'	567,338	143%	2243,653	141%
ООО 'РН-Уватнефтегаз'	842,000	95%	3435,545	97%
ОАО 'Тюменнефтегаз'	62,980	188%	240,823	324%
ОАО 'Удмуртнефть'	496,561	99%	1988,751	100%
ООО 'РН-Юганскнефтегаз'	5832,355	102%	23204,333	101%
ОАО 'Корпорация Югранефть'	11,119	69%	46,499	78%
ПАО 'Газпром нефть'	3207,690	99%	12610,217	99%
ООО 'Газпромнефть-Восток'	134,547	99%	537,421	101%
ООО 'Газпромнефть-Хантос'	1022,963	90%	4069,005	89%
ООО 'Газпром нефть Оренбург'	224,311	108%	897,899	111%
АО 'ЮУНГ'	14,803	147%	57,726	144%
ООО 'Заполярьефть'	193,123	67%	781,862	73%
ПАО 'Газпром нефть'	10,251	1717%	16,075	244%
ООО 'Газпромнефть-Ангара'	4,263	1077%	8,980	217%
ООО 'Газпромнефть-Ямал'	648,666	132%	2573,743	116%
АО 'Газпромнефть-ННГ'	660,047	100%	2546,090	104%
ООО 'Газпром нефть шельф'	283,502	94%	1079,554	100%
ООО 'Меретояханефтегаз'	0,280	31%	0,280	29%
ООО 'Технологический центр 'Бажен'	10,934	нет данных	41,582	нет данных
ПАО 'Сургутнефтегаз'	4973,510	101%	20098,190	102%
ПАО 'Сургутнефтегаз'(УФО)	4209,860	101%	17045,270	102%
ОАО 'Сургутнефтегаз(Якутия)'	763,650	102%	3052,920	102%
ПАО 'Татнефть' им. В.Д.Шашина	2419,100	102%	9752,652	103%
ООО 'Татнефть-Самара'	27,222	97%	109,046	97%
ОАО 'Татнефть' им. В.Д. Шашина	2391,878	102%	9643,606	103%
ПАО АНК 'Башнефть'	1528,293	98%	6194,623	99%
ООО 'Башнефть-Добыча'	1328,766	99%	5378,874	100%
ООО 'Башнефть-Полюс'	90,080	100%	360,328	100%
ООО 'Соровскнефть(Бурнефтегаз)'	109,447	88%	455,421	91%
ПАО 'НГК Славнефть'	1115,436	102%	4610,865	105%
ОАО 'Славнефть-Мегионнефтегаз'	599,574	100%	2558,167	107%
ОАО 'Славнефть-Мегионнефтегазгеология'	22,017	145%	87,222	139%
ОАО 'ОНГ'	198,254	91%	807,076	91%

ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, апрель 2019, тыс. тонн

Предприятия и организации	В апреле 2019	% к апрелю 2018	С начала года	% к периоду 2018
ЗАО 'Объединенная геология'	0,000	0%	76,766	61%
ОАО НГК 'Славнефть'	65,827	97%	252,531	94%
ЗАО 'Славнефть-Красноярскнефтегаз'	67,096	222%	244,547	204%
ООО 'Славнефть-Нижевартовск'	162,668	126%	584,556	112%
ПАО НК 'РуссНефть'	576,615	99%	2330,710	100%
ОАО 'Варьеганнефть'	52,537	93%	212,732	95%
ОАО НК 'Русснефть'	524,078	100%	2117,908	101%
ОАО 'Саратовнефтегаз'	0,000	нет данных	0,040	нет данных
ОАО 'Ульяновскнефть'	0,000	нет данных	0,030	нет данных
АО 'Нефтегазхолдинг'	168,560	107%	670,629	105%
ООО 'ВТК'	26,982	110%	103,236	105%
ЗАО 'Колвинское'	28,691	128%	114,007	126%
ООО 'ННК-Саратовнефтегаздобыча'	1,206	125%	4,833	126%
АО 'Санеко'	25,836	121%	100,285	114%
ООО 'СН-Газдобыча'	1,404	65%	5,837	65%
АО 'Татнефтеотдача'	57,893	93%	231,235	91%
АО 'ННК-Печоранефть'	26,548	111%	111,196	118%
ИТОГО (Нефтяные компании):	36777,698	101%	148063,531	102%
ПАО 'Газпром'	1508,366	108%	6295,572	109%
ООО 'Сервиснефтегаз'	0,270	89%	1,077	81%
ООО 'Газпром добыча Краснодар'	20,642	114%	85,222	114%
ООО 'Газпром добыча Астрахань'	303,740	107%	1302,216	105%
ООО 'Газпром добыча Иркутск'	0,574	105%	2,609	111%
ООО 'Газпром добыча Оренбург'	12,766	89%	63,275	90%
ООО 'Газпром добыча Надым'	9,879	108%	41,796	109%
ООО 'Газпром добыча Ноябрьск'	2,154	125%	6,972	96%
ОАО 'Томскгазпром' (Востокгазпром)	109,949	93%	459,636	98%
ООО 'Газпром добыча Уренгой'	694,709	120%	2844,293	122%
ООО Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск	2,914	#DIV/0!	74,510	110%
ООО 'Газпром добыча Ямбург'	350,769	96%	1413,966	95%
ПАО 'НОВАТЭК'	696,826	114%	2805,333	114%
АО 'НОВАТЭК-Пур'	11,322	114%	48,615	118%
АО 'Евротэк'	0,167	66%	0,677	64%
ЗАО 'Тернефтегаз'	65,334	97%	260,121	97%
ООО 'ЯРГЕО'	265,895	92%	1087,715	94%
ООО НК 'Севернефть-Уренгой'	0,000	0%	4,305	16%
ООО 'Таркосаленнефтегаз'	128,125	97%	508,571	95%
ООО 'Юрхаровнефтегаз'	109,284	102%	433,621	100%
ОАО 'Ямал СПГ'	116,699	нет данных	461,708	нет данных
ПРОЧИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ				
АО 'Зарубежнефть'	264,637	106%	1076,105	109%
ООО 'РУСВЬЕТПЕТРО'	264,637	106%	1076,105	109%
ОАО 'НК' Нефтиса'	550,547	100%	2220,021	101%
Филиал компании 'Канбайкал Резерсез Инк.'	43,951	110%	172,592	105%
ООО 'ПИТ 'СИБИНТЭК'	52,162	86%	216,661	93%
ОАО 'Самараинвестнефть'	35,830	132%	147,691	136%
ЗАО 'Уралнефтесервис'	12,565	98%	51,613	98%
ООО 'Белкамнефть'	213,723	101%	851,085	101%
ОАО 'Комнедра(УПК Недр)	40,581	87%	172,320	91%
ОАО 'Новосибирскнефтегаз'	9,814	74%	40,600	72%
ООО 'Окуневское'	9,369	80%	37,557	73%
ООО 'Регион-й нефтяной консорциум'	60,193	100%	238,375	98%
ОАО 'Удмуртская нефтяная компания'	20,759	94%	83,307	94%
ОАО 'Уральская нефть'	1,619	108%	7,039	112%
ООО 'Юрскнефть'	49,981	112%	201,181	117%
ОАО 'Арктикгаз'	686,950	104%	2690,904	102%
ЗАО 'Нортгаз'	47,865	95%	193,811	91%
ООО 'Пурнефть'	6,743	123%	27,467	146%
АО 'СибинвестНафта'	0,111	нет данных	0,599	нет данных
ООО 'Тарховское'	20,568	93%	81,586	89%
ОАО 'Томскнефть ВНК'	632,682	91%	2692,446	96%
ЗАО 'Чепецкое НГДУ'	2,039	82%	8,153	83%
ООО 'Вукошурнефть'	1,789	176%	7,904	183%
ООО 'Геопрогресс'	41,810	131%	163,724	145%
АО 'Евротэк-Югра'	0,000	0%	0,816	123%
ООО 'Енисей'	19,251	101%	74,656	97%
АО 'Мессояханефтегаз'	420,674	121%	1659,949	123%
ОАО 'Нефттрейд-Удмуртия'	10,475	101%	43,126	113%
ОАО 'Норильскгазпром'	9,396	5191%	19,499	2526%
ЗАО 'Ойлгазтэт'	22,820	115%	94,305	117%
ЗАО 'Оренбургнефтеотдача'	9,306	114%	36,618	105%
ЗАО 'Печоранефтегазпром'	0,321	87%	1,614	97%
ЗАО 'Преображенскнефть'	17,441	91%	73,459	94%
АО 'Реимпэкс'	2,197	87%	8,736	83%
ООО 'РИД Ойл-Пермь'	4,931	198%	20,218	205%
АО 'Руснефтегаз'	0,450	202%	1,102	178%

ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, апрель 2019, тыс. тонн

Предприятия и организации	В апреле 2019	% к апрелю 2018	С начала года	% к периоду 2018
Компания 'Салым Петролеум Дев. Н.В.'	510,657	105%	2023,602	103%
АО 'Сибнефтегаз'	0,559	85%	2,505	92%
ЗАО 'Тиман-Печора Эксплорэйшн'	3,158	93%	11,541	96%
ООО 'Триас-С'	0,350	235%	1,142	192%
ООО 'Ульяновскнефтегаз'	2,904	90%	15,497	96%
ГУП РК 'Черноморнефтегаз'	3,239	91%	13,518	88%
В том числе независимые производители:	1998,901	106%	7995,253	105%
ООО 'Юкола-нефть'	27,401	101%	114,870	107%
ЗАО 'Арктикнефть'	2,929	92%	12,092	92%
ООО 'Динью'	0,738	118%	3,092	84%
ЗАО 'Дулисьма'	90,661	85%	367,137	83%
ООО 'ИНК'	525,915	104%	2135,649	105%
ЗАО 'Карбон'	0,701	110%	2,244	97%
ООО 'Компания Полярное Сияние'	21,862	92%	90,647	90%
ООО 'Нижеомринская нефть'	0,269	77%	0,863	61%
ЗАО 'Петросах'	3,184	86%	12,548	85%
ООО 'ЦНПСЭИ'	5,682	72%	23,387	76%
АО 'Южно-Аксутино'	0,242	97%	0,992	110%
ООО 'Азинское'	0,372	110%	1,469	107%
ОАО 'Акмай'	1,514	86%	6,374	90%
ЗАО 'Алойл'	31,261	108%	124,052	110%
ОАО 'АЛРОСА-Газ'	0,218	90%	1,322	88%
ООО 'Альянснефтегаз'	13,394	93%	49,885	83%
ООО 'БайТекс'	41,547	86%	167,322	84%
ООО 'Бенталь'	2,925	163%	10,950	156%
ООО 'Бесединское'	0,081	нет данных	0,742	нет данных
ООО 'Благодаров-Ойл'	6,675	94%	27,264	94%
ОАО 'Братскэкогаз'	0,135	86%	0,720	86%
ПАО 'Булгарнефть'	13,250	98%	52,582	98%
ООО 'Быковогаз'	0,671	нет данных	4,011	нет данных
ООО 'Веселовское'	0,473	105%	1,917	106%
ООО 'Ветла'	0,037	176%	0,179	141%
ЗАО 'Винка'	0,035	219%	0,120	68%
АО 'Вольновка'	0,129	нет данных	0,622	нет данных
ООО 'Газнефтесервис'	4,598	161%	21,000	154%
АО 'Геология'	12,790	96%	50,763	99%
ООО 'Георесурс М'	3,948	нет данных	13,796	нет данных
АО 'Геотех'	8,671	105%	34,460	103%
ОАО 'ГРИЦ'	11,656	101%	46,016	101%
ООО 'Густореченский участок'	35,633	772%	137,601	551%
ООО 'Дальпромсинтез'	5,882	134%	21,591	125%
ООО 'ДИАЛЛ АЛЪЯНС'	0,504	42%	3,098	58%
ООО 'Дубровинское'	0,122	58%	0,546	56%
ООО 'ЕвроСибОйл'	4,970	4689%	15,105	3537%
АО 'Елабуганефть'	1,500	22%	6,056	24%
ООО 'Западно-Новомолодежное'	0,345	22%	0,345	6%
АО 'Иделойл'	19,412	106%	78,620	107%
ООО НПФ 'Иджат'	0,091	66%	0,419	94%
ООО 'Инвест Трейд'	0,149	нет данных	0,149	нет данных
ОАО 'ИНГА'	10,189	83%	41,408	78%
ЗАО 'Ингеохолдинг'	1,355	75%	5,782	79%
ЗАО 'ИНК-Запад'	194,793	104%	777,873	104%
ООО 'ИНК-НефтегазГеология'	9,442	81%	37,931	86%
ЗАО 'Институт РОСТЭК'	0,232	102%	0,896	102%
ООО 'ИНТЭК-Западная Сибирь'	2,928	90%	12,048	94%
ООО 'Иреляхское'	3,837	228%	24,594	139%
ООО 'ИТАНЕФТЬ'	0,230	91%	0,939	96%
ОАО 'Каббалкнефететоппром'	0,023	74%	0,092	74%
ОАО 'Калининграднефть'	0,467	76%	1,744	76%
ЗАО НК 'Калмпетрол'	0,033	85%	0,120	74%
ООО 'Кама-Нефть'	0,211	91%	0,872	94%
ООО 'Камскойл'	2,488	нет данных	10,115	нет данных
ЗАО 'Кара-Алтын'	41,910	100%	174,810	103%
ООО 'Карбон-Ойл'	5,180	105%	20,164	113%
ЗАО 'Каюм Нефть'	36,284	131%	139,697	126%
ЗАО 'Колванефть'	21,821	109%	89,548	111%
ООО 'КомсомольскНефть'	2,056	183%	8,108	199%
АО 'Кондурчанефть'	5,985	102%	24,085	102%
ООО 'Косьюнефть'	4,741	106%	20,952	112%
ООО 'Кулигинское'	0,738	439%	2,792	397%
ЗАО 'Кэпитал Ойл'	0,846	74%	2,787	43%
ООО 'ГДК Ленскгаз'	0,057	59%	0,594	80%
ООО 'Луговое'	1,911	нет данных	7,663	нет данных
ООО 'ЛюксНефтеТрансДобыча(ГНТ)'	1,576	нет данных	5,582	нет данных
ЗАО 'МакОйл'	1,540	140%	5,705	124%
ООО 'Матюшкинская вертикаль'	3,082	180%	12,362	193%
ОАО 'Меллянефть'	5,625	106%	22,450	94%

