



www.ngv.ru

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

АПРЕЛЬ '19
№7 (451)

ПРОКРУСТОВО ЛОЖЕ
ДЛЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ
СТР. 6





**Трудные задачи выполняем немедленно,
невозможные – чуть погодя!**

**Ремонт, сервис и изготовление нефтегазопромыслового, бурового оборудования
и инструмента, включая нарезку лицензионных соединений;**

Вышкостроение;

Ремонт противовыбросового оборудования и фонтанной арматуры;

Изготовление продукции;

Ремонт и сервис энергетического оборудования;

Экспертиза промышленной безопасности;

Дефектоскопия...

ООО «ЯмалСпецЦентр»
629800, Россия, ЯНАО, г. Ноябрьск,
Юго-Восточный промзона, панель 1-А.
тел. +7 (3496) 36-09-68
info@yamalspeccentr.ru

ООО «Новоуренгойский филиал ЯмалСпецЦентр»
629300, ЯНАО, г. Новый Уренгой,
территория Восточная промзона, дом БПТО
тел. +7 (3494) 91-71-00, 91-70-89
Priemnaya.NUR@yamalspeccentr.ru

<http://yamalspeccentr.ru>



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Апрель 2019
№ 7 (451)



В номере:

СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

- 4 Коротко о главном

ТЕМА НОМЕРА

- 18 Санкциям вопреки
В. Андрианов

КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 29 Нефтяники России делают ставку на технологии и освоение трудных месторождений
В. Яковлев

ТЕМА НОМЕРА:
**ПРОКРУСТОВО ЛОЖЕ
ДЛЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ**

6

16+

- 34** Рынок КПП
П. Медведев
Д. Борисов
Н. Изотова
- 41** М&А рынок России
М. Мизгирева
Л. Гаврилова
- 48** «Газпром» на европейском
рынке
ООО «Газпром экспорт»
- 56** Год в непростых условиях
М. Козеняшева
Б. Вязовов
- 66** Кибербезопасность
объектов нефтегазового
комплекса
А. Петухов



Старт и разгон

А. Охоткин

74

АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 82** Готовы ли мы к новой волне
трансформации сектора upstream?
Э. Удено
Н. Белков
Ф. Уиттакер
Ж.-К. Бернардини
- 89** Пыль в глаза
Аналитическое агентство WMT Consult

Редакционный совет

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

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор

Александр Клевлин
klevlin@ngv.ru

Заместитель гендиректора

Илья Быков
bykov@ngv.ru

Редакция

Главный редактор

Ирина Кезик
kezik@ngv.ru

Шеф-редактор

Валерий Андрианов
andrianov@ngv.ru

Зам. главного редактора по аналитике

Сергей Тихонов
st.finstrvis@gmail.com

Выпускающий редактор

Ирина Сизова
ira@ngv.ru

Корректор

Елена Трохова
information20@yandex.ru

Редактор отдела «Международные рынки»

Ольга Виноградова
olgav@ngv.ru

Отдел спецпроектов

Владимир Царев
tsvn@ngv.ru

Директор по рекламе

Ольга Бизяева
bizyaeva@ngv.ru

Отдел рекламы

Вера Зернова
zernova@ngv.ru

Отдел подписки

Наталья Шитова
Геннадий Белоусов
podpiska@ngv.ru

Дизайн и верстка

ООО Печатное Бюро «Модуль»
Вебсайт www.ngv.ru
Дмитрий Ананьев
adg@ngv.ru

Администратор

Арина Вяземская
office@ngv.ru

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати

Регистрационное свидетельство
№ 016629

Заявленный тираж
15000 экземпляров

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

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов
ссылка на журнал «Нефтегазовая
Вертикаль» обязательна

Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571

Объединенный каталог
«Пресса России» том 145380

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

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

Тел./факс: +7 (495) 637-83-33

+7 (495) 510-57-24

Электронная почта: office@ngv.ru

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

Представитель в Азербайджане
(г. Баку)

Владимир Мишин
mishin1306@mail.ru

Тел./факс: (99412) 465-9432



Как оставаться здоровым в мегаполисе?

Персонализированная медицина в клинике К+31



Программы для комплексной и специализированной проверки

сердечно-сосудистой системы,
нервной системы, желудочно-
кишечного тракта



Сервисные возможности для экономии времени

запись практически на любое
время, возможность ведения
личным менеджером и проведения
осмотров, консилиумов и взятия
анализов в одном кабинете



Профилактика онкологических заболеваний

в программу включены все
диагностические процедуры
и консультации, рекомендованные
для ежегодного проведения

м. Проспект Вернадского
ул. Лобачевского, дом 42, стр. 4

clinic@k31.ru
+7 (495) 021-68-85

Реклама. Лицензия на осуществление медицинской деятельности ЛО-77-01-15979 от 25 апреля 2018 г.

ИМЕЮТСЯ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯ, НЕОБХОДИМА КОНСУЛЬТАЦИЯ СПЕЦИАЛИСТА

КОРОТКО О ГЛАВНОМ

РОССИЯ ОБОГНАЛА США

Международная группа импортеров СПГ (GIIGNL) опубликовала свой ежегодный отчет за 2018 год, согласно которому экспорт отечественного СПГ в Европу и страны АТР превысил американский в совокупном объеме почти на 30%. За прошлый год Россия поставила в страны Европы 4,43 млн тонн СПГ, а США – только 2,7 млн тонн. Причем основным покупателем отечественного сжиженного газа в Европе стала Великобритания – стратегический партнер США. За указанный период наша страна поставила на Британские острова 1,15 млн тонн СПГ, а США – 0,87 млн тонн. Стоит отметить, что Польша, не раз заявлявшая о приоритете американского СПГ, закупила в США в прошлом году всего 0,06 млн тонн, отдав предпочтение катарскому сжиженному газу – 1,68 млн тонн.

В страны АТР российские компании отгрузили 12,86 млн тонн СПГ, а США – 10,73 млн тонн. Главными импортерами отечественного продукта стали Япония (6,82 млн тонн), Тайвань (2,30 млн тонн) и Южная Корея (2,05 млн тонн). При этом в последнюю страну США поставили 4,57 млн тонн СПГ, а их экспорт в Китай составил 2,16 млн, против наших 1,15 млн тонн. Примечательно, что по объемам экспорта СПГ Соединенные штаты продолжают опережать Россию (20,65 млн тонн и 18,33 млн тонн, соответственно), но значительная часть американского СПГ (5,85 млн тонн) уходит в страны Нового Света.

В ноябре прошлого года была запущена третья очередь «Ямал СПГ» мощностью 5,5 млн тонн в год, но в отчет GIIGNL ее производство уже не попало. Также в следующем году серьезное влияние на китайский газовый рынок должен оказать запуск газопровода «Сила Сибири».

ДАТСКИЙ КАПРИЗ

Запланированные сроки окончания строительства «Северного потока-2» опять оказались под сомнением, на этот раз из-за позиции властей Дании, предложивших «Газпрому» проложить газопровод по новому маршруту. Такое мнение было высказано в отчете международного рейтингового агентства Moody's по нефтегазовому сектору России и стран СНГ. Официальный Копенгаген не отклонил, но и не одобрил ни одну из двух уже поданных оператором строительства Nord Stream 2 AG заявок, но попросил произвести экологическую оценку еще одного варианта маршрута прокладки газопровода – в датской исключительной экономической зоне к югу от острова Борнхольм.

Вопреки заявлениям в Twitter представителей украинского «Нафтогаза», пожелание Дании совсем не означает запрет со стороны властей этой страны на строительство газопровода по двум ранее запланированным маршрутам. Однако, несомненно, что экологическая оценка нового маршрута займет значительное время – по мнению экспертов от 3 до 6 месяцев, – что совсем не устраивает «Газпром». Российская компания рассчитывала закончить строительство и официально запустить «Северный поток-2» с 1 января 2020 года, на следующий день после того, как истечет договор о транзите газа с Украиной. Теперь же, в результате откровенной затяжки времени родиной сказочника Андерсена, «Газпром» может оказаться вынужден смягчить риторику в переговорах с украин-

У НЕФТИ США СНИЖАЕТСЯ КАЧЕСТВО

По информации Bloomberg, у импортеров американской сланцевой нефти появились претензии к ее качеству. Сразу два нефтеперерабатывающих завода SK Innovation и Hyundai Oilbank Южной Кореи – страны, которая является крупнейшим покупателем американской нефти в регионе, – забраковали поставки из США. Причинами этого послужило наличие в нефти посторонних примесей – металлов, продуктов окисления и даже химикатов, используемых для очистки нефтехранилищ.

Проблему связывают с изъянами американской нефтяной транспортной инфраструктуры, а конкретнее – с ее недостаточной мощностью для прокачки растущих объемов сланцевой нефти. В процессе транспортировки из магистральных трубопроводов в гигантские резервуары в Мексиканском заливе, а затем на дальнемагистральные танкеры, сырье вбирает в себя химикаты, посторонние примеси и кислородосодержащие соединения других видов топлива, которые там хранились и перевозились ранее. В итоге у поставляемой из США продукции снижается качество.

Для исправления ситуации нужны дополнительные инвестиции в транспортную инфраструктуру, что, несомненно, скажется на себестоимости «черного золота» из США, которая и так значительно выше себестоимости нефти, например, добываемой в России, не говоря уже о совсем дешевой нефти Ближнего Востока. Представители корейских компаний уже официально предупредили заокеанских поставщиков, что продолжат жестко контролировать качество поставляемой сланцевой нефти из США.

ской стороной, настаивающей на продолжении поставок в Европу через свою территорию.

Впрочем, полное прекращение транзита лишь допускалось официальными лицами России и Украины. В действительности даже запуск «Северного потока-2» и второй нитки «Турецкого потока» в начале 2020 года не позволили бы полностью отказаться от прокачки российского газа через Украину. В перспективе такое возможно, но с 2021-го, а скорее с 2022 года. Проблема не в строительстве трубопроводов, а в отсутствии соответствующих мощностей приемной инфраструктуры в Европе, которые будут полностью готовы лишь в 2021 году. Поэтому договариваться с Киевом все равно пришлось бы. Затяжка времени со стороны Дании может существенно повлиять на объемы транзита российского газа через Украину, увеличив их с возможных 10–15 млрд м³ до 40–50 млрд м³. Последнее, конечно же, очень выгодно Киеву и позволит снизить потери поступлений в казну в условиях дефицита бюджета.

Министр энергетики России Александр Новак, общаясь с журналистами в рамках Красноярского экономического форума, выразил уверенность, что затягивание согласования маршрута «Северного потока-2» с Данией не окажет влияния на сроки реализации проекта. Аналогичную точку зрения высказал глава «Газпрома» Алексей Миллер в интервью телеканалу «Россия-1», подтвердив, что строительство «Северного потока-2» будет закончено в текущем году.



ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ
ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТА, ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

- ▶ Насосы и насосные станции
- ▶ Компрессорные установки, газоперекачивающие агрегаты и компрессорные станции
- ▶ Блочно-модульное нефтегазовое оборудование
- ▶ Емкостное, сепарационное и теплообменное оборудование

ИНЖИНИРИНГ

- ▶ Комплексное проектирование объектов нефтегазовой отрасли
- ▶ Проектирование, изготовление и полнокомплектная поставка технологического оборудования
- ▶ Управление проектами



АО «ГИДРОМАШСЕРВИС» —
объединённая торговая компания Группы ГМС

Россия, 125252, Москва, ул. Авиаконструктора Микояна, 12
телефон: +7(495) 664 81 71 факс: +7(495) 664 81 72

www.hms.ru



Прокрустово ложе для импортозамещения

Импортозамещение и приоритеты в развитии Арктики

СЕРГЕЙ ТИХОНОВ

«Нефтегазовая Вертикаль»

Уже более десятка лет Арктика считается территорией с громадным, но пока не раскрытым потенциалом для роста отечественной экономики. Очередным подтверждением этого стало то, что на последнем Российском инвестиционном форуме в Сочи премьер-министр РФ Дмитрий Медведев пообещал региону, наряду с другими «приоритетными геостратегическими территориями», дополнительные стимулы, помимо уже действующих мер поддержки. А уже в конце февраля этого года Арктика была включена в сферу ответственности Минвостокразвития России, которое теперь называется Министерством Российской Федерации по развитию Дальнего Востока и Арктики. То, что регион имеет ключевое значение для нашей страны, ни для кого не секрет, но при этом реализация программы импортозамещения – одной из основных и важнейших для всей экономики России – здесь пробуксовывает. Причем именно в нефтегазовой отрасли.

По данным Минэнерго РФ, за четыре года действия программы импортозамещения доля отечественного оборудования, в общем объеме используемого в нефтегазовой отрасли, превысила половину. На первый взгляд, за столь короткий срок результат неплохой, но это, как средняя температура по больнице.

Наихудшие показатели, где доля импорта фактически не сократилась и составляет от 60 до 90%, приходятся на сейсморазведочное, навигационное и буровое оборудование, роторные управляемые системы, оборудование для гидроразрыва пласта (ГРП), а также программное обеспечение, не говоря уж о таких

изысках, как платформы для глубоководного бурения на шельфе.

Как уже не раз отмечалось, время легкой добычи прошло, а проблемы у нас, к сожалению, с импортозамещением оборудования для разведки и разработки «сложной» нефти. Причем Арктика с ее экстремальными климатическими условиями предъявляет к технологиям повышенные требования.

Введение санкций поставило под угрозу реализацию почти всех проектов, связанных с разработкой ТРИЗ и освоением шельфа

СМЕНА ПРИОРИТЕТОВ

Вопреки расхожему мнению, курс на импортозамещение был взят правительством нашей страны еще до введения антироссийских санкций со стороны Запада. Другое дело, что в определенном смысле экономические ограничения в отношении России значительно расширили масштаб этой программы и способствовали принятию плана об ее скорейшей реализации. Что касается нефтегазового машиностроения, то введение санкций поставило под угрозу реализацию почти всех проектов, связанных с разработкой ТРИЗ и освоением шельфа.

Несмотря на то, что тема импортозамещения в нефтегазовой отрасли как предмет обсуждения была вынуждена уступить первенство теме цифровизации, это совсем не отменяет ее актуальность. Скорее, наоборот, они обе тесно взаимосвязаны и решение одной задачи невозможно без решения другой. Не зря одним из важнейших элементов программы импортозамещения является создание отечественного программного обеспечения и систем автоматизации производственного процесса.

По данным Минпромторга РФ, в 2014 году доля импорта в поставках критически важного нефтегазового оборудования была на уровне 80%, а по отдельным позициям российских аналогов не существовало вовсе. Особенно чувствительна для нефтегазовой отрасли оказалась высокая зависимость от импорта насосно-компрессорного и сейсморазведочного оборудования, технологий и техники для морского бурения, систем автоматизации и программного обеспечения. В марте 2015 года был утвержден пятилетний план мероприятий по импортозамещению в нефтегазовом машиностроении. И, соответственно, в нем учитывались потребности отрасли в отечественных технологиях для освоения арктических территорий.

Если разделить нефтегазовую отрасль в Арктике на части, то получается, что речь идет об арктическом шельфе, месторождениях на суше, причем в обоих случаях нужно отдельно рассматривать нефть, газ и СПГ-проекты, а также о развитии Северного морского пути (СМП) и вообще судоходства в регионе. При этом за последние несколько лет, с начала запуска программы импортозамещения, отношение к перспективам нефтегазовой отрасли в арктической

зоне сильно изменилось. Обращает на себя внимание тот факт, что сейчас больше идет разговор об общем развитии Арктики – инфраструктуры, транспорта, судоходства и проектах сжижения газа. Разработка ресурсов арктического шельфа как бы отошла на второй план. Однако еще несколько лет назад именно это считалось главным приоритетом, и на обеспечении роста добычи с шельфа изначально делался значительный акцент в программе импортозамещения для отрасли.

По словам директора по стратегии ИК «ФИНАМ» Ярослава Кабакова, «сейчас, учитывая, что предполагается комплексное освоение арктического региона страны, не только добыча полезных ископаемых, но и развитие других отраслей, изменение социально-экономического положения людей там живущих, а также различные научные проекты и укрепление обороноспособности страны, импортозамещение нужно развивать по всем направлениям. Необходимо создавать условия для развития всего российского Севера, причем как на федеральном, так и на региональном уровне».

Вышесказанное совсем не означает, что о добыче углеводородов здесь окончательно забыли. Просто в результате объективных причин, в первую очередь из-за падения цен на нефть, сменился вектор развития. И негативно отразилось это главным образом на освоении арктического шельфа. Материковые месторождения нефти и газа продолжают активно разрабатываться, а СПГ-проекты реализуются. Однако процесс замены импортных технологий на отечественные для нефтегазовой отрасли в арктической зоне движется крайне медленно. Причем это касается не только оборудования для морской разведки и добычи, но и техники для выполнения работ на суше, транспорта и СПГ-проектов.

В 2014 году доля импорта в поставках критически важного нефтегазового оборудования была на уровне 80 %, а по отдельным позициям российских аналогов не существовало вовсе

По словам председателя редакционного совета журнала «Нефтегазовая Вертикаль», помощника руководителя Администрации президента Кирилла Молодцова, «в сегменте средне- и крупнотоннажного сжижения природного газа российские предприятия к настоящему времени освоили выпуск отдельных позиций насосно-компрессорного оборудования, систем хранения и отгрузки СПГ, арматуры спецназначения и химических реагентов. Их суммарный объем составляет не более 15% от необходимого для строительства крупных СПГ-производств. Ключевыми поставщиками оборудования для действующих заводов СПГ («Сахалин-2», «Ямал СПГ») выступили зарубежные производители, а доля российских составила менее 10%. При этом доля российского участия в металлоконструкциях может достигать 50–80%, а в денежном выражении – более 50%».

ТРУДНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА

В нефтегазовом комплексе Арктики программа импортозамещения затрагивает несколько компонентов – оборудование для геологоразведки и освоения месторождений, технологии бурения и эксплуатации скважин, производство СПГ, транспортировку углеводородов, в том числе и судоходство, программное обеспечение, а также сервисные услуги всех видов. На сегодняшний день в России относительно неплохо обстоят дела с импортозамещением части сервисных услуг, особенно тех, что связаны с ремонтом скважин, производством продукторазрушающего и бурильного инструмента. Однако почти во всем, что касается сложных работ, связанных как с разведкой и освоением морских месторождений, так и месторождений на суше, доля отечественного оборудования составляет в лучшем случае менее 60 %.

Показательны данные Росгеологии конца прошлого года о том, что наша страна является самым крупным потребителем наземной сейсморазведочной техники в мире, но даже на этом рынке доля российского оборудования составляет всего 20 %.

«По геологоразведочным сервисным услугам в России лидерами ввезенного за период с 2013 года до 2017 года морского геофизического оборудования являются Sercel (Франция), Sonardyne (Великобритания), ION и Geospace (США), общая доля которых в объеме импорта в Россию за данный период составила более 50 %. На сегодняшний день самый большой опыт разведочного бурения в российской Арктике есть у «Газпром флота». С начала 2000-х годов компания открыла девять новых месторождений на арктическом шельфе. В 2016 году Минпромторгом РФ была поддержана разработка комплекса геологоразведочного и сейсморазведочного оборудования на основе бюджетного финансирования. К настоящему времени опытные образцы оборудования, полученные в результате опытно-конструкторских работ (ОКР), прошли успешные испытания в арктических условиях на лицензионном участке ПАО «Газпром нефть», – рассказал Кирилл Молодцов.

Сейчас больше идет разговор об общем развитии Арктики – инфраструктуры, транспорта, судоходства и проектах сжижения газа

Как отметил директор Фонда национальной энергетической безопасности (ФНЭБ) Константин Симонов, «в области импортозамещения у нас очень серьезные проблемы с оборудованием для добычи «трудных» запасов, как на суше, так и на море. Ситуация достаточно печальная, несмотря на все программы поддержки со стороны государства. Импортозамещением занимаются Минпромторг, Минэнерго, а теперь еще и Центр компетенций

Импортозамещения в ТЭК при обоих министерствах, но пока особых сдвигов не наблюдается. Причин много, но главная, мне кажется, в том, что технически ставятся очень сложные задачи. Причем иногда вопрос стоит не о замещении отечественным оборудованием импортного, а о создании своих технологий, поскольку аналогов в мире просто не существует. Это требует очень серьезных инвестиций и времени. Нужно еще учитывать, что санкции не охватили всю нефтегазовую отрасль страны и компаниям осталось пространство для маневра. Если бы из нашей страны, например, вынуждены были уйти все нефтесервисные компании, то тогда бы пришлось заниматься импортозамещением сталинскими темпами. Но поскольку такого не произошло, то нефтедобывающие компании понимают, что текущий потенциал отрасли позволяет удержать нынешний уровень добычи еще два-три года, несмотря на дефицит технологий. И в таких условиях серьезно вкладываться в столь затратный и долгосрочный проект, как импортозамещение, при не совсем ясных перспективах налогового режима едва ли кто-то будет».

Россия является самым крупным потребителем наземной сейсморазведочной техники в мире, но даже на этом рынке доля российского оборудования составляет всего 20 %

Впрочем, сложности перехода на отечественное оборудование не ограничиваются областью геологоразведки и добычи. Как подчеркнула директор по консалтингу в сфере госрегулирования ТЭК VYGON Consulting Дарья Козлова, «арктическая зона России обладает уникальным ресурсным потенциалом. Здесь сосредоточено 25% запасов нефти и чуть менее 75% запасов природного газа страны, или 7,3 млрд тонн и 55 трлн м³, соответственно. Возможность монетизации этих ресурсов – вопрос энергетической безопасности и благосостояния России. В газовой отрасли наибольшей проблемой сейчас является отсутствие технологии крупнотоннажного СПГ из-за риска санкций и важности СПГ-проектов для разработки удаленных ресурсов Ямала и Гыдана, способных обеспечить 30 млн тонн грузопотока по Севморпути к 2024 году. Непосредственно с этим вопросом связано развитие инфраструктуры портов Севморпути и флота. К 2035 году планируется строительство 13 новых ледоколов, что обеспечит возможность навигации с коммерческой скоростью (10–12 узлов). Необходимо также развитие российского арктического танкерного флота. Однако стимулирование импортозамещения в этом случае должно проходить аккуратно, чтобы не создать препятствия для реализации проектов и обеспечить их потребности. Нужны не превентивные меры по исключению иностранных судов, а дополнительные меры поддержки для российских верфей и потребителей».

ПРОБЛЕМЫ СПРОСА

Как уже было отмечено выше, сейчас развитие нефтегазового комплекса в Арктике предпочитают связывать с добычей углеводородов на материке, проектами сжижения газа и развитием судоходства в Арктике. Относительно первого дополнительные трудности в области импортозамещения возникают из-за низкого спроса. Подчас в связи с этим возникает впечатление, что в данной области ничего не делается. Это совсем не так. Например, знаменитый «Уралмаш» производит тяжелые буровые установки «Арктика». По своим характеристикам они уникальны, поскольку позволяют работать при критически низких температурах в условиях Крайнего Севера и в условиях штормовых ветров. Они предназначены для бурения одиночных и кустовых скважин глубиной до 6 тыс. метров, а их грузоподъемность составляет 400 тонн. Однако счет им, как и другим буровым установкам меньшей мощности, ведется в лучшем случае на несколько десятков, а только в Западной Сибири работает более 1,5 тыс. буровых установок. Еще один пример. В прошлом году «УВЗ-Нефтегазсервис» приступил к производству буровых комплексов грузоподъемностью 120 тонн, но пока их доля на рынке совсем незначительна, а в основном у нас продолжают использоваться китайские аналоги.

Текущий потенциал отрасли позволяет удерживать нынешний уровень добычи еще два-три года, несмотря на дефицит технологий

С проектами сжижения газа дела обстоят немного лучше. Но здесь надо учитывать, что, несмотря на СПГ-бум, даже по самым смелым замыслам в ближайшие годы в России планируется построить не более трех-пяти новых больших СПГ-заводов. Впрочем, можно предположить при благоприятных условиях возникновение некоторого количества малых и средних предприятий по сжижению газа. Не случайно вице-премьер РФ Дмитрий Козак в начале февраля поручил министерствам к 1 июня представить в правительство согласованные предложения по стимулированию производства в России оборудования для СПГ-проектов.

Как отметил Кирилл Молодцов, «учитывая сложную геополитическую ситуацию и антироссийские санкции, задача в том, чтобы в кратчайшие сроки снизить зависимость от зарубежных поставщиков оборудования и технологий сжижения, хранения и транспортировки СПГ, а также поставок запасных частей. Ожидается, что отечественные технологии средне- и крупнотоннажного сжижения природного газа у нас появятся к 2020 году. В этом направлении особенно активно работают «Газпром» и НОВАТЭК. В частности, по заказу «Газпрома» в России освоено производство спиральновитого теплообменного оборудования, хладостойких сталей для резервуаров хранения СПГ, а НОВАТЭК планирует строительство четвертой линии проекта «Ямал СПГ» мощностью до 1 млн тонн по российской технологии».

В газовой отрасли наибольшей проблемой сейчас является отсутствие технологии крупнотоннажного СПГ

Примечательно, но на прошедшей в Санкт-Петербурге конференции «Импортозамещение в нефтегазовой промышленности 2019» генеральный директор «Объединенных машиностроительных заводов» Дмитрий Воробьев сказал, что компания может производить любое современное технически сложное оборудование, в том числе для полного цикла производства СПГ, но серийное производство невозможно, поскольку на него нет спроса. С аналогичными сложностями сталкиваются и другие производители. Например, «Группа ГМС» реализует две программы замещения – по насосному и компрессорному оборудованию, но здесь также вынуждены констатировать отсутствие спроса у заказчиков. Именно поэтому помимо предложений по производству СПГ Дмитрий Козак поручил Минпромторгу, Минэнерго, Минэкономразвития, Минфину и ФАС оценить спрос российских предприятий, осуществляющих производство и транспортировку сжиженного газа, на СПГ-оборудование вплоть до 2024 года.

Впрочем, по мнению Ярослава Кабакова, ситуация далека от критической: «Спрос на оборудование для добычных проектов в Арктике остается не столь высоким, но в этом нет ничего особенного. Стоит напомнить, что также постепенно развивалась добыча в большинстве регионов планеты, многие из которых со временем стали важными для глобальной экономики и теперь обеспечивают потребности ряда отраслей в сырье. Так же и в арктическом регионе постепенно будут наращивать добычу, в том числе и по мере развития импортозамещения. То, что спрос на оборудование пока не столь высокий, позволяет отработать разные технологии, выбрать и подготовить лучшую технику для добычи, что важно для экономики здешних проектов. Согласитесь, что лучше постоянно добывать полезные ископаемые, чем периодически останавливаться, сдавать одно оборудование в ремонт и пробовать другое. Поэтому то, что спрос для арктических проектов пока невелик, не является критичным для добычи здесь, важно, что процесс импортозамещения товаров и услуг запущен и он продолжается».

В области транспортировки СПГ и вообще судоходства в арктической зоне еще одной проблемой перехода на отечественную технику стала ее высокая цена. При этом нужно отметить, что в данном случае государство заняло достаточно активную позицию. Основные надежды возрождения отечественного судостроения возлагаются на строящуюся на Дальнем Востоке верфь «Звезда», подконтрольную «Роснефти», «Роснефтегазу» и Газпромбанку. Проект получил госфинансирование и заинтересованность в его реализации на самом высоком уровне. Кроме того, по данным СМИ, бюджет готов субсидировать строительство танкеров на «Звезде» для проекта «Арктик СПГ», чтобы нивелировать разницу в их стоимости по сравнению с юж-

нокорейскими судами и обеспечить полноценную загрузку верфи заказами. Последнему также способствуют поправки, внесенные в Кодекс торгового мореплавания в прошлом году, которые фактически запрещают использовать в Арктике с 2019 года новые суда, построенные за рубежом.

«Российский СПГ-кластер в районе полуостровов Ямал и Гыдан создает опорную базу для арктического судоходства. Здесь формируется крупный район грузообразования, который служит стимулом для развития Северного морского пути (СМП), создания ледокольного флота и специального судостроения. Переход СМП на круглогодичную навигацию будет содействовать социально-экономическому развитию всей Арктической зоны за счет большего вовлечения ресурсного потенциала и упрощения логистики. Замысел построить терминалы для перегрузки СПГ в районе Мурманска и на Камчатке, с возможным созданием хабов для спотовых продаж для упрощения доступа европейских и азиатских покупателей к российскому природному газу, значительно укрепляет перспективы устойчивого развития СМП», – считает Кирилл Молодцов.

Уже в феврале текущего года стало известно, что «Звезда» стала единственным исполнителем госзаказа по строительству атомоходов «Лидер» мощностью 120 МВт, которые должны обеспечить круглогодичную навигацию по Северному морскому пути. Стоимость первого ледокола составляет 98,6 млрд рублей, а спустить его на воду по плану должны в 2024–2025 годах.

В области транспортировки СПГ и вообще судоходства в арктической зоне еще одной проблемой перехода на отечественную технику стала ее высокая цена

Объединение крупных заказов на одном предприятии позволит судостроителям минимально снизить затраты на производство и соответственно цену, а это, несмотря на некоторую критику таких решений, то, что необходимо для успешной реализации программы импортозамещения. «В существующих условиях помимо финансовой поддержки ключевой задачей государства является консолидация отраслевого заказа на единой площадке. Сейчас при Минэнерго и Минпромторге создан Центр компетенций импортозамещения в ТЭК, который как раз должен выполнять такие функции», – подчеркнула Дарья Козлова.

По мнению Кирилла Молодцова, «с одной стороны, влияние на стоимость оборудования и технологий при их разработке с нуля, как и локализация их производства и обслуживания в России, будет снижаться по мере роста объемов внедрения. То есть все зависит от правильной оценки и мер формирования спроса. В некоторых случаях более выгодным может стать не воспроизводство чужого технологического цикла, а разработка собственных технических решений. Прежде всего, с максимальным использованием эффективных наработок российской

науки, в том числе в области конструкционных материалов и технологий производственных процессов, от выполнения геофизической разведки недр до создания соответствующей инфраструктуры и производства товарной продукции. С другой стороны, в современных условиях одна из ролей государства состоит именно в поддержке восстановления технологического суверенитета нашей страны, в том числе путем обоснованного предоставления всех указанных мер, но при этом, пожалуй, к корректировке налогового режима необходимо прибегать в исключительных случаях, так как его стабильность – это тоже мера поддержки».

Однако если с деньгами государство может помочь, то над временем оно не властно, и даже при самом оптимистичном сценарии для первых партий сжиженного газа с «Арктик СПГ» придется использовать суда с соседнего проекта «Ямал СПГ», построенные совсем не в России. Известно также, что основные комплектующие для запланированных к выпуску на «Звезде» танкеров будут пока не российского производства, а импортированы из Южной Кореи. Правда, в дальнейшем предполагается переход на оборудование, выпускаемое в нашей стране.

Из последнего вытекает еще одна проблема импортозамещения, о которой крайне неохотно говорят, но она от этого не становится менее заметной. Значительная часть якобы производимого в России оборудования лишь собирается здесь. Как отметил Константин Симонов, «рапортуют об успехах в импортозамещении очень активно, но при этом ситуация почти не улучшается. С тем же СПГ, мы говорим о существовании неких российских технологий для его получения, но используем иностранное оборудование, а наши нововведения в процесс сжижения газа связаны исключительно с климатическими особенностями Арктики. Получается как с отечественными телефонами и компьютерами – наша там только сборка и корпус».

По мнению Ярослава Кабакова облегчить и ускорить процесс перехода на российские технологии возможно, если «в первую очередь развивать те направления, где зависимость от иностранной продукции и услуг велика. Такой порядок важен потому, что это позволит быстрее создать отечественные аналоги, испытать их и определить недостатки, пока не началось массовая добыча ресурсов. Кроме того, это позволит максимально загрузить отечественную науку и производство, будет способствовать их развитию. Наконец, решение сначала самых сложных задач по импортозамещению позволит потратить меньше ресурсов на создание остальных товаров и услуг, призванных заместить иностранную продукцию».

И СНОВА ШЕЛЬФ

Впрочем, реализации подобного плана сильно мешает, как уже было сказано, весьма низкий спрос на замещаемые самые сложные технологии, а иногда и его полное отсутствие. Особенно это ярко заметно в отношении оборудования для работы на арктическом шельфе. Здесь получается как бы замкнутый круг – освоение шельфа приостановилось из-за отсутствия отечественных технологий,

которые, в свою очередь, не изобретаются и не производятся из-за недостаточного спроса, поскольку работы на арктическом шельфе не ведутся.

На прошедшем в конце прошлого года форуме «Геологоразведка 2018» почти все участники констатировали, что наша страна пока не готова, как технически, так и экономически, осваивать арктический шельф. Однако это совсем не отменяет того, что восполнять сокращение добычи где-то придется. Сейчас большие надежды возлагаются на ТРИЗ и нетрадиционные запасы, но с созданием технологий для их извлечения в России пока тоже совсем не все гладко. Добывать нефть в промышленных объемах из баженовской свиты мы пока так и не научились. И здесь даже нет влияния санкций – на Западе этого тоже не умеют. Американский опыт добычи сланцевой нефти оказался бесполезным, причем не только у нас, но и в Китае. Европейцы пока работали в нашей стране с баженом тоже не смогли предложить ничего революционного.

В создание оборудования для арктического шельфа сейчас никто серьезно не вкладывается, а существующих стимулов регулятора оказывается недостаточно

А вот арктический шельф компании Старого Света продолжают успешно осваивать. Судя по недавним заявлениям представителя норвежской Equinor (бывшая Statoil), компания в 2022 году начнет промышленную разработку месторождения Johan Castberg (извлекаемые запасы оцениваются в 450–650 млн барр. н.э.) в Баренцевом море, где благодаря оптимизации работы и применению инноваций добыча будет рентабельна даже при мировых ценах \$35 за баррель. В проекте также участвуют Petoro, ConocoPhillips и Repsol. Понятно, что, в отличие от нашей страны с ее громадным и разнообразным ресурсным потенциалом, Норвегии больше ничего не остается, как пытаться развивать добычу на шельфе, но в результате, по-видимому, потомки викингов нашли метод, как удешевить производство. Мы же до сих пор находимся на распутье, окончательно так и не решив, как, где и какими средствами мы будем восполнять падение производства на традиционных месторождениях Западной Сибири (см. «Особое мнение Олега Супруненко...»).

Здесь нужно отметить, что климатические условия российской арктической зоны того же Баренцева моря отличаются большей суровостью, нежели его норвежская часть, которая, например, не замерзает. Поэтому просто скопировать технологии не получится, нужно создавать что-то свое или улучшать уже произведенное. Сделать это вполне возможно, ни для кого не секрет, что верхнюю часть единственной действующей в Арктике отечественной платформы «Приразломная» сделали в Норвегии именно с учетом климатических особенностей места ее

будущей эксплуатации, модернизируя свои собственные прошлые разработки. «Что касается рынка оборудования для подводной добычи, в начале 2017 года Минпромторг России определил совместные перспективные потребности ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть» в элементах подводных добычных комплексов (ПДК) на период с 2024-го до 2035 года в количестве порядка 300 единиц», – отметил Кирилл Молодцов.

За последние пять лет позитивный опыт освоения шельфа, пусть и не в Арктике, но со значительной долей использования отечественного оборудования, у нас все же есть. Как заметила Дарья Козлова, «во-первых, нельзя рассматривать арктический шельф отдельно от всего остального. Разработка месторождений Каспийского и Охотского морей также сильно затруднена из-за сложных геофоклиматических условий. Во-вторых, привлекательность шельфовых проектов со снижением цен на нефть и вводом санкций, конечно, снизилась, но нельзя говорить о полном отсутствии спроса на оборудование для работы на шельфе. С 2014 года введено в эксплуатацию четыре нефтяных проекта и один газовый. На шельфе открыто пять месторождений с запасами более 350 млн тонн. Ключевой проблемой является разрозненность спроса. Решения делаются в индивидуальном порядке для каждого отдельного проекта, что обуславливает их высокую стоимость по сравнению с зарубежными аналогами».

С другой стороны, как сказал Константин Симонов, «государство пока не дало нефтедобывающим компаниям четких сигналов, что нужно срочно думать о будущем нефтедобычи в условиях санкций и серьезно вкладываться в разработку отечественных технологий. Программа импортозамещения – это всего лишь красивая и очень правильная идея, но без особенной мотивации ее исполнять, за исключением случаев, когда казна готова либо субсидировать производство, либо компенсировать разницу в цене с импортными аналогами, как случилось с газовозами для «Арктик СПГ». Без помощи бюджета приобретение этих судов на «Звезде» было бы крайне сомнительной сделкой. Но это судоходство, а в создание оборудования для арктического шельфа сейчас никто серьезно не вкладывается, так как существующих стимулов регулятора оказывается недостаточно. Как их не хватает и для ТРИЗ, несмотря на то, что разговоры о перспективах разработки трудноизвлекаемых запасов не стихают».

В прекрасное и чистое будущее экологически безопасной энергетики лучше всего входить технически развитой и богатой страной

ВРЕМЯ ВЫБОРА

На данный момент отсутствует четкий вектор развития нефтегазового комплекса в Арктике и, соответственно, нет определенности и в том, какое отечественное оборудо-

ОСОБОЕ МНЕНИЕ ОЛЕГА СУПРУНЕНКО,

консультанта отдела нефтегазоносности Арктики и Мирового океана ФГБУ
«ВНИИОкеангеология», д. г.-м. н., профессора

В создании конкурентного российского оборудования для освоения Арктики роль государства трудно переоценить, но, на мой взгляд, применительно к арктическому шельфу, главная проблема – это отсутствие в управленческих структурах единого взгляда на будущее нефтедобычи в стране (с газом проблем пока нет).

В сентябре 2015 года в Петербурге на Международной конференции RAO/CIS Offshore 2015 министр природных ресурсов и экологии РФ Д.Г. Храмов сообщил, что, в соответствии с проектом Энергетической стратегии России на период до 2035 года, для поддержания до 2030–2035 годов достигнутого уровня добычи нефти 525 млн тонн в год производство нефти на шельфе должно вырасти с 17 млн тонн в 2015 году до 50 млн тонн в 2035-м. При этом на арктическом шельфе к 2035 году необходимо добывать 33 млн тонн.

В актуализированной на март 2017 года государственной программе «Воспроизводство и использование природных ресурсов» на период до 2020 года включительно запланирован ежегодный прирост добычи из месторождений на континентальном шельфе РФ не менее 65 млн тонн нефти и газового конденсата, а также 230 млрд м³ природного газа. Отмечается, что «уровень добычи сырья будет зависеть от развития внешних и внутренних рынков и должен определяться его балансом на долгосрочную перспективу».

И вот в ноябре 2018 года на совещании во ВНИИГАЗ заместитель министра энергетики П.Ю. Сорокин прогнозирует добычу нефти в 2030–2035 годах на Арктическом шельфе в 9–11 млн т/год. Согласитесь, разница существенная! Но и это еще не все. Распоряжением Правительства РФ от 22 декабря 2018 года утверждена Стратегия развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года, которая прогнозирует рост добычи в стране с 546,5 млн тонн нефти в 2017 году до 562 млн тонн в 2020–2021 годах с последующим небольшим снижением до 557 млн тонн в 2024 году. Так сколь-

ко же нефти и где мы хотим добывать в будущем? Особенно учитывая, что сохранение сложившейся системы выполнения нефтегазопроисковых работ с неизбежностью приведет к падению добычи в стране после 2020 года.

По моему и ряда моих коллег мнению, для поддержания, а тем более роста объемов добычи нефти необходимо в ближайшие годы осваивать новый крупный регион, на роль которого, на наш взгляд, более всего подходит арктический шельф. Существует и другой подход. Популярно мнение, что освоение арктического шельфа – это «перспективы завтрашнего дня». Как сказал новый министр природных ресурсов и экологии РФ Д.Н. Кобылкин: «Не знаю, когда мы к этому (шельфу – *ред.*) приступим и нужно ли нам это сейчас».

Не удивительно, что в обстановке подобной неопределенности, одобренной санкциями Запада, объемы геологоразведочных работ на шельфе стали сокращаться, а сроки выполнения лицензионных обязательств (особенно в части бурения) отодвигаться вплоть до 2027–2029 годов. Наиболее значительное снижение объемов работ произошло у тех недропользователей, которые до введения санкций пользовались услугами иностранных партнеров. Например, тех, что продолжали выполнять ГРП в условиях повышенного риска.

Сейчас выход из создавшегося положения – это создание и реализация Государственной программы изучения и освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России. Где должны быть четко обозначены перспективы добычи нефти на ближайшие 15–20 лет и указаны обеспечивающие их мероприятия, в том числе обязательное импортозамещение, реализация которого требует достаточно длительного времени.

Полностью прав глава «Атомфлота» В.В. Рукша, заявляя, что «мегапроекты в Арктике без прямого участия государства невозможны».

дование будет в ближайшее время наиболее востребовано на рынке. Если мы говорим только о заводах СПГ в регионе и судостроении, то процесс, хоть и медленно, но идет. Однако если речь идет об увеличении добычи нефти и газа в арктической зоне, в том числе и на шельфе, то сигналы отрасли со стороны правительства просто необходимы. Точно так же, как они нужны, если ставка в поддержании общероссийской добычи на текущем уровне делается на старые месторождения Западной Сибири и ТРИЗ. Сами по себе новые технологии для всех регионов добычи, к сожалению, не создадутся – слишком велики риски их невостребованности на рынке.

По словам Кирилла Молодцова, сегодня «требуется наращивать интенсификацию производства для работ в Арктике, в том числе выстраивать для этого технологические цепочки с такими партнерами, как Китай». «В этом

году в рамках Петербургского международного экономического форума пройдет второй российско-китайский энергетический бизнес-форум, который под эгидой Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности становится площадкой расширения российско-китайского энергетического сотрудничества, в том числе в проектах по освоению арктического шельфа и в наукоемких областях», – отметил собеседник.

По мнению Ярослава Кабакова, «государство может поддерживать импортозамещение несколькими способами. В первую очередь, это различные виды стимуляции самих производителей, как прямая финансовая поддержка, так и предоставление им различных льгот и преференций, а также гарантий государства. Другим важным

Caspian Oil&Gas

26-я Международная Выставка Нефть и Газ Каспия

29 мая - 1 июня 2019

Баку Экспо Центр, Баку, Азербайджан

Для дополнительной информации

www.cog.az



#CaspianOilandGas

 CaspianOilGas

Организатор



Тел. : +994 12 404 10 00
E-mail: oilgas@iteca.az

Генеральный
партнёр



Золотой
спонсор



Серебряный
спонсор



фактором являются меры, призванные стимулировать спрос на отечественное оборудование, разработанное в рамках импортозамещения. Это также может быть прямая финансовая помощь покупателям, включая льготное кредитование, аренду и лизинг, различные виды помощи в транспортировке данного оборудования от места производства к месту добычи. Не исключен и вариант проведения такой фискальной политики, которая подтолкнет потребителей использовать оборудование российского производства, созданного в рамках программы импортозамещения.

