



www.ngv.ru

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

АПРЕЛЬ '20
№7 (469)



**ДМИТРИЙ АРТЮХОВ:
«ПРИОРИТЕТ НОМЕР ОДИН –
ЧЕЛОВЕК И КАЧЕСТВО ЕГО
ЖИЗНИ»**

СТР. 13





АКРОС

НЕФТЕСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ



РЕШЕНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ



РЕШЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ



ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

**Опыт,
воплощённый
в результат**

20
лет на рынке



**ЛУЧШАЯ НЕФТЕСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ В ГРУППЕ
«СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ» В 2015-2019 ГГ.***

*по результатам прямого опроса среди крупнейших нефтегазодобывающих компаний



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Апрель 2020
№ 7 (469)



В номере:

СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

- 3 Коротко о главном

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- 8 ЯНАО: природное богатство и высокие технологии за Полярным кругом
Е. Косарева
- 13 Дмитрий Артюхов:
«Приоритет номер один – человек и качество его жизни»

АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 22 Новый взгляд на техрегулирование
Р. Самсонов
Д. Тихомиров



ТЕМА НОМЕРА

ПРОМЫШЛЕННАЯ
ПОЛИТИКА:
ВТОРОЕ ДЫХАНИЕ

А. Курдин

4

16+

28 Игорь Юшков:
«К июню Россия и Саудовская
Аравия сядут за стол
переговоров»

КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 32 Голубое топливо
для Черного моря и Дуная
А. Конопляник
А. Хауг
- 42 Европейский рынок газа:
В. Немов
- 48 Умные трубы для трудной нефти
Материал предоставлен Фондом развития
трубной промышленности
- 52 С опорой на собственные силы
Аналитическая служба «Нефтегазовой
Вертикали»

56 О драйверах развития
нефтегазового машиностроения
Р. Панов

В МИРЕ

- 59 Диверсификация
или стабильность?
Т. Сафонова
- 67 Рынок газа АТР в поисках
ценового ориентира
И. Поминова

НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ

- 72 О новых подходах поисковых
работ в традиционных
провинциях добычи
Ю. Волож, М. Федонкин,
Г. Гогоненков, В. Толкачев

В Интервью с Президентом ПАО «ГЕОТЕК Сейсмозведка» В. Толкачевым, опубликованном в №6 журнала «Нефтегазовая Вертикаль», были использованы фрагменты статьи А.В. Соколова «Меры повышения инвестиционной привлекательности нефтепоисковых работ» без указания ссылок на источник. Компания приносит автору извинения.

Редакционный совет

Кирилл Молодцов
(председатель)
Ольга Голант
(заместитель председателя)
Юрий Сентюрин
Олег Прищепа
Владимир Толкачев
Оксана Гавшина
Александр Клевлин
(ответственный секретарь)
Сергей Жданов
Ирина Кезик
Андрей Конопляник
Алексей Конторович
Елена Корзун
Татьяна Митрова
Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор

Александр Клевлин
klevlin@ngv.ru

Редакция

Главный редактор
Ирина Кезик
kezik@ngv.ru

Шеф-редактор

Валерий Андрианов
andrianov@ngv.ru

**Заместитель главного редактора
по спецпроектам**
Наталья Субботина
snr@ngv.ru

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
Анастасия Маркина
office@ngv.ru

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати
Регистрационное свидетельство
№ 016629

Заявленный тираж
15 000 экземпляров
Отпечатано в ООО «Атлант-С»,
125476, г. Москва, ул. Василия
Петушкова, д. 8, этаж 3

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов
ссылка на журнал «Нефтегазовая
Вертикаль» обязательна

Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571

Объединенный каталог
«Пресса России» том 145380

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

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

Тел./факс: +7 (495) 637-83-33
+7 (495) 510-57-24

Электронная почта: office@ngv.ru

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

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

КОРОТКО О ГЛАВНОМ

УЩЕРБ:

\$9
МЛРД

Столько потеряли российские миллиардеры в марте от падения цен на нефть.

ЦИФРА:

85 %

Такой процент нефтегазовых доходов потеряют ряд развивающихся стран из-за пандемии коронавируса и падения цен на нефть, заключили в ОПЕК.

РЕКОРД:

18
ЛЕТ

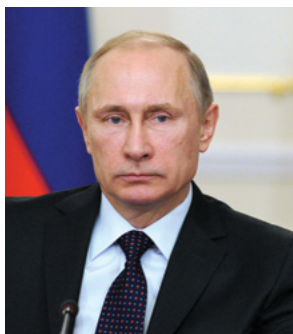
Именно столько лет назад, в марте 2002 года, стоимость нефти марки WTI показывала значения на уровне \$23/барр, как и 18 марта 2020 года, а Brent дешевела до минимума с 12 мая 2003 года до \$26 за «бочку».