ДОБЫЧА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ В РОССИИ, апрель 2019, тыс. тонн

Предприятия и организации	В апреле 2019	% к апрелю 2018	С начала года	% к периоду 2018
ООО 'МНКТ'	38,802	102%	152,357	100%
ООО 'Мултановский'	12,604	34%	50,153	37%
ООО 'НГК 'Горный'	13,383	107%	49,863	119%
ОАО 'Негуснефть'	15,703	101%	62,007	102%
ООО 'Недра-К'	11,076	140%	42,077	108%
ОАО 'Нефтебурсервис'	0,201	101%	0,818	97%
ОАО 'Нефтегазопромисловые технологии'	нет данных	нет данных	0,028	38%
ЗАО 'НефтУс'	13,456	93%	56,486	92%
ОАО 'Нефтьинвест'	2,792	99%	11,405	93%
ООО 'НК 'Атамановка'(Нефть-Сар.)	0,493	196%	1,726	142%
ООО 'НК 'Балаковское'	0,498	82%	2,145	98%
ООО 'НК-Геология'	15,670	нет данных	63,768	нет данных
ООО 'НК 'Действие'	0,730	164%	4,672	279%
ООО 'НК 'Казанла'	0,044	110%	0,178	120%
ООО 'НК 'Развитие Регионов'	3,168	74%	13,316	77%
ООО 'ННК'	0,554	113%	1,937	117%
АО 'Новая Печорская Энергетическая Компания'	1,968	нет данных	7,324	нет данных
ОАО 'Нократойл'	0,480	103%	1,970	106%
ООО 'Норд Империл'	3,873	94%	15,377	99%
ЗАО 'Нэм Ойл'	9,561	101%	38,115	102%
ООО 'Ольшанское'	0,838	294%	4,428	304%
ООО 'Омега'	0,135	81%	0,481	69%
ОАО 'ОНК'	0,733	нет данных	2,249	нет данных
ООО 'Опаринское'	4,132	69%	17,327	75%
ЗАО 'Охин-Ойл'	21,900	100%	88,834	102%
ЗАО 'Печоранефтегаз'	11,715	86%	44,443	88%
ООО 'Прикаспийская Газовая Компания'	1,263	48%	6,196	52%
ООО 'Регион-Нефть'	35,145	112%	142,987	113%
ООО 'Регион-Сириус'	0,129	нет данных	0,779	нет данных
ООО 'РИФ'	4,250	нет данных	17,846	нет данных
ООО 'РНГК Саратов'	4,611	91%	18,756	82%
ООО 'Русланойл'	4,865	88%	19,459	93%
ООО 'Руфьеганнефтегаз'	1,604	130%	5,678	224%
ООО 'Садакойл'	6,639	117%	27,164	109%
ОАО НК 'Саратовнефтегеофизика'	5,680	117%	21,541	117%
ООО 'Саханефть '	1,552	нет данных	7,127	нет данных
АО 'Сахатранснефтегаз'	0,025	нет данных	0,118	нет данных
ООО 'Сиаль'	15,025	99%	58,250	98%
ООО 'Сладковско-Заречное'	142,826	226%	485,307	215%
ОАО 'СМП-Нефтегаз'	23,000	96%	91,395	99%
НК Союз-Нефть	0,027	35%	0,112	29%
ООО 'Стандарт'	0,671	нет данных	2,943	нет данных
ООО 'Стимул-Т'	6,717	83%	28,154	84%
ОАО 'Таймыргаз'	нет данных	нет данных	22,520	60%
ООО 'ТАКС'	0,072	99%	0,316	114%
ЗАО 'ТАТЕХ'	38,890	99%	157,975	101%
ОАО 'Татнефтепром'	17,910	84%	71,585	84%
ОАО 'Татнефтепром-Зюлеевнефть'	28,765	96%	115,430	97%
ЗАО 'Татойлгаз'	36,170	99%	143,415	99%
ООО 'Тевризнефтегаз'	0,004	50%	0,022	58%
ООО 'ТЕРРИГЕН'	1,006	198%	3,217	201%
ОАО 'Технефтьинвест'	0,163	4%	0,511	3%
ООО 'Тихоокеанский терминал'	9,642	нет данных	30,160	нет данных
ООО 'ТНС-Развитие'	4,870	103%	20,050	100%
ОАО 'Томскгеонефтегаз'	3,097	102%	12,892	93%
ООО 'Трансойл'	12,550	97%	49,820	99%
ЗАО 'Троицкнефть'	19,650	99%	78,600	99%
ООО 'УДС нефть'	0,979	131%	3,959	128%
ЗАО 'УНК-Пермь'	4,670	105%	18,740	105%
ЗАО 'Уралнефтегазпром'	3,056	69%	14,194	72%
ЗАО 'ХИТ Р'	7,510	93%	31,848	98%
АО 'Шешмаойл'	36,974	109%	148,747	107%
ООО 'Южгазэнерджи'	0,225	97%	0,874	95%
ООО 'Южно-Охтеурское'	5,246	81%	22,024	84%
ООО ЦПП 'Юпитер'	0,071	#DIV/0!	0,283	12%
ПАО 'ЯТЭК'	8,592	17900%	52,934	31138%
ООО 'Ялыкское'	37,724	424%	150,897	286%
ЗАО 'Ямбулойл'	нет данных	нет данных	0,102	0%
ОАО 'НК Янгпур'	20,361	56558%	81,903	48178%
ООО 'Яр-Ойл'	0,014	0%	0,609	1%
ИТОГО (Прочие производители):	5292,771	103%	21259,876	103%
ОПЕРАТОРЫ СОГЛАШЕНИЙ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ				
ООО 'Зарубежнефть-добыча Харьяга'	126,773	106%	499,704	102%
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	433,897	86%	1751,925	87%
Эксон НЛ (Сахалин-1)	1163,419	137%	4534,256	133%
Операторы СРП всего :	1724,089	117%	6785,885	115%
ВСЕГО ПО РОССИИ:	45999,750	102%	185210,197	103%