Прогнозируемый экономистами, аналитиками и компаниями пик потребления нефти в мире должен прийти на 2005–2040 годы. Более трети этого срока уже прошло, и пока ничто не предвещает глобального снижения спроса на «черное золото». Больше того, компании типа Shell, также заявляющие о скором конце эры углеводородов, продолжают наращивать инвестиции в геологоразведку, в том числе и морскую. Как отметил консультант отдела нефтегазоносности Арктики и Мирового океана ФГБУ «ВНИИОкеангеология», доктор г.-м. н., профессор Олег Супруненко, «о завершении эры углеводородов, по-моему, говорят те, кого пугают усложняю-

щиеся задачи по добыче углеводородов, либо лоббисты неустойчивых и очень дорогостоящих возобновляемых источников энергии».

При этом, несомненно, что когда-нибудь потребление нефти пойдет на спад. Как высказался по этому поводу бывший министр нефтяной промышленности Саудовской Аравии шейх Ахмед Заки Ямани, «каменный век закончился совсем не потому, что закончились камни». Но пока это отдаленное будущее, а в ближайшем нашей стране стоит быть готовой к усложнению добычи. И, соответственно, учитывая крайне сложную обстановку в мире, иметь для этого собственные технологии. Проблема упирается в финансирование – нужны гигантские инвестиции, и поэтому придется выбирать приоритеты развития отрасли. К большому сожалению, средства бюджета ограничены. Арктика, главным образом шельф, – один из самых перспективных регионов для поддержания уровня производства углеводородов, у которого есть свои плюсы и минусы, необходимо лишь решить будет он первым или можно его отложить на потом. В прекрасное и чистое будущее экологически безопасной энергетики лучше всего входить технически развитой и богатой страной. 



Время интеграции



Благодаря активным и широкомасштабным геологоразведочным работам (ГРР), которые проводит ПАО «Газпром» на суше и шельфе Российской Федерации, страна стабильно занимает верхнюю строчку в мировом рейтинге по запасам и ресурсам газа. А устойчивость лидерских позиций в современных экономических условиях требует динамичного развития отрасли, принятия актуальных, гибких и прогрессивных управленческих решений на всех этапах производственного процесса. О том, как вызовы нового времени влияют на стратегию, меняют тактику и расширяют географию проведения геологоразведочных работ, мы говорим с генеральным директором ООО «Газпром геологоразведка» Алексеем ДАВЫДОВЫМ.



Ред.: Алексей Владимирович, углеводородный потенциал арктических морей как одна из основ ресурсной базы страны в последнее время стал очень популярной темой в профессиональном сообществе. «Газпром геологоразведка» не первый год ведет работы на шельфе Карского и Баренцева морей. Дают ли они желаемые результаты?

А. Д.: Начну с того, что в период с 2000-го по 2018 год, благодаря только морской геологоразведке в Арктике,

«Газпром» увеличил минерально-сырьевую базу примерно на 5 трлн куб. м газа. И это, на мой взгляд, говорит о том, что наличие в стратегии корпорации «арктического вектора» оправдано и приносит свои плоды. В свою очередь, наша компания внесла и продолжает вносить существенный вклад в прирост минерально-сырьевой базы в этом регионе. Приступив к геофизическим исследованиям на приямальском шельфе в 2014 году, «Газпром геологоразведка»

за пять лет выполнила огромный объем сейсморазведочных работ 3D: около 12,5 тыс. кв. км в акватории Баренцева моря и порядка 20,5 тыс. кв. км в акватории Карского. Это был наш первый и очень важный опыт работ в северных морях. Хотя к этому времени у компании была многолетняя практика производственной деятельности на шельфе острова Сахалин, которая убедила нас в том, что масштабная высокоточная сейсморазведка плюс качественная обработка и интерпретация полученных данных – основа успешного проведения последующих этапов ГРП.

Новой арктической вехой для «Газпром геологоразведки» стало строительство скважины № 3 на Ленинградском газоконденсатном месторождении в акватории Карского моря в навигационном сезоне 2017 года. Уже в процессе испытаний было очевидно, что доразведка этого месторождения даст значительный результат. В прошлом году прирост запасов газа на Ленинградском ГКМ был защищен в ФБУ «ГКЗ» и по категории C_1 составил 667,4 млрд куб. м. Это соизмеримо с открытием двух уникальных по величине запасов месторождений. Хочу отметить, что значительная доля прироста запасов – порядка 40% – связана с результатами использования оригинальной методики по обоснованию подсчетных параметров залежей в терригенных отложениях по данным опробования пластов пластоиспытателем в необсаженном стволе, разработанной с привлечением специалистов нашей компании. В этом случае достигается существенный экономический эффект в связи с сокращением времени на проведение испытаний.

Ред.: Вы продолжаете геологоразведку в этом регионе? Какие специфические проблемы приходится преодолевать при организации работ в Арктике?

А. Д.: Да, прошлым летом «Газпром геологоразведка» вновь вышла с бурением на шельф Карского моря, построив две поисково-оценочные скважины – на Русановском и Нярымском лицензионных участках. Открытые запасы газа будут защищаться этой весной. И на навигационный сезон текущего года у компании также есть планы на ГРП в данном регионе.

Что же касается трудностей, сопутствующих геологоразведочным работам в морских арктических широтах, то одна из тех, что понятны даже непрофессионалу, – это непредсказуемость климата. Естественно, мы сталкиваемся с этим в большинстве регионов нашей производственной деятельности, поскольку работаем, главным образом, на территориях с суровыми природными условиями. Но в случае с Арктикой влияние фактора непредсказуемости возрастает кратно. Ледовая обстановка и шторма постоянно вносят коррективы в производственный график, который рассчитан на очень короткий навигационный сезон – с июля-августа по сентябрь-октябрь. Есть и дополнительные требования к обеспечению безопасности работ. Например, при транспортировке буровых установок на точки бурения и при строительстве скважин в северных морях надо учитывать дрейфующие ледовые поля и айсберги. Поэтому ГРП в Арктике мы предваряем научными исследованиями по оценке дрейфа айсбергов и сопровождаем «ледовым мониторингом», который ведется с помощью ледокола и с использованием спутников.

ООО «ГАЗПРОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА» В 2018 ГОДУ:

- ◆ пробурено 22,6 тыс. пог. метров горных пород;
- ◆ закончено строительством 19 поисково-оценочных и разведочных скважин;
- ◆ ГРП проводились на 49 лицензионных участках.

Преодоление трудностей и приобретение в этом процессе необходимого опыта – неотъемлемая часть геологоразведки как вида деятельности. Содержание ресурсной базы углеводородов меняется, возможность воспроизводства запасов газа на традиционных территориях и традиционными методами сокращается с каждым годом. Так что всегда надо быть готовыми к новым масштабным задачам.

Ред.: А какие направления, помимо освоения арктических недр, являются приоритетными для компании сегодня?

А. Д.: Если продолжить разговор о Западной Сибири, то это, прежде всего, доразведка Тамбейского месторождения – крупнейшего на сегодня в Российской Федерации. Этот статус был подтвержден результатами ГРП, проведенных «Газпром геологоразведкой», в результате чего запасы газа месторождения были увеличены почти в три раза (в настоящее время их оценка достигла 5,5 трлн куб. м), а газового конденсата – более чем в четыре раза. Доразведка также помогла установить, что три месторождения Тамбейской группы – Западно-Тамбейское, Северо-Тамбейское и Тасийское – являются единым гигантским месторождением, основная часть запасов которого скрыта в глубоких юрских горизонтах. В отраслевой прессе запасы Тамбейского месторождения неоднократно называли крупнейшим газовым открытием за последнее десятилетие.

Сегодня мы продолжаем испытания в пробуренных скважинах и ведем подготовку к разведке на глубокие горизонты, которая предусматривает строительство новых разведочных скважин сложной конструкции. В ближайшие несколько лет «Газпром геологоразведке» предстоит перевести значительную долю запасов углеводородов из категории C_2 в категорию C_1 и полностью подготовить Тамбейское месторождение к промышленному освоению.

В этом году на его территории развернуты сейсморазведочные работы 3D. Отмечу, что сейсморазведка такого масштаба не проводилась в данной части полуострова Ямал ни разу за всю историю его освоения: в течение трех лет нам предстоит покрыть высокоплотной широкоазимутальной съемкой свыше 4000 кв. км.

Ред.: Но пока Тамбейское месторождение по запасам уступает открытому еще в советское время Уренгойскому. Насколько сложнее его освоение, учитывая, что оно находится на значительном удалении от существующей инфраструктуры?

А. Д.: Да, Тамбей сегодня является самой северной точкой полуострова Ямал, где ведется геологоразведка.



И организация работ, и условия их проведения гораздо тяжелее. Только в 2018 году для ведения ГРП в этом регионе нашей компанией было построено 645 км зимников! Но, возвращаясь к уже затронутой выше теме, отмечу, что подавляющая часть крупных по запасам ямальских месторождений находится в завершающей стадии разработки, поскольку основная доля углеводородов, в первую очередь, сеноманского комплекса, извлечена. Для того чтобы поддерживать добычу на текущем уровне и, тем более, ее увеличивать, жизненно необходимо открывать новые перспективные месторождения и вести подготовительные работы к их освоению.

На ряде разрабатываемых ямальских месторождений перспективными для добычи газа являются находящиеся над сеноманом сенонские и туронские залежи углеводородов, значительные по размеру запасов, но имеющие коллекторские свойства пластов значительно более низкие, поэтому добывать газ сложнее. Это так называемые трудноизвлекаемые запасы, ТРИЗы, требующие применения особых технологий. Освоение ТРИЗов – одно из перспективных направлений в сторону увеличения объемов подготовленных запасов в районах уже действующей газодобычи, которым также занимается «Газпром геологоразведка». К ТРИЗам можно отнести с долей условности и богатейшие ачимовские и юрские залежи, расположенные в глубоких горизонтах в зоне разрабатываемых газовых месторождений Западной Сибири. Коллекторы в этих отложениях тоже имеют низкие коллекторские свойства, и одним из способов, позволяющих получить информацию о нетрадиционных коллекторах, является так называемый «цифровой керн» – математическое моделирование свойств пород на основе электронной микроскопии и электронной микротомографии. Так, например, использование данной инновации позволило специалистам Инженерно-технического центра нашей компании изучить пустотное пространство в сенонских отложениях Медвежьего месторождения и разработать обоснованную методику подсчета запасов газа в этом комплексе.

Следует заметить, что для вовлечения в разработку ТРИЗов требуется не только постановка запасов на баланс, но и детальная проработка технологий добычи углеводородов.

Ред.: Это также входит зону ответственности ООО «Газпром геологоразведка»?

А.Д.: Новая классификация запасов и правила проектирования разработки предполагают не только подсчет начальных геологических запасов газа, но и подсчет извлекаемых, по аналогии с нефтяной промышленностью. Общеизвестно, что ресурс месторождения всегда превосходит объем извлекаемых запасов. Однако ранее при проектировании разработки коэффициент извлечения газа для всех залежей принимался равным 1, что физически не достижимо, при этом реальные коэффициенты извлечения газа применяемыми технологиями, как правило, не оценивались. Теперь эта оценка для всех месторождений – обязательное требование.

Также необходимо отметить, что при переходе от «традиционной» добычи к освоению ТРИЗ коэффициент извлечения газа значительно снижается. При этом стратегическая цель ресурсной базы «Газпрома» – это обеспечение добычи в долгосрочной перспективе.

Ред.: И как этого достичь?

А.Д.: Очевидно, что теперь управление минерально-сырьевой базой «Газпрома» означает не только открытие новых месторождений, оценку и постановку запасов на Государственный баланс, но также и поиск, выбор, апробацию новых технологий, способствующих увеличению коэффициентов извлечения газа – как на разрабатываемых, так и на новых месторождениях.

Прошлый год стал для нас годом принятия важных управленческих решений, которые должны вывести компанию на новый уровень развития и обеспечить достижение стоящих перед ней новых целей. Думаю, что организационную структуру для этого перехода нам удалось выстроить: сегодня предприятие выполняет полный цикл геологоразведочных работ – от формирования стратегии развития МСБ до подсчета запасов углеводородного сырья, постановки их на баланс в ФБУ «ГКЗ», проведения опытно-промышленной эксплуатации и создания технологических схем разработки месторождения. Это заметная точка роста, от которой можно вести новый отсчет в летописи предприятия.

За достаточно короткий период времени мы интегрировали в функционал компании целый ряд важных направлений. Поскольку теперь защита запасов месторождения предполагает наличие проектно-технической документации на его разработку, в структуре «Газпром геологоразведки» появилось крупное подразделение, которое занимается гидродинамическим, технологическим, экономическим моделированием и инжинирингом разработки месторождений любой сложности. Синхронизация бизнес-процессов и переход от поэтапного моделирования месторождения к комплексному, по нашей оценке, позволяет на 35% сократить время на совместную подготовку подсчетов запасов и проекта разработки.

В эффективности интеграции инженерного блока в блок производственный мы смогли убедиться и в процессе геологоразведочных работ на еще одном важном для нас объекте – Ковыктинском газоконденсатном месторождении. Сегодня на Ковыкте идет интенсивная подготовка к промышленной эксплуатации. В сжатые сроки нами был разработан комплексный план, позволяющий в условиях продолжающейся разведки придерживаться графика обеспечения ввода месторождения в эксплуатацию. Полученная по результатам ГРП информация оперативно находит отражение в геолого-гидродинамической модели и в ее уточнении, с последующей проработкой сценариев освоения месторождения и выдачей рекомендаций. В 2019 году мы планируем достроить 3D геомеханическую модель, направленную на то, чтобы, в частности, рассчитать распределение нагрузок в земной коре, особенно в районе продуктивных пластов, чтобы ориентировать эксплуатационные горизонтальные стволы в нужном направлении. Все решения теперь принимаются в рамках одной компании, что также позволяет существенно оптимизировать ресурсы.

В 2019–2020 годах на Ковыктинском ГКМ нами запланировано построить четыре скважины различных конструкций для опытно-промышленной эксплуатации. Это скважины двойного назначения: помимо разведочных задач на них отработываются скважинные технологии, которые затем будут тиражироваться на более чем 500 скважин эксплуатационного фонда. У нас также появилась и собственная служба проектирования скважин. Комплексный подход и интеграция в одной компании блока инжиниринга и производственного блока, проведенные структурные трансформации позволяют нам стать поставщиком апробированных технологий для недропользователей, выйти на качественно новый уровень при решении задач восполнения минерально-сырьевой базы «Газпрома» на объектах любой сложности.

Ред.: Какие еще новые направления появились в компании?

А.Д.: В этом году в структуру ООО «Газпром геологоразведка» входит и Тюменский региональный центр исследования пластовых систем (ТРЦИПС), являющийся участником корпоративной системы по работе с керном и пробамми пластовых флюидов ПАО «Газпром». Лаборатории Центра проводят комплексные исследования для поисково-оценочных, разведочных и эксплуатационных скважин лицензионных участков Западной Сибири,

Восточной Сибири и Дальнего Востока. Теперь наша компания является не только заказчиком этих исследований, но и их исполнителем. Производительность Центра – исследования 5 км керна и 100 пластовых систем в год. Его частью является и кернохранилище вместимостью до 70 км керна. Правда, 80% площадей уже заполнено, и, с учетом запланированных объемов ГРП, через год-полтора придется думать об его расширении.

Ред.: Можно ли говорить о том, что сегодня в геологоразведке нельзя добиться значительного результата обобщенно, так как грани специальностей размываются, «перекрывая» друг друга?

А.Д.: То, что наступило время интеграции, мы ощутили на себе. В прошлом году в рамках Тюменского нефтегазового форума нашей компанией была организована панельная сессия «Эра «умной» геологии: инновации в геологоразведке и подсчете ресурсов углеводородов», и ее участники много говорили, в том числе, и об эффективности комплексных исследований, о внедрении в практику новых направлений. Естественно, яркое название сессии абсолютно не говорит о том, что мы умнее своих предшественников. На многие десятилетия вперед все жители России, включая и представителей нашей отрасли, должны быть благодарны поколению первопроходцев, умных и целеустремленных людей, талантливых геологов, создавших фундамент для развития отрасли. Но как их труд был ответом на вызовы того времени, так и наша сегодняшняя работа постоянно ставит перед нами новые актуальные задачи. Цифровые технологии и искусственный интеллект, инновационные способы сбора и обработки информации – современный геолог обязан работать на стыке целого ряда специальностей и постоянно наращивать компетенции.

Ред.: Существует ли взаимопонимание с госорганами, в частности – с профильными министерствами и ведомствами, в решении проблем, стоящих перед геологоразведкой?

А.Д.: Мы находимся в конструктивном диалоге с Министерством природных ресурсов и экологии. Компанией был сформулирован ряд предложений по устранению избыточного административного контроля при проведении геологоразведочных работ. Много вопросов связано и с тем, что законодательство о недрах не позволяет недропользователю планировать свою деятельность в долговременной перспективе. С каждым годом все сложнее становится прохождение экспертизы проектов ГРП: если раньше эта процедура, образно говоря, была дискуссией двух геологов, направленной на поиск консенсуса, то сегодня она представляет собой единожды составленный чрезмерно детализированный документ, не предполагающий в дальнейшем никаких корректировок. Не допускаются даже те, что связаны с появлением новых технологий и возможностью оптимизировать затраты, сократить сроки и улучшить качество. В свою очередь, и государство, и недропользователи заинтересованы в том, чтобы получить максимальную качественную геологоразведку при минимуме затрат. И это вселяет надежду на то, что наши предложения будут рассмотрены, приняты и реализованы. 



Санкциям вопреки

За пять лет России удалось добиться заметных успехов в области импортозамещения нефтегазовых технологий и оборудования

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»

Этой весной исполняется пять лет с начала ввода первых санкций против России со стороны ряда иностранных государств. С тех пор список ограничительных мер существенно расширился. Безусловно, этот процесс весьма болезненный как в политическом, так и в экономическом плане. Причем он бьет по интересам не только России, но и тех стран, которые вводят подобные санкции. Но, как обычно, у любого негативного явления чаще всего имеется и позитивная сторона. В данном случае таковой стало интенсивное развитие импортозамещения в России.

Нефтегазовый комплекс, ставший одной из главных мишеней санкций, наиболее активно встал на рельсы импортозамещения. На государственном уровне принят ряд соответствующих программ, сформированы механизмы стимулирования отечественных производителей нефтегазового оборудования. Компании отрасли также разработали собственные планы в этой сфере. Они поддерживают тесные контакты с российскими научными организациями, инженерными центрами, промышленными предприятиями с целью создания передовых технологий, разработки и выпуска нового оборудования. Это позволяет не только снизить негативный эффект санкций, но и в целом повысить эффективность реализации проектов по добыче, переработке и транспортировке углеводородов.

ОТ РАЗРУХИ К ВОССТАНОВЛЕНИЮ

Во времена СССР в стране был создан достаточно развитый промышленный комплекс, обеспечивающий нужды нефтегазовой промышленности. Однако основная часть предприятий находилась на территории Украины

и Азербайджана. В период рыночных реформ 1990-х годов машиностроительные заводы – как в России, так и в других странах СНГ – оказались в очень сложном положении и некоторые из них стали сворачивать свое производство. И уж тем более они не могли отвечать все более высоким требованиям, которые предъявляли к оборудованию

вновь созданные нефтегазовые компании, активно перенимающие западные технологии и подходы к организации производства.

Тем временем зарубежные производители оборудования начали широкомасштабную экспансию на российский рынок. У них на руках был целый ряд козырей. Это и технологическое превосходство по сравнению с постсоветскими предприятиями, застывшими в период реформ в своем развитии. Это и политика зарубежных государств, поддерживающих свой экспорт высокотехнологичной продукции, в том числе через выдачу связанных кредитов.

Во времена СССР в стране был создан достаточно развитый промышленный комплекс, обеспечивающий нужды нефтегазовой промышленности. Однако основная часть предприятий находилась на территории Украины и Азербайджана

И, наконец, нельзя сбрасывать со счетов и психологический фактор. Не секрет, что в 1990-х – начале 2000-х годов именно западное оборудование априори воспринималось как наилучшее, а огромный отечественный опыт в сфере нефтегазового машиностроения просто игнорировался. Да и некоторым менеджерам нефтегазовых компаний было приятнее съездить с целью подписания контракта и закупки оборудования в США и Западную Европу, чем куда-нибудь на Урал...

В результате начала явно прослеживаться тенденция к увеличению доли зарубежного оборудования в НГК. По некоторым его видам она достигла критического уровня. Так, по технологиям гидроразрыва пласта она составляла 95%, по насосам высокого давления – 80%, по скважинному оборудованию – до 77%, а по программному обеспечению – и все 100%.

Ситуация осложнялась деградацией отечественной отраслевой науки. В ходе рыночных реформ некоторые научные коллективы прекратили свою деятельность, другие владели жалкое существование, а некоторые «счастливчики» оказались в структуре ВИНК, где они призваны были решать чисто прикладные локальные задачи (в частности, по адаптации к российским условиям импортного оборудования). Поэтому надежд на восстановление отечественного нефтегазового машиностроения оставалось все меньше.

Конечно, разговоры о необходимости импортозамещения в НГК практически никогда не утихали. Но на деле ситуация резко изменилась лишь в 2014–2015 годах. Здесь свою роль сыграли сразу два фактора. С одной стороны, падение цен на нефть привело к тому, что доходы отечественных компаний в долларовом выражении резко сократились. При этом необходимо отметить, что российские ВИНК пострадали от ценового кризиса гораздо

меньше своих западных коллег, поскольку в связи с падением курса рубля их издержки, подсчитанные в твердой валюте, сократились. Но вместе с тем реализация новых проектов и внедрение передовых технологий требовали масштабных закупок оборудования за доллары, а это теперь оказалось крайне финансово обременительным.

С другой стороны, применение секторальных санкций против России затруднило трансферт технологий. Да, пока введенные нашими «западными партнерами» ограничения не касаются закупок основных видов нефтегазового оборудования. Но, во-первых, они всё же затронули такие перспективные направления развития НГК, как освоение шельфа и трудноизвлекаемых запасов. А во-вторых, санкционный процесс постоянно набирает обороты и неизвестно, какие категории импорта могут подпасть под запрет в ближайшем будущем.

На фоне осложнения отношений с Западом, Правительство РФ серьезно озаботилось вопросами импортозамещения. В результате в конце 2014 года был утвержден План мероприятий по снижению зависимости российского ТЭК от импорта оборудования, технических устройств, комплектующих, услуг (работ) иностранных компаний и использования программного обеспечения. Согласно данному документу, в течение пяти лет доля зарубежной продукции в закупках отечественных нефтегазовых компаний должна сократиться с 60 до 43% (см. «Основные направления импортозамещения»).

ГОСУДАРСТВЕННЫЕ РЫЧАГИ

Конечно, на первый взгляд, эта задача казалась практически невыполнимой. И можно было услышать немало скептических прогнозов относительно реальных перспектив импортозамещения. Но на деле данный процесс идет даже быстрее, чем предполагалось. «У нас по 18 направлениям существуют рабочие группы, которые уже имеют результаты по разработке отечественных технологий, отечественного оборудования, которое раньше закупалось за границей и в России не производилось. За последние три года мы вышли на уровень закупок российского оборудования с 60 до 80–90%. В перспективе можем выйти близко к стопроцентным показателям», – отмечает министр энергетики РФ Александр Новак.

Начала явно прослеживаться тенденция к увеличению доли зарубежного оборудования в НГК. По некоторым его видам она достигла критического уровня

Была сформирована Межведомственная рабочая группа по развитию нефтегазового машиностроения, а также Научно-технический совет при Минпромторге, в составе которого создан ряд экспертных групп. В числе их участников – представители нефтегазовых компаний,

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Технологическое направление (продукт, технология)	Доля импорта в 2014 г.	Максимальная доля импорта к 2020 г.
Оборудование подземное для заканчивания скважин с применением множественного (многозонного) гидроразрыва пласта с системой селективного управления, парогенераторы и изолированные термостойкие трубы	95 %	80 %
Услуги по ГРП и другим технологиям воздействия на продуктивный пласт и призабойную зону (в целях увеличения нефтеотдачи)	92 %	75 %
Насосы высокого давления 1200–1500 атм. (для ГРП)	80 %	65 %
Скважинное оборудование, фонтанная арматура	77 %	60 %
Сервисные услуги по бурению, цементированию скважин, капитальному ремонту скважин (в том числе наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных)	67 %	50 %
Буровое оборудование, роторно-управляемые системы, навигационное оборудование определения положения бурового инструмента, оборудование по управлению буровым устройством	83 %	60 %
Породоразрушающий инструмент, бурильный инструмент	60 %	45 %
Общесистемное программное обеспечение, включая: операционные системы (Microsoft, Red Hat), средства обеспечения информационной безопасности	нет данных	нет данных
Прикладное программное обеспечение, включая офисное ПО, управление предприятием, ГИС		
Индустриально специфичное программное обеспечение, включая: системы моделирования процессов и инженерных расчетов, лабораторные системы		
Промышленное программное обеспечение (АСУ ТП)		
Пропановые холодильные установки	50 %	40 %
Мембранные установки осушки газа	60 %	40 %
Установки получения СПГ (сжиженный природный газ)	67 %	55 %
Дожимные компрессорные установки	60 %	45 %
Газозаправочная колонка компримированного газа	57 %	40 %
Криогенные насосы высокого и низкого давления для перекачки СПГ	80 %	60 %
Газораздаточные колонки СПГ с коммерческим учетом	90 %	75 %
Криогенные передвижные транспортные заправщики СПГ	72 %	60 %
Бортовые топливные системы для автотранспортных средств, использующих СПГ в качестве моторного топлива	100 %	80 %
Внутрикорпусные устройства (ВКУ)	80 %	60 %
Пластинчатые теплообменники	62 %	50 %
Реакторы и коксовые камеры	80 %	60 %
Системы хранения и очистки	40 %	30 %
Катализаторы для нефтепереработки и нефтехимии	нет данных	
Технологическое оборудование для плавучих буровых установок, судов	80 %	60 %
Системы подводных добычных комплексов	90 %	70 %
Подводное устьевое оборудование	90 %	70 %

Специализированные суда для организации работ (с кранами и системой стабилизации, для геофизических исследований, для ГРП и др.)	90 %	70 %
Услуги по цементированию, заканчиванию, ремонту скважин	90 %	70 %
Блочные нефтяные насосные станции (БННС)	50 %	40 %
Компрессорные установки	80 %	60 %
Поршневые компрессоры	70 %	55 %
Продуктовые насосы большой мощности	60 %	45 %
Запорная трубопроводная арматура	30 %	20 %
Регулирующая трубопроводная арматура	35 %	20 %
Гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), оборудование геофизическое и буровое для применения ГНКТ	80 %	65 %
Приводная техника	62 %	50 %
Арматура для особых сред (агрессивные среды, высокие температуры)	67 %	50 %
Геологоразведочное, геофизическое оборудование, сейсмическое оборудование и ПО	85 %	70 %
Сервисные услуги в геологоразведке	40 %	30 %
Технологии производства ЗИП	65 %	50 %

Источник: Правительство РФ

машиностроительных предприятий, научных и образовательных заведений (см. «Структура НТС по развитию нефтегазового оборудования»).

В стадии формирования находятся Центр компетенций импортозамещения и Аналитический центр развития инновационных и импортозамещающих технологий в ТЭК. Данные структуры создаются на базе Российского энергетического агентства при Минэнерго при поддержке Минпромторга.

«Основной задачей Минэнерго будет аккумулирование отраслевого заказа, систематизирование и определение приоритетных направлений разработок, технических заданий. Минпромторг в свою очередь мобилизует потенциал промышленности, обеспечит государственную поддержку проектам и проконтролирует исполнение заказа», – отмечал первый заместитель министра энергетики РФ Алексей Текслер (ныне – врио губернатора Челябинской области).

Определяющим фактором при выборе того или иного проекта будет его востребованность на российском рынке. Как подчеркивают в Минэнерго, сейчас компании, как правило, своими силами разрабатывают новые решения, но часто больших результатов можно достичь, объединив усилия.

«С помощью Центра мы рассчитываем определить перечень приоритетных проектов и технологий, где сможем быстро достичь результата. Наша инициатива уже нашла поддержку в правительстве, были проведены переговоры с большинством компаний об участии в работе Центра. Но мы понимаем, что нам еще многого предстоит в этом

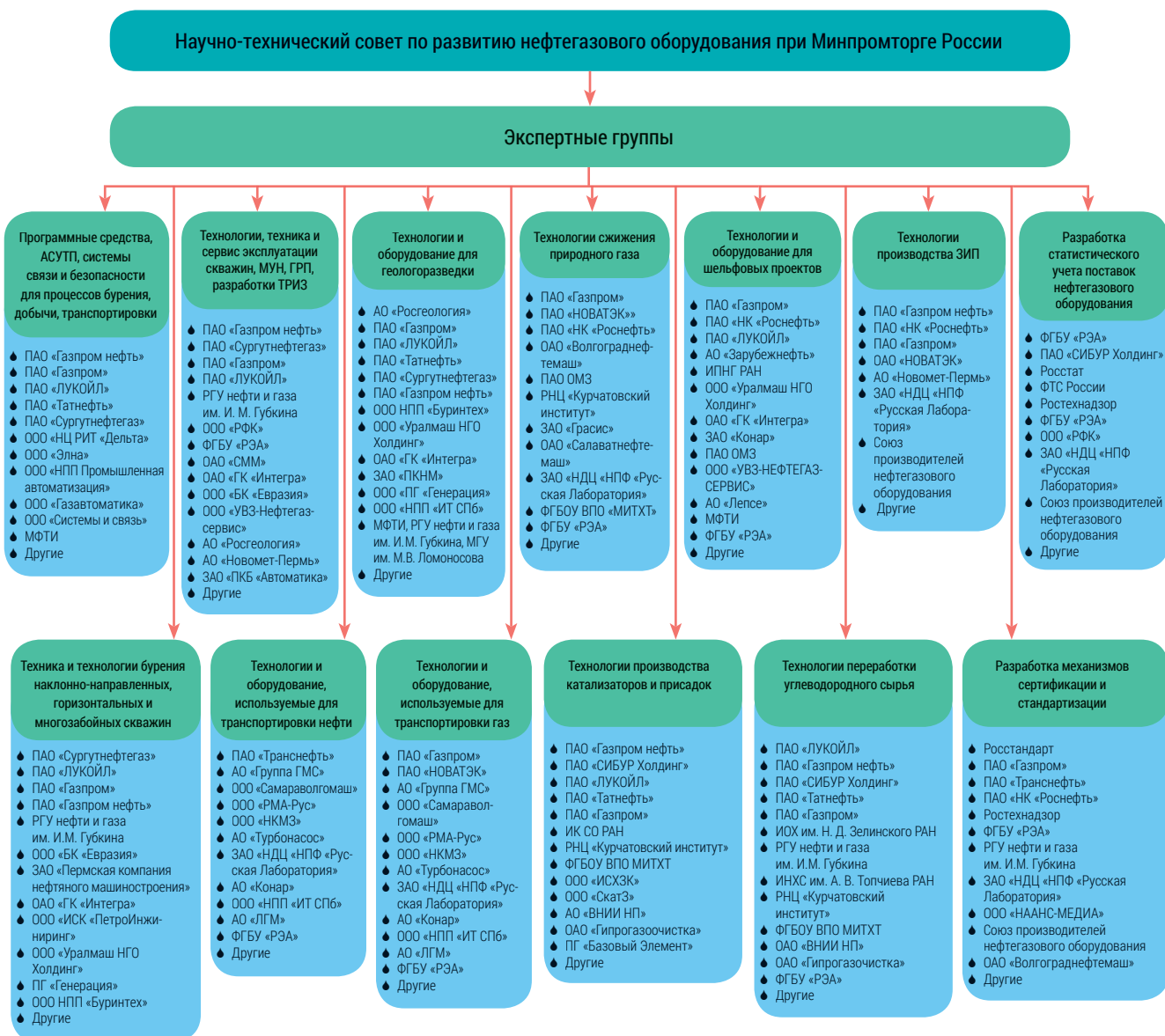
направлении достичь», – отмечает заместитель главы Минэнерго Павел Сорокин.

Очень важно, что идея импортозамещения заложена и в обновленной Доктрине энергобезопасности РФ, которая была утверждена на заседании Совета Безопасности РФ 29 ноября прошлого года. «Для решения задач доктрины выработан перечень мер и мероприятий, направленных на защиту российских интересов с точки зрения энергетической безопасности, и одно из направлений – это усиление работы в части импортозамещения и тех критических технологий, которые на сегодня определены, чтобы наша промышленность в полном объеме перешла на их производство», – отмечает Александр Новак.

Более того, правительство предприняло ряд конкретных шагов с целью стимулирования импортозамещения в ТЭК. К их числу относятся:

- ◆ кредитование ключевых инвестиционных проектов под льготную ставку 5% годовых из Фонда развития промышленности;
- ◆ субсидирование уплаты процентов по кредитам на реализацию новых комплексных инвестиционных проектов;
- ◆ субсидирование затрат на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ;
- ◆ специальный инвестиционный контракт;
- ◆ льготы по налогам, сборам, уплате таможенных платежей, арендной платы за пользование государственным имуществом;
- ◆ субсидирование затрат на производство и реализацию пилотных партий средств производства.

СТРУКТУРА НТС ПО РАЗВИТИЮ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ



Источник: Минпромторг

НА ЧТО ДЕЛАТЬ СТАВКУ?

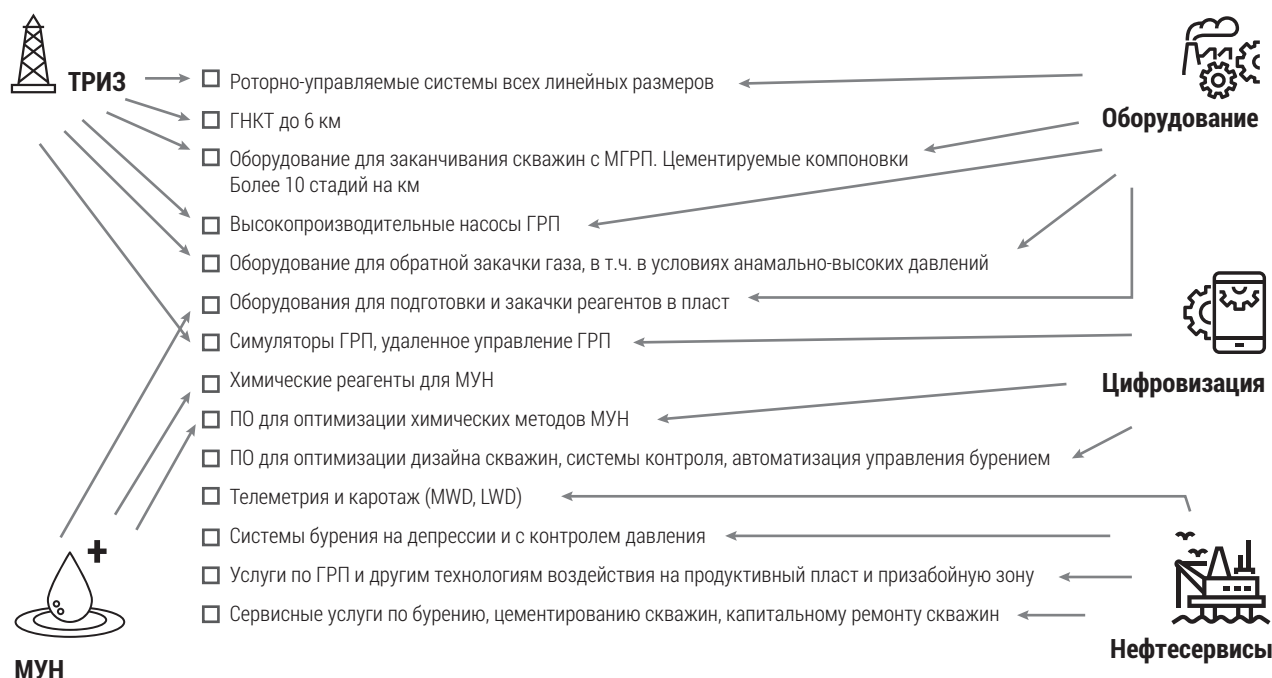
Безусловно, нельзя рассматривать процесс импортозамещения в нефтегазовом комплексе РФ просто как «наш ответ Чемберлену», как реакцию на западные санкции. Задача стоит гораздо шире. Необходимо не просто найти замену зарубежному оборудованию и технологиям, а создать принципиально новую технологическую базу отрасли, отвечающую современным вызовам.

А эти вызовы очень серьезные. Как отмечают эксперты Московской школы управления «Сколково», при сохранении средних показателей падения добычи на дей-

ствующих месторождениях в России на уровне 3% в год к 2030 году добыча на них составит не более 300 млн тонн. Пик производства придется на 2021–2022 годы, при этом на целевом уровне в 550 млн тонн оно будет поддерживаться за счет ввода в разработку новых месторождений до 2024 года. Однако новых крупных объектов на суше в нераспределенном фонде практически не осталось, поэтому после 2024 года запланированные к вводу новые месторождения не смогут полностью компенсировать падение добычи.

Что же делать? Опрос, проведенный экспертами «Сколково» среди участников «Нефтяного диалога»

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ



Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

(представители основных нефтяных компаний, органов государственной власти), свидетельствует, что существуют три первоочередных источника поддержания добычи:

- ◆ повышение эффективности разработки зрелых и новых традиционных месторождений;
- ◆ применение МУН;
- ◆ разработка нетрадиционных запасов нефти.

Анализ показал, что для вовлечения в оборот этих источников требуется развитие пяти основных технологических направлений. Причем три из них – кросс-функциональные, необходимые для реализации сразу всех трех вариантов (см. «Приоритетные направления разработки технологий и оборудования»).

Отдельное важное направление импортозамещения – внедрение цифровых технологий. Эффект от этого процесса может быть получен на всех этапах – от геологоразведки и разработки месторождений до производства и продажи нефтепродуктов

Как показывают выполненные Центром энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО расчеты, в случае успешного развития этих пяти технологических направлений можно будет удерживать добычу на стабиль-

ном уровне (см. «Структура добычи нефти и газового конденсата в России в период до 2030 г.»).

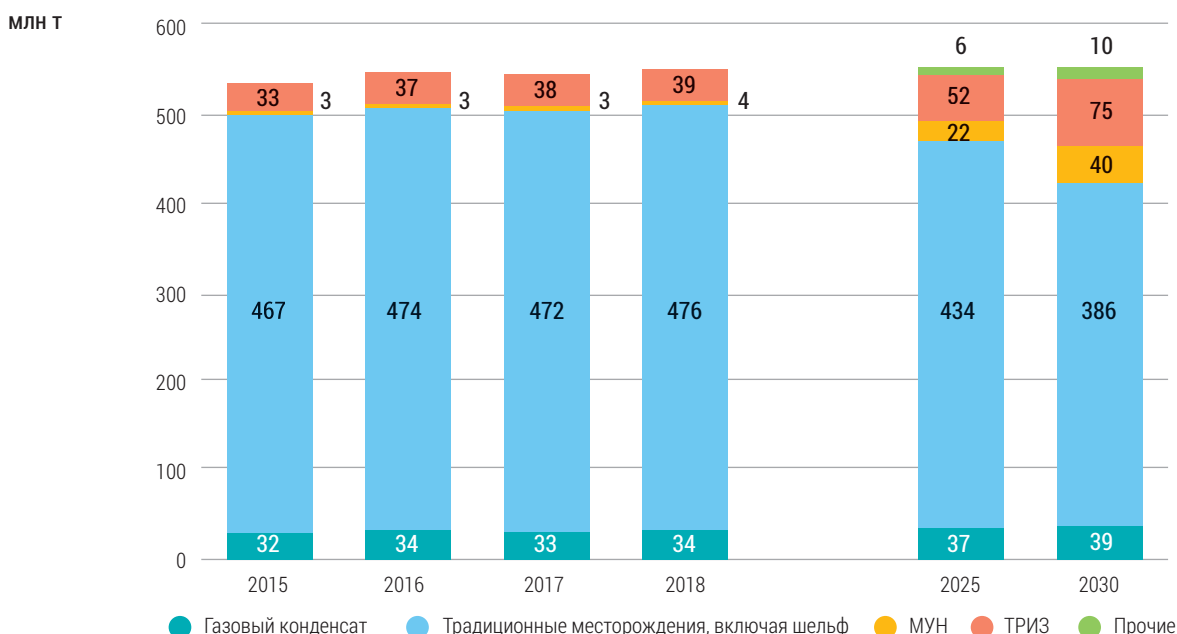
Но это потребует концентрации усилий со стороны как нефтегазовых, машиностроительных и сервисных компаний, так и правительства. Как подчеркивают в «Сколково», каждое из упомянутых направлений – это «отдельный кросс-функциональный национальный проект, далеко выходящий за рамки самой нефтяной промышленности».

Отдельное важное направление импортозамещения – внедрение цифровых технологий. Эффект от этого процесса, по мнению специалистов Московской школы управления «Сколково», может быть получен на каждом этапе деятельности нефтяных компаний – от геологоразведки и разработки месторождений до производства и продажи нефтепродуктов. При этом цифровизация не только закладывает фундамент для повышения эффективности бизнеса (за счет оптимизации операционных затрат, автоматизированного учета и моделирования на всех этапах цепочки создания стоимости), но и создает принципиально новые возможности для развития (новые алгоритмы управления большими данными, «цифровые двойники» и т.д.). Все это обеспечивает снижение затрат и рост эффективности от 3–5% до 15–20% на различных этапах.

ГАЗПРОМ ПЕРЕХОДИТ НА РОССИЙСКОЕ

Следуя, с одной стороны, государственной стратегии, а с другой стороны, своим вполне закономерным коммерческим интересам (стремлению снизить затраты на приобретение зарубежного оборудования), российские

СТРУКТУРА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В РОССИИ В ПЕРИОД ДО 2030 г.



Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

нефтяные компании активно включились в процесс импортозамещения.