ЦЕНА:

\$25

США готовы сократить добычу сланцевой нефти, если ее цена на мировом рынке опустится ниже указанной стоимости за баррель. Об этом заявил глава Международного энергетического агентства Фатих Бироль. Эксперты предполагают, что при снижении тарифа до \$25 сначала остановится развитие отрасли – ее разработка, а потом уменьшатся и объемы добычи сланцевой нефти.

ЦИТАТА:



«92-й бензин за год вырос на 10,44%. Как вы это оцениваете? Цены в два раза упали на нефть, хорошо бы держаться на прежнем уровне. Выросли больше чем в два раза, чем инфляция», – сказал президент России Владимир Путин, выступая на совещании с членами правительства, и добавил, обращаясь к министру сельского хозяйства Дмитрию Патрушеву: «Как так может быть? Посмотрите».





Промышленная политика: второе дыхание

АЛЕКСАНДР КУРДИН

Руководитель исследований Департамента по ТЭК и ЖКХ,

Аналитический центр при Правительстве РФ;

Заместитель декана

Экономический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова

Политика импортозамещения в России довольно часто рассматривается в контексте внешне-торговых санкций, однако это односторонняя интерпретация. Обеспечение безопасности – даже для такого важного сектора экономики, как ТЭК, – недостаточная мотивация для приоритизации импортозамещения с точки зрения политики экономического развития.

Но импортозамещение, рассматриваемое в контексте новой промышленной политики, имеет серьезные фундаментальные и эмпирические обоснования в современных экономических исследованиях. При соблюдении ряда параметров промышленная политика может не просто заполнить пробелы в структуре промпроизводства, но и стать основой для экономического роста.

СЛОЖНОСТИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Политика импортозамещения нередко рассматривается экономистами с критических позиций. Обоснование состоит в том, что государства, пытавшиеся реализовать такую политику в середине прошлого века, нередко терпели неудачу или, по крайней мере, не демонстрировали выдающихся результатов. Таковы примеры некоторых нефтеэкспортеров – например, Венесуэлы или Мексики. Попытки транслировать нефтяные сверхдоходы периодов удачной мировой конъюнктуры в инвестиционную базу для формирования собственных конкурентоспособных отраслей промышленности, позволяющих заместить импорт, оказались не слишком удачными.

Одной из причин сложностей политики импортозамещения часто называют неоптимальную целевую ориентацию государственной поддержки. Импортозамещение часто предполагает выявление конкретной отрасли, ее сегмента или даже отдельных товаров, которые надо частично «очистить» от импорта в пользу отечественного производства. Собственно говоря, именно из такой логики исходят и российские программные документы в сфере импортозамещения в ТЭК (и не только), которые отражаются в соответствующих отчетах министерств, в частности Минэнерго России. Это логика доли отечественного производителя на рынках отдельных видов промышленной продукции: катализаторов, полимеров, программного обеспечения и т.п. Поскольку состав такой продукции обычно устанавливается не только и не столько в зависимости от имеющихся технологических заделов, сколько в зависимости от критериев энергетической безопасности, то возникают вопросы о соответствии достигнутых и запланированных результатов с точки зрения доли замещенной продукции и эффектов для общественного благосостояния и экономического роста.

ТРИ ЭТАПА ПРОМЫШЛЕННОЙ ПОЛИТИКИ

Эволюция подходов к промышленной политике в рамках рыночной экономики имеет распространенную периодизацию, состоящую из трех этапов. В послевоенный период – включая и 1960-е годы – доминировал структурный подход, ориентированный на создание наиболее перспективной структуры экономики за счет поддержки приоритетных секторов и предприятий. Этот подход характеризуется серьезной степенью государственного интервенционизма, и именно за это он до сих пор подвергается серьезной критике. В значительной степени из-за сильного и далеко не всегда эффективного дирижизма промышленная политика как таковая до сих пор воспринимается многими экономистами довольно сдержанно. Например, в докладе экспертов МВФ Р. Черифа и Ф. Хасанова от 2019 года она иронично проименована «политикой, которую нельзя называть».

Одной из базовых проблем этого подхода является преобладание мер так называемой вертикальной,

или селективной, промышленной политики. Они нацелены на поддержку заранее определенных «чемпионов» (причем, не только секторов, но и отдельных предприятий), которые должны сыграть роль фундамента модернизированной промышленной структуры. Это приводит к искажению рыночных стимулов, поскольку конкуренция между предприятиями начинает происходить скорее не за привлечение потребителей и не за повышение эффективности производства, а за получение государственной поддержки. Соответственно, предприятия, оказавшиеся в специальных благоприятных условиях, имеют фору перед своими соперниками, что нарушает равные условия конкуренции. «Чемпионы» могут позволить себе ограничить меру своей активности и умеренно заботиться об эффективности, тогда как конкурентам сложно добиться высоких результатов даже при серьезных усилиях, что их существенно дестимулирует.