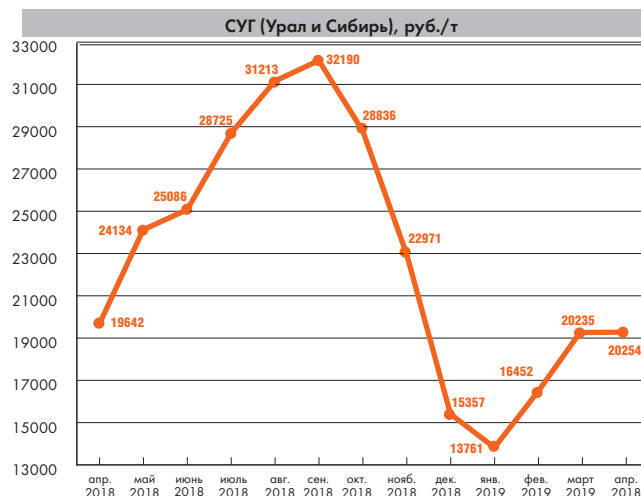
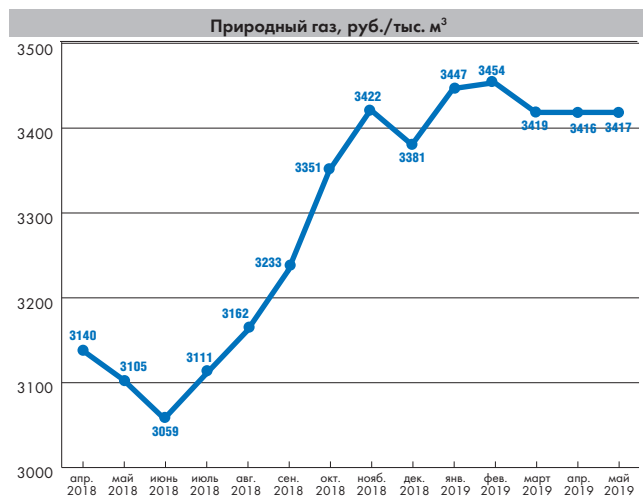
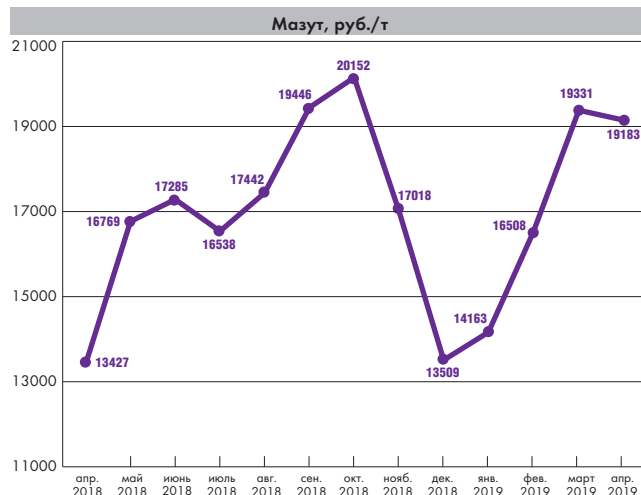