В частности, «Газпром» на протяжении последних лет последовательно сокращает закупки иностранных технологий и оборудования в пользу отечественных. Так, по итогам 2017 года доля российских материально-технических ресурсов в закупках газового монополиста составила 99,4%, а в сегменте труб и соединительных деталей данный показатель достиг 100%.

При этом импортозамещение ведется по нескольким основным направлениям. «Газпром» подписал более чем с двумя десятками регионов дорожные карты по расширению использования высокотехнологичной продукции предприятий, расположенных в данных субъектах. С тремя регионами – Пермским краем, Воронежской и Томской областями – такие дорожные карты реализуются в трехстороннем формате, с участием Министерства промышленности и торговли РФ. В них включены 15 проектов – в частности, по созданию оборудования для подводной добычи, проведению ремонтных работ на скважинах и газопроводах.

Еще один механизм взаимодействия «Газпрома» с российскими производителями – заключение долгосрочных договоров на серийное производство, поставку и обслуживание импортозамещающей продукции под гарантированные объемы закупок. Такие договоры действуют, в том числе, с ПАО «Трубная металлургическая компания», ООО «Томские технологии машиностроения», ООО «Салаватский катализаторный завод».

Кроме того, «Газпром» инвестирует значительные средства в проведение научно-исследовательских и опытно-

конструкторских работ (НИОКР), прединвестиционных исследований. Компания активно сотрудничает с корпоративными и сторонними научными организациями, российскими вузами и т.д.

Как и для многих других отраслей российской экономики, для газовой промышленности больным местом остается создание отечественного программного обеспечения. Эта тема стала предметом обсуждения на недавнем, февральском Совете директоров «Газпрома». Было принято решение в двухмесячный срок подготовить план перехода на преимущественное использование отечественного ПО, а сам этот переход должен быть осуществлен до 2021 года. Программа импортозамещения будет разработана совместно со специалистами АНО «Центр компетенций по импортозамещению в сфере информационно-коммуникационных технологий».

Безусловно, импортозамещение не предполагает полного отказа от сотрудничества с зарубежными производителями. Но, учитывая наличие санкций и необходимость диверсификации отечественной экономики, предпочтительным вариантом является локализация производства, то есть организация выпуска высокотехнологичной продукции зарубежных компаний на территории России, с использованием отечественных комплектующих и рабочей силы. Таким образом, появляется возможность не только привлекать к сотрудничеству компании, являющиеся мировыми лидерами в тех или иных технологических областях, но и развивать соответствующие компетенции внутри страны, готовить высококвалифицированные рабочие и инженерные кадры.

И «Газпром» использует такую модель. В частности, при его поддержке Linde AG и ПАО «Силовые

машины» запустили в Санкт-Петербурге производство спиральнового теплообменного оборудования для установок сжижения и переработки природного газа. 20 июля 2018 года состоялась торжественная церемония отгрузки первого спиральнового теплообменника, предназначенного для Амурского газоперерабатывающего завода.

Очень важная задача в контексте импортозамещения – совершенствование национальных и корпоративных технических стандартов. В этих целях «Газпром» разработал систему добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ. Она позволяет обеспечить высокое качество отечественной продукции и облегчить взаимодействие ее производителей и потребителей.

Для вовлечения в оборот новых источников углеводородного сырья требуется развитие пяти основных технологических направлений. Причем три из них – кросс-функциональные, необходимые для реализации сразу всех трех вариантов

С МОРСКИМ АКЦЕНТОМ

В «Роснефти» также признают острую необходимость импортозамещения. Так, на сегодняшний день часть оборудования и услуг, используемых компанией, представлена только иностранными поставщиками (в том числе до 100% по ряду направлений в области извлечения трудноизвлекаемых запасов, переработки нефти и газа, освоения шельфовых месторождений и информационных технологий).

Поэтому еще в 2015 году была начата работа по локализации передовых иностранных технологий на территории Российской Федерации. Компания намерена к 2025 году обеспечить 70%-ю локализацию по всем реализуемым ею проектам. И на этом пути уже достигнут ряд успехов.

Особой заботой «Роснефти» является локализация производства оборудования для шельфовых проектов. Напомним, именно эта государственная компания, наряду с «Газпромом», в силу особенностей российского законодательства ответственна за разработку углеводородных богатств арктического шельфа. Но выполнение этой почетной задачи сопряжено с немалыми трудностями, поскольку многих видов технологий и оборудования, способных работать в суровых арктических условиях, зачастую нет не только в России, но и вообще в мире. И по некоторым направлениям «Роснефти» приходится выступать в роли первопроходца.

По поручению Президента РФ консорциум в составе «Роснефти», Газпромбанка и «Роснефтегаза» создает на Дальнем Востоке России промышленный и судостроительный кластер. Его ядром станет новый судостроительный комплекс «Звезда» в г. Большом Камне. Предполагается,

что это будет самая современная в стране верфь с объемом металлообработки 330 тыс. тонн в год. До 2035 года там будет произведено 178 единиц судов и морской техники, включая высокотехнологичные, крупнотоннажные суда, морские буровые, разведочные и добычные платформы, суда обслуживающего флота, в том числе ледового класса.

Кроме того, на «Звезде» впервые в России должно начаться строительство специальных танкеров и судов-газовозов для транспортировки углеводородов. Это потребует уникальных технических решений, большинство из которых российскому судостроению придется осваивать впервые.

Конечно, такие серьезные задачи в одиночку не решаются. И компании, несмотря на санкции, приходится создавать партнерства с ведущими зарубежными корпорациями. В частности, уже заключены соглашения по локализации производства с такими мировыми гигантами, как General Electric, Gaztransport & Technigaz (GTT), Hyundai Heavy Industries (HHI), Samsung Heavy Industries (SHI), DSEC, Lamor.

К примеру, в рамках развития судовой верфи «Звезда» в Большом Камне начато строительство завода по производству винто-рулевых колонок (ВРК). И с компанией General Electric был подписан договор о выполнении научно-исследовательских работ в целях разработки ВРК новой конструкции для крупнотоннажных судов. Уже создан проект ВРК мощностью 7,5 МВт для многофункциональных судов снабжения усиленного ледового класса, начата подготовка к их производству.

Совместно с GTT будут вестись проектирование и строительство систем хранения СПГ мембранного типа и судов-газовозов, также на базе «Звезды». А Hyundai Heavy Industries должна помочь «Роснефти» в создании танкеров класса «Афрамекс», предназначенных для перевозки нефти между портами Балтийского моря. С этой целью создается совместное предприятие ООО «Звезда-Хёнда». ЦКБ «Лазурит» будет осуществлять разработку технической документации такого судна под авторским надзором HHI.

В свою очередь, Samsung Heavy Industries будет привлечена к строительству на «Звезде» челночных танкеров. Эта компания поставит комплект материалов и судового оборудования с перспективой дальнейшей локализации их производства в России.

DSEC поможет российской стороне в области проектирования, инжиниринга, управления и надзора при строительстве верфей. А с компанией Lamor планируется создать совместное предприятие по производству оборудования для ликвидации аварийных разливов нефти.

Кроме того, «Роснефть» создает на базе 82-го судоремонтного завода в районе Росляково (г. Мурманск) инфраструктуру для обеспечения морских арктических проектов. На этой площадке будут вестись не только ремонт и модернизация судов, планируется также организовать здесь производство нефтесервисного оборудования, а также элементов морских нефтегазовых платформ и СПГ-заводов.

БУРИТЬ ПО-РОССИЙСКИ

Конечно, программы импортозамещения «Роснефти» не ограничиваются шельфовыми проектами. Можно

привести немало примеров инициатив по разработке и производству «наземного» оборудования. Так, компания заключила с «Башнефтегеофизикой» соглашение о создании технологий и высокотехнологичного оборудования для проходки и исследования горизонтальных скважин, а также аппаратуры для проведения гидродинамических испытаний продуктивных объектов при поисково-разведочном бурении. Это очень актуальное направление, так как «Роснефть» планирует уже к 2020 году нарастить долю высокопродуктивных горизонтальных скважин до 40%. Также предусмотрено активное применение высокотехнологичных методов закачивания, включая многостадийный гидроразрыв пласта – как на новых, так и на действующих скважинах.

«Роснефть» также сотрудничает с АО «БашВзрывТехнологии», специализирующимся на разработке и производстве оборудования для текущего и капитального ремонта скважин, гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), геофизического оборудования.

Заключено соглашение о применении на предприятиях «Роснефти» композитных материалов, разрабатываемых и изготавливаемых Московским машиностроительным экспериментальным заводом – композиционные технологии (ММЭЗ-КТ). В частности, совместно с ММЭЗ-КТ предполагаются производство и проведение испытаний композитной трубной продукции российского производства.

Следуя, с одной стороны, государственной стратегии, а с другой стороны, своим вполне закономерным коммерческим интересам, российские нефтяные компании активно включились в процесс импортозамещения

Наконец, очень важная сфера импортозамещения – нефтепереработка. И здесь «Роснефть» также реализует несколько проектов. К примеру, на ряде предприятий компании осуществлен переход на отечественные катализаторы, выпускаемые на Ангарском заводе катализаторов и органического синтеза. В 2016 году они стали использоваться на установках гидроочистки керосиновой фракции Ачинского НПЗ и каталитического риформинга Рязанской НПК, в 2017 году – на установках риформинга бензина Куйбышевского и Саратовского НПЗ.

ШТАБЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Активно участвует в процессе импортозамещения и «Газпром нефть». С 2015 года в компании функционирует Департамент технологических партнерств и импортозамещения, одной из главных задач которого является системный мониторинг российского рынка товаров

и материалов для замены зарубежных аналогов отечественной продукцией.

Глава этого департамента Сергей Архипов отметил в ходе конференции «Импортозамещение в нефтегазовой промышленности 2019», прошедшей недавно в Санкт-Петербурге: «Дорогу осилит идущий. За последний год привлечено внешнее финансирование на 6 млрд рублей. Мы помогаем инновационным проектам импортозамещения привлекать финансирование на возвратных и невозвратных условиях. Еще один фактор – «Газпром нефть» готова обеспечивать проектам возможность бесплатных испытаний на наших объектах. Компанией запущено 50 уникальных продуктов. На очереди стоит освоение еще 170».

По мнению С. Архипова, необходимо также скорректировать программу госзакупок. «Сейчас госкомпаниям вынуждены покупать не по принципу «самый лучший», а по принципу «самый дешевый». Возможен другой механизм: покупать пусть и более дорогое российское, но при этом иметь возможность компенсировать разницу в цене из налога на прибыль», – предлагает он.

«Газпром нефть» пошла по пути создания научно-технических центров, среди основных задач которых – поиск, разработка и внедрение на производстве лучших отечественных технологий. То есть формируются своего рода «штабы импортозамещения».

Так, главный Научно-технический центр компании, офисы которого расположены в Санкт-Петербурге и Тюмени, готовит научно-техническую основу для принятия важнейших инвестиционных и управленческих решений. Он создает модели освоения месторождений, корректирует их по итогам полевых испытаний, определяет, при помощи каких технологий можно получить лучший результат. В сферу ответственности НТЦ входят также ведение корпоративной базы геолого-промысловой информации, управление процессом извлечения нефти из недр с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей, планирование и организация опытно-промышленных работ по внедрению новых технологий в добыче нефти.

В Омске создан Технопарк промышленной автоматизации. Это уникальная площадка для проведения научно-исследовательских работ, опытно-промышленных испытаний и разработки высокотехнологичных решений в области автоматизации нефтеперерабатывающих производств. Технопарк включает несколько функциональных кластеров: центры обучения, тестирования, разработки, обработки данных и т.д.

В 2017 году «Газпром нефть» создала Центр цифровых инноваций, который объединит усилия самой компании, разработчиков и научного сообщества. Его задача – создание прорывных цифровых продуктов для развития единой технологической платформы «Газпром нефти» в сфере логистики, переработки и сбыта. В частности, здесь занимаются такими «модными» ныне темами, как применение технологий больших данных, блокчейна, предиктивного управления, цифровых двойников предприятий, промышленного интернета вещей, самообучающихся систем на базе искусственного интеллекта.

Наконец, в Санкт-Петербурге создан технопарк корпоративных информационных технологий (КИТ), призванный наладить прямое взаимодействие разработчиков и производителей ИТ-решений в нефтегазовой отрасли. «Газпром нефть» предоставляет участникам технопарка возможности для апробации и тестирования их инноваций.

«Газпром нефть» пошла по пути создания научно-технических центров, среди основных задач которых поиск, разработка и внедрение на производстве лучших отечественных технологий

Как и «Роснефть», «Газпром нефть» уделяет особое внимание проблеме создания отечественных катализаторов. В 2017 году в Омске началось строительство нового производства мощностью 3 тыс. тонн катализаторов в год. Данный комплекс позволит нарастить их выпуск до 21 тыс. тонн. Он будет производить катализаторы для каталитического крекинга и гидрогенизационных процессов. Также в Омске действует единственный в России инженерный центр по испытанию катализаторов для НПЗ, который оборудован пилотной установкой каткрекинга.

На собственные предприятия «Газпром нефти» будет поставляться 20–40% катализаторов. Остальные объемы компания сможет продавать на внутреннем рынке и экспортировать. Министерство энергетики РФ присвоило данному проекту статус национального.

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ – ПУТЬ К ЭКОНОМИИ

Понятно, что государственные нефтегазовые компании находятся в авангарде процесса импортозамещения, провозглашенного важнейшей национальной задачей. Но и частные компании признают необходимость расширения опоры на отечественные технологии и оборудование.

«Санкции сегодня вредны для нас, они негативно сказываются, но мы надеемся, что этот негативный период как-то стабилизируется и дальше начнет смягчаться за счет того, что идет замещение и технологий, и оборудования», – заявил глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов, выступая на конференции CERAWeek в Хьюстоне в марте нынешнего года.

Он подчеркнул, что если пять лет назад в России производилось 40–42% оборудования, необходимого для нефтяной промышленности, то сейчас этот показатель достиг уже 70%. Вместе с тем Алекперов напомнил, что в СССР выпускалось любое оборудование, но оно не было конкурентно по сравнению с мировыми аналогами. «Я не сторонник того, чтобы локализовывать российский рынок от глобального рынка. Я за интеграцию, которая позволяет получать лучшее из того, что имеется на данный момент», – отметил глава ЛУКОЙЛа.

При этом у ЛУКОЙЛа уже давно наметилась собственная «специализация» в сфере импортозамещения – производство отечественных масел и смазочных материалов. Эта программа начала реализовываться задолго до введения санкций, еще в 2006 году. И к настоящему моменту в данной сфере достигнуты значительные результаты. Изучение мирового рынка гидравлических и промышленных масел, а также всего комплекса требований, предъявляемых к современным смазочным материалам, позволило ЛУКОЙЛу (в лице его дочерней компании «ЛЛК-Интернешнл») разработать масла премиум-класса мирового уровня. Кроме того, промышленные масла ЛУКОЙЛа совместимы с импортными аналогами, что дает возможность постепенного замещения иностранную продукцию.

По состоянию на 2017 год под управлением Группы «ЛУКОЙЛ» выпускалось около 45% масел в России. Суммарный объем производства достиг 1126 тыс. тонн, объем продаж фирменных масел – 585 тыс. тонн.

В свою очередь, «Сургутнефтегаз» рассматривает реализацию программы импортозамещения как наиболее актуальное направление сокращения затрат. Она включает в себя инвестиции в научно-технические разработки и сотрудничество с отечественными производителями техники и оборудования. В частности, в 2017 году «Сургутнефтегаз» реализовал мероприятия по замене импортного оборудования и запасных частей 27 отечественными аналогами по 1202 позициям с экономическим эффектом 1,9 млрд рублей. При этом 90% изделий было приобретено у отечественных производителей, а 10% изготовлено собственными силами.

Частные нефтегазовые компании – ЛУКОЙЛ и «Сургутнефтегаз» – также признают необходимость расширения опоры на отечественные технологии и оборудование

Примечательно, что «Сургутнефтегаз» всегда стремился делать ставку на собственные силы и по возможности старался сократить масштабы привлечения сторонних подрядчиков, включая зарубежные корпорации. Как отмечают в компании, наличие в ее составе собственных высокотехнологических сервисных подразделений дает дополнительные конкурентные преимущества: позволяет контролировать затраты, оперативно внедрять и использовать лучшие технические разработки, решать сложные производственные задачи, учитывая специфику и сложность разработки месторождений, и снижать риски нефтедобычи.

Таким образом, импортозамещение сегодня является не столько «политической» задачей, логическим ответом на западные санкции, сколько экономически мотивированным процессом. Оно помогает компаниям решать проблемы, возникающие в связи с изменением конъюнктуры мирового углеводородного рынка, повышением роли передовых технологий на всех стадиях нефтегазового производства.

Технология бестраншейного восстановления изоляции магистральных трубопроводов

(на заболоченных или обводненных участках)

25
ЛЕТ



КОРПОРАЦИЯ
ПСС

Ключевую роль в бесперебойной и безаварийной работе магистрального транспорта природного газа играет противокоррозионная защита. В данном случае задача ее обеспечения для подземных объектов решается совместным действием изоляционных покрытий, препятствующих доступу коррозионных агентов к металлу трубы и токов средств электрохимзащиты (ЭХЗ), обеспечивающих торможение коррозионных процессов при наличии дефектов и повреждений покрытия.

В ходе эксплуатации трубопроводных систем происходит увеличение количества дефектов изоляционного покрытия и его физическое старение. При достижении критических значений количества дефектных участков изоляционного покрытия или ухудшении его изолирующих свойств существующие средства ЭХЗ не могут обеспечить необходимую плотность защитного тока. Как результат – рост количества коррозионных дефектов тела трубы.

Логическим выходом из этой ситуации является восстановление изоляционных покрытий методом переизоляции участков трубопроводов, в основном с выводом их из эксплуатации на время ремонта, и выполнение большего объема земляных работ. Экономические затраты на этот комплекс работ огромны.

Идея бестраншейного восстановления свойств изоляционного покрытия без проведения земляных работ витает в воздухе уже около 20 лет. Первые опытные работы были проведены силами компании «Кубаньоргэнергогаз» на газопроводе Майкоп – Самурское – Сочи с использованием поляризованного водорастворимого полимера, применяемого в автомобильной промышленности для получения покрытий кузовов методом катафореза. Однако хороших и устойчивых результатов осаждения покрытия в дефектных участках трубопровода получить не удалось.

Основной проблемой реализации данного способа нанесения покрытия, которую необходимо было решить, являлось получение модификации полимера, обладающего набором необходимых характеристик, обеспечивающих его применение в условиях трассового нанесения. Это неопределенность солевого состава обводненных участков трубопроводов и сниженной, по сравнению с заводскими параметрами, плотностью тока, которая может быть создана средствами ЭХЗ для обеспечения осаждения полимера.

В ходе длительной научной работы коллективов организаций – партнеров проекта поставленные задачи были решены. В результате проведенных работ из доступных промышленно выпускаемых компонентов было синтезировано новое электроактивное соединение, которое способно стать основой технологии бестраншейного нанесения покрытия.

Как показали фундаментальные лабораторные исследования, соединение способно к осаждению при параметрах электрического поля тока катодной защиты на поверхность катода. После определенного периода активации катодным током полимер приобретает способность к самосборке в полимерные цепи на поверхности металла.

Проведена серия лабораторных экспериментов по электроосаждению разработанного полимерного раствора с моделированием различных условий, близких к реальным. Эксперименты показали,

УЧАСТНИКИ ПРОЕКТА:

- ◆ ФГБОУ ВО «Кубанский госуниверситет» – научный партнер, г. Краснодар;
- ◆ ОАО СУ «Кубаньоргэнергогаз» – инжиниринговый партнер, г. Краснодар;
- ◆ АО «ППМТС «Пермснабсбыт» – промышленный партнер, г. Пермь.

что даже при поляризации минус 0,8–1,2 В, т.е. при потенциалах катодной защиты, применяемой на магистральных трубопроводах, на стальной подложке образуется полимерный слой с защитной функцией. Эксперименты проводились в различных солевых средах, имитирующих природную среду.

При плотностях тока, соответствующих плотностям токов катодной защиты, достигаются скорости образования сплошной полимерной пленки на поверхности стали порядка 100 мкм в сутки. А сама пленка по своей природе сопоставима с известными, например, эпоксидными покрытиями. Измерение изменений импеданса покрытия на переменном токе в ходе его электроосаждения показывает, что значения диэлектрических параметров покрытия, установленных нормативной документацией на защиту от коррозии, вполне достижимы.

С целью наиболее полного приближения к натурным условиям проведены эксперименты по электроосаждению полимерного состава в водно-солевом растворе при потенциалах катодной защиты и наличии на трубе продуктов коррозии.

Испытания завершились успешно. Нами получен адгезионно связанный с поверхностью металла полимерный слой, который в последующем самоотверждается. В лабораторных условиях при температуре порядка 40°C покрытие отвердело за три часа.

Таким образом, участниками проекта подготовлена научная база и проведена оценка промышленного производства полимерного состава для проведения следующего этапа работ – отработка технологии бестраншейного восстановления изоляции трубопроводов, потерявшей свои защитные свойства.

КОРПОРАЦИЯ ПСС

614013, Пермский край, г. Пермь, ул. Борцов Революции, 8А, оф. 222
Тел.: 8 (800) 333-96-97

реклама



Нефтяники России делают ставку на технологии и освоение трудных месторождений



ВАДИМ ЯКОВЛЕВ

Первый заместитель генерального директора ПАО «Газпром нефть»

(колонка для журнала *Petroleum Review*,

перевод специально для «Нефтегазовой Вертикали»)

На месторождениях, открытых десятилетия назад, добыча снижается, а искать новые запасы и извлекать их становится все труднее и дороже. Компаниям уже приходится вести бурение на участках с минимальной проницаемостью пластов в 0,1 миллиарда. Смогут ли нефтяники при таких сложностях через 20–30 лет поддерживать сегодняшние объемы добычи нефти?! Очевидно, что это будет возможно только благодаря новым технологиям, которые позволяют работать с «трудными» запасами нефти без увеличения себестоимости.

Цифровые технологии меняют облик нефтегазовой индустрии. Очевидно, что в современной экономике ключевым конкурентным преимуществом стало не владение активом, а опережающий доступ к технологиям, от которых зависит не только экономическая эффективность, но и само будущее той или иной компании на рынке.

Нефтяные компании-визионеры в течение последних лет трансформируются из потребителей технологий в их создателей

Нефтяные компании-визионеры в течение последних лет трансформируются из потребителей технологий в их создателей. Сложно найти другую отрасль, в которой обрабатывают такие же гигантские объемы различных типов данных. Новые способы анализа и использования этой информации способны сформировать дополнительный потенциал для повышения эффективности.

Нефтегазовая отрасль в вопросах цифровизации часто концентрируется на процессах, связанных со стадией эксплуатации месторождения и добычи нефти. Однако практика «Газпром нефти» доказывает, что крайне важна фокусировка на применении цифровых технологий и на ранних этапах работы с активами. Именно тогда создается максимальная стоимость, ведь неопределенности по геологическим объектам еще слишком велики и принятие качественных решений носит критический характер.

В таком случае работа с большим потоком геолого-геофизической и технологической информации может быть интегрирована с современными цифровыми решениями, такими как искусственный интеллект и анализ больших данных. Не нужно стремиться внедрять цифровые решения во все возможные процессы, наоборот, стоит потратить время, чтобы оценить, где потенциал будет максимальный, и сконцентрироваться именно на этих областях, используя выявленные возможности.

«Газпром нефть» реализует цифровую трансформацию через применение прорывных технологий, оптимизирующих операционные процессы и бизнес-модели за счет новых форматов взаимодействия и принятия решений. В нашей компании более 500 цифровых проектов и инициатив различных направлений – их целью является существенное повышение эффективности, технологичности и безопасности работы по всей цепочке создания стоимости. Кроме того, мы стараемся развивать инициативность и инновационность сотрудников. К примеру, принимаем инвестиционные решения по запуску цифровых проектов в формате регулярных питч-сессий, на которых любой сотрудник может предложить цифровую инициативу, пройти процедуру ее оценки и запустить проект.

Использование когнитивных технологий на ранних этапах позволяет оптимизировать 70–80% рутинных операций геологов, а также находить дополнительные геологические

идеи. Уже сейчас внедренные решения дают возможностькратно ускорить анализ данных керна, исследований скважин, данных сейсморазведки. Искусственный интеллект управляет программой заводнения на части наших активов, находит дополнительные нефтенасыщенные интервалы на разрабатываемых месторождениях, экспертные системы подсказывают оптимальные траектории размещения километровых горизонтальных скважин в двух-трехметровых пластах, позволяют просчитывать тысячи сценариев комплексных проектов развития активов, выбирая наиболее эффективный. В течение трех лет в компании будет реализована цифровая программа развития, дающая возможность на 40% и более оптимизировать период подготовки крупных проектов и минимизировать сроки работ до получения первой нефти с месторождений.

Чтобы понять, насколько плотно надо размещать скважины на конкретном месторождении, какой длины должен быть горизонтальный ствол, сколько гидроразрывов пласта сделать, необходимо решить сложные нелинейные уравнения и провести много итерационных расчетов. Каждое месторождение – сложнейшая система из пластов, скважин, объектов поверхностного обустройства и инфраструктурных объектов. В ней так много параметров, с помощью которых можно управлять эффективностью, что найти глобальный экстремум можно только с помощью системного инжиниринга и искусственного интеллекта.

Нефтегазовая отрасль в вопросах цифровизации часто концентрируется на процессах, связанных со стадией эксплуатации месторождения и добычи нефти

Цифровые технологии также позволяют тестировать гипотезы по разработке месторождений, строительству инфраструктуры и эксплуатации промысла без рисков для людей и объектов. Для этого создаются «цифровые двойники» скважин, заводов, производственных площадок и даже целых месторождений. Такие модели адаптируются и меняются в режиме реального времени на основе информации, получаемой в режиме онлайн с производственных площадок. Это позволяет добиваться значительной экономии затрат при эксплуатации объектов и предвидеть возможные технические и технологические осложнения.

Применение технологических, цифровых и организационных решений в комплексе позволяет добиваться дополнительного синергетического эффекта. К примеру, готовятся к запуску программы, включающие программы цифровой трансформации, разработки новых технологий и процессных изменений, которые дадут возможность вдвое сократить цикл геологоразведочных работ. Общий объем годовой добычи от портфеля новых технологий нашей компании в 2030 году мы оцениваем в 50 млн тонн углеводородов.



ИНДУСТРИЯ 4.0
www.fobosarm.ru



реклама



Не нужно стремиться внедрять цифровые решения во все возможные процессы, наоборот, стоит потратить время, чтобы оценить, где потенциал будет максимальный, и сконцентрироваться именно на этих областях, используя выявленные возможности

В ближайшей перспективе научно-технологические мощности «Газпром нефти» будут сконцентрированы на реализации национального проекта «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженской свиты». Стратегическая задача проекта – формирование к 2025 году рентабельной технологии добычи нефти из бажены, проницаемость которого в тысячу раз ниже, чем у традиционного коллектора. При этом площадь залегания этой свиты превышает 1 млн м². По оптимистичным оценкам геологов, ее ресурсы могут достигать 18–60 млрд тонн. Однако эффективных технологий работы с баженом в нефтяной отрасли пока не существует – это настоящий вызов для нашей индустрии. Сегодня в проекте вместе с «Газпром нефтью» участвуют более 20 партнеров-участников из России и других стран: нефтяные компании, научно-исследовательские и сервисные организации, производители промышленного оборудования. Это уникальный пример взаимовыгодного технологического партнерства для блага всей отрасли, который

приносит свои практические результаты – в 2018 году на баженовской свите в тестовом режиме внедрено восемь новых технологий бурения и внутрискважинных работ. Первая полученная «трудная» нефть бажены в России стоила примерно 45 тыс. рублей за тонну, сейчас нам удалось снизить этот показатель до 28 тыс. рублей. Для дальнейшей оптимизации затрат «Газпром нефть» разработала комплекс технологий по строительству горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта и первый отечественный симулятор гидроразрыва пласта для этой формации. К 2021 году мы планируем создать промышленную технологию разведки и добычи и достигнуть показателя себестоимости добычи в 18 тыс. рублей за тонну. В ближайшие три года в проект планируется инвестировать порядка 25 млрд рублей, чтобы начать коммерческую добычу из бажены уже в 2025 году. К этому моменту за счет развития сервисного рынка в России себестоимость добычи должна опуститься до 14 тыс. рублей за тонну.

Времена «легкой нефти» остались позади, поэтому важно смотреть в перспективу и создавать прочный фундамент на будущее. Для «Газпром нефти» таким фундаментом является разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и проекты в Арктике. «Газпром нефть» планирует, что добыча нетрадиционной нефти к 2025 году будет составлять 3–4% от общих объемов добычи компании, а к 2030 году – до 10%. За счет освоения новых активов, развития технологий и повышения эффективности «Газпром нефть» рассчитывает и дальше оставаться лидером по темпам роста добычи нефти в России, наращивать потенциал извлечения углеводородов и быть конкурентоспособной на мировой арене. **ТА**

Соединительные детали трубопровода с повышенной коррозионной стойкостью для обустройства месторождений нефти

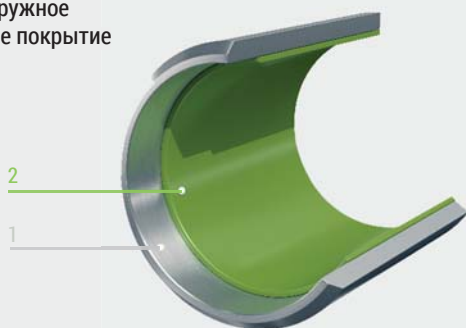
Не секрет, что жидкость, именуемая нефтью, добываемая в настоящее время из недр, становится все меньше похожа на нефть. Недаром ее все чаще называют «скважинная среда». Зачастую в этой жидкости нефти может быть 10% и меньше, а остальное вода и попутный газ. Но и это только полбеды. Содержание в добываемой «скважинной среде» агрессивных агентов стало в последнее время настоящей проблемой для всего нефтегазового сектора. Сероводород (H_2S), углекислый газ (CO_2), кислород (O_2), минерализованная вода с различными концентрациями всевозможных солей, бактерии, твердые частицы пластовых пород являются постоянной силой, которая медленно, но верно разрушает целостность нефтедобывающих систем. Трубы и соединительные детали нефтяного сортамента на кустовых площадках нефтедобывающих скважин и нефтесборных сетях в процессе эксплуатации постоянно подвергаются агрессивному воздействию, вызывающему различные типы коррозионных повреждений трубопроводов. Безаварийная работа требует превентивных мер защиты трубопровода, либо регулярной замены труб. Так, замедление процессов коррозии на месторождениях нефти достигается следующими основными способами:

- добавлением ингибиторов коррозии в скважинную среду;
- использованием труб и соединительных деталей с увеличенной толщиной стенки с допуском на коррозию;
- применением труб и деталей трубопроводов, изготовленных из сталей с повышенной коррозионной стойкостью;
- применением специальных внутренних антикоррозионных покрытий.

АО «ОМК» производит не только трубную продукцию с повышенной коррозионной стойкостью, но и детали трубопроводов (узлы трубопровода и трубопроводную арматуру). Это позволяет осуществлять комплексные поставки всей основной продукции с такими уникальными свойствами для обустройства скважин и нефтесборных сетей.

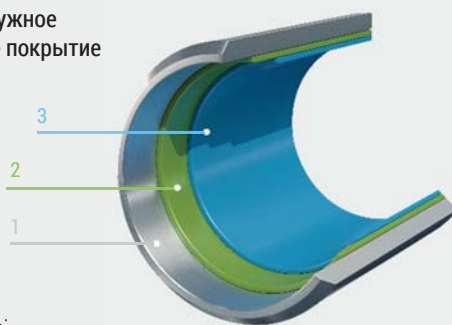
КОНСТРУКЦИИ

Однослойное наружное и/или внутреннее покрытие



1. Стальная деталь;
2. Один слой порошкового эпоксидного покрытия толщиной не менее 350 мкм.

Двухслойное наружное и/или внутреннее покрытие



1. Стальная деталь;
2. Первый слой эпокси-фенольный или фенольный праймер толщиной 15–25 мкм;
3. Второй слой порошкового эпоксидного покрытия толщиной не менее 350 мкм.

Для обустройства месторождений АО «Трубодеталь» предлагает детали с повышенной коррозионной стойкостью диаметрами от 57 до 1420 мм по ТУ 1469-032-04834179-2012 (исполнение И1 – коррозионностойкое). Производственные возможности дают возможность изготавливать отводы, тройники, переходы, днища (заглушки), кольца переходные, детали с кольцами, тройники с решетками и монтажные узлы.

В бесшовном исполнении детали рассчитаны на работу под давлением до 32 МПа, в штампосварном – до 16 МПа. Применяемые при изготовлении марки стали включают: 13ХФА, 05ХГБ, 08ХМФА, 09ГСФ, 20ФА и др. Испытания деталей проводятся по методикам NACE TM 0284 и NACE TM 0177, скорость общей коррозии оценивается по методике ЗАО НИПЦ «НефтеГазСервис» (г. Самара). Качество выпускаемой продукции также подтверждается проведенными промышленными испытаниями на различных нефтяных месторождениях (Самотлорское, Мамонтовское и др.). Отличительной особенностью проведенных испытаний было то, что на байпас устанавливалась не трубная катушка из исследуемой марки стали, как практикуется обычно, а именно детали трубопроводов, что позволяет в полной мере оценить процессы, протекающие при коррозионном воздействии на внутреннюю поверхность соединительных деталей.

Коррозионная стойкость деталей достигается как химическим составом стали, так и за счет специально разработанных режимов термообработки. Благодаря этому удается улучшить следующие характеристики:

- стабильность механических свойств по телу детали;
- трещиностойкость;
- температуру вязко-хрупкого перехода;
- стойкость к общей и язвенной коррозии;
- стойкость к сульфидному и коррозионному растрескиванию;
- стойкость к образованию водородных трещин.

Внешний вид
внутренней
поверхности
отвода 09Г2С



Внешний вид
внутренней
поверхности
отвода 13ХФА



Отдельно стоит выделить использование инновационной марки стали 05ХГБ для изготовления не только труб, но и различных соединительных деталей трубопроводов. Сталь марки 05ХГБ – это совместная разработка Инженерно-технологического центра ВМЗ и ФГУП «ЦНИИЧермет им. И.П. Бардина». Она отвечает высоким требованиям по коррозионной стойкости для эксплуатации во всех климатических нефтегазодобывающих регионах России без ограничения по температуре и составу агрессивных компонентов в средах с высоким содержанием двуокси углерода и сероводорода.

С конца 2016 года на АО «Трубодеталь» освоено производство деталей с эпоксидным антикоррозионным покрытием. Внутреннее и наружное эпоксидное покрытие может наноситься на детали с удлинительными кольцами под втулочное соединение узлов трубопроводов (от 57 до 630 мм) и на отводы гнутые методом индукционного нагрева длиной до 5 метров (от 57 до 530 мм). Покрытие может наноситься в одно- или двуслойном исполнении.

Детали для нанесения внутреннего покрытия изготавливаются по ТУ 1469-032-04834179-2012 в исполнении И2 (не коррозионностойкие детали из сталей 20, 09Г2С и др. под нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия). Также возможно изготовление деталей с удлинительными кольцами (необходимыми для установки втулок защиты сварного шва) по ТУ 24.20.40-041-04834179-2017 «Отводы, тройники, переходы и заглушки по стандартам ГОСТ 17380, 17375, 30753, 17376, 17378 и 17379 с приварными кольцами».

Примечательно, что изделия по ТУ 24.20.40-041-04834179-2017 могут поставаться с самыми разнообразными защитными покрытиями, также наносимыми на АО «Трубодеталь»:

- с наружным покрытием (полиуретановое, эпоксидное);
- с внутренним покрытием (эпоксидное, силикатно-эмалевое);
- с теплогидроизоляцией.

Завод «Трубодеталь» ведет непрерывную работу по расширению линейки своей продукции для удовлетворения самых разнообразных запросов и требований потребителя. Разрабатываемые уникальные решения по повышению эксплуатационной надежности деталей и внедрению новых технологий их производства позволяют сохранять репутацию сильного производителя, предлагающего комплексные и востребованные на рынке продукты с высокой степенью ответственности за их качество. 



**ОБЪЕДИНЕННАЯ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ**

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

Тел. : +7 (495) 231-77-71/72

e-mail: info@omk.ru, sales@omk.ru

www.omk.ru



реклама



Рынок КПГ:

мировой опыт развития и уроки для России

ПЕТР МЕДВЕДЕВ

Партнер, руководитель международной группы EY по оказанию услуг ключевым компаниям нефтегазовой отрасли

ДЕНИС БОРИСОВ

Руководитель Энергетического центра EY по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

НАТАЛЬЯ ИЗОТОВА

Главный аналитик Энергетического центра EY по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Продолжающаяся эволюция ключевых энергетических рынков сопровождается целым рядом принципиальных изменений, связанных с глобализацией, декарбонизацией, цифровизацией, развитием ВИЭ и т.п. Подобная трансформация оказала определенное влияние на целый ряд отраслей, и автомобильный сектор не стал исключением. В частности, одним из ключевых трендов в автомобильной отрасли в последние десятилетия является бурное развитие транспортных средств (ТС) на альтернативных видах топлива.

ПРЕИМУЩЕСТВА КПГ

Причины, которые объясняют отказ от привычных горюче-смазочных материалов (ГСМ) – автомобильного бензина (АБ) и дизельного топлива (ДТ), – далеко не всегда лежат в плоскости экономической выгоды и зачастую являются результатом изменения потребительских пред-

почтений. Не случайно среди нобелевских лауреатов по экономике появляется все больше ученых, изучающих именно психологические аспекты принятия решений. В то же время нельзя забывать и о роли государственной политики, которая способствует «переключению» потребителей на альтернативные виды топлива, включая компримированный природный газ (КПГ).

МИРОВОЙ ПАРК* ТС НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

млн шт.



*Данные по состоянию на конец ноября 2018 г.

Источник: NGV Global, Энергетический центр EY по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Несмотря на то, что природный газ является ископаемым сырьем, в классификации ГСМ, предназначенных для транспортных средств, КПГ относится к категории альтернативных видов топлива. Количество ТС на природном газе выросло с 1,3 млн в 2000 году до более чем 26 млн в 2018 году (см. «Мировой парк ТС на природном газе»).

Причины, которые объясняют отказ от привычных ГСМ – автомобильного бензина и дизельного топлива, – не всегда лежат в плоскости экономической выгоды и зачастую являются результатом изменения потребительских предпочтений

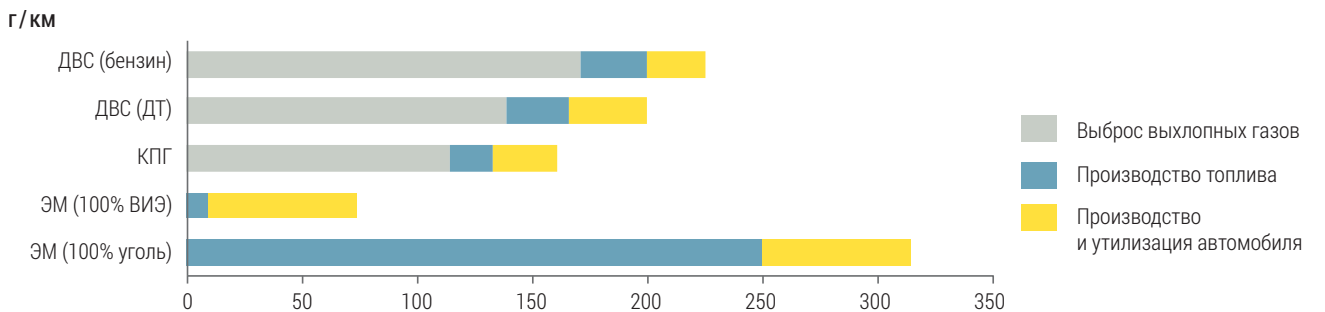
Более широкое распространение метана в качестве моторного топлива (в сравнении с другими альтернативными видами) обусловлено целым рядом преимуществ. Среди которых: относительно высокая доступность газа и наличие хорошо развитой инфраструктуры, низкие производственные затраты, сопоставимость характеристик с ТС, работающими на традиционном топливе (мощность, разгон, средняя скорость, расход топлива), а также низкий уровень загрязнения. Действительно, КПГ по праву считается более экологичным по сравнению с другими видами ископаемого топлива. Например, объем выбросов CO₂ у ТС на природном газе примерно на 30 и 20% меньше, чем у автомобилей, работающих на бензине и дизельном топливе, соответственно.

В то же время экологическое преимущество электромобилей в сравнении с ТС, функционирующими на КПГ, не всегда очевидно, если учесть в расчетах полный цикл выработки электроэнергии и совокупный объем выбросов в процессе производства и вывода из эксплуатации ТС. В связи с этим статус электромобилей как экологически чистых ТС является спорным и сильно зависит от структуры энергопотребления в конкретно взятой стране. Так, по нашим оценкам, при генерации 100% электроэнергии на основе ВИЭ величина выбросов CO₂ для электрокаров примерно на 70 и 60% меньше, чем для ТС, работающих на бензине и дизельном топливе, соответственно. Если же в какой-либо стране производство электроэнергии представлено 100%-й угольной генерацией, то в таком случае использование электромобилей нельзя считать экологическим решением, поскольку выбросы CO₂ для них (за весь полный цикл) примерно на 40 и 60% выше, чем для автомобилей с ДВС на бензине и дизеле, соответственно (см. «Сравнение выбросов CO₂ для различных типов ТС»).

ГЛОБАЛЬНЫЙ ТРЕНД И УНИКАЛЬНЫЕ ФАКТОРЫ

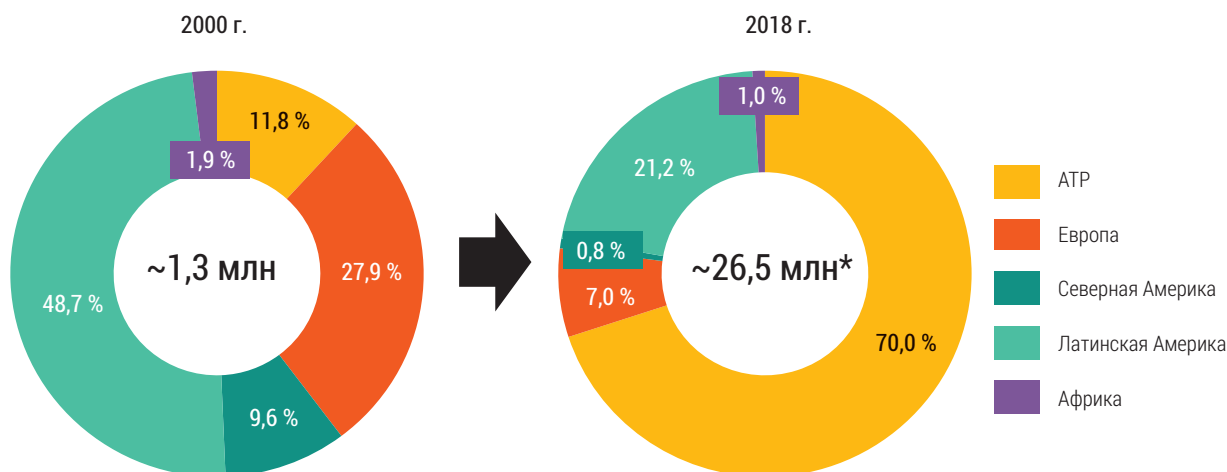
Как уже отмечалось ранее, количество ТС на природном газе в мире увеличилось почти в 20 раз с 2000 года. Наибольший рост парка автомобилей на метане наблюдался в странах Азиатско-Тихоокеанского региона и Латинской Америки. Прирост в этих регионах составил около 18 млн и 5 млн, соответственно (см. «Изменения в региональной структуре мирового парка ТС на метане»).

Наибольшее распространение транспорт на природном газе получил в таких странах, как Пакистан, Иран, Аргентина, Бангладеш и Боливия, где его доля составляет от 10 до 50% всего автопарка. Лидерами по общему числу ТС, работающих на метане, помимо Пакистана, Ирана

СРАВНЕНИЕ ВЫБРОСОВ CO₂ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ТС

Источник: UBS, JD Power, General Motors, Volkswagen, IEA, LMC Automotive, NGVA Europe, Энергетический Центр ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

ИЗМЕНЕНИЯ В РЕГИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЕ МИРОВОГО ПАРКА ТС НА МЕТАНЕ



*Менее 2 % мирового автопарка

Источник: NGV Global, Энергетический центр ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

и Аргентины, являются также Китай, Индия и Бразилия. На эти страны в совокупности приходится около 80 % всех ТС на природном газе в мире (см. «Топ-7 стран по количеству ТС на природном газе»).

Экологическое преимущество электромобилей в сравнении с ТС, функционирующими на КПГ, не всегда очевидно, если учесть полный цикл выработки электроэнергии и совокупный объем выбросов в процессе производства и вывода из эксплуатации ТС

Интересный факт: несмотря на значительные усилия по сохранению окружающей среды, показатели стран Евросоюза выглядят менее «прогрессивными». В среднем

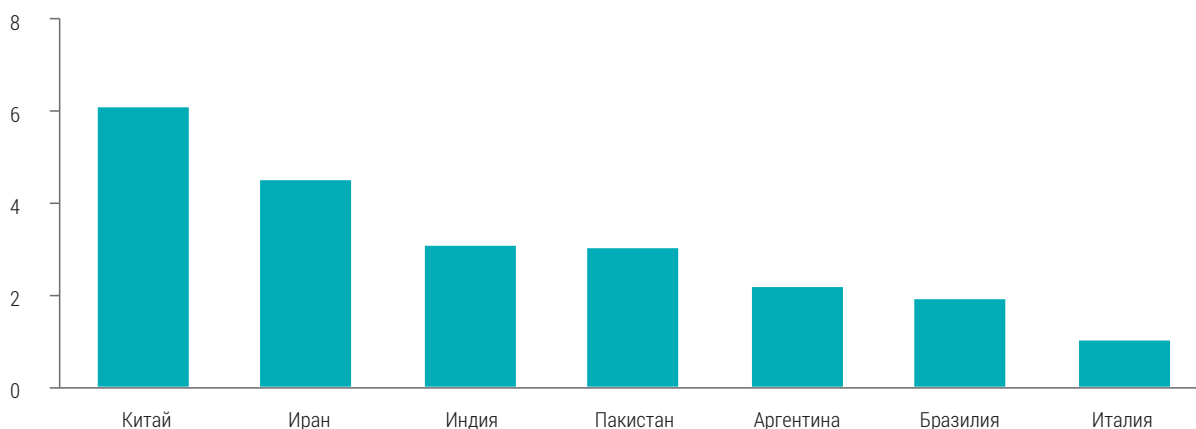
менее 1 % автопарка приходится на ТС на природном газе. Среди европейских стран наибольшее распространение метан в качестве топлива получил в Италии.

Глобальный тренд роста потребления КПГ в разных регионах и странах обосновывается различными факторами, зачастую уникальными. Например, использование природного газа в качестве моторного топлива в Китае и Индии было призвано снизить экологическую нагрузку, которая стала следствием бурного развития транспортного сегмента и роста населения. В ряде стран (Бразилия, Иран, Пакистан, Бангладеш) расширение парка ТС, функционирующих на метане, было направлено на уменьшение зависимости от импорта нефти и/или нефтепродуктов (в частности, бензина и дизельного топлива). При этом ситуация в Иране усложнялась ухудшением экологической обстановки в отдельных городах и наличием внешних ограничений для развития нефтяной отрасли.

Использование транспорта на КПГ в Боливии стало составной частью плана по борьбе с бедностью и повышению уровня автомобилизации. В то время как в Аргентине оно являлось следствием реализации программы заме-

ТОП-7 СТРАН ПО КОЛИЧЕСТВУ ТС НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ*

млн шт.



*Данные по состоянию на середину 2018 г.

Источник: NGV Global, Энергетический центр EY по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

щения жидких топлив в целях увеличения экспорта нефти и нефтепродуктов.

Отметим, что практически во всех странах, где применение КПГ получило развитие, движущей силой выступало государство. Оно формировало специальные условия для распространения метана в качестве моторного топлива: начиная от льготного кредитования, специальных налоговых вычетов, корректировки технических стандартов и заканчивая прямым финансированием создания инфраструктуры.

Количество ТС на природном газе в мире увеличилось почти в 20 раз с 2000 года. Наибольший рост парка автомобилей на метане наблюдался в странах Азиатско-Тихоокеанского региона и Латинской Америки

Однако не все примеры развития КПГ в мировой практике можно назвать успешными в силу различных обстоятельств.

Например, устойчивое снижение добычи газа в Аргентине (с 2006-го по 2014 год) на фоне растущего спроса на КПГ привело к необходимости увеличения импортных закупок для нужд промышленности. В настоящее время в стране наблюдается стагнация парка ТС на метане. Без существенных изменений дальнейшее развитие газотранспортного сегмента затруднительно. Преломить ситуацию и оживить рынок КПГ может широкомасштабная разработка запасов сланцевого газа (в частности, форма-

ции Вака Муэрта в бассейне Неукен), которая в перспективе должна привести к наращиванию совокупных объемов внутреннего производства и, как следствие, к снижению импортной зависимости от поставок сырья.

В Пакистане (третье место в мире по доле ТС на природном газе в общем автопарке страны) правительство и во все придерживается плана по постепенному сокращению использования КПГ. Истощение значительных первоначальных запасов газа привело к нехватке сырья для удовлетворения потребностей транспортного сегмента и ограничению возможностей по выработке электроэнергии.

В то же время нельзя не отметить такие страны, как Китай, Индия и Италия, в которых по-прежнему проводится курс на дальнейшее развитие газотранспортного сегмента.

Интерес к расширению применения метана в качестве моторного топлива в настоящее время возникает и/или сохраняется во многих странах, в которых доля природного газа в топливном балансе страны пока невелика (например, Мексика, Южная Корея, государства Европы).

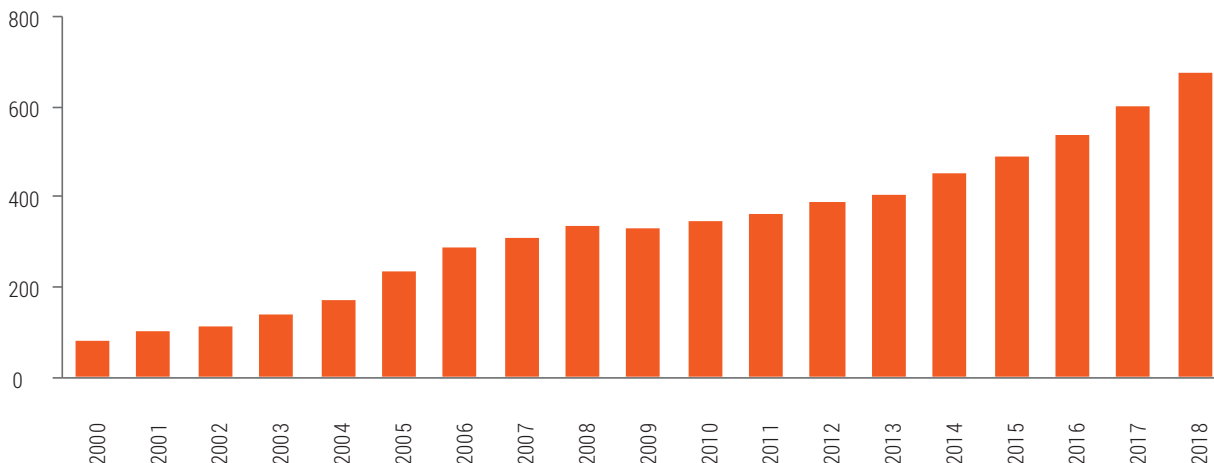
ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

В России, несмотря на предпринимаемые в прошлом неоднократные попытки повысить роль газомоторного топлива (ГМТ), доля ТС, работающих на метане, до сих пор остается крайне низкой. На сегодняшний день автотранспорт, потребляющий КПГ, составляет менее 1% общероссийского парка (на внутреннем рынке моторного топлива преимущественно представлены традиционные нефтепродукты – автомобильный бензин и дизельное топливо). Однако целый ряд факторов свидетельствует о том, что доля КПГ на рынке будет расти.

Во-первых, это достаточно высокие среднегодовые темпы прироста объема реализации КПГ в России: более

РЕАЛИЗАЦИЯ КПГ В РОССИИ, В 2000–2018 гг.

млн м³



Источник: «Газпром ВНИИГАЗ», «Газпром газомоторное топливо», Министерство энергетики РФ

чем 12% в год в течение 2000–2018 годов. В результате по итогам 2018 года объем продаж природного газа в качестве моторного топлива превысил 670 млн м³ (см. «Реализация КПГ в России»).

Глобальный тренд роста потребления КПГ в разных регионах и странах обосновывается различными факторами, зачастую уникальными

Во-вторых, наличие экономической выгоды от перехода на КПГ. Согласно нашим оценкам, в России стоимость переоборудования ТС составляет около 73 тыс. рублей (для легкового автомобиля с четырехцилиндровым двигателем), что заметно ниже среднемирового значения (см. «Сравнение стоимости переоборудования автомобилей по странам»). Исходя из данной стоимости установки газового оборудования, а также годового пробега легкового автомобиля порядка 15–20 тыс. км, окупаемость перехода на КПГ в среднем составляет около двух лет.

Дополнительным значимым фактором является возможность снижения эксплуатационных расходов, которая в первую очередь определяется более низкой ценой на КПГ в сравнении с традиционными видами топлива (по данным за 2018 год в среднем на 60% ниже стоимости автомобильного бензина и дизельного топлива).

В-третьих, наличие определенных способов стимулирования потребления КПГ как на федеральном, так и региональном уровне. Среди них: субсидии из федерального

бюджета производителям газомоторной техники, отсутствие акциза на КПГ, снижение/отмена импортных пошлин на некоторые компоненты газобаллонного оборудования (ГБО) и т.д.

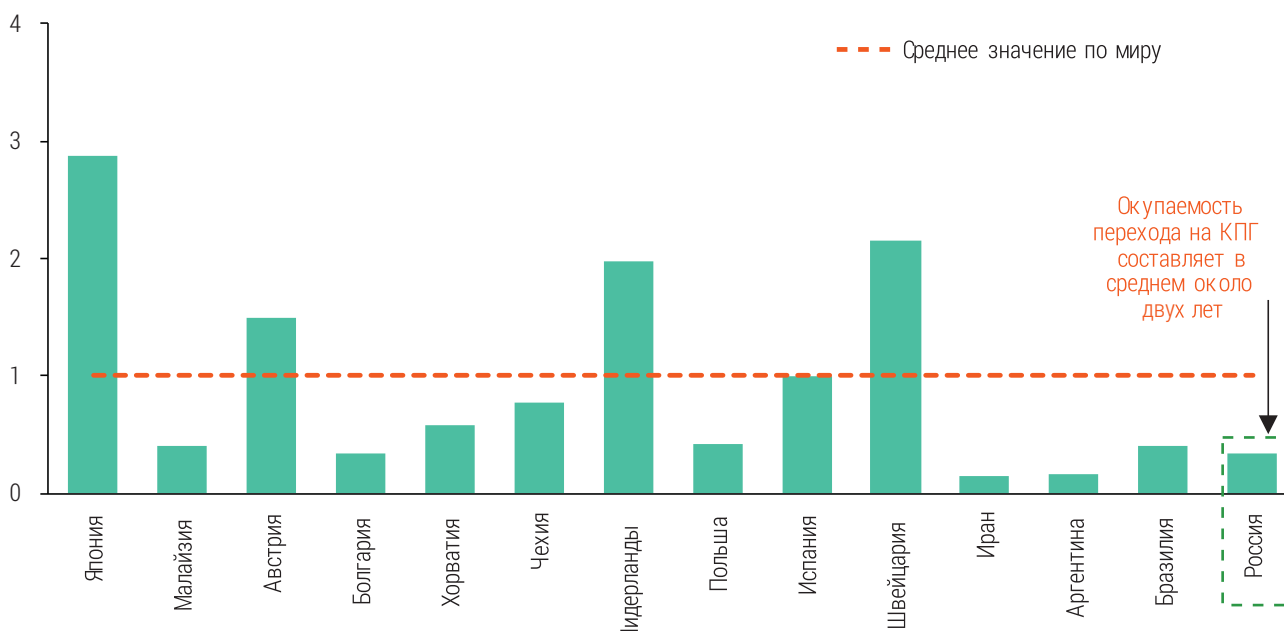
В то же время сохранение низкой доли метана в топливном балансе страны свидетельствует о существовании ряда сдерживающих факторов. К ним относятся: недостаточно развитая инфраструктура, изменение потребительских свойств ТС после переоборудования и сложности их последующего обслуживания, необходимость соблюдения определенных требований в процессе установки ГБО, вопрос сохранения гарантийных обязательств автопроизводителя, недостаточность налоговых стимулов.

Тем не менее растущий интерес к развитию рынка КПГ в России является очевидным. Во второй половине 2018 года Минэнерго России подготовило проект по внесению изменений в государственную программу «Энергоэффективность и развитие энергетики» с целью дополнения ее подпрограммой «Развитие рынка газомоторного топлива». В настоящее время обсуждение документа продолжается, работу над ним планируется завершить в 2019 году.

НУЖЕН ЛИ КПГ РОССИИ?

Как бы то ни было, на пути к повышению роли КПГ в топливном балансе России необходимо найти ответы на целый ряд вопросов. Например, что даст переход на альтернативные виды топлива государству с точки зрения влияния на экономику и экологию, а также бюджетную, социальную и прочие сферы? В каких нишах применение КПГ является целесообразным, а в каких – нет? Какие

СРАВНЕНИЕ* СТОИМОСТИ ПЕРЕБОРУДОВАНИЯ АВТОМОБИЛЕЙ** ПО СТРАНАМ



* Индекс, среднее значение по миру принято за единицу

** Итоговая стоимость переоборудования ТС может существенно варьироваться в зависимости от типа оборудования, количества, вида и объема цилиндров, качества компонентов и т.д.

Источник: Энергетический центр ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия, открытые источники

стимулы и инструменты для развития рынка могут быть предложены государством?

Мировой опыт функционирования рынка КПГ свидетельствует о наличии нескольких универсальных условий, при которых происходит его бурное развитие.

Прежде всего, это статус нетто-импортера жидких углеводородов (как правило, при наличии запасов природного газа), а также многочисленные экологические вызовы. Очевидно, что для России первое условие является неактуальным (наша страна в обозримом будущем сохранит статус чистого экспортера углеводородного сырья), а второе требует особого подхода, согласованного с экологической политикой государства и отдельных субъектов. Означает ли это, что перспективы развития рынка ГМТ в России связаны исключительно с решением экологических задач?

Ответ на этот вопрос невозможен без детализированных расчетов эффекта (эколого-климатического, социально-экономического, бюджетного, ресурсного и т.п.) от использования КПГ в качестве топлива для ТС. Такие оценки, базирующиеся на соответствующей методологической базе, будут особенно актуальны на фоне дискуссии о необходимости «инвентаризации» налоговых льгот и преференций. Как показывает международная практика, правильность заложенного в расчетах алгоритма (необходимо рассматривать всю цепочку создания стоимости) играет ключевую роль для получения объективных результатов.

Решение стратегической задачи (о роли и месте КПГ в топливном балансе страны с учетом анализа всех аргументов

в совокупности) вполне может сопровождаться нишевым развитием рынка, особенно когда потребители готовы переходить на КПГ. Такие примеры в мировой практике есть: в Калифорнии (несмотря на в целом прохладное отношение потребителей США к КПГ) около 60% автобусного парка заправляется КПГ, а крупнейшая логистическая американская компания UPS располагает парком в 4,4 тыс. ТС на метане и имеет более 40 собственных АГНКС.

Однако для более широкого распространения КПГ в России требуется совершенствование действующих условий как рыночного, так и нормативно-правового характера. В частности, это повышение доступности инфраструктуры, сохранение свободного ценообразования на КПГ, благоприятное налоговое окружение, технические регламенты и т.п.

Если российские власти заинтересованы в развитии рынка КПГ, то крайне важно введение дополнительных стимулирующих мер фискального и нефискального характера. Причем эти меры должны охватывать не только продавцов топлива (например, в части процедуры получения земель под АГНКС или налога на имущество), но и производителей транспортных средств, а также потребителей. Необходимо создание дорожной карты развития рынка КПГ в России с определением точек бифуркации, прохождение которых позволит повысить качество использования ресурсной базы в России и получить дополнительный полезный эффект для экономики страны и ее нефтегазовой отрасли. 

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019



15-18 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

Реклама

12+



М&А рынок России: интерес к нефтегазовому сектору сохраняется

МАРИНА МИЗГИРЕВА

Партнер, руководитель нефтегазового сектора

ЛЮБОВЬ ГАВРИЛОВА

Заместитель директора группы по сопровождению сделок в нефтегазовом секторе
(отдел инвестиций и рынков капитала КПМГ в России и СНГ)

Россия сохраняет лидирующие позиции по добыче углеводородов в мире, уступая только США, несмотря на ограничения ОПЕК и санкции, введенные в отношении ряда крупных игроков нефтегазового рынка. Нефтегазовый сектор страны продолжает привлекать иностранные инвестиции, главным образом с Ближнего Востока и Азии, и, как ожидается, будет вызывать дальнейший интерес у широкого круга инвесторов ввиду относительно низких технологических рисков, операционных расходов и стоимости активов.

И ВСЕ-ТАКИ, ПОЧЕМУ РОССИЯ?

Российские активы в секторах разведки и добычи играют существенную роль в портфелях многих крупных международных игроков. Так, по данным английской BP Plc. и французской Total, которые являются одними из самых активных иностранных инвесторов на российском рынке в течение многих лет, доля РФ в их доказанных запасах составляет 44 и 33% соответственно. Это свидетельствует о привлекательности российских активов для этих компаний.

Почему же Россия остается привлекательной для иностранных инвесторов? Во-первых, у нее имеется зна-

чительная ресурсная база. Согласно статистическому обзору BP за 2018 год, РФ находится на втором месте по добыче углеводородов, уступая только США, и на четвертом месте по доказанным запасам углеводородов после Ирана, Венесуэлы и Саудовской Аравии (две первые страны только с большой натяжкой можно отнести к стабильным). Затраты на приобретение запасов категории 2P являются наименьшими по сравнению с остальными регионами мира, богатыми нефтью. При этом политические и технические риски низки, а затраты на разработку запасов являются одними из самых низких в мире (см. «Динамика стоимости запасов 2P за последние пять лет»).

Хотя общая сумма сделок по слиянию и поглощению (M&A) в российском нефтегазовом секторе в 2018 году оказалась ниже, чем в прошлом году (в связи с сокращением числа крупных сделок), их количество на протяжении последних четырех лет остается относительно стабильным (см. «Количество и сумма сделок M&A в нефтегазовом секторе России»). Это подтверждает сохранение интереса к российским активам, а также отчасти является следствием адаптивности отрасли к санкциям и результатом относительной стабилизации цен на нефть.

Российские активы в секторах разведки и добычи играют существенную роль в портфелях многих крупных международных игроков

ИНТЕРЕС АЗИАТСКИХ ИНВЕСТОРОВ СОХРАНЯЕТСЯ

Инвесторы из Азии и с Ближнего Востока в последние годы проявляли особую активность в российском нефтегазовом секторе и продолжают демонстрировать интерес к приобретению долей участия в крупных компаниях. Это происходит на фоне ужесточения антироссийских санкций, что, безусловно, повышает привлекательность таких инвесторов для России. А РФ – для этих инвесторов, поскольку из-за санкций круг претендентов на активы сокращается, что рождает ожидания более дешевого входа в них. Российская нефтегазовая отрасль по-прежнему нуждается в финансах, и, помимо этого, партнерство позволяет диверсифицировать не только финансовые, но и другие риски реализации проектов.

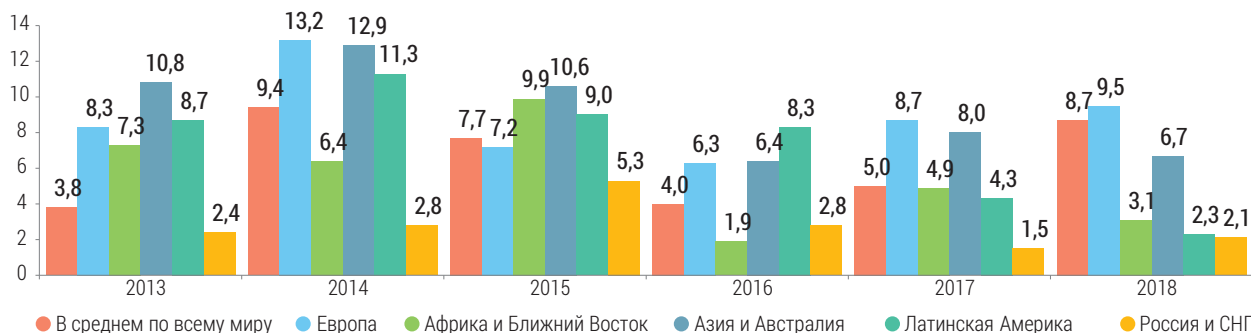
Крупнейшей сделкой M&A в России в 2018 году стало приобретение за \$4,4 млрд Катарским суверенным фондом (QIA) доли в «Роснефти», принадлежащей швейцарской трейдинговой компании Glencore. В результате сделки, закрытой 7 сентября 2018 года, QIA добавил к 4,77% акций «Роснефти» пакет в 14,16%. Теперь катарский фонд напрямую владеет 18,93% акций российской компании, став ее третьим крупнейшим акционером после государственного «Роснефтегаза» (более 50%) и британской BP (19,75%). Такая структура акционеров уравнивает участие «Востока» и «Запада» в акционерном капитале компании.

Эта сделка во многом стала возможной благодаря тому, что сорвалась крупнейшая сделка 2017 года – приобретение китайской CEFC доли в размере 14,16% акций «Роснефти» из 19,5%-го пакета, принадлежащего консорциуму Glencore и QIA. О ней было объявлено в сентябре 2017 года, ее закрытие ожидалось в первой половине 2018-го. В случае реализации сделки китайское присутствие в российском нефтегазовом секторе существенно увеличилось бы. Однако она не состоялась из-за финансовых проблем в китайской компании. После этого Glencore и QIA объявили о решении выйти из консорциума и разделить доли в «Роснефти» в соответствии с суммами их первоначальных инвестиций.

Инвесторы из Азии и с Ближнего Востока в последние годы проявляли особую активность в российском нефтегазовом секторе и продолжают демонстрировать интерес к приобретению долей участия в крупных компаниях

ДИНАМИКА СТОИМОСТИ ЗАПАСОВ 2P ЗА ПОСЛЕДНИЕ ПЯТЬ ЛЕТ

\$/барр н.э.



Источник: IHS Markit

Другой знаковой сделкой с инвесторами с Ближнего Востока является приобретение эмиратской Mubadala Petroleum совместно с Российским фондом прямых инвестиций (РФПИ) 49%-й доли в компании «Газпромнефть-Восток». Данное предприятие является оператором 13 месторождений, расположенных в Томской и Омской областях в Западной Сибири, самом богатом нефтегазовыми ресурсами регионе России. О завершении сделки было объявлено 5 сентября 2018 года, и теперь Mubadala Petroleum и РФПИ владеют 44 и 5% соответственно, а «Газпромнефть-Восток» продолжит исполнять функции оператора разработки месторождений. Эта сделка стала для Mubadala Petroleum первой инвестицией в нефтегазовый сектор России.

Перечисленные сделки с компаниями Ближнего Востока позволяют надеяться на дальнейший рост присутствия на российском рынке ближневосточных игроков с их доступом к финансированию.

Об интересе инвесторов из Азии и с Ближнего Востока к российским активам также свидетельствует их активное участие в переговорах о приобретении доли в проекте по производству сжиженного природного газа «Арктик СПГ-2», принадлежащем компании НОВАТЭК. Они также вели переговоры о совместной работе в различных сегментах газового рынка, включая торговлю СПГ и развитие инфраструктуры по добыче. Официально известно об интересе к проекту «Арктик СПГ-2» со стороны китай-

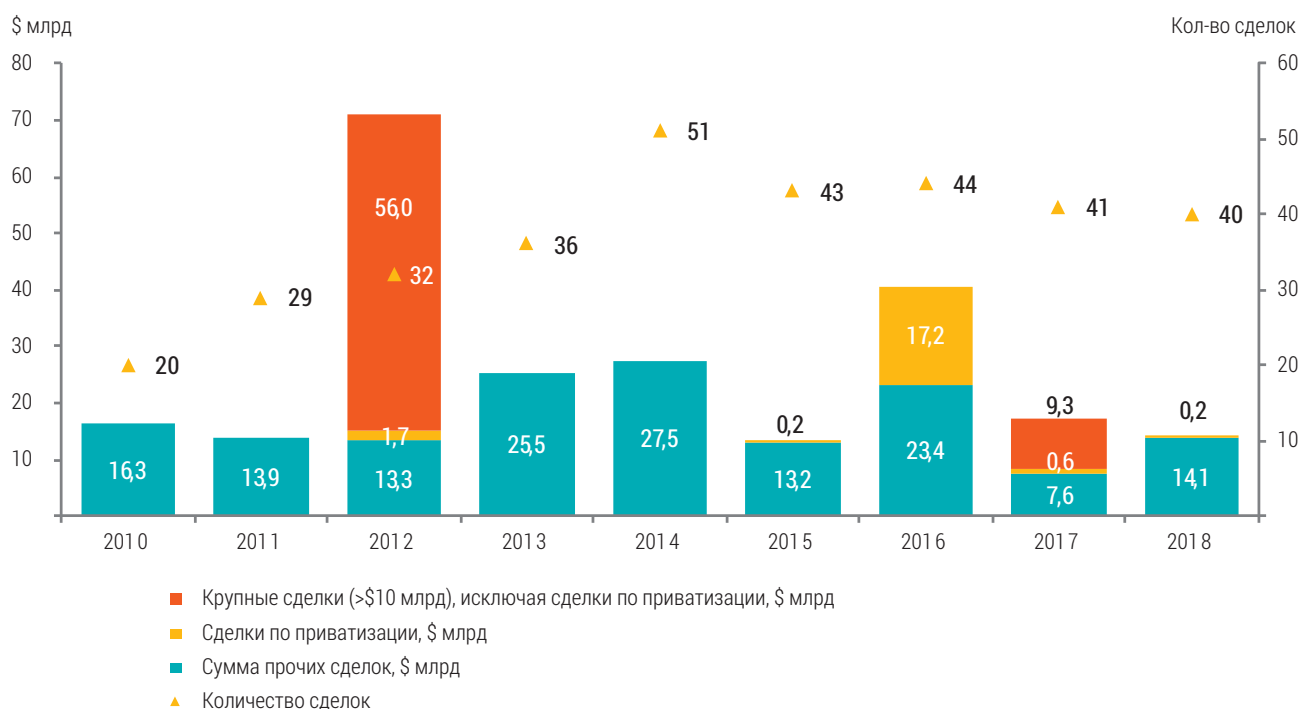
ской CNPC (партнер НОВАТЭКа по «Ямал СПГ») и национальной нефтяной компании Саудовской Аравии Saudi Aramco. Велись предварительные переговоры с японскими Mitsui и Mitsubishi, корейской KOGAS, тайской PTT.

Несмотря на санкции, ряд европейских нефтяных компаний, включая Total и Shell, продолжали в течение 2018 года активно расширять свой бизнес в сфере разведки и добычи в России

17 марта 2019 года глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон заявил, что компания готова рассмотреть возможность продажи до 30% в «Арктик СПГ-2» Saudi Aramco. Мы предполагаем, что борьба между азиатскими компаниями за долю в проекте будет нешуточной – все эти страны остро нуждаются в энергоресурсах и активно работают над обеспечением своей энергетической независимости.

Пуск первой линии «Арктик СПГ-2» запланирован приблизительно на 2023 год. НОВАТЭК намеревается оставить под своим контролем 60% в данном проекте, остальные 40% предложены иностранным инвесторам, говорил

КОЛИЧЕСТВО И СУММА СДЕЛОК M&A В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ РОССИИ, 2011–2018 гг.



Источник: КПМГ в России и СНГ

Михельсон. Однако нельзя исключать развития событий по сценарию, аналогичному «Ямал СПГ», когда НОВАТЭК снизил свою долю участия до 50,1%.

В рамках реализации проекта «Арктик СПГ-2» планируется производство более 19,8 млн тонн сжиженного природного газа в год (тогда как у проекта «Ямал СПГ» – 16,5 млн тонн). Предусматривается строительство трех очередей мощностью 6,6 млн тонн в год каждая на основаниях гравитационного типа. Проект реализуется на ресурсной базе Утреннего месторождения, запасы которого по российской классификации составляют 1978 млрд м³ природного газа и 105 млн тонн жидких углеводородов.

Стратегия НОВАТЭКа предполагает строительство в российской Арктике целого кластера СПГ-заводов. И ожидается, что компания будет реализовывать ее в партнерстве с другими инвесторами. Структура участия может быть похожа на «Ямал СПГ», где помимо нефтегазовых компаний присутствует инвестиционный фонд.

29 ноября 2018 года было объявлено, что «Роснефть» и крупная китайская газовая компания Beijing Gas Group Company Limited (Beijing Gas) создают совместное предприятие по строительству и эксплуатации в России сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС). По условиям соглашения Beijing Gas получит долю 45%. Стороны построят в России около 170 АГНКС, а также рассмотрят возможности использования СПГ в качестве моторного топлива.

Это не первое совместное предприятие компаний. В июне 2017 года «Роснефть» и Beijing Gas закрыли сделку по продаже китайской стороне 20% акций АО «Верхнечонскнефтегаз», нефтегазодобывающего актива, расположенного в Восточной Сибири. Создание второго по счету совместного предприятия говорит о стабильном интересе китайской газовой компании к развитию бизнеса в России.

ЕВРОПЕЙСКИЕ КОМПАНИИ РАСШИРЯЮТ ПРИСУТСТВИЕ

Интерес к российским нефтегазовым активам исходит не только от азиатских и ближневосточных игроков, на деятельность которых не оказывают прямого влияния санкции, введенные против России. Несмотря на эти ограничения, ряд европейских нефтяных компаний, включая Total и Shell, продолжали в течение 2018 года активно расширять свой бизнес в сфере разведки и добычи в России.

Так, 5 марта 2019 года Total закрыла сделку по покупке 10% в проекте «Арктик СПГ-2» у НОВАТЭКа за \$2,25 млрд. О ней было объявлено 24 мая 2018-го. Условия вхождения Total в проект включают оплату 10%-й доли участия и финансирование «Арктик СПГ-2» через взносы в капитал. Кроме того, НОВАТЭК и Total договорились, что французская компания будет иметь возможность приобрести от 10 до 15% во всех будущих СПГ-проектах НОВАТЭКа на полуостровах Ямал и Гыдан.

25 мая 2018 года другая французская компания, SUEZ Groupe SAS, и «Роснефть» подписали соглашение о стратегическом сотрудничестве. Документ преду-

сматривает возможность внедрения технологий SUEZ в сфере нефтегазодобычи, в том числе инновационных разработок, нацеленных на повышение нефтеотдачи пластов и очистку воды, получаемой попутно при извлечении тяжелой нефти на некоторых месторождениях «Роснефти».

Англо-голландская Shell продолжает расширение своего бизнеса в России. Shell и «Газпром нефть» увеличили периметр своего паритетного совместного предприятия «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД), приобретая 4 февраля 2019 года на аукционе Роснедр малоизученный участок Восточно-Шапшинский-1 за 1,1 млрд рублей. Эта площадь примыкает к Западно-Салымскому месторождению, основному активу СПД. Как сообщил главный геолог компании Ярослав Горбачев, именно данное СП инициировало включение Восточно-Шапшинских участков в программу лицензирования Роснедр и выставление их на аукцион.

Ужесточение санкций со стороны американского правительства привело к тому, что ExxonMobil в 2018 году вышла из совместных с «Роснефтью» проектов по поиску месторождений нефти. Тем не менее ExxonMobil остается в России

Такая активность европейских игроков подтверждает, что они не только не утратили интерес к России, но продолжают рассматривать ее как ключевой регион своего дальнейшего развития.

12 ноября 2018 года первый зампред правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев сообщил, что компания ведет переговоры по привлечению Shell в проект освоения Аяшского участка на сахалинском шельфе, на котором открыто месторождение Нептун с запасами 415 млн тонн нефти. Но возможному партнерству с Shell может помешать потенциальная угроза западных санкций. Сейчас Аяшский участок под санкции не подпадает: шельф Сахалина не является арктическим, а глубина моря в пределах площади не превышает 150 метров. Однако в случае ужесточения санкций сотрудничество может стать невозможным, и есть риск повторения судьбы Южно-Киринского месторождения, также расположенного на сахалинском шельфе. Его «Газпром» планировал разрабатывать совместно с Shell, но в результате наложенных на месторождение точечных санкций США переговоры были остановлены.

ЕХХОНМОБИЛ УШЛА, НО ОСТАЕТСЯ

Ужесточение санкций со стороны американского правительства привело к тому, что ExxonMobil в 2018 году вышла из совместных с «Роснефтью» проектов по поиску месторождений нефти. Российская компания продолжит

эту деятельность самостоятельно и будет приветствовать возвращение ExxonMobil при появлении такой законодательной возможности.

У компаний было 11 совместных проектов, в которых 33% долей участия, принадлежавших ранее ExxonMobil, были приобретены «Роснефтью» во втором квартале 2018 года. Общая площадь 11 участков – 743 тыс. км², суммарные извлекаемые ресурсы на 1 января 2018 года – 12,3 млрд тонн нефти и газоконденсата, 15,2 трлн м³ газа.

Тем не менее ExxonMobil остается в России. В частности, в проекте «Сахалин-1», где американцы владеют 30% и являются операторами. В компании также давно обсуждают строительство завода по производству СПГ совместно с «Роснефтью».

19 октября 2018 года «Интерфакс» опубликовал информацию о том, что Россия начала переговоры с ExxonMobil о новых нефтяных и газовых проектах, несмотря на то, что США готовятся ввести новые санкции в отношении РФ. Об этом сообщило агентство Bloomberg со ссылкой на близкие к российскому правительству информированные источники. По их словам, Россия подготовила несколько вариантов для ExxonMobil, в том числе в области природного газа, переработки и нефтехимии. Все эти секторы в настоящее время не являются объектами санкций США.

РАСШИРЕНИЕ ЛОКАЛЬНОГО БИЗНЕСА

В 2018 году ведущие российские компании продолжили расширять свой бизнес на внутреннем рынке в основном за счет участия в государственных тендерах и приобретения частных компаний.

«Роснефть», в отличие от предыдущих лет, уступила лидерство по участию в государственных тендерах «Газпром нефти». За ней следуют НОВАТЭК и ЛУКОЙЛ. Основными регионами такого расширения бизнеса через участие в тендерах стали Ханты-Мансийская и Ямало-Ненецкая автономные области, а также Оренбургская область и Республика Башкортостан. При этом большая часть проданных лицензионных участков расположена в ХМАО и ЯНАО, ключевых российских регионах дальнейшего развития нефтедобычи.

В 2018 году ведущие российские компании продолжили расширять свой бизнес на внутреннем рынке в основном за счет участия в государственных тендерах и приобретения частных компаний

Среди сделок между крупными игроками российского рынка знаковой является увеличение доли «Газпром нефти» в ОАО «Арктикгаз», совместном предприятии «Газ-

пром нефти» и НОВАТЭКа, до 50%. Об этом было объявлено 13 апреля 2018 года. Ранее «Газпром нефть» владела в «Арктикгазе» 46,67%, остальное было у НОВАТЭКа. Увеличение доли произошло за счет допэмиссии в размере 32,1 млрд рублей (\$516,7 млн). Это позволит «Газпром нефти» расширить свое присутствие в ЯНАО.

ОАО «Арктикгаз» владеет лицензиями на четыре участка: Самбургский, Ево-Яхинский, Яро-Яхинский и Северо-Часельский, расположенные в ЯНАО. Доказанные запасы по стандартам PRMS на 31 декабря 2014 года (с тех пор не переоценивались) составляют 695 млрд м³ природного газа и 127 млн тонн жидких углеводородов.

До 2013 года актив разрабатывался совместно с «Эни-Нефтегазом», дочерней компанией крупного итальянского игрока Eni. В конце 2013 года итальянский партнер вышел из проекта, и весной 2014 года «Газпром нефть» и НОВАТЭК договорились о паритетном контроле над предприятием.

Частные компании среднего размера также расширяют портфели своих активов в области разведки и добычи в России, в основном за счет приобретения других игроков. Крупнейшими сделками стали:

- ♦ Покупка группой «Сафмар», контролируемой Михаилом Гучериевым, 2,85%-го пакета акций компании «Татнефть» в мае 2018 года. По оценкам экспертов, сумма сделки составляет около \$698 млн. Это не первая сделка группы «Сафмар» с акциями «Татнефти». В ноябре 2017 года стало известно, что «Сафмар» в течение года скупала на биржевых площадках примерно 2% татарстанской компании. А в начале марта 2018 года появилось сообщение о продаже группой «Сафмар» 2%-го пакета акций «Татнефти». Согласно экспертной оценке, сделка могла принести «Сафмару» около \$480 млн, что ставит ее в ряд крупнейших сделок 2018 года. Обе эти транзакции говорят скорее о спекулятивных приобретениях, чем о долгосрочном сотрудничестве между компаниями в каком-либо виде;

- ♦ Покупка НОВАТЭКом 100% акций компаний «Геотрансгаз» и Уренгойская газовая компания у АК «АЛРОСА» за 30,3 млрд рублей (\$536 млн), состоявшаяся на аукционе 19 февраля 2018 года. Приобретенные компании владеют лицензиями на Береговой и Усть-Ямсовейский участки, суммарные запасы которых оцениваются в 164 млрд м³ газа и 21 млн тонн газоконденсата. Согласно заявлению Леонида Михельсона, Береговой и Усть-Ямсовейский участки – активы с качественными запасами, и для НОВАТЭКа это выгодное приобретение.

РОССИЙСКИЕ ВИНК НА МИРОВОМ РЫНКЕ

Российские компании продолжают искать возможности для приобретения и расширения бизнеса на мировом рынке, особенно в Северной Африке и Южной Америке, в партнерстве с другими международными игроками для диверсификации геологических и финансовых рисков.

Запасы этих регионов значительны, объем добычи высок, геополитическая ситуация приемлема и риски, свя-

занные с безопасностью, вполне управляемы. Проявляя интерес к этим регионам, российские компании стремятся получить доступ к новым запасам, диверсифицировать портфель и обеспечить себе возможности роста на средне- и долгосрочную перспективу.

9 февраля 2018 года НОВАТЭК сообщил о подписании соглашений с правительством Ливанской Республики о разведке и добыче углеводородов на 4-м и 9-м шельфовых блоках. Партнерами российской компании стали французская Total и итальянская Eni. Доля НОВАТЭКа в консорциуме составляет 20%, по 40% у Total и Eni, оператор проекта – Total. Насколько перспективны эти блоки – покажет время (и результаты геологоразведки).

В марте 2018 года ЛУКОЙЛ и Eni стали победителями тендера по Блоку 28 в Мексике. Доля ЛУКОЙЛа – 25%, Eni – 75% (оператор). А в ноябре они подписали соглашение по взаимному приобретению долей участия в блоках 10, 12, 14 на мелководном шельфе Мексики. ЛУКОЙЛ переуступает Eni 40% в Блоке 12, оставаясь оператором проекта с долей 60%. Eni, в свою очередь, переуступает ЛУКОЙЛу 20% в Блоке 10 и 20% в Блоке 14, также оставаясь там оператором. Все блоки находятся в перспективном бассейне Sureste в мелководной части Мексиканского залива.

ИНВЕСТОРЫ В РОССИЙСКИЙ НЕФТЕСЕРВИС

Российский рынок нефтесервисных услуг является высококонсолидированным с малым числом крупных игроков, один из которых – компания Eurasia Drilling Company (EDC), о возможном приобретении которой неоднократно упоминалось в последние годы.

В марте 2019 года РФПИ и Mubadala начали новые переговоры о покупке доли в EDC. Это их вторая попытка приобрести долю в компании. Весной 2018 года они решили «дать Schlumberger купить долю в EDC первой», а после проводить сделку самим. Schlumberger договорилась о приобретении 51% акций EDC в июле 2017 года, но в феврале 2019-го забрала свое заявление по этому поводу из Федеральной антимонопольной службы.

После этого гендиректор РФПИ Кирилл Дмитриев вновь заявил об интересе фонда и «консорциума азиатских и ближневосточных фондов» к покупке доли в EDC. «Мы готовы остаться и на 16,1%, если компании интересно, и увеличить нашу долю до 30%, и мы готовы подать новое ходатайство», – говорил он 6 февраля 2019 года.