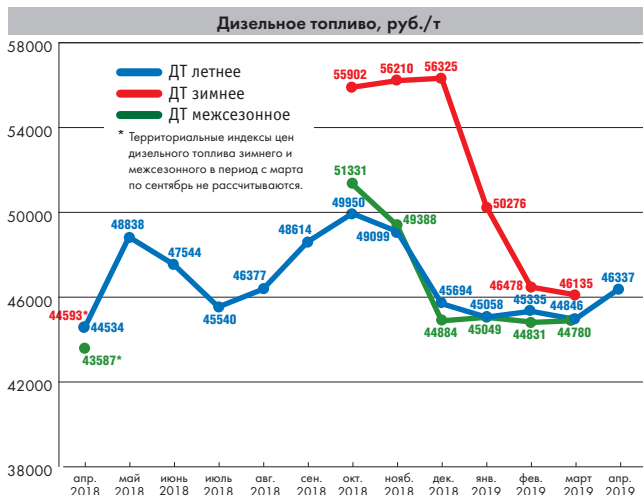
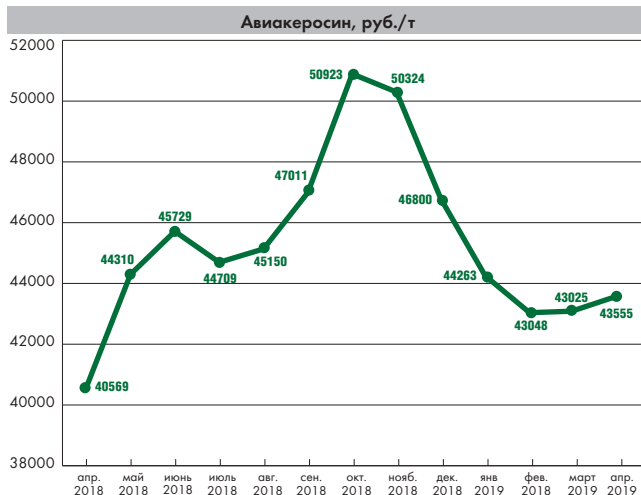
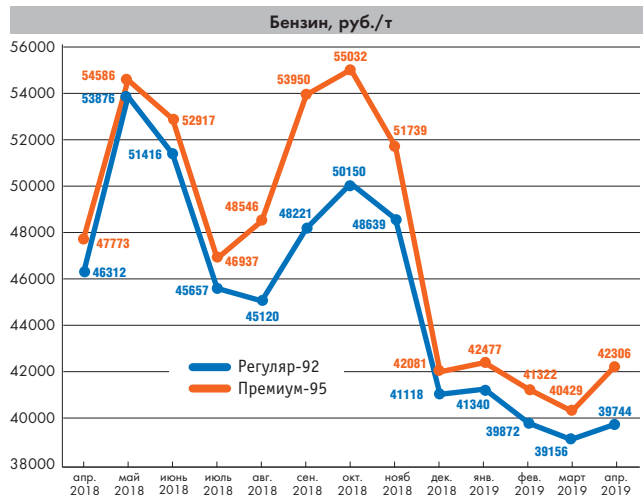
Источник: ФГБУ «ЦДУ ТЭК».