Но российской нефтесервисной компании скорее нужны технологии, а не деньги, говорит источник, близкий к топ-менеджменту EDC. «Сделка с Schlumberger базировалась на передаче технологий. Никто из нынешних заинтересованных <...> технологий не предлагал, – продолжает собеседник. – Долговая нагрузка у российской компании низкая, ей деньги не нужны».

ПРОГНОЗ НА 2019 ГОД

Мы ожидаем, что в 2019 году, так же как и в 2018-м, российский нефтегазовый сектор продолжит представлять

интерес для международных инвесторов благодаря его относительно низким технологическим рискам, капитальным и операционным расходам, а также ценам на активы. Сектор разведки и добычи по-прежнему будет в центре внимания ввиду наличия привлекательных для зарубежных инвесторов активов, обеспечивающих возможность быстрого замещения запасов и добычи путем приобретения или создания совместных предприятий.

Согласно нашему прогнозу, основная часть сделок будет происходить с активами, расположенными на суше, поскольку относительно низкие цены на нефть, а также угроза введения новых санкций будут сдерживать интерес к шельфовым проектам. Мы также ожидаем повышения интереса к активам, находящимся на этапе геологоразведки или на ранней стадии освоения, – именно такие активы, при условии нахождения в перспективных нефтегазовых бассейнах, обладают существенным потенциалом роста, так необходимым компаниям для восполнения ресурсной базы.

Инвесторы из Азии и с Ближнего Востока продолжают интересоваться приобретением долей участия в российских компаниях, в то время как интерес со стороны европейских и американских компаний будет в значительной степени зависеть от развития ситуации с санкциями. Одновременно российские компании продолжают искать возможности для международной экспансии, в особенности в регионах Ближнего Востока, Северной Африки и Южной Америки.

В марте 2019 года РФПИ и Mubadala начали новые переговоры о покупке доли в EDC. Это их вторая попытка приобрести долю в компании

Внутри страны мы ожидаем дальнейшую консолидацию активов, в первую очередь добывающих компаний. Такая консолидация позволит им повысить конкурентоспособность и стать более привлекательными для инвесторов.

Что же касается нефте- и газохимии, то растущий спрос на ее продукцию может способствовать расширению существующего производства путем создания совместных предприятий с иностранными инвесторами, располагающими как возможностями финансирования, так и современными технологиями, а также доступом к новым растущим рынкам.

Российские нефтесервисные компании по-прежнему будут испытывать некоторые трудности в связи с низкими объемами работ и ценами, а также вследствие необходимости технического перевооружения. Мы ожидаем, что это может стимулировать создание совместных предприятий с иностранными стратегическими инвесторами или привести к продаже миноритарных долей участия для финансирования будущего развития или приобретения более конкурентоспособных специализированных поставщиков услуг. 

НК «Роснефть» развивает собственный сервис геофизических исследований скважин



Инжиниринговое предприятие ООО «Башнефть-ПЕТРОТЕСТ», входящее в Группу НК «Роснефть», приступило к новому виду работ – выполнению геофизических исследований скважин. С начала 2019 года более 20 геофизических партий приступили к практическим работам на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча».

Работы по развитию внутреннего геофизического сервиса компании начались в первом квартале 2018 года. За это время в г. Нефтекамск создана производственная база, закуплены геофизическое оборудование и аппаратура, получена необходимая разрешительная документация, набран и обучен персонал. Также «Башнефть-ПЕТРОТЕСТ» ведет работы в качестве корпоративного интегратора отечественных разработок в области геофизических исследований скважин и их внедрения в производство.

Реализация данного проекта позволит повысить эффективность деятельности компании в геологоразведке и разработке месторождений, снизить затраты на проведение геофизического исследования скважин, оптимизировать объемы исследовательских данных, а также провести импортозамещение в этой области.

СПРАВКА

ООО «Башнефть-ПЕТРОТЕСТ» – инжиниринговое исследовательское предприятие, корпоративный интегратор инновационных разработок в области геофизических исследований скважин.

Предприятие располагает научно-технологическим центром, конструкторским бюро и центром аналитического сопровождения исследований. Координация с собственным полевым сервисом позволяет обеспечить высокое качество данных при решении геологических задач НК «Роснефть».

Общество с ограниченной ответственностью
«Башнефть-ПЕТРОТЕСТ»

450077, Российская Федерация,

Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 20

Тел.: +7 (347) 273-92-33,

E-mail: petrotest@bashneft.ru

реклама



«Газпром» на европейском рынке: закрепление на новых рубежах

Статья подготовлена управлением структурирования контрактов
и ценообразования ООО «Газпром экспорт»

Прошедший 2018 год стал четвертым подряд годом, когда поставки «Газпрома» на европейский рынок прибавляли заметными темпами. И стало впору говорить не только о формировании восходящего тренда, но и о выходе европейского бизнеса российской компании в «новую реальность». Она заключается в преодолении планки годового экспорта в 200 млрд м³ и закреплении на достигнутых рубежах.

В течение трех последних лет «Газпром» с видимой легкостью демонстрировал один рекорд экспорта за другим. Его доля в потреблении газа Европой, несмотря на все усердные попытки европейских политиков изменить географию поставок, выросла с 30% в 2014 году до 36,7% в 2018-м. Позволит ли 2019 год укрепиться на этих позициях?

ИТОГИ НЕПРОСТОГО ГОДА

Назвать прошедший год простым для «Газпрома» было бы несправедливо. По предварительным данным, в 2018 году объем потребления природного газа в европейском дальнем зарубежье (европейские страны, вклю-

чающие в себя ЕС-28, за исключением Эстонии, Латвии и Литвы, а также Албанию, Боснию и Герцеговину, Македонию, Норвегию, Сербию, Швейцарию и Турцию) снизился по сравнению с 2017 годом на 19,3 млрд м³, или на 3,4%, составив 549,5 млрд м³. Снижение, отмеченное впервые после трех лет роста, произошло, в основном, по причи-

Фото: www.gazprom.ru

не неблагоприятных для спроса на газ погодных условий. Погодный индекс Европы в 2018 году был намного ниже климатической нормы – 95,8%, по сравнению с 99,3% в 2017-м. По оценке «Газпром экспорта», отрицательный вклад погодного фактора составил в объемном выражении 15,4 млрд м³, то есть на его долю пришлось почти 80% сокращения спроса.

По предварительным данным, в 2018 году объем потребления природного газа в европейском дальнем зарубежье снизился по сравнению с 2017 годом на 19,3 млрд м³, или на 3,4 %, составив 549,5 млрд м³

Использование газа в качестве топлива электростанциями оказало несущественное положительное влияние на совокупное потребление данного энергоресурса. Оно увеличилось всего на 0,9 млрд м³, или на 0,6%, при снижении уровня потребления в прочих секторах на 4,9%. Основной причиной такой умеренной по сравнению с предыдущими годами динамики спроса на природный газ в энергетическом секторе стал рост выработки ГЭС, АЭС и ветровой электроэнергетики.

Повышение европейских цен на выбросы CO₂ в прошлом году внесло свою лепту в общее снижение спроса

на горючие энергоносители. Впрочем, для экономики газовой генерации рост мировых цен на уголь и выбросы CO₂ имел положительный эффект, повысив ее конкурентоспособность в сравнении с угольной. В Германии, исходя из текущей рыночной конъюнктуры, наиболее эффективные газовые электростанции рентабельнее угольных со средним КПД. В Великобритании, где действует дополнительный сбор на выбросы парниковых газов, а возобновляемая энергетика играет гораздо менее заметную роль, чем в той же Германии, газовая генерация продолжает обеспечивать более высокую маржу производителям электроэнергии, чем угольные электростанции. От услуг угольных ТЭС, число которых в стране и так уже изрядно поубавилось, британцы собираются полностью отказаться уже в 2025 году.

Макроэкономическая ситуация также послужила причиной недопотребления рынком нескольких миллиардов кубометров. Основную лепту в этот недоход внесла Турция, где по итогам года спрос на газ на фоне экономического кризиса упал с 55,4 до 51,3 млрд м³. В странах ЕС и Еврозоны замедление экономики существенного влияния на отборы газа не оказало. Тем не менее об экономическом росте стоит упомянуть особо.

Индекс промышленного производства в ЕС в январе-октябре 2018 года составил 2% после значительного снижения по сравнению с аналогичным периодом 2017 года. В ноябре 2018 года он уменьшился до 1,7%.

Индекс доверия в промышленном секторе Еврозоны, который служит индикатором отношения хозяйствующих субъектов к перспективам роста, также оказался ниже

БАЛАНС ГАЗА В СТРАНАХ ЕВРОПЕЙСКОГО ДАЛЬНОГО ЗАРУБЕЖЬЯ, млрд м³

	2017 г.	2018 г.	2018 г. к 2017 г.	
			млрд ³	%
Спрос	568,8	549,5	-19,3	-3,4
Совокупное предложение, включая:	559,5	558,8	0,3	0,1
Собственная добыча*	264,1	254,2	-9,9	-3,7
Импорт газа	311,5	325,5	14,0	4,5
Баланс отбора/закачки газа в ПХГ**	-0,3	-5,6	-5,3	
Реверс на Украину	-14,3	-10,8	3,5	-24,5
Перенаправление СПГ	-1,6	-3,5	-1,9	118,8
Справочно: чистый импорт***	295,6	311,2	15,6	5,3
Статистическая разница****	1,7%	- 1,7%		

* Поставки газа из Норвегии учтены в графе «Собственная добыча»

** Отбор превышает закачку в случае положительного знака и наоборот. С учетом ввода дополнительных мощностей

*** Расчетная величина = импорт газа+реверс+реэкспорт

**** Статистическая разница = (спрос-предложение)/предложение, %

Источник: МЭА, Евростат, ENTSOG, национальные статистические агентства по состоянию на январь 2019 г., IHS, S&P Global Platts

максимума конца 2017 года. Он вычисляется как разница между количеством респондентов, имеющих положительные и отрицательные ожидания относительно развития промышленного сектора в процентах с поправкой на сезонность экономики. В январе 2018 года данный индекс находился на уровне 54,8%, а к январю 2019 года он опустился до 50,3%.

Отрицательный вклад погодного фактора составил в объеме выражении 15,4 млрд м³, то есть на его долю пришлось почти 80 % сокращения спроса

Особо значимым фактором с точки зрения баланса спроса и предложения газа на европейском рынке в 2018 году стала динамика его отборов и закачки в хранилища. В апреле-октябре было закачено 74,9 млрд м³ против 68,1 млрд м³ годом ранее. Интенсивная закачка газа в хранилища в первом-третьем кварталах прошлого года на фоне сокращения внутренней добычи (–9,9 млрд м³, или –3,7%) привела к росту потребностей в импорте (+14 млрд м³, или +4,5%). Чистый импорт за год, с учетом таких дополнительных моментов, как реверс на Украину и реэкспорт СПГ, вырос в Европе на 15,6 млрд м³ (+5,3%), составив 222,9 млрд м³ (см. «Баланс газа в странах европейского дальнего зарубежья»).

Негативную для экспорта российского газа роль рост запасов в хранилищах стал играть в четвертом квартале 2018 года. В ноябре и декабре на фоне более теплой погоды (погодный индекс в четвертом квартале опустился до 91,8% по сравнению с 96,9% годом ранее) и более

высоких уровней поставок СПГ на европейский рынок из хранилищ было отобрано только 18,4 млрд м³ против 26,6 млрд м³ годом ранее. В итоге в 2018 году в ПХГ было закачено на 5,6 млрд м³ больше, чем отобрано.

Однако воспользоваться открывшимися возможностями по увеличению импорта удалось не всем поставщикам. Среди поставщиков трубопроводного газа заметный рост показал только «Газпром», достигнув рекордного уровня – 201,8 млрд м³. Другие крупнейшие европейские производители (Норвегия, Великобритания и Нидерланды) сократили поставки в Европу соответственно на 4,3, 1,3 и 2,6 млрд м³. Алжир немного увеличил поставки по трубе, но сильно сократил их в виде СПГ, в результате общее снижение его экспорта в Европу составило примерно 1 млрд м³. Поставки Ирана в Турцию существенным образом уменьшились (см. «Объемы крупнейших трубопроводных поставщиков газа»).

Наряду с «Газпромом» часть растущей импортной ниши в Европе занял СПГ. Его суммарные поставки увеличились на 6,9 млрд м³, или на 10,6%, – до 71,8 млрд м³. Характерно, что почти весь прирост пришелся на СПГ из России: проект «Ямал СПГ» увеличил отгрузки практически с нуля в 2017 году до 6,7 млрд м³ в 2018-м. Нарастали объемы Тринидад и Тобаго, а также США (+1,8 и +1,1 млрд м³, соответственно). Катар – основной экспортер СПГ в Европу – продолжил снижать поставки.

Особо значимым фактором с точки зрения баланса спроса и предложения газа на европейском рынке в 2018 году стала динамика его отборов и закачки в хранилища

ОБЪЕМЫ КРУПНЕЙШИХ ТРУБОПРОВОДНЫХ ПОСТАВЩИКОВ ГАЗА, млрд м³

	2017 г.	2018 г.	2018 г. к 2017 г.	
			млрд м ³	%
Газпром*	194,4	201,8	7,4	3,8
Норвегия**	134,8	130,5	–4,3	–3,2
Алжир	35,1	35,4	0,3	0,9
Великобритания	45,0	43,7	–1,3	–2,9
Нидерланды	39,5	36,9	–2,6	–6,6
Иран (в Турцию)	9,6	8,0	–1,6	–16,7

* Здесь и далее: по контрактам ООО «Газпром экспорт», прямым контрактам «Газпром Швайц», с учетом объемов, реализованных в рамках газовых аукционов ООО «Газпром экспорт» и трейдинговых операций

** Для Норвегии показаны объемы трубопроводного газа и СПГ, поставленные на европейский рынок. Объемы СПГ, поставленные в Азию и Америку, не учитываются

Источник: МЭА, Евростат, ENTSOG, национальные статистические агентства по состоянию на январь 2019 г., Bloomberg, IHS, S&P Global

ОБЪЕМЫ КРУПНЕЙШИХ ПОСТАВЩИКОВ СПГ, млрд м³

	2017 г.	2018 г.	2018 г. к 2017 г.	
			млрд м ³	%
Катар	24,1	23,4	-0,7	- 2,9%
Нигерия	12,6	13,1	0,5	4,0%
Алжир	14,3	13,0	-1,3	- 9,1%
Россия («Ямал СПГ»)	0,1	6,7	6,6	-
США	2,6	3,7	1,1	42,3%
Тринидад и Тобаго	1,8	3,6	1,8	100,0%
Норвегия	3,9	3,6	-0,3	- 7,7%

Источник: IHS

Феноменальный прирост объемов импорта СПГ пришелся на четвертый квартал прошлого года, тогда как в первом-третьем кварталах поставки даже несколько снижались. В четвертом квартале рост поставок СПГ в Европу составил 64% по сравнению со средними значениями за первый-третий кварталы. В результате загрузка мощностей по регазификации подскочила к концу года до уровня порядка 50% против характерных для последних лет 25–30%. В целом в 2018 году отмечалось увеличение загрузок терминалов СПГ до 31% по сравнению с 29% в 2017 году (см. «Объемы крупнейших поставщиков СПГ»).

По итогам года доля газа «Газпрома» в потреблении в европейском дальнем зарубежье достигла 36,7% (+2,5 п.п.), а в импорте – увеличилась до 67,1% (+3,4 п.п.)

Появление столь значительных объемов СПГ Европе в четвертом квартале стало возможным благодаря снижению относительной привлекательности азиатского рынка по сравнению с европейским. Применительно к СПГ с атлантического побережья США для этого необходимы два условия. Первое – цена в Европе должна покрывать полные издержки транспортировки из Соединенных Штатов. Это условие действовало на протяжении трех первых кварталов прошлого года, но оказалось, что его недостаточно. Именно в четвертом квартале сформировалось второе условие – уменьшение азиатской премии. Это с учетом фрахта сделало поставки в Европу из Атлантики более привлекательными, чем в АТР (см. «Сравнение цен в Азии и Европе»).

В четвертом квартале на фоне роста предложения СПГ со стороны Австралии и падения нефтяных цен котировки сжиженного газа в Азии скорректировались вниз. В результате азиатская премия (разница между спотовыми котировками Азии и Европы), достигнув в августе 2018 года

годового максимума в \$2,8/млн БТЕ, упала в четвертом квартале до \$1,6/млн БТЕ.

По итогам года доля газа «Газпрома» в потреблении в европейском дальнем зарубежье достигла 36,7% (+2,5 п.п.), а в импорте – увеличилась до 67,1% (+3,4 п.п.). Если выделить цифры по ЕС, то в его потреблении доля «Газпрома» выросла до 35,6% (+2,8 п.п.), тогда как доля в импорте ЕС – до 46,3% (+2,5 п.п.).

Зависимость от российского газа носит двусторонний характер. Доля стран ЕС в поставках ПАО «Газпром» в прошлом году составила 86,2%. Основные маршруты данного экспорта показали высокий уровень загрузки. Загрузка магистральной «Северный поток» даже превысила установленную мощность.

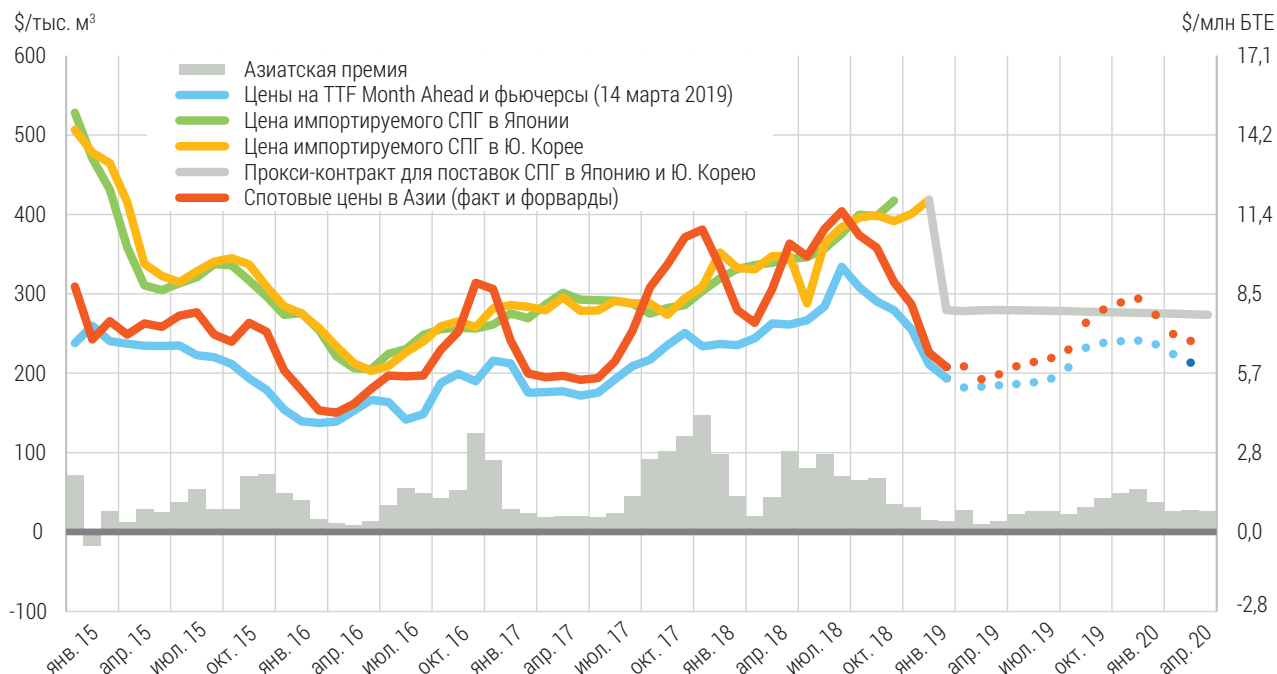
ЧТО ОБЕЩАЕТ НАМ 2019 ГОД?

Погодные условия – одновременно и самый неопределенный, и самый мощный фактор. В начале 2019 года они были исключительно неблагоприятны для потребления природного газа на европейском рынке в связи с аномальными и по значениям, и по продолжительности температурами. Погодный индекс, рассчитанный в ООО «Газпром экспорт» как сумма градусо-дней на основе данных по европейским странам, составил в январе-февреле только 85% к уровню аналогичного периода прошлого года.

Тем не менее результаты «Газпрома» за два первых месяца года можно считать более чем удачными. С начала 2019 года, невзирая на теплую погоду, появление дополнительных объемов СПГ и падение спроса на газ в Турции, «Газпром» поставил в европейское дальнее зарубежье 32,7 млрд м³ газа. Это на 5,8% меньше показателя за первые два месяца 2018 года. Если же мы исключим из сравнения рекордный 2018 год, то окажется, что поставки все же выше, чем в любой из предыдущих годов.

Кроме того, если мы посмотрим на географическое распределение, то окажется, что основное падение объемов реализации в начале 2019 года отмечается в Турции. Без учета турецкого рынка поставки

СРАВНЕНИЕ ЦЕН В АЗИИ И ЕВРОПЕ



Источник: «Газпром экспорт»

в январе-феврале равнялись 29,7 млрд м³, что составляет +0,4 млрд м³, или +1,2%, к аналогичному периоду прошлого года.

Обращает на себя внимание нынешний высокий уровень запасов газа в европейских хранилищах. По состоянию на середину марта он равнялся 43,5 млрд м³, что превышало уровень прошлого года на колоссальные 19,2 млрд м³. Отбрасывая сравнение с предыдущим годом, который был уникальным (вспомним цикл «Зверь с Востока»), получим, что объем запасов выше среднего за последние пять лет на 10,8 млрд м³. Это также немало. В первые месяцы года данный фактор сыграл положительную роль, стимулируя отборы по импорту, а не из хранилищ. Но в период летнего сезона закачки газа этот фактор будет оказывать негативное влияние на спрос.

С начала 2019 года, невзирая на теплую погоду, появление дополнительных объемов СПГ и падение спроса на газ в Турции, «Газпром» поставил в европейское дальнее зарубежье 32,7 млрд м³ газа. Это на 5,8 % меньше показателя за первые два месяца 2018 года

Не стоит, однако, забывать, что наступивший год является особенным. Истекает контракт на транспортировку газомовского газа через Украину. И связанные с этим транзитные риски, несомненно, будут стимулировать создание запасов в европейских хранилищах.

Более теплая, чем обычно, погода сохранялась и в марте. Но будут ли остальные девять месяцев года отмечены погодными аномалиями (и в какую сторону) – сказать сложно. Достоверные прогнозы на этот счет отсутствуют.

Отметим, что непредсказуемость европейского рынка только усилилась за последние годы из-за растущей конкуренции природного газа с возобновляемой энергетикой. Ее зависимость от силы ветра, заполненности водохранилищ, солнечных лучей и других погодных условий особенно велика. В дополнение к температуре эти с трудом прогнозируемые погодные факторы включились в процесс формирования спроса на газ в генерации. Напомним, что доля электроэнергетики в структуре потребления газа в Европе составляет около 30%. В Германии создано такое количество мощностей возобновляемой энергетики, что в отдельные дни энергосистема обходится без природного газа. Уровень цены на газ, очевидно, при этом роли не играет.

Но цена природного газа по-прежнему имеет значение при его конкуренции с углем. За два месяца года цены выбросов CO₂ и угля существенно не менялись, а цены на газ снижались, что дает основания для позитивного прогноза для газа на 2019 год. Аналитики ICIS Heren даже утверждают, что к лету переключения с угля на газ приобретут системный характер.



Caspian Oil & Gas

26-я Международная Конференция «Нефть и Газ Каспия»

30-31 мая 2019
Баку, Азербайджан
Bilgah Beach Hotel

Для дополнительной информации
www.oilgasconference.az

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ОРГАНИЗАТОР



Тел.: +99 412 404 10 00
+99 412 404 10 11
E-mail: conference@iteca.az

#COGConference



Ситуация с конкуренцией российского трубопроводного газа с газом других поставщиков, скорее всего, будет воспроизводить ситуацию прошлого года. Отсутствуют сигналы того, что наши конкуренты способны существенно нарастить объемы экспорта в текущем году.

Ситуация с конкуренцией российского трубопроводного газа с газом других поставщиков будет воспроизводить ситуацию прошлого года. Отсутствуют сигналы того, что наши конкуренты способны существенно нарастить объемы экспорта

Очевидно, что основным конкурентом в борьбе за европейский рынок для газа «Газпрома» станет СПГ. В этом году

в мире ожидается ввод в эксплуатацию новых мощностей по сжижению в суммарном объеме порядка 50 млрд м³. Это, без сомнения, увеличит предложение СПГ на мировом рынке. Однако не все вводимые мощности будут фактически задействованы. Так, Shell на основании прогнозов IHS Markit предполагает, что общее предложение СПГ увеличится только на 42 млрд м³, а исторический пик ввода в действие новых мощностей первой волны уже пройден. Он пришелся на прошлый год, составив 50,4 млрд м³.

Аналитики тем не менее соревнуются в повышении планки прогноза для дополнительных объемов СПГ, которые предположительно окажутся в Европе в этом году. Так, эксперты Shell даютвилку прогноза от 26 до 39 млрд м³, IHS Markit предполагает, что данные поставки вырастут на 35 млрд м³, в Wood Mackenzie дают прогноз на дополнительные 42 млрд м³.

Оправдаются эти прогнозы или нет, будет зависеть от величины азиатской премии и краткосрочных ставок фрахта, которые, надо сказать, в первом квартале нынешнего года после резкого подъема тарифа в четвертом квартале 2018 года практически вернулись к средним показателям по прошлому году.

Прогнозы относительно значительного увеличения объемов СПГ на европейском рынке строятся на предположении о сохранении его привлекательности на весь год. По состоянию на начало марта действовали оба стимула для перенаправления поставок в Европу. Цены покрывали уровень условно-переменных издержек при оправке СПГ из США, а величина азиатской премии сократилась до \$0,4/млн БТЕ в связи с тем, что спрос в АТР не в состоянии поглотить весь прирост глобального предложения СПГ. Учитывая более дорогостоящую перевозку СПГ в Азию, это делало поставки из США в Европу относительно более привлекательными. Импорт сжиженного газа с января по 12 марта, по оценкам, составил 18,3 млрд м³ (+10,1 млрд м³ к аналогичному периоду 2018 года). Лидером поставок оставался проект «Ямал СПГ», грузы с которого в начале года практически полностью оседали на европейском рынке.

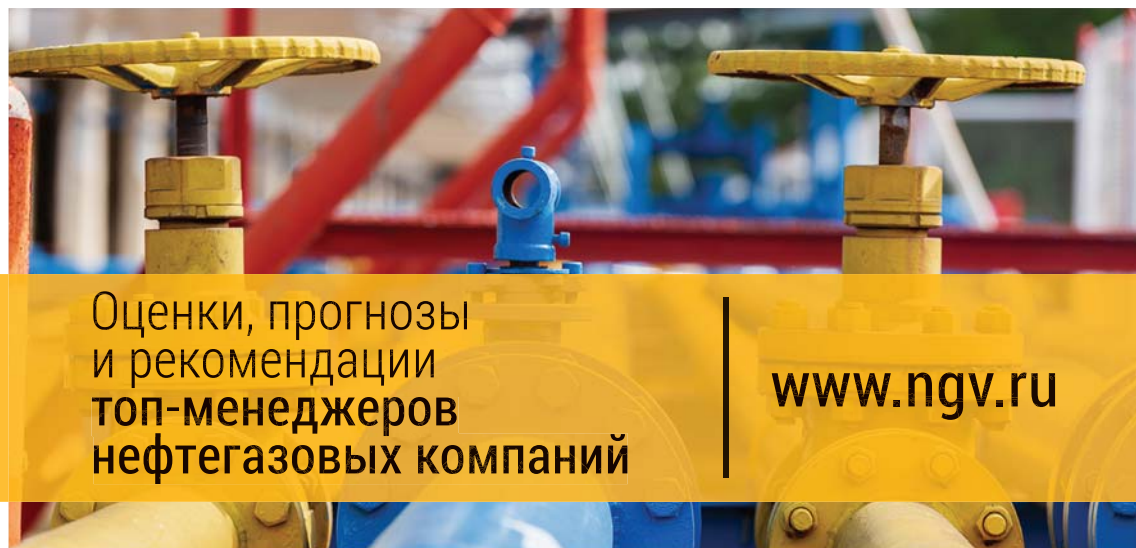
Однако избыток предложения СПГ привел к тому, что уже к середине месяца спотовые цены на европейских хабах упали ниже \$180/тыс. м³, то есть ниже \$5/млн БТЕ. Это уровень, при котором условно-переменные издержки экспорта СПГ из США, а именно стоимость газа для сжижения и транспорта, едва могут быть покрыты. Данная ситуация открывает для «Газпрома» возможности победить в конкуренции за объемы, пусть и сильно потеряв в рыночной цене.

Имеет ли азиатская премия шансы восстановиться настолько, чтобы потоки спотового СПГ развернулись в АТР? Для этого европейская цена должна просесть еще ниже, что маловероятно, так как уровень условно-переменных издержек американского СПГ служит своего рода поддержкой для европейских цен. Либо же цены на газ в АТР должны вырасти, и данный сценарий представляется более вероятным по мере повышения цен СПГ по долгосрочным контрактам, привязанным к нефтяным котировкам.

Известно, что азиатский газовый рынок сохраняет стойкую зависимость от нефти: 80% газа поступает по долгосрочным контрактам с нефтяной индексацией. А потому цена спота совершает колебания вокруг этой цены, порой весьма значительные. Рост спотовой цены СПГ вслед за контрактными возможен, однако лишь в том случае, если спрос будет расширяться достаточно динамично.

Чтобы «Газпром» смог закрепить показатели экспорта на достигнутых уровнях, нужны устойчиво низкие цены на газ в Европе, способные иссушить потоки американского СПГ, а также высокий спрос в АТР, который приведет к восстановлению азиатской премии

Отвечая на вопрос, что должно произойти, чтобы «Газпром» смог закрепить объемные показатели экспорта на достигнутых уровнях, следует выделить две вещи. Во-первых, устойчиво низкие цены на газ в Европе, способные иссушить потоки американского СПГ. Во-вторых, высокий спрос в АТР, который приведет к восстановлению азиатской премии. Данный набор факторов будет необходим до тех пор, пока рынки не поглотят весь объем предложения первой волны новых проектов СПГ. Второй же волны может и не произойти, так как текущий уровень цен дестимулирует принятие новых инвестиционных решений как в Северной Америке, так и в других частях света. 



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



БИЗНЕС БЕЗ ГРАНИЦ

CESSNA CITATION LONGITUDE



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ



CITATION M2
Дальность: 2871 km
Пассажиры: 7



CITATION CJ3+
Дальность: 3778 km
Пассажиры: 9



CITATION CJ4
Дальность: 4010 km
Пассажиры: 10



CITATION XLS+
Дальность: 3889 km
Пассажиры: 9



CITATION LATITUDE
Дальность: 5000 km
Пассажиры: 9



CITATION SOVEREIGN+
Дальность: 5926 km
Пассажиры: 12



CITATION X+
Дальность: 6408 km
Пассажиры: 12



CITATION LONGITUDE
Дальность: 6482 km
Пассажиры: 12



CITATION HEMISPHERE
Дальность: 8330 km
Пассажиры: 12

+7 968 759 45 24 – Денис Клепов

cessna@eastunion.ru
www.eastunion-fleet.ru





Год в непростых условиях

Итоги производственно-хозяйственной деятельности независимых, в том числе малых нефтегазодобывающих организаций за 2018 год

МАРГАРИТА КОЗЕНЯШЕВА

БОРИС ВЯЗОВОВ

Ассоциация независимых нефтегазодобывающих организаций «АссоНефть»



АссоНефть
о независимых в ТЭК

Сектор независимых нефтегазодобывающих компаний (ННК) в России объединяет организации, не имеющие собственной нефтепереработки, не аффилированные с вертикально интегрированными нефтяными компаниями (ВИНК), не имеющие государственного пакета в уставном капитале и не ведущие деятельность на условиях СРП. Другими словами, ННК за счет собственных средств и на свой финансовый риск занимаются разведкой и добычей нефти и газового конденсата и их реализацией на внутреннем и внешнем рынках.

Как и вся нефтяная промышленность, сектор ННК в 2018 году развивался в непростых внешних и внутренних условиях. С одной стороны, высокий уровень экспортных цен на нефть и низкий курс национальной валюты (в 2018 году курс доллара к российскому рублю вырос на 5,77 рублей и составил 62,69 рублей за доллар) способствовали формированию дополнительного дохода нефтяных компаний в России. Однако, с другой стороны, продолжился рост налоговой нагрузки, что вело к снижению прибыльности компаний. Кроме того, в результате проведения большого налогового маневра в нефтяной отрасли осложнилась работа независимых НПЗ – важных потребителей нефти, добываемой небольшими ННК.

ДОБЫЧА ННК

В 2017 году в России, по данным ЦДУ ТЭК, насчитывалось 153 независимых нефтегазодобывающих организаций, ведущих добычу нефти и газового конденсата. В 2018 году количество ННК составило 146, однако ряд компаний, которые ЦДУ ТЭК продолжает включать в группу независимых производителей, не могут быть отнесены к сектору ННК. Например, ООО «Сладковско-Заречное», которое ЦДУ ТЭК включает в сектор ННК, входит в состав вертикально интегрированной компании «Нефтиса», контролируемой структурами М.С. Гуцириева. Поэтому реальное число компаний, относящихся к категории ННК, меньше. Условно их можно объединить в шесть групп в зависимости от объемов добычи (см. «Динамика добычи нефти ННК в разбивке по группам, 2017–2018 гг.»).

В 2018 году объем добычи сектора ННК составил 22,7 млн тонн, что на 282 тыс. тонн меньше, чем в 2017 году. Сокращение производства было ожидаемо, оно обусловлено действием ряда объективных и субъективных факторов. К последним следует отнести методологические аспекты – то есть количество компаний, которые включаются в сектор ННК аналитиками ЦДУ ТЭК и «АссоНефть», различается. Как мы уже отмечали, «АссоНефть» исключает ряд аффилированных с ВИНК компаний из общего перечня ЦДУ ТЭК, что влечет и соответствующее сокращение добычи.

Объективные факторы, которые привели к снижению добычи сектором ННК в 2018 году в сравнении с 2017-м, связаны с заметным падением производства в двух группах – Группе «Б» и в Группе «В» на более чем 5% и почти на 10%, соответственно. Группа «В» с годовым объемом добычи около 8 млн тонн всегда ранее лидировала в секторе по динамике данного показателя.

Компании Группы «А» – крупные ННК с объемом годовой добычи более 1 млн тонн нефти в год – в истекшем году обеспечили половину всей добычи сектора, около 11,8 млн тонн. Данная группа, объединяющая две независимые компании – ООО «Иркутская нефтяная компания» (ООО «ИНК») и АО «Русь-Ойл», – характеризуется постепенным снижением темпов прироста производства. В 2017 году этот показатель в данной группе составил порядка 4%, а в 2018 году оказался ниже, около 3,6%. При этом рост добычи обеспечен исключительно производственным результатом Иркутской НК.

В 2017 году в России, по данным ЦДУ ТЭК, насчитывалось 153 независимых нефтегазодобывающих организаций, ведущих добычу нефти и газового конденсата

Отличительными особенностями данной группы являются:

- ♦ высокие темпы прироста добычи нефти в Иркутской нефтяной компании – почти 5% в сравнении с 2017 годом. В 2018 году ее добыча достигла рекордного уровня, более 9 млн тонн, что на 428 тыс. тонн больше, чем годом ранее. Сохранение высокой динамики в значительной степени объясняется выполнением лицензионных обязательств ООО «ИНК» по освоению новых месторождений;
- ♦ отрицательные темпы прироста добычи в АО «Русь-Ойл», которые в 2018 году достигли показателя минус 0,6%. Объем добычи на месторождениях этой компании

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ ННК В РАЗБИВКЕ ПО ГРУППАМ, 2017–2018 гг.

	2017 г. (тыс. т)	2018 г. (тыс. т)	Изменение (тыс. т)	Темп роста (%)	Темп прироста (%)
Итого Группа «А» – крупные ННК	11 356,84	11 767,99	411,15	103,62	3,62
Группа «Б» – 0,5–1 млн т	1 153,41	1 091,06	–62,35	94,59	–5,41
Группа «В» – 100–500 тыс. т	8 340,34	7 520,53	–819,81	90,17	–9,83
Группа «Г» – 50–100 тыс. т	1 394,57	1 480,72	86,15	106,18	6,18
Малые, в том числе:					
Группа «Д» – 10–50 тыс. т	614,57	679,40	64,83	110,55	10,55
Группа «Е» – менее 10 тыс. т	126,80	164,97	38,17	130,10	30,10
Итого ННК	22 986,53	22 704,67	–281,87	98,77	–1,23

Источник: «АссоНефть»

в 2016 году составлял 3,2 млн тонн, а в 2018 году едва превысил 2,7 млн тонн. Такие меры, как реструктуризация и перемена названий компаний, объединенных под управлением АО «Русь-Ойл», не могут обеспечить роста производства.

Группа «Б», включающая ННК с объемом добычи от 500 тыс. до 1 млн тонн, состоит из двух компаний. Первая из них – ЗАО «Кара-Алтын», производство которой хотя и незначительно, но все-таки выросло – с 514,5 тыс. тонн в 2017 году до 516,4 тыс. тонн в 2018-м. Вторая компания – ООО «БайТекс», у которой добыча значительно сократилась – с 639 до 574,7 тыс. тонн. Суммарно в Группе «Б» произошло снижение добычи с темпом падения более 5%.

В **Группе компаний «В»**, с объемом добычи от 100 до 500 тыс. тонн, произошли достаточно заметные изменения.

В 2018 году компаниями Группы «В» суммарно было добыто около 7,5 млн тонн, тогда как в 2017 году производство составляло около 8,3 млн тонн. Таким образом, сокращение довольно заметное.

Частично падение добычи объясняется тем, что из состава Группы «В» исключено ООО «Сладковско-Заречное», поскольку по формальным признакам эта компания не может быть включена в сектор ННК. Таким образом, 315 тыс. тонн, которые это предприятие добыло в 2017 году, в 2018-м не учтены в суммарных объемах Группы «В».

Лидерами добычи в группе остаются следующие ННК. Это, прежде всего, ЗАО «ТАТЕХ», добывшее 475,5 тыс. тонн (в 2017-м – 477 тыс. тонн). Компания «МНТК» в 2017 году приблизилась к отметке 479 тыс. тонн, а в 2018 году добыла 465,1 тыс. тонн (также меньше, чем годом ранее). Компания ЗАО «Татойлгаз» добыла в 2018 году 437 тыс. тонн (в 2017-м – 432 тыс. тонн). Компания АО «Шешмаойл» несколько сократила производство, однако все равно остается в числе лидеров – 418 тыс. тонн в 2018 году в сравнении с 432 тыс. тонн в 2017-м. Компания ООО «Ялыкское» в прошлом году добыла 418 тыс. тонн (в 2017-м – 482 тыс. тонн).

Существенно нарастили добычу ЗАО «Алойл», ЗАО «НефтУс», ООО «Юкола-нефть», ОАО «Татнефтепром» и некоторые другие компании.

По причине снижения добычи группу «В» покинули ЗАО «ХИТ Р» и ООО «Стимул-Т».

При этом Группа «В» пополнилась такой компанией, как ООО «НГК «Горный», которая нарастила добычу с 90 тыс. тонн в 2017 году до 136,5 тыс. тонн в 2018-м.

В некоторой степени добыча нефти компаниями Группы «В» сдерживалась добровольными ограничениями, связанными с обязательствами России в рамках договоренностей с ОПЕК.

В 2018 году объем добычи сектора ННК составил 22,7 млн тонн, что на 282 тыс. тонн меньше, чем в 2017-м. Сокращение производства было ожидаемо, оно обусловлено действием ряда объективных и субъективных факторов

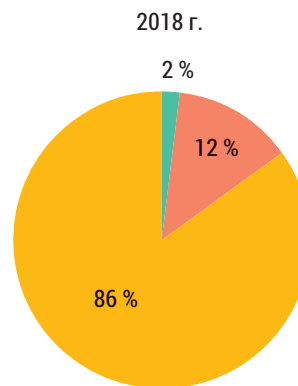
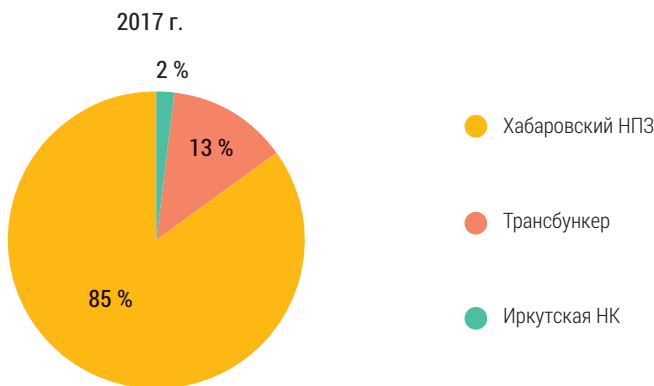
Компании Группы «Г» с годовым объемом добычи от 50 до 100 тыс. тонн по итогам 2018 года произвели почти 1481 тыс. тонн нефти, что на 86 тыс. тонн больше, чем в предыдущем году. Таким образом, темп прироста производства в Группе «Г» составил более 6%. Для деятельности этих компаний были характерны следующие особенности.

Органический рост добычи наблюдался в шести компаниях: ООО «ЦНПСЭИ», АО «Кондурчанефть», ОАО «Меллянефть», ООО «Дальпромсинтез», ООО «Южно-Охтеурское», ООО «Карбон-Ойл».

В большинстве компаний этой группы в 2018 году наблюдалось незначительное снижение добычи в сравнении с 2017 годом.

Группу «Г» покинул ряд компаний: ЗАО «Петросах», добыча которой упала до 45 тыс. тонн, перешла на уровень

СТРУКТУРА ПОСТАВОК НЕФТИ ИНК НА НПЗ РОССИИ, 2017–2018 гг.



Источник: «АссоНефть»

ниже, в группу малых ННК. Таким же путем пошла и компания ООО «ИНТЭК – Западная Сибирь».

Однако Группа «Г» пополнилась и новыми членами: «уронившее» свою добычу ЗАО «ХИТ Р» (в сравнении с прошлым годом, когда оно добывало более 100 тыс. тонн), стало новым абсолютным лидером Группы «Г», добыв в 2018 году 99,4 тыс. тонн. Из Группы «В» пришло также ООО «Стимул-Т», производство которого сократилось и составило в 2018 году 89,7 тыс. тонн.

ООО «Садакойл» заметно увеличило добычу и, преодолев планку 50 тыс. тонн, перешло в Группу «Г». Аналогичным образом здесь появились ООО «Опаринское», ООО «Русланойл» и ОАО «НК Саратовнефтегеофизика».

По итогам 2018 года в Группу «Г» входит 21 ННК.

Неплохие результаты показали малые компании, однако оценивать это как следствие улучшения условий работы сектора ННК не представляется возможным.

В **Группе компаний «Д»**, с объемом добычи от 10 до 50 тыс. тонн, также произошли изменения.

За 2018 год ими добыто 679,4 тыс. тонн, тогда как в 2017 году производство составляло 638 тыс. тонн, т. е. прирост – более 10%.

В значительной степени рост добычи произошел за счет того, что группа пополнилась компаниями, которые последовательно теряли в объемах производства и из Группы

«Г» перешли на уровень ниже – в Группу «Д». Так здесь оказались такие компании, как ЗАО «Петросах», ООО «Высоковское», ООО «ИНТЭК – Западная Сибирь».

Группа также пополнилась компаниями, которые перешли из Группы «Е» за счет того, что, нарастив добычу в соответствии с лицензионными обязательствами, они смогли преодолеть планку в 10 тыс. тонн. К примеру, это ООО «УДС нефть».

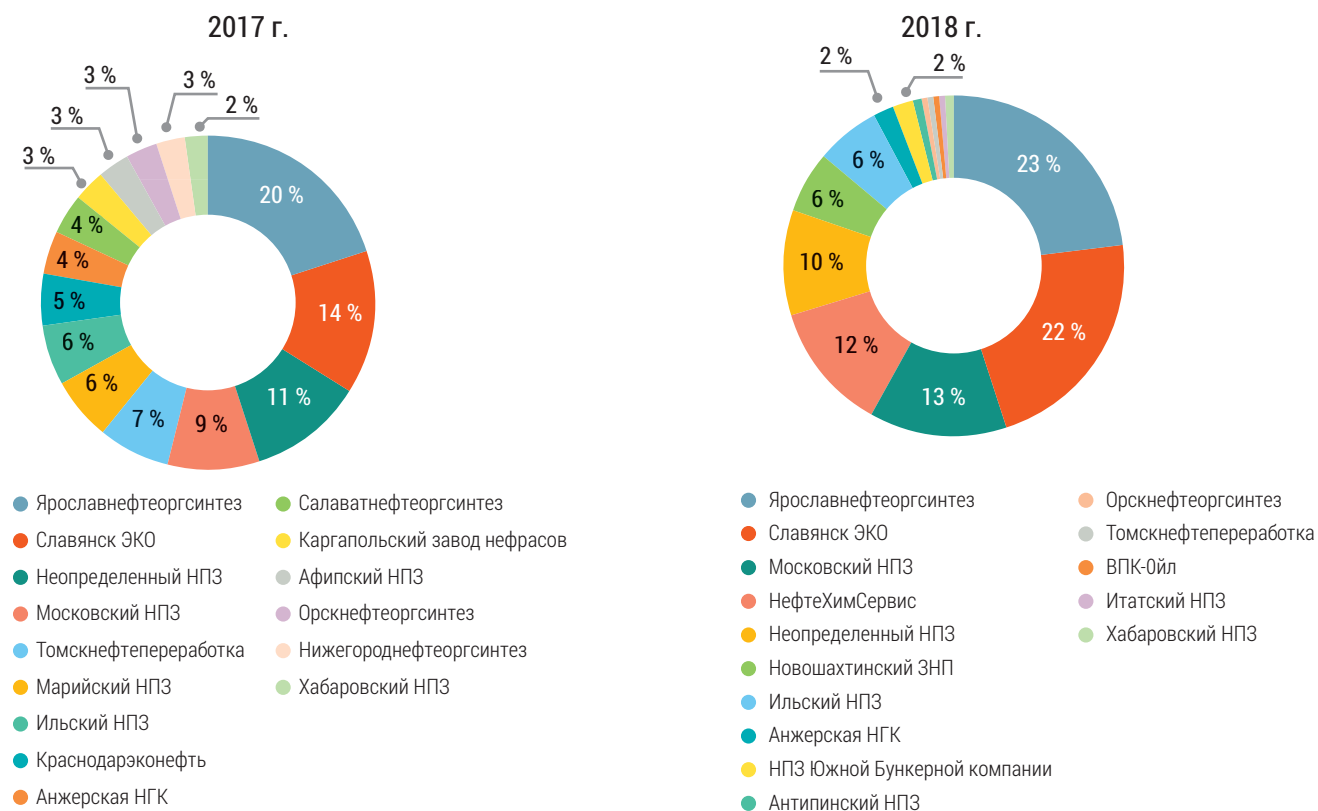
Наращивает добычу в Группе «Д» такой новый игрок, как ООО «Быковогаз».

Ряд компаний Группы «Д», которые традиционно сохраняли свои позиции, смогли органически нарастить добычу в сравнении с 2017 годом. Это ООО «Энергетическая компания РИФ» (добыча в 2018 году – 29,3 тыс. тонн против 4,7 тыс. тонн в 2017-м), ЗАО «Арктикнефть», ЗАО «Кэпитал Ойл», ООО «Бенталь», ООО «КомсомольскНефть», ООО «ЛюксНефтеТрансДобыча» (бывшее ООО «ГеоНефть-Технология»), ООО «Прикаспийская Газовая Компания».

Однако в ряде ННК данной группы добыча заметно сократилась. Среди них ЗАО «Ингеохолдинг», АО «Елабуганефть», ОАО «Акмай», ОАО «Нефтьинвест», ОАО «Томск-геонефтегаз» и многие другие.

Лидерами группы остаются три компании: ООО «НК «Развитие Регионов» (49,2 тыс. тонн), ООО «Норд Имперал» (добыча которого, правда, сократилась с 48 тыс. тонн

СТРУКТУРА ПОСТАВОК НЕФТИ АО «РУСЬ-ОЙЛ» НА НПЗ РОССИИ, 2017–2018 гг.



в 2017 году до 45,6 тыс. тонн в 2018-м) и ОАО «Томскнефтегаз», которое также уменьшило объем добычи.

Общее количество ННК в Группе «Д» на конец 2018 года составило 24 компании.

Несмотря на непростую экономическую ситуацию, самые мелкие ННК – **Группа «Е»** (добыча до 10 тыс. т в год) – показали также неплохие результаты. Добыча Группы выросла и достигла почти 165 тыс. тонн. Темпы прироста при этом были внушительные – 30%.

Увеличение объемов добычи связано, как показывает анализ, с органическим ростом производства в ряде компаний. И таких оказалось немало: ОАО «Братск-экогаз», ОАО «Калининграднефть», ООО «ИТАНЕФТЬ», ООО «ННК», ООО «Рурьеганнефтегаз», АО «Южно-Ахсютин», ЗАО «Винка», ЗАО «Институт РОСТЭК», ЗАО «Карбон», ЗАО «Ямбулойл», НК «Союз-Нефть», ОАО «Технефтьинвест», ООО «Азинское», ООО «Кулигинское», ООО «Нижнеомринская нефть», ООО «ТЕРРИГЕН», ООО ЦПП «Юпитер», ООО «Южгазэнерджи», ООО «Южно-Сардаковское».

Уверенные результаты показывают «новые» компании, которые появились в Группе «Е» в 2018 году: ООО «НК «Балаковское», ООО «НК «Действие», ООО «НК «Казанла», ООО «ННКНП», ООО «Ореннефть» и другие.

Ряд компаний перешли в Группу «Е» из групп более высокого уровня, и по объемам добычи они занимают лидирующие позиции в Группе «Е». Это ООО «Динью», ЗАО «Селенгушнефть», ООО «Камскойл» (бывшая «МАКойл»), ООО «ВостокИнвестНефть».

В некоторых компаниях наблюдается падение добычи по сравнению с уровнем 2017 года, однако таких немного.

В целом группа усилилась, в том числе и благодаря расширению численного состава за счет компаний, начавших добычу по ранее приобретенным лицензиям. Количество компаний в группе в 2018 году возросло до 52 против 45 в 2017 году.

Вся совокупность этих факторов обеспечила высокий прирост добычи группы в 2018 году в сравнении с 2017 годом.

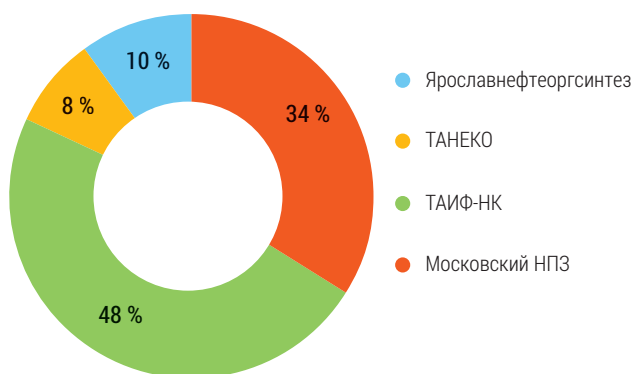
ПОСТАВКИ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК

ННК подтверждают свою преимущественную ориентацию на поставки нефти на внутренний рынок РФ. При снижении уровня добычи в секторе в 2018 году на внутреннем рынке они реализовали 16,13 млн тонн нефти и газового конденсата, что выше уровня 2017 года и составляет 71% от объема добычи.

Поставки нефти на внутренний рынок компаниями Группы «А» (объем добычи – свыше 1 млн тонн)

ООО «ИНК» в 2018 году реализовала на внутреннем рынке 4,95 млн тонн нефти (в 2017 году – 4,7 млн тонн), что составляет 54,5% от объема ее добычи. Структура продаж остается стабильной и достаточно простой в связи с компактным расположением месторождений компании и ограниченными возможностями выбора направлений поставок. Основные объемы – порядка 86% – отправляются компанией на Хабаровский НПЗ (см. «Структура поставок нефти ИНК на НПЗ России, 2017–2018 гг.»).

СТРУКТУРА ПОСТАВОК НЕФТИ ЗАО «КАРА-АЛТЫН» НА НПЗ РОССИИ, 2017 г.



Источник: «АссоНефть»

Поставки **АО «Русь-Ойл»** на внутренний рынок в 2018 году составили 888,34 тыс. тонн (33% от добытой нефти), в 2017 году эти объемы были значительно больше и достигали 1,24 млн тонн (40% от добычи). В связи с тем, что компании, входящие в АО «Русь-Ойл», расположены в различных регионах страны, для этого АО характерна диверсифицированная структура отгрузки сырья. Наибольшие его объемы идут на ЯНОС, «Славянск ЭКО», Московский НПЗ, «НефтеХимСервис». Около 10% нефти поставляется на неопределенные НПЗ (см. «Структура поставок нефти АО «Русь-Ойл» на НПЗ России, 2017–2018 гг.»).

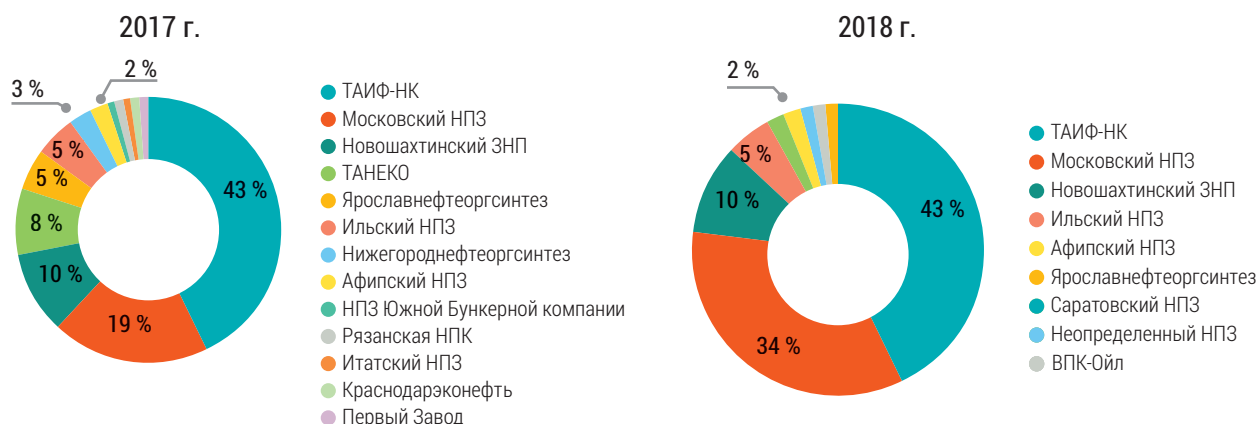
Поставки нефти на внутренний рынок компаниями **Группы «Б»** (объем добычи 0,5–1 млн тонн) в 2018 году возросли в абсолютном и относительном выражении и составили 887,4 тыс. тонн (81% от объемов добычи). В 2017 году этот показатель был ниже – 868,6 тыс. тонн, или около 76% от добычи.

Компании Группы «А» – крупные ННК с объемом годовой добычи более 1 млн тонн нефти в год – в истекшем году обеспечили половину всей добычи сектора, около 11,8 млн тонн

ООО «БайТекс» осуществляет поставку нефти только на Новошахтинский НПЗ. В 2018 году на этот завод было отгружено 372,5 тыс. тонн (65% от добытой нефти), в 2017 году на него было поставлено 352,7 тыс. тонн, или 60% от добычи компании.

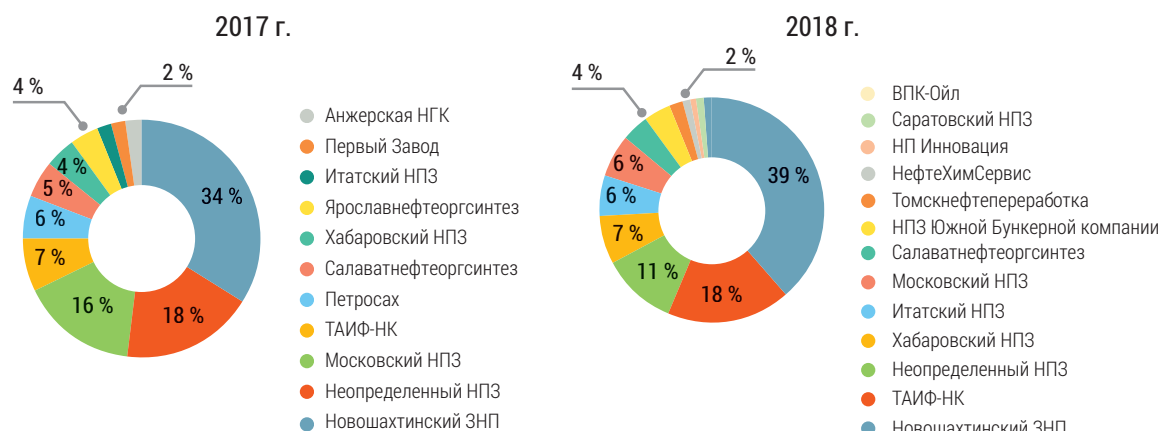
Поставки **ЗАО «Кара-Алтын»** на внутренний рынок примерно соответствуют объемам его добычи. Это сырье направляется только на два завода: Московский НПЗ и ТАИФ. В 2017 году структура поставок была шире – помимо указанных двух заводов, присутствовали также

СТРУКТУРА ПОСТАВОК ГРУППЫ «В» НА НПЗ РОССИИ, 2017–2018 гг.



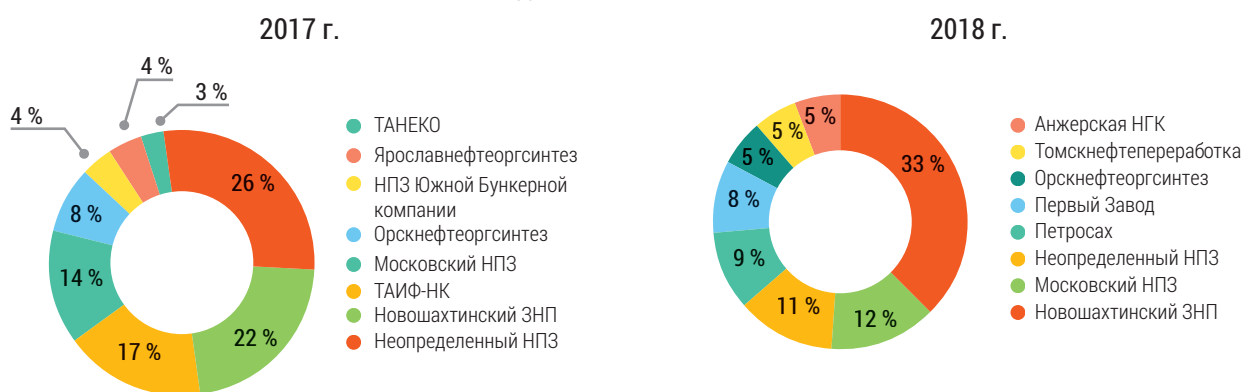
Источник: «АссоНефть»

СТРУКТУРА ПОСТАВОК НЕФТИ КОМПАНИЯМИ ГРУППЫ «Б» НА НПЗ РОССИИ, 2017–2018 гг.



Источник: «АссоНефть»

СТРУКТУРА ПОСТАВОК НЕФТИ КОМПАНИЯМИ ГРУППЫ «Д» НА НПЗ РОССИИ, 2017–2018 гг.



Источник: «АссоНефть»

ТАНЕКО и ЯНОС (см. «Структура поставок нефти ЗАО «Кара-Алтын» на НПЗ России, 2017 г.»).

Информация о поставках нефти на внутренний рынок компаниями **Группы «В»** (с годовой добычей от 100 до 500 тыс. тонн в год) представлена только по 29 компаниям из 33. Эта группа – вторая по общему объему добычи среди ННК. Ее основу составляют ННК Республики Татарстан. Суммарный объем внутренних поставок по этой группе в 2018 году достиг 5671,1 тыс. тонн (74% от добычи). В 2017 году он составлял 5510,6 тыс. тонн, или 71,6% добытого сырья. Как и сектор в целом, группа увеличивает долю поставок нефти на внутренний рынок.

Более 87% всех поставок нефти происходит на три завода: ТАИФ, Московский НПЗ и Новошахтинский НПЗ. Аналогичным образом выглядела и структура поставок в 2017 году, хотя заводов, на которые поставлялась нефть, было больше (см. «Структура поставок Группы «В» на НПЗ России, 2017–2018 гг.»).

Что касается **Группы «Г»** (добыча 50–100 тыс. тонн в год), то информацию о своих поставках нефти на внутренний рынок предоставляют ЦДУ только 17 ННК. Их объем продаж на внутреннем рынке в 2018 году составил 1133 тыс. тонн, или 76,5% от объемов добываемой нефти. В 2017 году компаниями этой группы было поставлено на переработку 944 тыс. тонн, или 62% от добычи (см. «Структура поставок нефти компаниями Группы «Г» на НПЗ России, 2017–2018 гг.»).

Большая часть объемов поставляемой на внутренний рынок нефти направляется на Новошахтинский НПЗ, ТАИФ-НК и на неопределенные НПЗ. Московский НПЗ потерял свое значение в поставках данной группы, его доля не превышает 6%. В 2017 году на этот завод направлялось 16% нефти. Таким образом, можно отметить, что данная группа ННК продолжает ориентироваться в основном на небольшие независимые НПЗ.

Объем поставок нефти на внутренний рынок ННК, входящих в **Группу «Д»** (от 10 до 50 тыс. тонн в год), в 2018 году составил 676,162 тыс. тонн. То есть практически 100% всей добываемой нефти поступает на внутренний рынок

«см. Структура поставок нефти компаниями Группы «Д» на НПЗ России, 2017–2018 гг.»).

За исключением Московского НПЗ (его доля – 12%), компании данной группы поставляют нефть только на независимые перерабатывающие предприятия. В сравнении с предыдущим годом доля Новошахтинского завода заметно увеличилась: с 22 до 33%. Сократилась доля поставок на неопределенные НПЗ. В 2017 году на них было отгружено порядка 26% сырья, а 2018 году – лишь 11%.

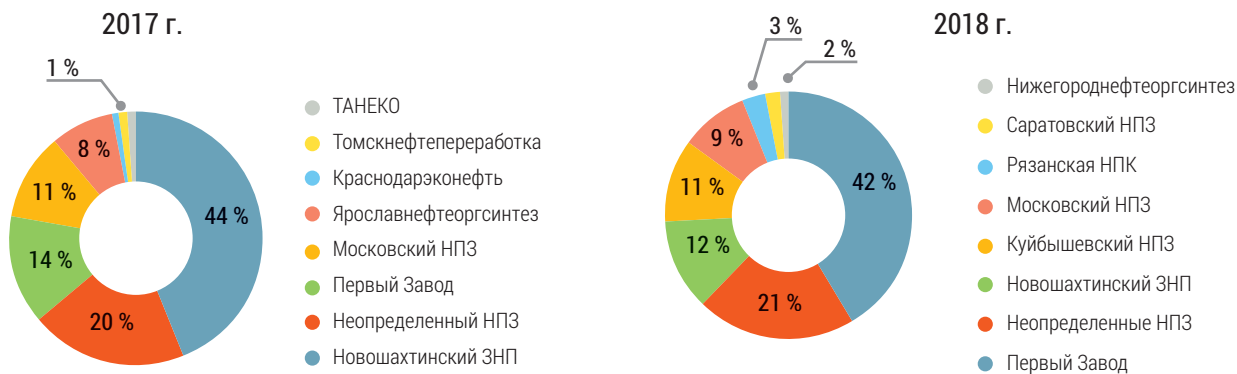
Поставки на внутренний рынок компаниями **Группы «Е»** (годовая добыча до 10 тыс. тонн) в 2018 году составили 125 тыс. тонн, что соответствует 76% от объемов добытой нефти.

Неплохие результаты показали малые компании, однако оценивать это как следствие улучшения условий работы сектора ННК не представляется возможным

Данные по реализации на внутреннем рынке сегодня имеются только по 18 компаниям из 52. Информация по другим предприятиям Группы «Е» отсутствует. В отличие от предыдущих лет, когда объемы добычи и поставок нефти были несбалансированы и в 2017 году на внутренний рынок этими малыми компаниями было поставлено 210% от общей добычи группы, в 2018 году ситуация стала более прозрачной.

При этом структура отгрузки нефти на переработку в 2018 году в сравнении с 2017 годом практически не изменилась. Поставки осуществляются в основном на независимые заводы. Новошахтинский НПЗ, «Первый завод» и группа неопределенных НПЗ продолжают оставаться главными направлениями внутренних продаж. Именно на эти предприятия приходится 75% всех поставок нефти на переработку. Разница заключается лишь в том, что местами поменялись Новошахтинский НПЗ и «Первый

СТРУКТУРА ПОСТАВОК НЕФТИ КОМПАНИЯМИ ГРУППЫ «Е» НА НПЗ РОССИИ, 2017–2018 гг.



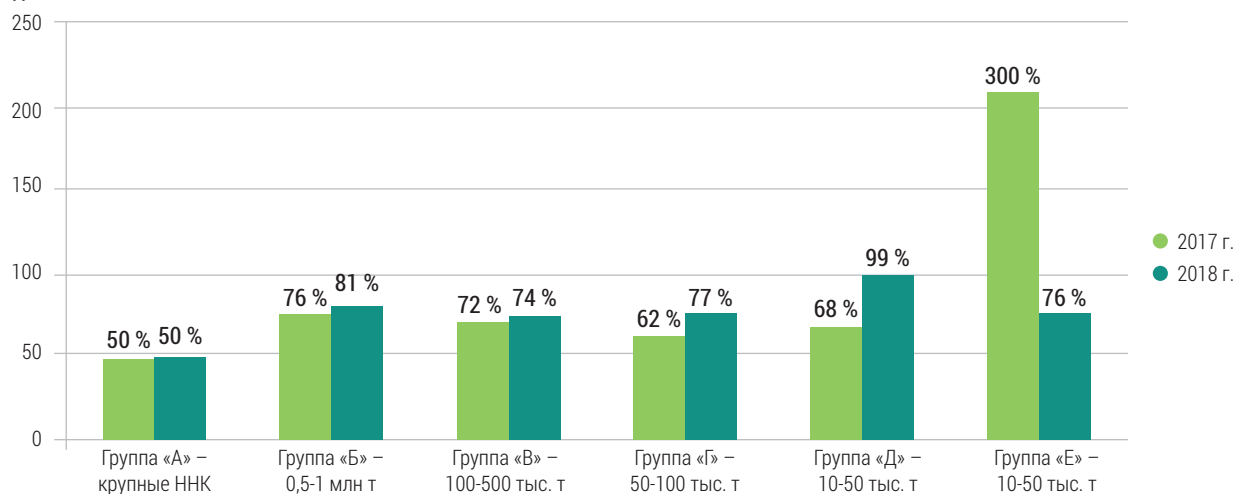
Источник: «АссоНефть»

ИЗМЕНЕНИЕ ОБЪЕМОВ ПОСТАВОК НЕФТИ ННК НА ПЕРЕРАБОТКУ НА НАИБОЛЕЕ ЗНАЧИМЫЕ (ПО ОБЪЕМАМ ПОСТАВОК) НПЗ,
2016–2018 гг., тыс. т

НПЗ	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Изменения 2018/2017 (+/-)
Хабаровский НПЗ	3 578,5	4061,7	4323,50	261,80
ТАИФ-НК	499,0	2 654,0	2822,50	168,50
Московский НПЗ	1 646,5	1470,2	2406,50	936,30
Новошахтинский ЗНП	2 367,0	1416,4	1689,87	273,47
Трансбункер	незначительные	незначительные	609,30	609,30
Нижегороднефтеоргсинтез	298,4	190,2	482,45	292,25
Первый Завод		126,0	470,15	344,15
Самаратранснефть-Терминал			423,20	423,20
Неопределенный НПЗ	442,3	320,6	422,64	102,04
Ярославский нпз			378,00	378,00
Ярославнефтеоргсинтез	264,7	602,0	349,50	252,50
Ильский НПЗ	200,5	253,7	326,10	72,40
Славянск ЭКО		64,3	277,30	213,00
НС-Ойл	незначительные	незначительные	209,95	209,95
НефтеХимСервис	незначительные	незначительные	184,00	184,00
Саратовский НПЗ	незначительные	незначительные	151,50	151,50
Каменский НПЗ	незначительные	незначительные	125,20	125,20
Нефтебитум-КНГК	незначительные	незначительные	122,63	122,63
ВПК-Ойл	62,0		101,70	101,70
Иркутская НК	87,8	98,4	98,30	-0,10
НПЗ Южной Бункерной компании	143,6	101	97,70	-3,30
Итатский НПЗ	96,0	97,4	96,84	-0,56
Афипский НПЗ	267,8	83,5	92,50	9,00
Пуровский НПЗ	незначительные	незначительные	76,90	76,90
Томскнефтепереработка	114,5	113,14	76,80	-36,34

Источник: «АссоНефть»

ДОЛЯ ПОСТАВОК НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК ПО ГРУППАМ КОМПАНИЙ, 2017–2018 гг.,
% от добычи



Источник: «АссоНефть»

завод» см. «Структура поставок нефти компаниями Группы «Е» на НПЗ России, 2017–2018 гг.»).

В целом по сектору независимых нефтегазодобывающих компаний объемы и структура поставок на российские НПЗ в 2018 году несколько изменились в сравнении с 2017 годом. Так, за исключением отдельных заводов, таких как ЯНОС, «Томскнефтепереработка», НПЗ Южной Бункерной компании и ряда других, поставки сырья на переработку выросли. Существенно увеличились поставки на Московский НПЗ (на 936,3 тыс. тонн), «Трансбункер» (609,3 тыс. тонн), «Первый Завод» (на 344,15 тыс. тонн). Ярославский НПЗ в 2018 году взял на переработку от независимого сектора 378 тыс. тонн, «СамараТранс-нефть – Терминал» – 423,2 тыс. тонн (см. «Изменение объемов поставок нефти ННК на переработку на наиболее значимые НПЗ, 2016–2018 гг.»).

Наиболее значимыми для ННК заводами в 2018 году стали ТАИФ-НК, Хабаровский, Московский и Новошахтинский НПЗ, которые берут на переработку объемы, превышающие 1,5 млн тонн.

Из 16,13 млн тонн нефти, поставленных сектором ННК на переработку на заводы России, 10,7 млн тонн было отгружено на НПЗ, принадлежащие ВИНК, что составля-

ет более 66% (см. «Доля поставок на внутренний рынок по группам компаний, 2017–2018 гг.»).

Таким образом, кроме компаний Группы «А», независимые нефтегазодобывающие предприятия реализуют внутри страны значительно больше 70% добываемой нефти. Доля внутренних поставок в 2018 году по сравнению с 2017-м возросла у всех компаний, кроме Группы «Е», где она и без того остается весьма высокой (76%).

В 2018 году ННК отправили на экспорт 7,4 млн тонн нефти, что на 867,5 тыс. тонн меньше, чем в 2017-м. Сокращение произошло по большинству направлений

ПОСТАВКИ НА ЭКСПОРТ

В 2018 году ННК отправили на экспорт 7,4 млн тонн нефти, что на 867,5 тыс. тонн меньше, чем в 2017-м. Сокращение произошло по большинству направлений. Наиболее

ДИНАМИКА ПОСТАВОК НЕФТИ НА ЭКСПОРТ ПО ОСНОВНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ, 2016–2018 гг., тыс. т

Направление экспортных поставок	2016 г.			2017 г.			2018 г.		
	Отгрузки (тыс. т)	Доля в общем объеме экспорта (%)	Изменение (тыс. т)	Отгрузки (тыс. т)	Доля в общем объеме экспорта (%)	Изменение (тыс. т)	Отгрузки (тыс. т)	Доля в общем объеме экспорта (%)	Отгрузки (тыс. т)
Белоруссия		-	73,90						
Босния		-	69,21						
Венгрия	384,30	4,50	246,80	346,20	4,18	38,10	303,26	4,09	42,94
Германия	446,10	5,22	65,00	433,00	5,23	13,10	513,89	6,93	80,89
п. Козмино	5 238,00	61,29	908,94	5 638,00	68,09	400,00	5 351,42	72,19	286,58
Новороссийск	810,50	9,48	115,50	743,50	8,98	67,00	639,20	8,62	104,30
о. Колгуев	28,44	0,33	0,78	54,40	0,66	25,96	20,10	0,27	34,30
п. Варандей	94,06	1,10	77,55	58,50	0,71	35,56	19,40	0,26	39,10
Польша	4,47	0,05	7,53		-	4,47		-	-
Приморск	1 441,00	16,86	260,00	921,10	11,12	519,90	540,36	7,29	380,74
Словакия	95,00	1,11	66,00	85,50	1,03	9,50	25,00	0,34	60,50
Усть-Луга	4,00	0,05	44,24	-	-	4,00		-	-
Итого	8 545,88	100,00		8 280,20	100,00		7 412,63	100,00	867,57

Источник: «АссоНефть»

СТРУКТУРА ПОСТАВОК НЕФТИ ННК ПО ЭКСПОРТНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ, 2017–2018 гг.



Источник: «АссоНефть»

существенно уменьшились поставки в порты Приморск и Козьмино. Возрос экспорт только в направлении Германии. В направлении Боснии и Герцеговины, Белоруссии, Польши и в порт Усть-Луга поставки нефти в 2017 году были прекращены (см. «Динамика поставок нефти на экспорт по основным направлениям, 2016–2018 гг.»).

Основным направлением экспорта нефти в 2018 году остался порт Козьмино (72,2%), поскольку он является главным экспортным портом для компаний Группы «А». Порядка 8,7% внешних поставок осуществляется через порт Новороссийск (хотя его доля немного сократилась в сравнении с 2017 годом). Еще 7,3% – это поставки на экспорт через порт Приморск. Таким образом, доля Приморска значительно «просела» в сравнении с показателем 11,12% в 2017 году (см. «Структура поставок нефти ННК по экспортным направлениям, 2017–2018 гг.»).

В Группе «А» ИНК осуществляет самые крупные зарубежные поставки нефти через порт Козьмино. В 2018 году ее экспорт составил более 4 млн тонн. АО «Русь-Ойл» реализовывала экспортные поставки через две компании: «Дулисьма» и «Полярное сияние». Их объем достиг 1,3 млн тонн, что составляет 46% от объемов добычи. Данные по другим компаниям, находящимся под доверительным управлением АО «Русь-Ойл», отсутствуют.

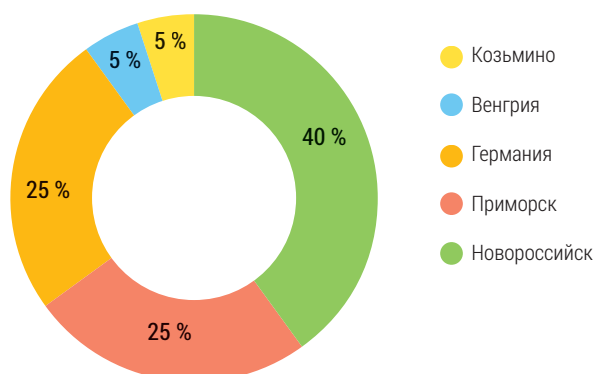
В Группе «Б» экспортные операции осуществляет только ООО «БайТекс», 35% добытой нефти компания экспортирует в направлении Венгрии.

В Группе «В» экспорт осуществляют 16 компаний. Ведущая роль здесь принадлежит компании «ЮКОЛ-Нефть». Ее отгрузки в направлении Венгрии и Германии в 2018 году составили 293 тыс. тонн. Такие компании, как «Татнефтепром», «Татойлгаз», «Татэкс», совместно отгрузили через порт Новороссийск около 480 тыс. тонн. Компании Группы «В» 65% экспорта осуществляют через порты Новороссийск и Приморск, а также по нефтепроводу «Дружба» в направлении Германии и Венгрии (см. «Структура поставок нефти ННК Группы «В» по экспортным направлениям, 2018 г.»).

В Группе «Г» только четыре компании осуществляют отгрузку нефти на экспорт. Это «Косьюнефть», «ТНС-Развитие», «УНК-Пермь», ЦНПСЭИ. В 2018 году к ним присоединилась компания «РНГ» (бывшая «Ростнефтегаз»). Она пока не ведет полномасштабную добычу, но в 2018 году направила на экспорт партию в 5 тыс. тонн через порт Приморск. Общий объем экспорта Группы «Г» не превышает 152 тыс. тонн.

Самые малые добычные компании Группы «Е» в 2018 году также осуществляли экспортные операции и вывезли в направлении Германии по «Дружбе», а также через порт Приморск (компания «Динью») 105,5 тыс. тонн. Экспорт вели четыре ННК: «ВостокИнвест-Нефть», «Динью», НК «ГНТ» («ГеоНефтьТехнология») и НК «Действие».

СТРУКТУРА ПОСТАВОК НЕФТИ ННК ГРУППЫ «В» ПО ЭКСПОРТНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ, 2018 г.



Источник: «АссоНефть»



НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

Кибербезопасность объектов нефтегазового комплекса



АЛЕКСЕЙ ПЕТУХОВ

Руководитель Kaspersky Industrial CyberSecurity в России

В самом начале этого года Франция приняла новую доктрину кибербезопасности, разрешающую «превентивные кибератаки», став очередной страной, публично признавшей факт разработки кибероружия. В мире сейчас неспокойно, и, к сожалению, угроза применения вредоносного программного кода с целью нанести урон промышленности становится вполне реальной, а критическая инфраструктура к этому очевидно не готова.

В последние годы нефтегазовые предприятия стремительно модернизируются, становятся цифровыми, интегрированными с корпоративными сетями и интернетом. В цифровой экономике невозможно быть аналоговым просто потому, что такое предприятие не выдержит конкуренции. Рабочих на заводах все меньше, а компьютерных систем и роботов все больше. Удаленный доступ к АСУ ТП через интернет уже никого не удивляет. Из-за этого индустриальные предприятия становятся все более подвержены киберрискам, и понятие информационной безопасности промышленных объектов включает в себя уже гораздо больше, чем просто защиту от вредоносного ПО.

ЛАНДШАФТ КИБЕРУГРОЗ

Одно из достижений последних лет – повышение осведомленности сотрудников нефтегазовых предприятий о киберугрозах. Важно постоянно следить за новостями в этой сфере, только так можно вовремя принять необходимые меры и предотвратить заражение новым вредоносным ПО.

Согласно отчету Kaspersky Lab ICS CERT, во втором полугодии 2018 года защитными решениями «Лаборатории Касперского» на системах промышленной автоматизации было обнаружено более 19,1 тыс. модификаций вредоносного ПО из 2,7 тыс. различных семейств. В России доля компьютеров АСУ, на которых были найдены вредоносные объекты, за указанный период составила 45% (см. «Процент уникальных компьютеров АСУ, на которых были задетектированы вредоносные программы определенного класса...»).

Одно из достижений последних лет – повышение осведомленности сотрудников нефтегазовых предприятий о киберугрозах

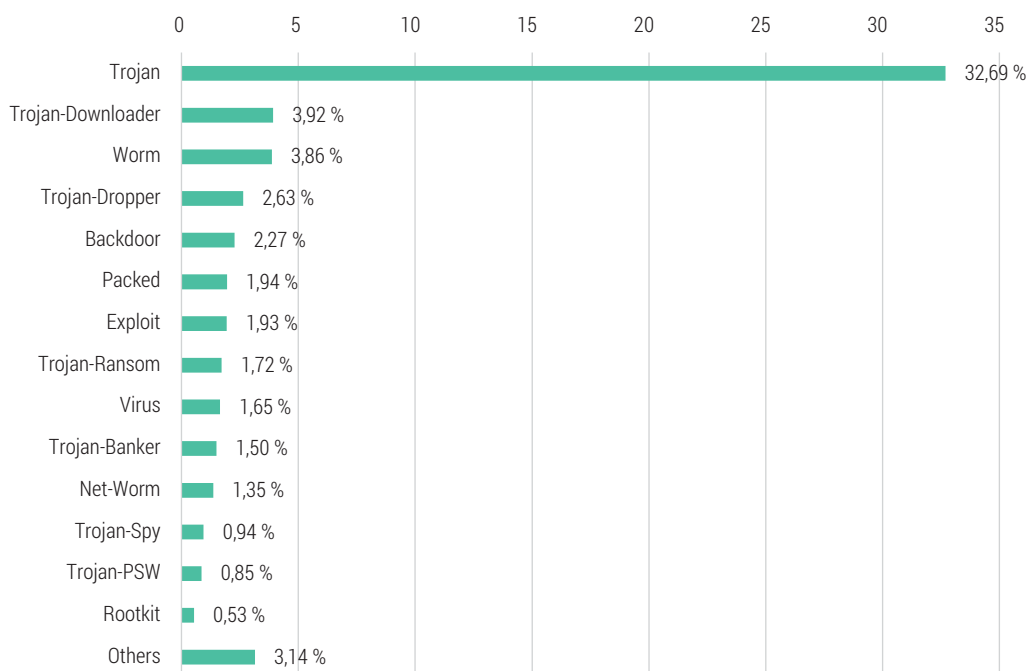
Эта статистика отражает ситуацию в промышленности в целом, однако предыдущие исследования «Лаборато-

рии Касперского» показывали, что энергетика является одной из отраслей, которая подвергается атакам наиболее часто. Это может быть обусловлено большой сетевой связностью объектов и тем фактом, что к их системам управления в среднем имеет доступ больше людей, чем на предприятиях других отраслей.

Основными источниками угроз для компьютеров в технологической инфраструктуре организаций на протяжении последних лет являются интернет, съемные носители и электронная почта

В мире по-прежнему в подавляющем большинстве случаев попытки заражения компьютеров АСУ носят случайный характер, а не происходят в ходе целевой атаки. К счастью, за редким исключением киберпреступники пока не нашли простых и надежных схем монетизации атак на промышленные информационные системы. Соответственно, пока инциденты в промышленных сетях чаще всего вызваны «обычным» вредоносным ПО, предназначенным для атак на традиционные мишени, такие как корпоративные «офисные» сети

ПРОЦЕНТ УНИКАЛЬНЫХ КОМПЬЮТЕРОВ АСУ, НА КОТОРЫХ БЫЛИ ЗАДЕТЕКТИРОВАНЫ ВРЕДНОСНЫЕ ПРОГРАММЫ ОПРЕДЕЛЕННОГО КЛАССА, ПО ОТНОШЕНИЮ КО ВСЕМ КОМПЬЮТЕРАМ АСУ В РОССИИ



Источник: Kaspersky Lab ICS CERT

и компьютеры частных лиц. Однако, несмотря на кажущуюся безобидность, последствия таких заражений для промышленных сред могут быть гораздо более серьезными, чем для корпоративных.

Основными источниками угроз для компьютеров в технологической инфраструктуре организаций на протяжении последних лет являются интернет, съемные носители и электронная почта (см. «Основные источники угроз, Россия в сравнении с миром»).

Увеличение вредоносного ПО, которое приходит на промышленные предприятия через электронную почту, – очень важный тренд. Так, летом 2018 года экспертами «Лаборатории Касперского» была обнаружена волна атак, которой подверглись более 400 промышленных компаний, часть из которых относилась к нефтегазовому сектору. Злоумышленники рассылали по электронной почте письма, имеющие вид рабочей переписки на тему оплаты услуг, проведения платежей, сверки документов и других финансовых вопросов. Вредоносные вложения были либо упакованы в архивы либо вообще отсутствовали (во втором случае пользователя провоцировали перейти по ссылке на сторонний сайт и скачать зловредный объект оттуда). При этом киберпреступники обращались к каждому сотруднику по фамилии, имени и отчеству, формировали индивидуальные письма и учитывали специфику атакуемых организаций.

Используемая мошенниками вредоносная программа устанавливалась в системе модифицированное ПО для удаленного администрирования, и таким образом злоумышленники получали контроль над системами. Причем в ходе атак они прибегали к различным техникам, позволявшим скрыть заражение. Далее киберпреступники находили и изучали документы о проводимых закупках и ПО для осуществления бухгалтерских операций. Полученная информация помогала им в совершении финан-

совых операций. В частности, они подменяли реквизиты платежных поручений, по которым должна была производиться оплата выставленных счетов, и средства уходили сторонним получателям.