Основные показатели работы нефтяной отрасли РФ в апреле 2019 года, тыс. тонн

	2018		2019					
	апрель	январь-апрель	март	апрель	% к марту 2019	% к апрелю 2018	январь-апрель	% к январю-апрелю 2018
Добыча нефти (с газовым конденсатом)	44880,5	179446,3	47802,3	45974,9	-3,82%	2,44%	185187,391	3,20%
Экспорт нефти	21329,6	83055,4	22810,5	22185	-2,74%	4,01%	87709,9	5,60%
Переработка нефти (первичная)	22409	92486,3	23346,2	21864,9	-6,34%	-2,43%	92244,1	-0,26%
Производство автобензина	2925	12796	3332,7	3146,2	-5,60%	7,56%	12989,7	1,51%
Производство дизтоплива	5904,1	25332,3	6310,2	6019,1	-4,61%	1,95%	25470,2	0,54%
Производство мазута топочного	3810,8	16356	3841,7	3608,3	-6,08%	-5,31%	15402,8	-5,83%

Источник: рассчитано по данным Минэнерго РФ.

Ценовые индексы СП6МТСБ (Европейская часть России)



Территориальные индексы цен нефтепродуктов биржи СП6МТСБ являются сводными индикаторами цен производителей, отражающими общую динамику и средние уровни цен нефтепродуктов для обширных территорий России. До февраля 2019 года включительно для бензинов и дизтоплива приведены региональные индексы Москва. Для расчета территориальных индексов выделены три крупнейших внутрироссийских рынка нефтепродуктов: Европейская часть России; Урал и Сибирь; Сибирь и Дальний Восток. Биржевой индекс газа природного биржи СП6МТСБ рассчитывается ежемесячно на основе договоров с поставкой «на следующий месяц», заключенных в ходе торгов.

ЗАХОДИ !

oilcapital.ru

СОГАЗ

СТРАХОВАЯ ГРУППА

8 800 333 0 888

sogaz.ru

ЗАСТРАХОВАН – ЗНАЧИТ СПОКОЕН

С нами вы можете
концентрироваться на
принятии важных решений,
не переживая за то, что вам
по-настоящему дорого.

Ваше будущее в сильных
и надежных руках.

Лицензия Банка России СГП № 1208-08/08-1008, ОС № 1208-02,
ОС № 1208-03, ОС № 1208-04, ОС № 1208-05, АО «СОГАЗ»

12/10/08