Подобное вредоносное ПО нельзя назвать специализированным для промышленных предприятий, однако текст письма явно был составлен для работников бухгалтерии или кадровых отделов на промышленном объекте. Злоумышленники рассчитывали на низкую киберграмотность персонала.

Два года назад программы-вымогатели прогремели на весь мир, но отсутствие новых крупных инцидентов заставило многих успокоиться. К сожалению, списывать эту угрозу со счетов пока очень рано

АТАКИ ПРОГРАММ-ВЫМОГАТЕЛЕЙ

Два года назад программы-вымогатели прогремели на весь мир, но отсутствие новых крупных инцидентов заставило многих успокоиться. К сожалению, списывать эту угрозу со счетов пока очень рано. По данным Kaspersky Lab ICS CERT, во втором полугодии 2018 года процент компьютеров АСУ, на которых были предотвращены попытки заражений программами-вымогателями, вырос с 1,6 до 2%.

Вредоносная программа-шифровальщик WannaCry до сих пор является актуальной угрозой, в том числе

ОСНОВНЫЕ ИСТОЧНИКИ УГРОЗ: РОССИЯ В СРАВНЕНИИ С МИРОМ



*Уязвимости, опубликованные в 2018 г.

Kaspersky Lab ICS CERT

и для промышленных предприятий. Напомним, что в марте 2018 года атаке WannaCry подверглись системы американской авиастроительной корпорации Boeing. По данным «Лаборатории Касперского», в третьем квартале 2018 года WannaCry был лидером среди семейств вредоносных программ-вымогателей по проценту атакованных пользователей (28,72 %).

Результатом целевых атак могут стать остановка технологического процесса, сбой в работе оборудования, негативные последствия для экологии, а также жизни и здоровья людей

До сих пор эта вредоносная программа продолжает заражать технологические сети промышленных предприятий. Так, 3 августа 2018 года WannaCry поразил несколько заводов компании Taiwan Semiconductor Manufacturing Company (TSMC), производящей чипы для смартфонов iPhone американской компании Apple. Согласно опубликованной информации, заражение произошло при установке ПО нового производственного инструмента: поставщик подключил к сети TSMC программное обеспечение, не проверив его защитными средствами. Инфекция быстро распространилась и поразила заводы в Тайнане, Синьчжу и Тайчжуне. В результате работа предприятий на Тайване была остановлена на три дня.

Еще один инцидент, связанный с атакой другого вымогательского ПО, произошел 28 ноября 2018 года на Московской канатной дороге. По сообщениям компании-оператора, в результате атаки на серверы компании были зашифрованы файлы на «головном компьютере». Сотрудники Московской канатной дороги оперативно высадили всех пассажиров на станциях и остановили движение. За расшифровку файлов злоумышленники потребовали выкуп в биткойнах, размер которого зависел от скорости его выплаты. Штатная работа канатной дороги была восстановлена через два дня.

Эти примеры не относятся к нефтегазовой отрасли, но наглядно подтверждают актуальность угрозы для объектов критической инфраструктуры.

ЦЕЛЕВЫЕ АТАКИ

При абсолютном большинстве массовых атак вредоносным ПО, нельзя списывать со счетов и целевые атаки с высоким потенциалом. Результатом таких киберинцидентов могут стать остановка технологического процесса, сбой в работе оборудования, негативные последствия для экологии, а также жизни и здоровья людей. Ниже приведем несколько примеров.

10 декабря 2018 года итальянская нефтегазовая компания Saipem сообщила о кибератаке на свои серверы, расположенные на Ближнем Востоке, в Индии, Шотландии

и Италии. Позднее стало известно, что в ходе атаки использовался новый вариант червя Shamoon – Shamoon V3. В результате инцидента пострадали порядка 300–400 серверов и до 100 персональных компьютеров. После сообщения об инциденте в Saipem компания Symantec обнаружила доказательства подобных атак на еще две организации нефтегазовой отрасли в Саудовской Аравии и ОАЭ, произошедшие примерно в то же время.

Вредоносное ПО Shamoon стало известно в 2012 году после заражения сетей нефтяных компаний Saudi Aramco и Rasgas. В 2016–2017 годах произошла новая волна атак с использованием зловреда, являющегося модификацией Shamoon (Shamoon V2), вместе с другой вредоносной программой StoneDrill.

В атаках 2018 года вместе с Shamoon V3 была обнаружена еще одна новая вредоносная программа Filerase. Это ПО предназначено для удаления (перезаписи) файлов на зараженном компьютере.

За счет Filerase новые атаки являются более разрушительными, чем при использовании только одного вредоносного ПО Shamoon. Shamoon применяется для удаления основной загрузочной записи, и при заражении им файлы на жестком диске могут быть восстановлены. При заражении вредоносной программой Filerase это становится невозможным.

Filerase распространяется по локальной сети жертвы с одного исходного зараженного компьютера, используя список целевых компьютеров. Причем данный список копируется компонентом с именем OCLC.exe и передается другому инструменту под названием Spreader.exe, который затем копирует Filerase на все остальные компьютеры. Этот список в виде текстового файла уникален для каждой жертвы – вероятно, атакующие собрали эту информацию на более ранней стадии вторжения.

Мишенями атак еще одной преступной группировки оказались некоторые российские компании-операторы критической инфраструктуры. Цель атакующих – кража денег

Эксперты McAfee считают, что к атакам Shamoon V3 имеет отношение иранская киберпреступная группировка APT33 или некая группа, маскирующаяся под нее. Подобное предположение сделали и исследователи Symantec.

АТАКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФАЛЬШИВЫХ САЙТОВ

Мишенями атак еще одной преступной группировки оказались некоторые российские компании-операторы критической инфраструктуры. Об этом в 2018 году сообщили специалисты Cylance. Цель атакующих – кража денег.

Киберпреступники создают фальшивые сайты, имитирующие официальные ресурсы крупной российской нефтега-

зовой компании и ее подразделений, крупных предприятий в сфере сельского хозяйства, нефтегазовом и химическом секторах, а также нескольких российских бирж. В рамках кампании злоумышленники рассылают специально сформированные документы Microsoft Office, которые загружают вредоносное ПО RedControl с поддельных веб-сайтов.

Крайне важную роль в кибербезопасности нефтегазового объекта играет управление обновлениями. Ведь уязвимости в системе и ПО могут использоваться злоумышленниками

RedControl открывает киберпреступникам доступ к целевым системам, позволяя собирать различную информацию. Сначала злоумышленники собирают учетные данные, используя кейлоггер, а затем изучают, с кем контактирует жертва. Дополнительно могут собираться учетные данные других сотрудников организации. С их помощью преступники получают доступ к почтовым ящикам и под видом владельцев меняют номера счетов и перенаправляют средства на собственные счета.

УЯЗВИМОСТИ В ОБОРУДОВАНИИ

Крайне важную роль в кибербезопасности нефтегазового объекта играет управление обновлениями. Ведь уязвимости в системе и ПО могут использо-

ваться вредоносными для получения злоумышленниками повышенных прав и возможности совершать на устройствах любые злонамеренные действия. В связи с объективными причинами этот процесс на промышленных предприятиях не всегда происходит оперативно. Однако именно поэтому необходимо постоянно следить за новостями об обнаруженных уязвимостях, а также внедрять комплекс компенсирующих мер, в том числе средства контроля запуска приложений и мониторинг журналов операционной системы.

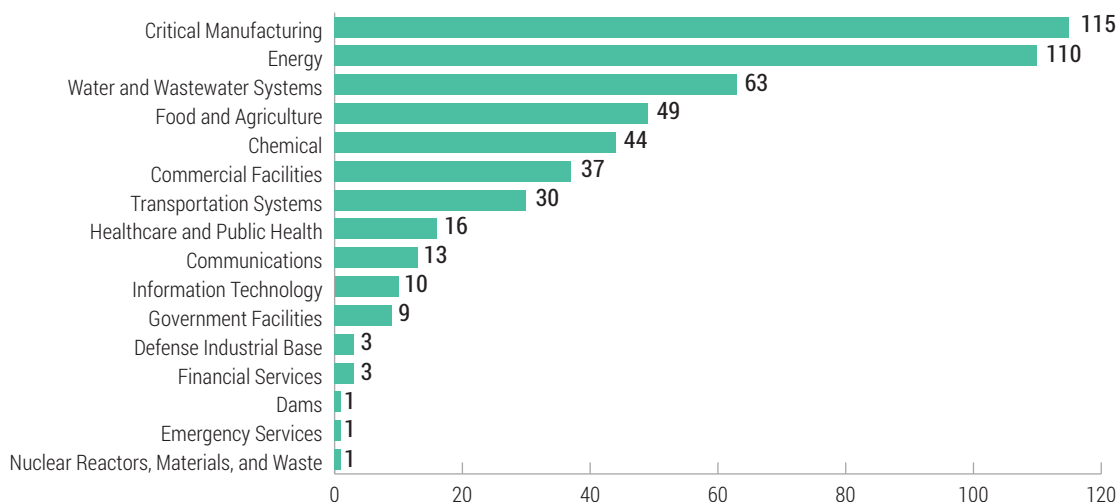
Эксплуатация злоумышленниками уязвимостей в различных компонентах АСУ ТП может привести к выполнению произвольного кода, несанкционированному управлению промышленным оборудованием и отказу в его работе (DoS). При этом большинство уязвимостей (342) могут эксплуатироваться удаленно без аутентификации, и их эксплуатация не требует от злоумышленника специальных знаний и высокого уровня навыков.

По данным ICS-CERT, для 23 уязвимостей опубликованы эксплойты, что повышает риск их злонамеренного использования (см. «Количество уязвимых продуктов*, используемых в различных отраслях»).

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР

Другой распространенной причиной киберинцидентов на нефтегазовых предприятиях является человеческий фактор. К нарушению стабильности функционирования производственной сети сегодня могут привести элементарная человеческая невнимательность, случайное открытие фишингового письма, необходимость перекинуть рабочие файлы на личную зараженную флешку,

КОЛИЧЕСТВО УЯЗВИМЫХ ПРОДУКТОВ*, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ



*Уязвимости, опубликованные в 2018 году

Источник: ICS-CERT

выложенная в социальных сетях фотография с рабочего места или даже желание сразиться с коллегами в игру в киберпространстве (да, и такие случаи встречались в нашей практике).

Распространенной причиной киберинцидентов на нефтегазовых предприятиях является человеческий фактор

Аварии могут возникать из-за ошибок операторов. Например, известен случай, когда после ремонта огромной установки оператор ошибся задвижкой и вместо инертного газа подал в систему с высокой температурой кислород. К сожалению, пожар заметили, только когда стемнело и этот объект стал светиться в темноте. Оператор нечаянно ввел неправильный параметр, а система защиты, которая могла бы предупредить об аварии или отключить объект, не была установлена.

Еще одним «золотым» инструментом в арсенале киберпреступников является социальная инженерия. Цель этого метода проста – вызвать у жертвы любопытство, заставить кликнуть на ссылку, открыть вложение.

Предотвратить подобные киберриски позволит только обучение как специалистов по информационным технологиям и информационной безопасности, так и всего остального персонала. Необходимы также периодический контроль, постоянный мониторинг систем для выявления киберинцидентов и любых аномалий в технологическом процессе.

КАК ЗАЩИТИТЬСЯ

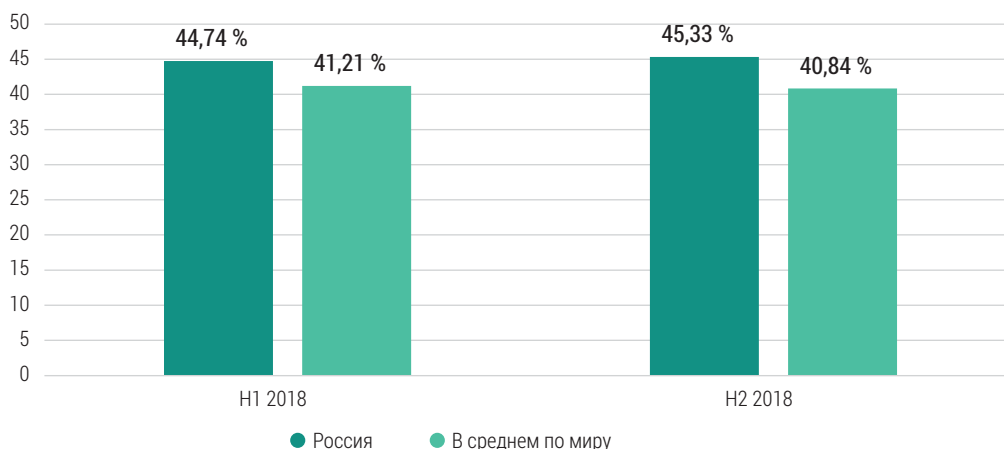
Здесь в первую очередь необходимо вспомнить об очень важном событии – вступлении в 2018 году в силу положений Федерального закона от 26.07.2017 г. № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации». Этот закон продолжает вызывать интерес у всех, кто может подпасть под определение субъекта КИИ, и в их числе у предприятий топливно-энергетического комплекса.

Для значимых объектов критической информационной инфраструктуры необходимо обеспечить интеграцию в Государственную систему обнаружения, предупреждения и ликвидации последствий компьютерных атак (ГосСОПКА). Требуется также создать систему безопасности значимого объекта КИИ, реагировать на компьютерные инциденты, предоставлять беспрепятственный доступ на такой объект регуляторам и выполнять их предписания по результатам проверок. Законом предусматриваются как плановые, так и внеплановые проверки.

Система безопасности значимого объекта КИИ представляет собой комплекс организационных и технических мер

Система безопасности значимого объекта КИИ представляет собой комплекс организационных и технических мер. Для обеспечения кибербезопасности

ПРОЦЕНТ КОМПЬЮТЕРОВ АСУ В РОССИИ, НА КОТОРЫХ БЫЛА ПРЕДОТВРАЩЕНА АКТИВНОСТЬ ВРЕДНОСНОГО ПО*



*По проценту компьютеров АСУ, на которых была предотвращена активность вредоносного ПО, в мире Россия занимает 16-е место

Источник: Kaspersky Lab ICS CERT

у «Лаборатории Касперского» существует ряд продуктов и сервисов, которые отвечают большинству требований к функциям центров ГосСОПКА. Кроме технического соответствия, они гарантируют защиту нового поколения, которая базируется на сочетании машинного обучения, передовых технологий и экспертного опыта в области изучения и анализа угроз, накопленного за более чем 20 лет работы.

Если говорить о прогнозах, то они не обещают снижения интереса злоумышленников к промышленным предприятиям, и тем более к компаниям нефтегазового комплекса

Например, для защиты производственных процессов важно внедрять решения, разработанные специально для индустриальных сред. Набор технологий и сервисов Kaspersky Industrial CyberSecurity (KICS) специально предназначен для защиты всех уровней производственных систем, включая серверы SCADA, операторские панели, инженерные рабочие станции, ПЛК, сетевые соединения и персональное оборудование. Комплексный подход на основе глубоких экспертных знаний в области промышленной кибербезопасности обеспечивает надежную защиту всех компонентов производственной среды – от рабочих мест до процессов и технологий, что помогает сохранить непрерывность и стабильность технологических процессов.

ЧТО НАМ ПРЕДСТОИТ?

Прошлый год был очень насыщенным в плане инцидентов, связанных с информационной безопасностью промышленных систем. Эксперты обнаружили сотни новых уязвимостей, исследовали новые векторы атаки на АСУ ТП и технологические процессы, собрали и проанализировали статистику случайных заражений промышленных систем и обнаружили целевые атаки на промышленные предприятия.

Если говорить о прогнозах, то они не обещают снижения интереса злоумышленников к промышленным предприятиям, и тем более к компаниям нефтегазового комплекса. Эксперты «Лаборатории Касперского» ожидают увеличения риска целевых атак, а также роста количества атак кибермошенников.

К сожалению, особенности бизнес-процессов промышленных предприятий, коммуникации с заказчиками и поставщиками, а также каналы взаимодействия продавцов и поставщиков средств промышленного производства оказались очень уязвимыми к отработанным схемам атак кибермошенников. Уже не приходится сомневаться, что промышленные компании стали интересной целью для преступников.

В ближайшие годы увеличится число инцидентов, связанных с промышленным кибершпионажем. А также появится вредоносное ПО, эксплуатирующее уязвимости в компонентах систем автоматизации.

Безусловно, со всеми этими проблемами можно бороться, выстраивая комплексную систему кибербезопасности. Однако пока еще остаются руководители, которые предпочитают не задумываться о применении адекватных средств защиты, что может грозить не только самому предприятию, но и всем его партнерам. 



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru

23-28 ИЮНЯ 2019 САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



FUTURE LEADERS FORUM 2019

6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ
МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

ПЛАТИНОВЫЙ СПОНСОР



www.flf-russia.com

FACEBOOK
EVENT





Старт и разгон

Итоги первых 25 лет деятельности компании «Сахалин Энерджи»

АНДРЕЙ ОХОТКИН

Коммерческий директор «Сахалин Энерджи»

В 2019 году нефтегазовая компания «Сахалин Энерджи» отмечает немало юбилейных дат. Среди них – 25-летие со дня ее создания и 10-летие с момента первой отгрузки сжиженного природного газа. Так Россия «прорубила окно» на мировой рынок СПГ, став полноправным участником клуба стран-экспортеров сжиженного газа.

СМЕЛЫЙ ПРОЕКТ

Сегодня, оглядываясь на 25 лет назад, в далекий и проблемный 1994 год, перебирая цепочку ключевых событий в истории проекта «Сахалин-2», не устаю удивляться и восхищаться смелостью и мудростью их участников! На фоне коллапса великой державы, слабеющего промышленного и интеллектуального потенциала на далеком острове, переживающем глубокую социально-экономическую депрессию, зарождается прорывной проект, не имевший аналогов в истории современной России и ставший в ре-

зультате, наряду с соседним «Сахалином-1», мостом к стабильности и будущему процветанию региона.

Выдержка и умение смотреть вперед потребовались инвесторам для того, чтобы пойти на риск и вложить деньги, а компаниям-участницам проекта – освоить их в условиях тотальной нестабильности и непредсказуемости. При этом не только внутрироссийская турбулентность препятствовала долгосрочным инвестициям, но и внешняя мировая нефтегазовая конъюнктура отрезвляла самые горячие головы. Особенно ярко это проявилось на этапе принятия окончательного инвестиционного

решения (ОИР) о строительстве первого в России завода СПГ. Строго следуя канонам инвестиционного детерминирования, ОИР по заводу в поселке Пригородное должно было быть отложено лет на пять, а то и вовсе положено на полку. И тем ярче воспринимается успех проекта, даже с учетом его удорожания при строительстве и затягивания пуска завода (см. «Карта размещения объектов проекта "Сахалин-2"»).

Выдержка и умение смотреть вперед потребовались инвесторам для того, чтобы пойти на риск и вложить деньги, а компаниям-участницам проекта – освоить их в условиях тотальной нестабильности и непредсказуемости

За десять лет, прошедшие со времени отгрузки первого сахалинского СПГ, «Сахалин Энерджи» перечислила в бюджеты Российской Федерации различных уровней более \$25 млрд. Кроме того, с начала поставок российской стороне было передано более 8,8 млрд м³ природного газа в счет уплаты роялти. Акционеры вернули свои инвестиции в рекордно короткие сроки. Кредиторы удовлетворены дисциплиной и надежностью платежей и выражают готовность к расширению делового сотрудничества. Покупатели считают «Сахалин Энерджи» одной из самых профессиональных и рыночно ориентированных компаний.

СЕКРЕТЫ УСПЕХА

Я бы выделил несколько причин такого успеха. Во-первых, фундаментальная причина кроется в самой природе этого сегмента мирового энергетического рынка. Производство СПГ позволяет продавцу уменьшить объем газа в 600 раз и доставить его в любую точку планеты. Эта уникальная энергопаутина продолжает разрастаться опережающими темпами, захватывая все новые страны и континенты. Достигнув, со времени своего зарождения в 1959 году, 300 млн тонн в год в конце 2018 года, рынок СПГ грозит удвоиться уже к 2035-му. Мы выбрали премиальный сегмент энергорынка! (см. «Рост мирового спроса, 2018–2030 гг.»).

Во-вторых, проект создали профессионалы своего дела. Американские McDermott и Marathon правильно взвесили риски и маржу от инвестиций в новую Россию, японские Mitsui и Mitsubishi адекватно оценили коммерческую выгоду и перспективы обеспечения энергобезопасности Японии, концерн Shell добавил в копилку своего опыта деятельности в России бурение на шельфе, а также предоставил технологию сжижения. «Газпром» закрепил успех иностранных партнеров высочайшими стандартами безопасности, надежности производства и транспортировки энергоносителей.

Каждый из вышеперечисленных факторов успеха заслуживает отдельной публикации. Но большую роль сыг-

рала и третья составляющая успеха – уникальная корпоративная культура самой «Сахалин Энерджи». Она сложилась за долгие годы путем взаимопроникновения совершенно разных подходов к бизнесу и управлению представителей Америки, Европы, России и Японии.

«Сахалин Энерджи» находится в России и имеет главным акционером российскую компанию «Газпром» и большинство сотрудников – россиян, и ее культура вбирает в себя лучшие качества русской деловой культуры, основанной на уважении к иерархии ответственности и традиционным ценностям. Но она же несет в себе и черты особо деликатного отношения к покупателям – клиентам, присущие народам восточной Азии, в частности Японии. И весь этот гармоничный сплав стал результатом целенаправленных усилий руководства и сотрудников.

САХАЛИНСКИЙ ПЕРВООТКРЫВАТЕЛЬ

Созданный компанией «Сахалин Энерджи» с нуля проект «Сахалин-2», реализуемый в сложных географических и природно-климатических условиях, является одним из самых масштабных и уникальных в мире.

Компания была и остается первооткрывателем в нефтегазовой отрасли России. Она применяет уникальные технологии, управленческие решения, мероприятия по обеспечению экологической безопасности, во многом ставшие инновационными.

Проект «Сахалин-2» реализуется на основе первого в России соглашения о разделе продукции, которое было подписано между правительством РФ, администрацией Сахалинской области (в настоящее время – правительство Сахалинской области) и «Сахалин Энерджи» в июне 1994 года.

Первая в России стационарная морская нефтедобывающая платформа «Моликпак» была установлена в рамках проекта «Сахалин-2» в 1998 году, а меньше чем через год началась промышленная добыча нефти на российском континентальном шельфе.

Проектное финансирование второго этапа проекта составило \$6,7 млрд. Это стало крупнейшим в России проектным финансированием, что свидетельствует о высоком уровне доверия к производственной, экологической и социальной ответственности компании со стороны международных финансовых институтов.

В феврале 2009 года был запущен первый в России крупнотоннажный завод по производству СПГ. За десять лет благодаря постоянной работе над оптимизацией процессов компании удалось повысить производительность этого предприятия на 20%.

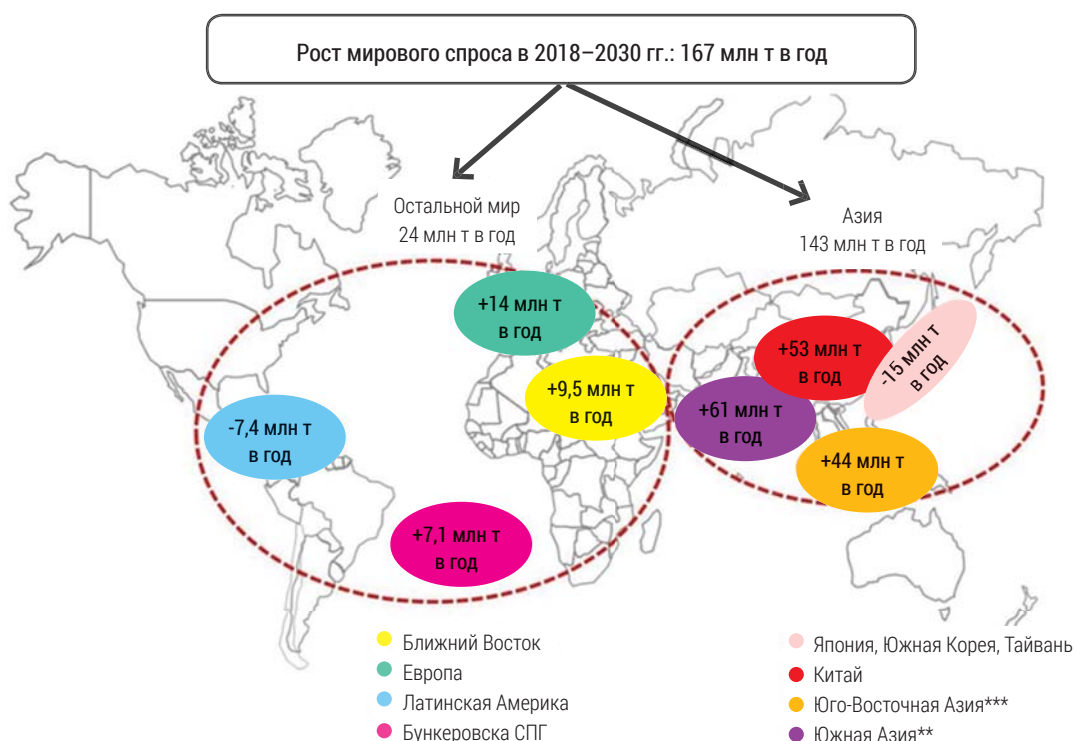
Проект «Сахалин-2» послужил надежным энергетическим мостом, связавшим Россию со странами АТР. Благодаря деятельности «Сахалин Энерджи» РФ стала одним из ключевых игроков на этом перспективном рынке. Запуск сахалинского завода по производству сжиженного природного газа обеспечил около 4% мировых поставок СПГ (к концу 2018 года).

КАРТА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТА «САХАЛИН-2»



Источник: «Сахалин Энерджи»

РОСТ МИРОВОГО СПРОСА*, 2018–2030 гг., млн т/г.



* Чистый импорт

** Южная Азия включает Индию, Пакистан, Бангладеш и Шри-Ланку

*** Юго-Восточная Азия включает Таиланд, Сингапур, Малайзию, Индонезию, Филиппины, Вьетнам и Мьянму

Источник: Bloomberg NEF, Poten&Partners, Customs

Сегодня он представляет отдельную стоимостную ценность компании, способствующую решению самых сложных и нетривиальных задач.

За десять лет, прошедших со времени отгрузки первого сахалинского СПГ, «Сахалин Энерджи» перечислила в бюджеты Российской Федерации различных уровней более \$25 млрд

Конкуренция между производителями СПГ и нефтегазодобывающими корпорациями в целом стремительно растет во всем мире. И наряду с борьбой за снижение расходов на первый план выходит стремление повысить эффективность управления компанией. Возьму на себя смелость заявить, что «Сахалин Энерджи» серьезно преуспела и опередила многих в этой работе. Имея очень непростую структуру управления, в которой опосредованно участвуют все четыре акционера, три федеральных ведомства и пра-

вительство Сахалинской области, компания демонстрирует завидную оперативность и высокое качество принимаемых решений. При том, что в руководстве компании работают представители шести национальностей.

И еще раз хочется подчеркнуть, что здесь применяется не копия отточенных корпоративных систем Shell, «Газпрома» или торговых домов Японии, а свой выверенный алгоритм, заточенный под эффективное взаимодействие всех элементов стоимостной цепочки – от устья скважины на Лунском месторождении до приемного терминала в Токийском заливе. И главным девизом для достижения этой эффективности служат личная инициатива и ответственность за конечный результат, базирующиеся на заинтересованном взаимодействии со всеми вовлеченными подразделениями компании и сторонними организациями.

ГАРМОНИЧНАЯ СИМФОНИЯ

Что же мобилизует две с лишним тысячи человек выступать столь организованным и гармоничным оркестром? Взмах палочки дирижера, чувство локтя, внешняя конкурентная среда, желание и радость будущих побед? Все это имеет значение. Но главный аккорд – интерес конечного потребителя, его оценка и признание. Важно, что этот

ориентир не является надуманным или декларативным. Сама сущность долгосрочных (на 20–25 лет) СПГ-контрактов подталкивает продавца и покупателя к своего рода «брачному контракту». Стороны этого бизнеса находятся в постоянном, ежедневном контакте, согласовывая и проверяя детали программы поставок, решают многочисленные операционные, таможенные, финансовые вопросы и всегда делают это к взаимному удовлетворению. Нарушение позитивного фона взаимоотношений с покупателем неизбежно приводит к нарастанию взаимных претензий, сложности в поиске компромиссов и, в конечном счете, к экономическим потерям для обеих сторон.

Производство СПГ позволяет продавцу уменьшить объем газа в 600 раз и доставить его в любую точку планеты. Эта уникальная энергопаутина продолжает разрастаться опережающими темпами, захватывая все новые страны и континенты

Вся эта гармоничная симфония между производителем и потребителем энергоносителей разыгрывается в пространстве, где соприкасаются очень разнящиеся друг от друга культуры и мировоззрения: Европа – Азия, Россия – Восток, христианство – буддизм и т.д. Чего стоят только принципиальные различия между самыми крупными азиатскими игроками. Деловая среда в Японии, Корее, Китае только неискушенному обывателю может показаться похожей. На самом деле она часто диаметрально противоположна.

Пекинская утка так же отличается от суши, как настойчивость и прямолинейность китайских гигантов от завуалированной эшелонированности японского переговорного процесса. Отношения с японскими покупателями можно легко разрушить парой неожиданных выпадов в ходе коммерческих переговоров. Деловая среда Страны восходящего солнца требует обязательных неформальных предварительных консультаций, с целью не шокировать партнера в ходе официальной встречи. Нарушение этого правила грозит незадачливому предпринимателю затяжными безрезультативными переговорами.

В корейской деловой среде нужно хорошо ориентироваться в хитросплетениях частно-государственного партнерства, своевременно улавливать преобладающие в истеблишменте настроения.

Китайские партнеры не обидятся на более прагматичный и прямолинейный подход. Однако не простят нарушений протокола и субординации.

Свободолюбивый Тайвань будет приветствовать открытый и динамичный диалог и не упустит своего шанса завоевать тактическое преимущество.

И все эти подходы и приемы следует применять для достижения столь популярной и всеми декларируе-

мой цели – win-win solution (взаимовыгодное решение). При всей кажущейся двусмысленности и эфемерности этой формулы надо признать, что большинство современных сделок, заключенных командой «Сахалин Энерджи», ей как раз и соответствуют. Достигается это за счет скрупулезного анализа и филигранного диалога. То, что для одной стороны является победой, для другой необязательно является поражением. Многообразие технических, операционных, финансовых, экономических, временных параметров договоров купли-продажи (ДКП) дают искушенному переговорщику великое множество построений и комбинаций.

В ЭПИЦЕНТРЕ ПЕРЕМЕН

В качестве примера хотелось бы обратиться к современному состоянию мирового рынка СПГ. На протяжении последних лет на нем наблюдаются две основные тенденции. На фоне затяжного падения цен, вызванного дисбалансом спроса и предложения в пользу второго, крупные покупатели почувствовали хороший шанс поменять правила игры в свою пользу. Они стали пересматривать устоявшиеся нормы долгосрочных ДКП в сторону добавления дополнительных «гибкостей»: более короткие сроки контрактов, больше прав на перенос даты поставки или отказ от части контрактных партий СПГ, отмену обязательного пункта доставки, альтернативные ценовые формулы.

Но практика показала, что если все эти «хотелки» воплотить в жизнь, то ни один новый проект СПГ не сможет принять окончательное инвестиционное решение. А это, в свою очередь, приведет к скорому дефициту СПГ на рынке, взлету цен и обратной волне навязывания покупателям требований продавцов. Если бы основные участники процесса поддались искушению покачаться на этих качелях, то рынок бы залихорадило на долгие годы.

К счастью, индустрия СПГ уже выработала механизмы поддержания стабильности и предсказуемости глобальных процессов. На рынке доминирует ответственное отношение к настоящему и будущему. И как потребители, так и производители стремятся не раскачивать лодку, а находить компромиссные решения. В частности, «Сахалин Энерджи» в диалоге со своими конечными потребителями находит консенсус, что позволяет продолжать взаимовыгодное сотрудничество и встраиваться в новые реалии рынка, включая обоснованные «гибкости». Однако это требует очень профессионального переговорного процесса, одним из важных элементов которого является способность продавца представить себя на месте покупателя, и наоборот.

Второй сопутствующей тенденцией рынка СПГ является его коммодитизация и унификация. Все меньше ощущается географическая обособленность рынков АТР, Европы и Америки. Продолжаются поиски универсальных ценовых индексов для спотовой торговли, а также для долгосрочных контрактов. Формируются и конкурируют между собой потенциальные СПГ-хабы в Сингапуре, Японии, Шанхае, зарождаются будущие биржи и электронные торговые площадки.

КОЛИЧЕСТВО ОТГРУЗОК СПГ С НАЧАЛА II ФАЗЫ ПРОЕКТА ДО 31 ДЕКАБРЯ 2018 г.

Количество отгрузок СПГ
с начала II фазы проекта
до 31 декабря 2018 года

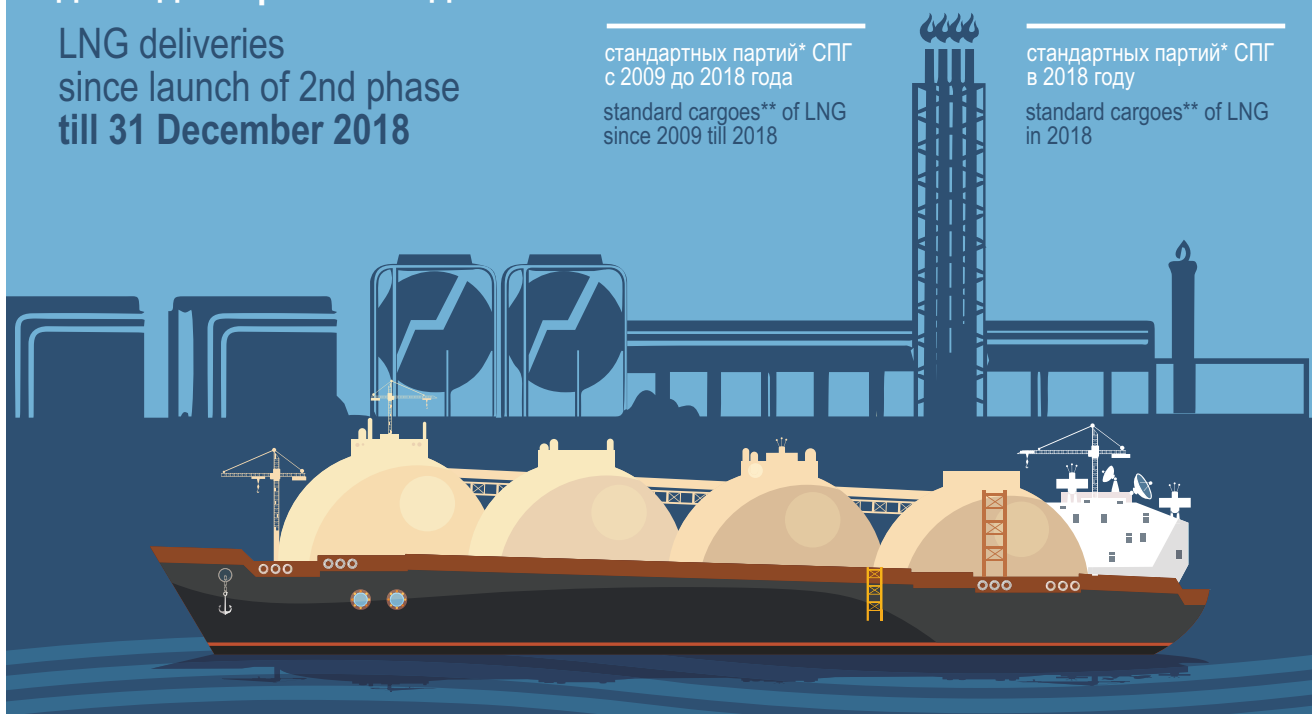
LNG deliveries
since launch of 2nd phase
till 31 December 2018

1586

стандартных партий* СПГ
с 2009 до 2018 года
standard cargoes** of LNG
since 2009 till 2018

175

стандартных партий* СПГ
в 2018 году
standard cargoes** of LNG
in 2018



*1 стандартная партия = 65 000 т

**1 standard cargo = 65 000 tonnes

География поставок

7 стран:

Япония
Южная Корея
Китай
Индия
Кувейт
Тайланд
Тайвань



Geography of deliveries

7 countries:

Japan
South Korea
China
India
Kuwait
Thailand
Taiwan

Источник: «Сахалин Энерджи»

Очевидно, что эти процессы будут ускоряться, и успешный продавец не должен оставаться сторонним наблюдателем. Команда «Сахалин Энерджи» находится в эпицентре этих перемен, следит за ними и участвует в дискуссиях, нередко становится пионером в применении новых подходов. Пример тому – последняя серийная сделка на продажу 10 партий СПГ в 2019 контрактном году. Впервые компания совершила выгодную годовую сделку с привязкой к индексу ЖКМ в условиях сезонной неблагоприятной рыночной конъюнктуры. И это лучшее признание всем рынком заслуг коллектива «Сахалин Энерджи», обеспечивающего высочайшую надежность, безопасность и компетентность всех процессов от скважины до терминала выгрузки (см. «Количество отгрузки СПГ с начала II фазы проекта до 31 декабря 2018 г.»).

Команда «Сахалин Энерджи» находится в эпицентре перемен, следит за ними и участвует в дискуссиях, нередко становится пионером в применении новых подходов

Все это можно описать одним словом – профессионализм, и им вполне владеют люди, работающие в «Сахалин Энерджи». И это не «купленные» на стороне профессионалы, пойманные хедхантерами на большую зарплату и льготы. Это в основном собственные кадры, бережно возвращенные эшелонированной системой тренингов, наставничества и богатой практики. Молодой специалист, готовящий материалы к переговорам, записывающий их содержание и не произносящий ни слова в ходе этих переговоров, через несколько лет становится вполне адекватным мастером сделок. По учебникам этому не научиться, только живой ежедневный опыт позволяет выковырять уникальные кадры.

НЕПРЕРЫВНОЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

Мы коснулись нескольких аспектов конечных звеньев стоимостной цепочки «Сахалин Энерджи». Но надо признать, что принцип ориентации на покупателя-клиента пронизывает всю технологическую последовательность компании. Для буровиков клиентами являются подразделения, занимающиеся добычей, для последних заказчиками выступает производственный комплекс «Пригородное», накапливающий нефть в хранилищах и сжижающий природный газ, а следующими в цепочке идут команды, обеспечивающие погрузку и доставку углеводородов конечным потребителям.

Этот алгоритм взаимоотношений (покупатель – продавец, заказчик – производитель) отражает не взаимоотношения подчиненности, а ответственности и взаимозависимости. Это в конечном итоге заставляет всю организацию работать в едином ритме, добиваясь единых результатов. Казалось бы, ничего сверхнового или сверхсложного, но вопрос, как всегда, в деталях и в качестве исполнения.

Поскольку «Сахалин Энерджи» на протяжении, по крайней мере, последнего десятилетия стабильно входит в верхний квартиль мировых рейтингов в части безопасности, надежности и эффективности производственных процессов, то стоит упомянуть еще о двух важнейших составляющих успеха. Первое – это первоклассная система трудовой, экологической и промышленной безопасности, выстроенная в соответствии с самыми строгими российскими и международными стандартами.

Однако даже эта первоклассная система, уровнем которой могут похвастаться очень немногие в России, не удовлетворяет руководство компании. Поэтому была развернута новая стадия борьбы за безопасность под звучным девизом «Цель Ноль». Суть ее состоит в том, чтобы перенести букву и дух безопасного отношения к себе, коллегам, природе из инструкций в голову и сердце человека. Поставлена задача превратить сотрудников компании в союз единомышленников, твердо убежденных, что каждый из них лично – и на работе, и дома – приложит все силы для создания вокруг себя безопасной среды обитания и работы, не будучи понукаемым коллегами, близкими или угрозой наказания. Это процесс трудоемкий, но и очень увлекательный. Здесь не сойдешь на полустанке, он требует от всех, и в первую очередь от руководства, полного вовлечения и неподдельного лидерства.

Вторая составляющая напоминает мне о днях моей молодости, когда все мы в Советском Союзе увлекались социалистическим соревнованием и новаторством. Здесь мы называли его «Непрерывное совершенствование». И начиналось оно, действительно, с эпизодических инициатив, напоминавших рационализаторские предложения былых времен, за которые полагались премии и рукопожатия. Сейчас это уже переросло в осознанное перманентное стремление к поиску более эффективных решений, отказу от «операционного мусора», к снижению затрат, повышению мотивации сотрудников.

Что интересно: чем дальше и глубже мы продвигаемся в этом путешествии, тем больше убеждаюсь, что основными стимулами выступают не дополнительные материальные блага или карьерный рост, а глубокое внутреннее удовлетворение участников, ощущение непосредственной причастности к успеху компании. Не открою Америки, но уверен, что непрерывное совершенствование является залогом конкурентоспособности «Сахалин Энерджи» не только в России, но и в мире. Хотя мы и занимаем 4% мирового и более 8% японского рынков СПГ, наша репутация в АТР уже является камертоном для всех действующих и новых проектов. С нами сверяют часы и Австралия, и Катар, и Малайзия. Построить завод в рамках выделенного бюджета и в согласованные сроки – это только начало пути. Главное – завоевать репутацию и создать коллектив, способный конкурировать среди «элиты» энергетики – индустрии СПГ.

Так что первые 25 лет «Сахалинской энергии» – это уверенный старт, разгон и выход на марш самого успешного СПГ-проекта последнего десятилетия. Впереди не менее амбициозные задачи и достижения! 🚀



Дни Нефти и Газа в России 2019

МІОGE | НЕФТЬ И ГАЗ

16-я Международная выставка
нефтегазового оборудования
и технологий

23–26 апреля 2019



Москва
Крокус Экспо

mioge.ru

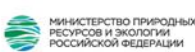
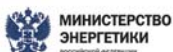
РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

«Растущая Энергия
Глобального Партнерства»

23–25 апреля 2019

Держим курс на ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Официальная поддержка





Готовы ли мы к новой волне трансформации сектора upstream?

ЭРИК УДЕНО
НИКОЛАЙ БЕЛКОВ
ФИЛИПП УИТТАКЕР
ЖАН-КРИСТОФ БЕРНАРДИНИ
BCG

Руководители добывающих компаний успешно преодолели сложности, вызванные чрезвычайно низкими ценами и волатильностью на рынках нефти и газа с конца 2014-го по 2017 год. Кажется бы, они заслужили некоторое время на передышку и на то, чтобы испытать гордость за достигнутые успехи и порадоваться значительному улучшению макроэкономической ситуации. Но в ближайшей и среднесрочной перспективе перед ними может открыться ряд потенциально весьма привлекательных возможностей для роста, а вместе с ними и ряд новых и усиливающихся угроз. Поэтому сейчас не время почивать на лаврах. Эти возможности и угрозы потребуют от топ-менеджеров смелых и решительных действий и с большой вероятностью вынудят участников отрасли снова вступить на путь трансформации.

Эксперты компании BCG определили четыре приоритетных направления преобразований, на которых руководителям стоит сосредоточиться прежде всего: методы работы, операционная деятельность, портфель, отношения с партнерами по экосистемам. Те топ-менеджеры, которые сумеют грамотно воспользоваться возможностями в какой-либо одной или нескольких из этих областей, могут получить огромное конкурентное преимущество. Те же, кому это не удастся, рискуют выбыть из гонки за лидерство или остаться вообще ни с чем.

УСПЕШНЫЙ ОТВЕТ НА НОВЫЙ ВЫЗОВ

Падение цен на нефть и газ было головокружительным. В течение трех лет до начала кризиса (с февраля 2011-го по начало сентября 2014 года) спотовая цена нефти сорта Brent превышала \$100/барр, достигнув наивысшей отметки в \$128 в марте 2012 года. Но уже в январе 2016-го она составляла \$26/барр, то есть почти на 80% ниже пикового значения. Природный газ подешевел не столь сильно, но тоже значительно. Средняя спотовая цена в Henry Hub в первом квартале 2014 года составляла \$5,7/млн БТЕ, а в первом квартале 2016-го снизилась до \$2.

Падение цен на нефть и газ нанесло сильнейший удар по выручке энергетических компаний. Совокупные потери крупнейших игроков в секторе upstream – BP, Chevron, ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Total – со второго квартала 2015 года по второй квартал 2016-го превысили \$31 млрд (см. «Доходы крупнейших компаний от операций геологоразведки и добычи нефти и газа»). В период с первого квартала 2015 года по четвертый квартал 2016-го расходы компаний превысили совокупный объем выручки от операций в секторе upstream на \$94 млрд. Для финансирования инвестиций и выплаты дивидендов участникам рынка пришлось занять \$100 млрд.

Стремясь ограничить ущерб, большинство добывающих компаний приступило к реализации программ, нацеленных на резкое снижение затрат. В 2016–2017 годах BCG помогла восемнадцати международным и национальным нефтяным компаниям реализовать подобные программы. И наш опыт показывает, что компании, как правило, в первую очередь стараются сократить операционные расходы и лишь затем снизить капитальные затраты (в том числе на разведку, бурение и на крупные проекты), при этом стремясь также оптимизировать непрофильные активы. В большинстве

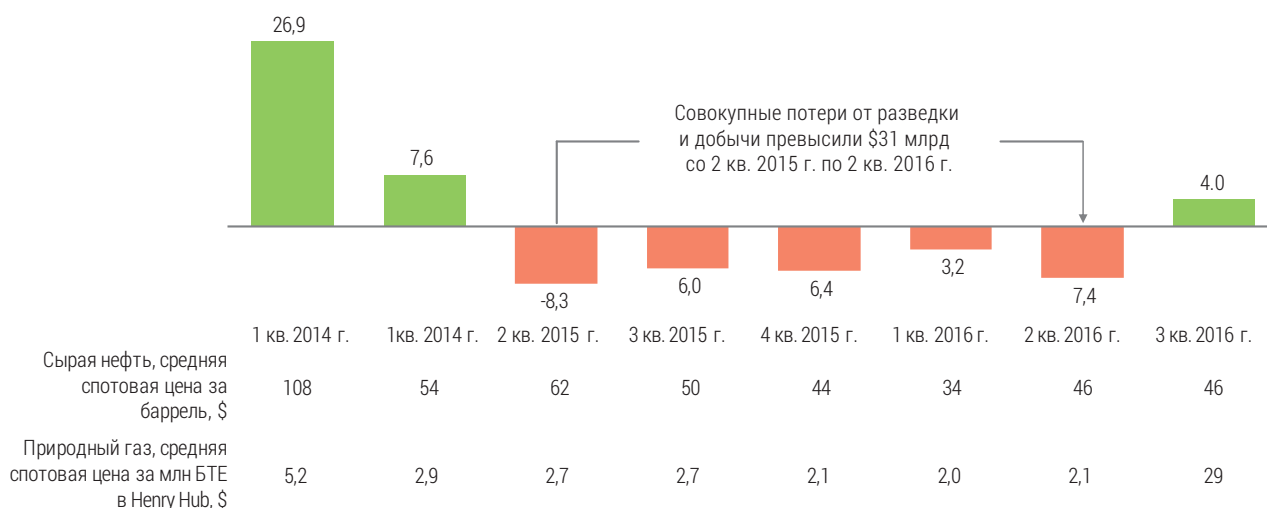
случаев неукоснительное следование поставленной цели дало впечатляющие результаты – сокращение операционных затрат на баррель нефтяного эквивалента достигало 20–25%.

Благодаря успешным мерам по сокращению расходов, значительная часть добывающих компаний теперь имеет сильные финансовые позиции, особенно с учетом стабилизации цены на нефть на уровне выше \$70/барр. Многим игрокам удастся сохранять прибыльность даже при цене нефти на уровне \$60. Такие компании, как BP, Royal Dutch Shell и Chevron, распределяют полученные денежные средства с выгодой для акционеров, включая выплату повышенных дивидендов и ускоренную реализацию программ обратного выкупа акций (см. «Результаты работы пяти крупнейших компаний во втором и третьем кварталах 2018 г.»).

Падение цен на нефть и газ нанесло сильнейший удар по выручке энергетических компаний. Совокупные потери крупнейших игроков в секторе upstream – BP, Chevron, ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Total – со второго квартала 2015 года по второй квартал 2016-го превысили \$31 млрд

Однако ситуация продолжает меняться, и для успеха в долгосрочной перспективе руководителям компаний необходимо делать значительно больше.

ДОХОДЫ КРУПНЕЙШИХ КОМПАНИЙ ОТ ОПЕРАЦИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА*, \$ млрд



* Крупнейшие компании – BP, Chevron, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, Total

Источник: финансовая отчетность компаний; анализ BCG

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ РОССИЙСКОГО БИЗНЕСА

АЛЕКСАНДР ЛЕЩИНЕР

Партнер и управляющий директор BCG

Необходимость нового этапа трансформации в разведке и добыче российские компании осознали давно. Большая часть игроков уже активно работает над развитием потенциала своих активов. Однако по ряду параметров – сложность активов, количество уровней управления, функциональная модель компании – российская специфика заметно отличается от западной. Поэтому отечественным компаниям нужно определить, как именно управлять этими активами наиболее эффективно, грамотно адаптировать бизнес-процессы и операционную модель под местные реалии.

Как и у глобальных компаний, у российских игроков есть потребность в оптимизации методов работы. Традиционно в России больше всего усилий требуется для того, чтобы обеспечить интегрированный подход ко всей производственной системе и ее потенциалу, а также, чтобы повысить уровень кросс-функциональных компетенций. Решить вторую задачу компаниям может помочь государство, за счет специализированных программ подготовки и обучения.

Если говорить об операционной деятельности, то наиболее оптимальный вариант для российских компаний – делегировать дочерним обществам управление операционным и технологическим потенциалом, сохраняя за собой фокус на долгосрочной стратегии. Во всех крупных российских компаниях цифровизация сейчас заметно помогает в оптимизации операционной деятельности. Это такие области, как, например, штучерные модели активов, проактивное управление наиболее критичными процессами в режиме реального времени.

Однако в России заметен ряд сложностей с управлением изменениями. К этому вопросу российским игрокам нужно подходить более системно. Прежде всего, в плане выделения достаточных ресурсов и компетентных кадров на всех уровнях именно для проведения изменений.

Что касается управления портфелем активов, то в России основной потенциал мы видим в налаживании эффективного взаимодействия между проектами в области геологоразведочных работ (ГРР), крупными капитальными проектами и эксплуатацией (добычей). Необходимо сделать так, чтобы организации, включенные в производственную цепочку на финальных этапах, участвовали в создании и сохранении ценности на предыдущих этапах. Например, чтобы портфель геологоразведочных проектов соответствовал потребностям добычи в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

В плане развития экосистем и партнерств российские компании могут опираться на западный опыт и идти несколькими путями. Во-первых, сотрудничать с другими нефтегазовыми компаниями, у которых есть богатый опыт работы с трудноизвлекаемыми запасами и на уже истощенных месторождениях. Во-вторых, заключать соглашения с игроками нефтесервисного рынка. И, наконец, более активно работать с финансовыми игроками.

Резюмируя, российским компаниям можно дать следующие практические рекомендации:

- ◆ совершенствовать методы работы, делая упор на интегрированный подход к управлению производственной системой, повышение уровня кросс-функциональных компетенций;
- ◆ налаживать портфельное управление, охватывающее все этапы геологоразведки и добычи и обеспечивающее эффективное взаимодействие между портфелем ГРР, крупными капитальными проектами и добычей;
- ◆ индивидуально подходить к развитию партнерств и экосистем. Необходимо иметь достоверный план разработки и рассматривать все имеющиеся в наличии возможности.

Соблюдая эти принципы, российские игроки смогут добиться ощутимых бизнес-результатов, и как следствие, получить заметное конкурентное преимущество в долгосрочной перспективе.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ И КРИТИЧЕСКИЕ БАРЬЕРЫ

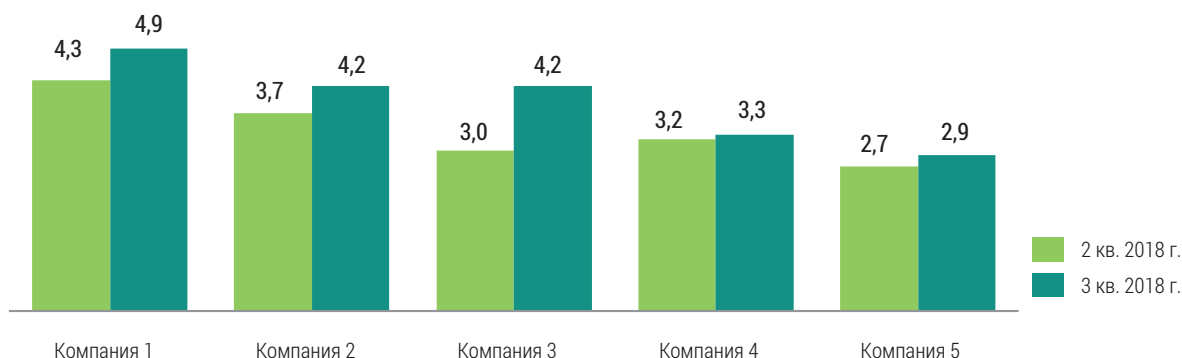
Упрочившееся финансовое положение ряда добывающих компаний сегодня дает им уникальную возможность совершить сделки, открывающие доступ к определенным классам активов или регионам. Улучшение финансовой ситуации также позволяет вывести некоторые активы, учитывая расширение круга потенциальных покупателей. Кроме того, многие участники рынка сегодня могут улучшить свой профиль с точки зрения портфельного риска, траектории и факторов роста.

В то же время добывающие компании сталкиваются с фундаментальными проблемами, создающими новые риски и требующими увеличить объем инвестиций, чтобы сохранить жизнеспособность. Среди этих проблем – дол-

говременные экономические и социальные тенденции, которые со временем будут только ускоряться и усиливаться. Одна из таких тенденций – необходимость сократить углеродные выбросы и развивать возобновляемые источники энергии. Вторая – изменение в структуре мобильности и предпочтениях пользователей, включая возможное ускорение перехода на электрические транспортные средства. Все это в итоге может привести к существенно и быстрому снижению спроса на нефть.

Помимо фундаментальных вызовов, игроки сектора upstream также сталкиваются с краткосрочными проблемами, напрямую вытекающими из их реакции на падение цен на нефть и газ. Так, в результате недостаточного финансирования геологоразведочных работ в период, когда компании стремились максимально обуздать расходы, может возникнуть дефицит предложения в краткосроч-

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ПЯТИ КРУПНЕЙШИХ КОМПАНИЙ ВО ВТОРОМ И ТРЕТЬЕМ КВАРТАЛАХ 2018 г., доход, \$ млрд



Источник: финансовая отчетность компаний

ной и среднесрочной перспективе. Многие компании также отложили реализацию новых проектов разработки.

КАК ПОЛУЧИТЬ ПРЕИМУЩЕСТВО

Ключевые направления потенциальной трансформации для игроков сектора upstream – это методы работы, операционная деятельность, портфель активов, отношения с партнерами по экосистеме. Развитые цифровые компетенции играют решающую роль в каждой из этих областей. При этом работать можно как по одному из указанных направлений, так и по всем четырем одновременно (см. «Добывающие компании находят возможности трансформации в четырех областях»).

Методы работы. Параллельно с оптимизацией издержек многие добывающие компании также значительно сократили численность персонала. Во вспомогательных функциях (например, HR) под сокращение попало до 55%. Оптимизация технических функций в целом проходила не столь радикально, однако и там численность персонала в отдельных случаях сократилась на 45% (например, в подразделениях, занятых разработкой недр).

Несмотря на масштаб сокращений, лишь немногие игроки добывающего сектора использовали данную возможность для коренного переосмысления и изменения принятых в организации методов работы и рабочих процессов. Энергетические компании хорошо структурированы и опираются на четко определенные процессы, но они далеко отстают от первопроходцев, таких как Facebook и Google, в вопросах оптимизации методов работы для достижения максимальной эффективности.

Мы считаем, что есть несколько очевидных направлений, где энергетические компании могли бы сконцентрировать усилия, чтобы выйти на следующий уровень. Одно из них – переход на так называемые agile-методы работы. Agile обеспечивает исключительные выгоды, например, значительно – от двух до четырех раз – ускоряет реализацию проектов и на 15–25% сокращает затраты на разработку. По крайней мере, таких показателей после перехода на новые принципы работы достигли компании других отраслей. Более того, переход на agile также способствует

росту уровня вовлеченности сотрудников и повышает способность привлекать и удерживать высококвалифицированные кадры. Применение agile может обеспечить значительные преимущества и добывающим компаниям.

Формирование культуры, ориентированной на эффективность, – это еще один способ существенно усовершенствовать методы работы добывающих компаний. Наличие такой культуры будет иметь особенно большое значение, если затраты в отрасли снова начнут ползти вверх. Культура максимальной эффективности включает несколько элементов: вовлеченность сотрудников, понимающих и поддерживающих стратегию компании и свою роль в ее реализации; оптимальную систему управления и оптимальные процессы, включая относительно плоскую структуру и четко определенную иерархическую цепочку. Например, у директора одной крупной международной нефтяной компании насчитывается 20 прямых подчиненных. С одной стороны, это позволяет ему находиться максимально близко к производству, а с другой стороны, ему приходится тратить значительное время на управление взаимоотношениями между сотрудниками.

Стремясь ограничить ущерб, большинство добывающих компаний приступило к реализации программ, нацеленных на резкое снижение затрат

Другой необходимый элемент – нацеленность компании на постоянное совершенствование (что отражается в более бережливых процессах); стремление упростить инструменты, технические стандарты и механизмы отчетности; готовность находить нестандартные решения имеющихся проблем. Применение инновационных методов бурения на континентальном шельфе Норвегии компанией Spirit Energy – пример того, как стремление к постоянному совершенствованию может вывести компанию на качественно новый уровень.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ПЯТИ КРУПНЕЙШИХ КОМПАНИЙ ВО ВТОРОМ И ТРЕТЬЕМ КВАРТАЛАХ 2018 г.



Методы работы

Методы работы на основе принципов Agile
Формирование ориентированной на эффективность культуры
Эффективное применение финансового стимулирования



Операционная деятельность

Переосмысление и трансформация операционной деятельности
Оптимизация операционной модели для обеспечения поддержки стратегических целей



Портфель активов

Стратегические слияния/поглощения
Стратегическая продажа активов



Отношения с партнерами по экосистеме

Поиск новых взаимовыгодных путей сотрудничества с поставщиками
Переосмысление условий ведения бизнеса с правительством принимающей страны
Увеличение создания стоимости на основе эксплуатации активов под сторонним управлением

Примечание: В каждой области цифровые и опирающиеся на аналитику данных компетенции могут быть ключевым фактором создания стоимости

Источник: Анализ BCG

Третий компонент, способный существенно изменить методы работы компаний, заключается в более эффективном использовании финансовых стимулов. Многие добывающие предприятия стимулируют персонал, отталкиваясь от общих результатов работы в сравнении с конкурентами – показатель, на который отдельные сотрудники повлиять практически не могут. Следовательно, работники не имеют достаточных стимулов, чтобы добиваться эффективности там, где они могли бы это сделать. Все это негативно влияет на общие результаты. Применение индивидуальных финансовых стимулов для каждого сотрудника (и/или каждого подразделения, чтобы содействовать развитию сотрудничества) может исправить ситуацию.

Упрочившееся финансовое положение ряда добывающих компаний сегодня дает им уникальную возможность совершить сделки, открывающие доступ к определенным классам активов или регионам

Кроме того, такой подход может помочь привлечь и удержать таланты в условиях растущей конкуренции. А ведь на рынке квалифицированных кадров добывающие компании конкурируют не только друг с другом, но также с банками, технологическими корпорациями, консалтинговыми фирмами и другими игроками.

Операционная деятельность. Многие добывающие компании решили закрепить успехи, достигнутые при сокращении затрат, и запустить новые инициативы по по-

вышению операционной эффективности. Однако лишь немногие пошли на радикальный пересмотр и трансформацию производства, будь то на суше или на море.

Чтобы качественно повысить эффективность производства, необходимо изменить саму операционную модель компании. Это означает, что повседневную текущую работу следует рассматривать через призму стратегических целей и оптимизировать ее для достижения таких целей.

Правильная операционная модель может послужить стимулом для того, чтобы значительно повысить эффективность работы компании, например, с точки зрения охраны здоровья, техники безопасности и защиты окружающей среды. Такие улучшения могут обеспечить устойчивый прирост производительности труда на 10–15% для соответствующего персонала.

Четко выстроенная операционная модель может способствовать повышению эффективности добычи. Мы наблюдали, как компаниям удается выйти на рентабельную добычу каждого барреля при минимальных потерях. Этой цели они добиваются за счет того, что уточняют и стандартизируют подходы к определению максимального потенциала добычи, а также за счет того, что анализируют причины возникновения потерь, оперативно принимают корректирующие меры и обмениваются передовым опытом с другими бизнес-единицами. Такие усилия могут повысить эффективность добычи на 5%.

Улучшение операционной модели также позволяет на 20–50% снизить операционные издержки, оптимизировав основные процессы, такие как планирование, а также существенно сократив объем таких работ, как покраска и техническое обслуживание надводного оборудования.

Портфель активов. Как отмечалось выше, значительно улучшить финансовое состояние операторам добычи удалось, реализовав программы сокращения расходов (разумеется, помогло и восстановление цен на нефть и газ).

Это делает возможным оживление на рынке слияний и поглощений, что было немыслимо еще некоторое время назад. Некоторые компании уже пользуются ситуацией и предприняли шаги, цель которых – укрепить позиции в конкретных бассейнах и регионах или получить доступ к уникальным операционным моделям и ключевым объектам инфраструктуры.

Несмотря на масштабное сокращение персонала, лишь немногие игроки добывающего сектора использовали данную возможность для коренного переосмысления и изменения принятых в организации методов работы и рабочих процессов

Среди примеров можно упомянуть приобретение Maersk Oil компанией Total, покупку Quadrant Energy компанией Santos, запланированное слияние DEA с Wintershall. Компании также нацеливаются на определенные классы активов. Например, BP объявила о покупке сланцевых активов BHP в США.

Компании пользуются текущей ситуацией, чтобы снизить или устранить определенные виды рисков, в том числе (по крайней мере, в одном случае) путем полного отказа от работы в секторе upstream. Так, Engie, BHP и Centrica являются яркими примерами компаний, полностью изменивших характер участия в секторе геологоразведки и добычи.

Опыт участия в более чем 600 проектах по интеграции после слияния и выделения активов (включая большое число таких проектов в добывающем секторе) позволил нам определить некоторые общие черты успешных сделок. Компании, создающие наибольшую стоимость, обычно начинают с этапа тщательной подготовки, задолго до объявления о сделке, и строго соблюдают методологию ее реализации. В случае слияния или поглощения они продолжают неукоснительно следовать цели, стремясь реализовать потенциал синергии и уделяя особое внимание культурной интеграции.

По-прежнему существует множество возможностей, и мы ожидаем в ближайшие год-полтора увидеть новые слияния, приобретения, продажи активов. На самом деле мы бы удивились, если бы узнали, что кто-либо из руководителей добывающих компаний не рассматривает возможность крупных шагов подобного рода. Среди участников рынка, несомненно, будут динамичные игроки, пользующиеся поддержкой фондов прямых инвестиций, заинтересованные в приобретении активов, выставляемых на продажу крупными корпорациями. Покупка компанией Chrysaor значительной доли активов Shell в Северном море является примером такого рода усилий.

Отношения с партнерами по экосистеме. Развивать взаимоотношения сложно, так как для этого нужно согласовывать собственные задачи с партнерами, чьи приоритеты могут существенно отличаться от ваших. Однако если консенсуса все же удастся достичь, выгоды могут быть весьма значительными.

Начните с развития отношений с поставщиками. Реализуя программы оптимизации затрат, добывающие компании оказывают сильное давление на поставщиков. Те отвечают существенным сокращением издержек. Например, поставщикам услуг в области сейсморазведки и владельцам судов снабжения пришлось сократить расценки на целых 60%.

Но характер рабочих взаимоотношений между добывающими компаниями и их поставщиками в большинстве случаев остался практически неизменным. Стороны не слишком задумывались о том, как повысить эффективность сотрудничества и совместно снизить затраты или работать в партнерстве ради того, чтобы постоянно повышать качество предоставляемых услуг.

Не уделяя достаточного внимания развитию партнерских взаимоотношений, вы упускаете настоящему выгодную возможность. Как показывает практика, наделение поставщиков более широкими полномочиями и сотрудничество с ними для достижения общих целей – гораздо более продуктивный путь. Это хорошо видно на примере других отраслей, например, автомобильной промышленности, где главный приоритет – постоянное повышение качества и снижение себестоимости оказываемых услуг. Партнерство не только позволяет достичь поставленных целей по сокращению затрат и повышению качества, но и стимулирует инновационную деятельность, помогает обеспечить прозрачность и укрепить доверие между сторонами.

Многие добывающие компании решили запустить новые инициативы по повышению операционной эффективности. Однако лишь немногие пошли на радикальный пересмотр и трансформацию производства

Помимо поставщиков, добывающим компаниям также следует пересмотреть отношения с правительствами принимающих стран. Падение цен на нефть и газ принесло значительные убытки многим ресурсным экономикам. Сократившиеся доходы от продажи углеводородов заставили их резко сократить бюджеты. Поэтому, возможно, сейчас – самое подходящее время для того, чтобы обсудить новые условия сотрудничества. Добывающим компаниям следует лоббировать долгосрочные договоренности, заключаемые на взаимовыгодных условиях, охватывающие весь спектр

деятельности и закрепляющие финансовые обязательства сторон по отношению друг к другу. Как и в случае с поставщиками, такие договоренности будут способствовать укреплению взаимного доверия и снижению рисков для обеих сторон.

Характер рабочих взаимоотношений между добывающими компаниями и их поставщиками в большинстве случаев остался практически неизменным. Стороны не слишком задумывались о том, как повысить эффективность сотрудничества

Наконец, необходимо уделить особое внимание отношениям со сторонними операторами – теми, кто управляет соответствующими активами. На активы под сторонним управлением может приходиться до половины добычи и расходов крупных добывающих компаний. Однако большинство руководителей недовольно тем, как управляются эти активы, и для этого есть основания. Распределение ресурсов, как правило, не оптимально; создание стоимости не измеряется достаточно точно; а данные по проектам, операциям и затратам редко собираются и передаются руководству компании, которое могло бы их эффективно использовать. Последнее – огромная проблема для крупных международных нефтяных компаний, которые постоянно ищут подходящие критерии для сравнительной оценки деятельности активов под собственным управлением. Добывающие компании должны четко объяснить сторонним операторам, какого рода управление активами они хотели бы видеть. При условии правильной организации это позволит повысить эффективность и даст большие объемы полезной информации о результатах работы.

Еще одним рычагом, который добывающие компании могут задействовать, чтобы получить большую отдачу

от активов под сторонним управлением, является поощрение более тесного взаимодействия между игроками, работающими в относительной близости друг от друга. Например, в том же бассейне. Сотрудничество такого рода может стимулировать принятие ряда мер по повышению эффективности. Скажем, совместное использование логистических ресурсов, включая вертолеты, суда снабжения, склады. За этим могут последовать более широкие и более амбициозные инициативы, такие как создание клубов пользователей буровых установок, совместных предприятий по выводу активов из эксплуатации, запуск электронных платформ для продажи неиспользуемого оборудования.

Руководители компаний сектора upstream вновь стоят перед необходимостью переосмыслить подходы к ведению бизнеса в ситуации, которая неизбежно будет меняться, независимо от того, готова ли к этому компания или нет

Итак, руководители компаний сектора upstream вновь стоят перед необходимостью переосмыслить подходы к ведению бизнеса в ситуации, которая неизбежно будет меняться, независимо от того, готова ли к этому компания или нет. Возможно, текущее положение дел не требует немедленных действий, в отличие от той ситуации, что сложилась в момент падения цен и сразу после него. Но последствия бездействия или плохого выбора могут быть очень серьезными. Компании должны быстро определить свое целевое состояние и начать двигаться к этой цели. Ближайшие год-полтора могут определить иерархию в отрасли как минимум на ближайшие несколько лет, а возможно, и на более долгий срок. Где бы вы хотели видеть вашу компанию, когда страсти улягутся? 



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



Пыль в глаза

Как жители портовых городов уживаются с угольщиками

Аналитическое агентство WMT Consult

В последние годы развитие угольной промышленности в России сопровождалось масштабной модернизацией существующих производственных мощностей, а также значительным вводом новых. Согласно прогнозу научно-технологического развития отраслей ТЭК России до 2035 года от Минэнерго, с 2000 года суммарный ввод новых добычных мощностей составил около 140 млн тонн ежегодно. Тем не менее степень износа основных фондов в отрасли все еще превышает 50 %, а полностью изношенных достигает 11 %. Параллельно с этим в отрасли происходили и другие изменения – менялась структура способов добычи.

И если подземная добыча демонстрировала определенную стабильность (100–105 млн тонн в год) на протяжении последних 10 лет, то добыча угля открытым способом росла, вследствие чего ее доля в общей структуре добычи увеличилась с 64 до 72 %.

Изменение структуры добычи наряду с масштабным техническим перевооружением отрасли способствовали повышению энергоэффективности отрасли. За счет этого удалось существенно поднять энергоемкость отечественной угольной промышленности. Так, согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА), суммарное удельное потребление топливно-энергетических ресурсов угольной промышленностью России превышает среднемировой уровень в 2,2 раза, уровень США – в 2,3 раза, Германии – в 9 раз, Китая – в 2 раза.

Техническое перевооружение, вывод из эксплуатации устаревшего оборудования и приход новых технологий обеспечивают отечественному углю конкурентоспособность на внутреннем и мировом рынках

Развивается и сама отрасль: по итогам 2018 года ожидается рост экспорта угля на 4,1 %, до 194 млн тонн. Экспорт угля в 2017 году составил 186,3 млн тонн (рост на 14,8 % к 2016 году). В 2017 году добыча угля в России составила 408,9 млн тонн (рост на 5,7 % к 2016 году).

В отрасль активно приходят инвестиции. По словам министра энергетики РФ Александра Новака, около 1,5 трлн рублей будет вложено в перспективе в развитие угольной отрасли и портовой инфраструктуры.

Техническое перевооружение, вывод из эксплуатации устаревшего оборудования и приход новых технологий обеспечивают отечественному углю конкурентоспособность на внутреннем и мировом рынках.

БОЛЕВАЯ ТОЧКА УГЛЯ

Однако, несмотря на определенные технологические достижения в угольной промышленности, до сих пор остается крайне актуальным вопрос борьбы с угольной пылью, которая образуется в результате взрывных работ, отбойки, погрузки и транспортировки угля. Состояние воздуха, воды и почвы в результате подобного воздействия промышленных предприятий отрицательно сказывается на здоровье жителей того региона, в котором работают компании, занимающиеся добычей и экспортом угля. Для человека опасность угольной пыли заключается в том, что при попадании в дыхательные пути частицы пыли вызывают в них воспалительные процессы и могут вызывать необратимые последствия.

Так, например, по данным Мурманского областного онкодиспансера, именно экологические особенности Кольского полуострова в значительной степени определяют состояние здоровья северян. Среди основных загрязнителей такие вещества, как угольная пыль, диок-

сид серы, оксид углерода, диоксид азота, формальдегид, сажа, фенол.

По состоянию на 2016 год, количество онкозаболеваний в Мурманской области за 12 лет выросло на 77 %, причем рак легких среди них занимает второе место. В целом более чем у 20 тыс. жителей Мурманской области диагностирована онкология. В поликлинику Мурманского онкодиспансера обращаются от 200 до 250 человек в день.

Жители Мурманской области давно пытаются привлечь внимание к проблеме угольной пыли, выкладывают ролики в соцсетях со своими черными от пыли окнами и подоконниками, вызывают о помощи к СМИ и активистам различных общественных организаций. Более того, на эти сообщения жителей и местных предпринимателей, владеющих зданиями, на которых оседает большое количество угольной пыли, обращает внимание природоохранная прокуратура Мурманской области. Однако пока никаких мер крупным бизнесом принято не было. И это только один из известных кейсов, а таких регионов по всей стране немало.

НА ПРЕЗИДЕНТСКОМ КОНТРОЛЕ

Проблема загрязнения воздуха угольной пылью в припортовых городах встала особенно остро после прямой линии с Президентом РФ Владимиром Путиным в 2017 году. Тогда школьник из Находки рассказал главе государства о «пыльной проблеме», возникающей из-за перевалки угля в городском порту. Узнав об этом, президент поручил Генпрокуратуре и Минприроды принять меры по урегулированию экологических проблем в порту Находки.

В ходе одной из проверок Росприроднадзор обнаружил, что содержание взвешенных веществ в воде портов Находка и Восточный превышает норматив в 9,6 раза, а нефтепродуктов – в 70 раз.

В Госдуме при обсуждении решения проблемы даже обсуждался запрет на открытую перевалку угля в черте подобных Находке городов. Однако такой радикальный шаг привел бы к закрытию терминалов, на которые приходится почти половина перевалки угля в России, что обернулось бы экономическим коллапсом для страны. Поэтому от такой идеи пришлось отказаться.

По словам министра энергетики РФ Александра Новака, около 1,5 трлн рублей будет вложено в перспективе в развитие угольной отрасли и портовой инфраструктуры

Тем не менее еще в августе 2017 года президент призвал уделять приоритетное внимание экологии и учитывать интересы горожан при развитии угольных терминалов и выборе новых площадок для них. «И в порту Мурманска, и в других портах России, где ведется пере-

валка угля открытым способом, особенно остро стоит проблема экологии, имея в виду высокую концентрацию угольной пыли в воздухе», – отмечал Путин.

Он также призвал внедрять такие технологии при перевалке грузов, которые соответствуют экологическим нормам и стандартам.

МАССОВЫЕ ПРОТЕСТЫ И СУДЫ

Из-за сложной экологической ситуации, которая годами складывалась в портовых городах, акции протеста против угольщиков и многомиллионные иски стали уже совсем обычным делом.

Однако, несмотря на определенные технологические достижения в угольной промышленности, до сих пор остается крайне актуальным вопрос борьбы с угольной пылью

Так, в начале 2017 года в Находке прошел многотысячный пикет против открытой перевалки угля, а в Красноярске жители активно продвигали петицию против угольных ТЭЦ. До этого, например, в 2016 году, управление Росприроднадзора по Кемеровской области обвинило компанию «Кузбассразрезуголь» во вреде земельным ресурсам в размере 6,7 млрд рублей, и почти 200 млн рублей – водным. Ведомство указывало, что угольная компания «откровенно игнорирует законодательство». По данным областного управления Росприроднадзора, на тот момент ни в одном из филиалов «Кузбассразрезугля» очистные сооружения не работали так, как было заложено в проектах и разрешительной документации.

Еще раньше, в 2012 году, громкий экологический суд проиграла другая угольная компания – СУЭК. Кемеровский областной суд признал компанию «СУЭК-Кузбасс» виновной в сливе сточных вод в реку Иня в Кемеровской области. В результате промышленной деятельности компании в воде были превышены показатели допустимой концентрации вредных веществ, что причинило вред экологии более чем на 62,4 млн рублей. Тогда суд обязал компанию возместить ущерб в полном объеме.

ТЕХНОЛОГИИ ПРОТИВ ПЫЛИ

В конце 2017 года, после обращения внимания российского президента на экологические проблемы в стране, вызванные открытой перевалкой угля, стивидоры начали активно запускать системы пылеподавления. Компании стали больше использовать и снегогенераторные пушки, и системы водного орошения мест складирования и перевалки угля, и специальные

машины, непрерывно передвигающиеся и поливающие водой и специальными реагентами территорию портовых терминалов. Однако, к сожалению, ввод в эксплуатацию данного оборудования не сильно повлиял на экологическую ситуацию в регионах – на данный момент нет данных о том, насколько более чистым стал воздух для жителей окрестностей. Возможно, влияние технологий будет оценено позднее.

В феврале 2019 года после посещения Ванинского морского порта губернатор Хабаровского края Сергей Фургал сообщил, что намерен поручить проведение исследования о влиянии угольной пыли за последние пять лет на здоровье жителей поселка, в порту которого ведется перевалка угля. В ходе визита жители жаловались губернатору на грубые нарушения технологии перевалки.

В свою очередь глава Ванинского порта Евгений Дмитраков сообщил, что порт установил снежные пушки, огородил зоны отгрузки, пыль убирают вакуумным погрузчиком. На это сообщение Фургал заметил, что если уровень бронхо-легочных заболеваний ванинцев окажется слишком высоким, то власти перейдут к решительным мерам. Позднее губернатор объявил, что власти запретят «Мечелу» работать в Ванино, если компания не остановит перевалку угля открытым способом.

Он пояснил, что перевалка открытым способом приносит призрачную прибыль, но создает много проблем, в частности, влияет на здоровье населения, обостряет социально-экономическую ситуацию, заставляет жителей мигрировать в другие регионы. Фургал добавил, что даже уход «Мечел» из города не ударит по экономике региона и трудоустройству жителей. По его словам, есть достаточное количество инвесторов, которые готовы работать экологично.

В ходе одной из проверок Росприроднадзор обнаружил, что содержание взвешенных веществ в воде портов Находка и Восточный превышает норматив в 9,6 раза, а нефтепродуктов – в 70 раз

В свою очередь, «Восточный Порт» (принадлежит структурам «Кузбассразрезугля») заявлял о круглосуточной работе установки для очистки воздуха. В находкинских портах сообщали о реконструкции мест хранения и погрузки угля – о стройке подпорных стен угольных складов и увеличении высоты пылезащитных экранов. «Мечел» также занимается модернизацией портовых мощностей: основные технологические операции приморского порта Посыет были перенесены в закрытые помещения, оснащенные системой аспирации.

Крупнейшая угледобывающая компания России – СУЭК, входящая в десятку крупнейших мировых производителей угля, оценила стоимость програм-

мы по минимизации негативного воздействия порта на окружающую среду за 2017 год в \$20 млн. В рамках нее, в частности, были введены в эксплуатацию очистные сооружения ливневых и сточных вод, выполняющие очистку ливневого стока с открытых складских площадей хранения угля до нормативов сброса воды в Колеский залив; установлены четыре туманообразующие пушки с пакетом для работы в зимних условиях. В апреле 2017 года власти Кемеровской области совместно с СУЭК и Сибирской генерирующей компанией (СГК) заключили трехстороннее соглашение о социально-экономическом партнерстве на 2017 год, в рамках которого на природоохранные мероприятия обе компании заложили 520 млн рублей.

В конце 2017 года, после обращения внимания российского президента на экологические проблемы в стране, вызванные открытой перевалкой угля, стивидоры начали активно запускать системы пылеподавления

При этом чистая прибыль СУЭК в 2017 году выросла в 2,1 раза по сравнению с 2016 годом и составила \$657 млн (или 38,3 млрд рублей в пересчете по среднему курсу), а за первое полугодие 2018 года компания увеличила чистую прибыль по МСФО в 1,5 раза, до \$500 млн (около 31 млрд рублей).

За рубежом, в частности в Канаде, США, Австралии при перевалке угля по территории морского грузового фронта используются исключительно судопогрузчики, тогда как в России преобладает грайферный вид. Переход на альтернативный вариант для улучшения экологической ситуации в регионах для российских угольщиков потребует значительных инвестиций.

Вызывает опасение и отсутствие мониторинга в воздухе маркерных веществ угольной пыли. В Рос-

сии угольная пыль официально не классифицируется как вредное вещество, поэтому для нее не установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) значений. Для оценки степени загрязнения атмосферного воздуха используются ПДК, разработанные для неорганической пыли с содержанием диоксида кремния, которая не отражает реальной ситуации с пылью угольной.

Помимо этого, большая часть методологической базы расчета уровня загрязнения атмосферы либо устарела, либо требует значительной переработки. Не стоит также забывать, что при замерах большинство лабораторий не выделяют угольную пыль даже в диоксид кремния.

В значительной степени решить проблему пыления удалось бы за счет выноса мощностей по перевалке пылящих грузов за черту городов. Однако сделать это почти нереально как технически, так и финансово, заявляют российские угольные компании. В Находкинском порту оценивали строительство нового комплекса в десятки миллиардов рублей с длительностью не менее 4–5 лет. К тому же, по утверждению региональных властей портовых городов, если сделать перевалку закрытой, то уголь не будет пылить, поэтому перенос не потребует. Тем более что чаще всего мощности портов расположены в отдалении от жилых кварталов.

В мире, наоборот, чаще всего угольные терминалы находятся в непосредственной близости от жилой застройки. Например, порт в канадском Ванкувере находится на расстоянии 200 метров от жилищ, в китайском Циньхуандао – 600 метров, в австралийском Хей-Пойнте – 600 метров, в польской Гдыне – 730 метров. Зачастую это связано с погодными условиями: в данных климатических зонах редко бывают отрицательные температуры в отличие от России. А открытые терминалы за рубежом не оказывают такого драматического эффекта на экологию, как в России, за счет эффективных методов борьбы с пылением. К сожалению, несмотря на большие усилия и крупные инвестиции российских угольщиков, на данный момент Россия пока отстает от лучших мировых практик в области защиты населения от угольного пылеобразования. 



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



СТРИМ

нефть газ право



ФАРИД БАБАЕВ
Партнер, к.ю.н.
fb@stream-legal.ru

Входит в ТОП-10 юристов России по версии «Коммерсантъ» в номинации «Энергетика и сырьевые ресурсы» (2018), «Электроэнергетика» (2019).
Имеет 16 лет юридической практики, консультирует компании нефтегазовой отрасли и топливно-энергетического комплекса
Специализация: судебные споры и сделки в области сырьевых ресурсов и энергетики, корпоративное право и M&A, налоговое право, внешнеэкономическая деятельность.



САЛИМХАН АХМЕДОВ
Партнер, к.ю.н.
sa@stream-legal.ru

Имеет более 15 лет юридической практики, один из лучших специалистов в области судебных споров, преподаватель дисциплины «Арбитражный процесс» кафедры гражданского и административного судопроизводства МГЮА.
Специализация: налоговое право, судебные споры, корпоративное право и M&A, банкротство, правовая поддержка иностранных инвестиций в РФ.

Уже много лет мы оказываем юридическую поддержку крупному российскому и иностранному бизнесу. Специалисты компании предоставляют клиентам консультации по широкому спектру правовых вопросов, включая разрешение споров, корпоративное право, налогообложение, инвестиционную деятельность, слияния и поглощения, антимонопольную практику, сопровождение реструктуризации и банкротства, инфраструктурного и капитального строительства.

Мы специализируемся на работе в отрасли нефтегазового сектора и оказываем юридические консультации в области энергетики и природных ресурсов, нефтяной и газовой промышленности, транспорта, металлургии и других отраслей экономики.

Наша команда по праву считается одной из лучших на российском рынке юристов в области арбитражного судопроизводства, а также энергетики и природных ресурсов, заслужив признание ведущих российских и международных рейтингов (Право-300, Коммерсантъ, IFLR-1000).

Коммерсантъ®



УСЛУГИ



Арбитраж



Корпоративные отношения. Слияния и поглощения



Банкротство



Сделки с недвижимостью. Инвестиции в строительство



Налоги



Внешнеэкономическая деятельность



127167, г. Москва,
Нарышкинская аллея,
д. 5, стр. 2, офис 224



+7 (495) 787-52-86



stream-legal.ru



*У нас нет клиентов,
у нас нет конкурентов.*

*У нас есть партнёры,
с которыми мы строим
надёжный и честный
бизнес.*



Демчик Лилико Давидовна
Основатель LS Trading и LLK GROUP



ОБОРУДОВАНИЕ И КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЫ, ЭНЕРГЕТИКИ И СТРОИТЕЛЬСТВА

LS Trading проектирует объекты теплоэнергетики и осуществляет комплексные поставки трубопроводной арматуры, являясь официальным представителем завода-производителя арматуры марки LD (ООО «ЧелябинскСпецГражданСтрой»).

Стальные цельносварные шаровые краны промышленного назначения марки LD — для монтажа в трубопроводах для транспортировки нефти и газа, системах тепловодоснабжения, различных агрегатах.


LS TRADING

8 800 600 46 61
www.lstrading.ru

LLK
GROUP

LLK GROUP — группа компаний, руководство которой поставило перед собой задачу оперативно и с высоким уровнем качества закрывать все потребности клиентов в оборудовании и комплектующих лучшими технологиями со всего мира.

Мы сотрудничаем с ведущими производителями, высокое качество и надёжность продукции которых доказано временем:

- TONISCO System — оборудование для врезки под давлением и запасные части к нему,
- УралТрубоДеталь — соединительные детали трубопровода.

8 800 600 59 88
www.llk-group.com