Волна либерализации и дерегулирования 1970-х и 1980-х (в значительной мере и 1990-х) годов породила новый подход к промышленной политике – пусть даже речь о ней шла лишь косвенно. Он был основан на поддержке благоприятных условий для широкого круга предприятий без принципиальных структурных приоритетов. Снижение входных барьеров на рынки (в том числе на международные за счет либерализации торговли), развитие инфраструктуры, обеспечение благоприятного делового климата с сильной защитой прав инвесторов, поддержка человеческого капитала в форме образования и здравоохранения – все это должно было создать условия для развития тех секторов, которые сами по себе обладали хорошим потенциалом и без специальной государственной поддержки. А внутри этих секторов должны были появиться наиболее конкурентоспособные предприятия. Все эти меры относятся к разряду мер горизонтальной промышленной политики.

Критика этого подхода связана с тем, что создание вышеперечисленных условий – как показала практика – редко позволяет трансформировать траекторию развития промышленности. А нередко может, напротив, приводить к закреплению неблагоприятной международной специализации, формирующей не самое выгодное для страны в целом распределение выигрышей в рамках международных обменов.

В последние годы идея развития промышленной политики обрела новый импульс: его основная посылка состоит в синтезе предыдущих подходов. Иногда этот стандарт называют «новая структурная экономика». С одной стороны, предполагается возможность вмешательства государства в структуру промышленности, поскольку не все структуры являются равноценными и есть те из них, что в большей мере способствуют экономическому росту. С другой стороны, этот подход подразумевает, что конкретные структурные приоритеты определяются все же не государством – априори, – а рынком, и большую роль при этом играют поддержка и развитие конкурентной среды.

СОЧЕТАНИЕ ПОДДЕРЖКИ И КОНКУРЕНЦИИ

Ключевые позиции новой промышленной политики опираются на итоги эмпирических исследований эффективности ее инструментов. В частности, Ф. Агийон и соавторы на основе ряда обследований – преимущественно экономик стран ЕС, а также Китая – сформулировали ряд рекомендаций по грамотному применению структурной политики:

- ◆ задачей структурной политики может быть реализация общественно целесообразных технологических изменений (например, внедрить технологии с положительными социальными или экологическими эффектами);
- ◆ структурная политика может быть нацелена на компенсацию недостатков финансовой системы, в частности низкой доступности заемного финансирования;
- ◆ структурная политика более эффективна в случае децентрализации;
- ◆ структурная политика эффективнее работает в конкурентных отраслях;
- ◆ структурная политика более результативна при меньшей концентрации государственной финансовой помощи у отдельных реципиентов.

Эксперты МВФ Р.Чериф и Ф.Хасанов акцентируют внимание на вкладе промышленной политики в реализацию успешных примеров стремительного экономического развития азиатских государств. Они определяют три ключевых рецепта, позволяющих сформировать благоприятную экономическую структуру для роста:

- ◆ поддержка внутренних производителей в технологически сложных отраслях;
- ◆ экспортная ориентация мер поддержки промышленности;
- ◆ развитие активной конкуренции на внутреннем рынке и прозрачность мер поддержки.

В обоих случаях прослеживается неперенная черта новой промышленной политики: сочетание ее реализации с поддержкой и развитием конкуренции, необходимой для сохранения сильных стимулов внутренних производителей.

ВЕРТИКАЛЬНЫЕ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Соответственно, промышленная политика в новом формате предполагает комбинацию вертикальных и горизонтальных инструментов. Впрочем, на практике инструменты промышленной политики сложно однозначно классифицировать как вертикальные или горизонтальные – более корректно говорить о множестве инструментов в интервале между этими двумя полюсами.

Например, одним из важных инструментов промышленной политики, направленных в значительной степени именно на импортозамещение, является специальный инвестиционный контракт (СПИК). Он предполагает обеспечение особых (а главное – стабильных) фискаль-

ных и административных условий для промышленных проектов, направленных на разработку новых (или внедрение локализованных) технологий. Отрасли ТЭК нельзя назвать основной целью СПИК, но тем не менее существует ряд поддержанных в его рамках проектов, которые ориентированы именно на нефтегазовый комплекс. К примеру, в 2019 году поддержку получил проект «Газпром нефти» по строительству завода катализаторов на базе Омского НПЗ, а «Транснефть» в Тюменской области запустила мощности по производству очистных систем для нефтепроводов (СПИК заключен в 2017 году).

Специальный инвестиционный контракт в исходном формате (СПИК 1.0) предполагал поддержку конкретных проектов с учетом государственных приоритетов промышленного развития в отдельных отраслях. Но с 2019 года были введены новые правила (СПИК 2.0), предусматривающие конкурсный отбор проектов. Таким образом, СПИК из вертикального инструмента промышленной политики становится отчасти инструментом горизонтальным, поскольку теперь он предполагает хотя бы конкурсный режим доступа, а не выбор конкретных проектов априори. Эта трансформация как раз в целом соответствует духу новой промышленной политики.

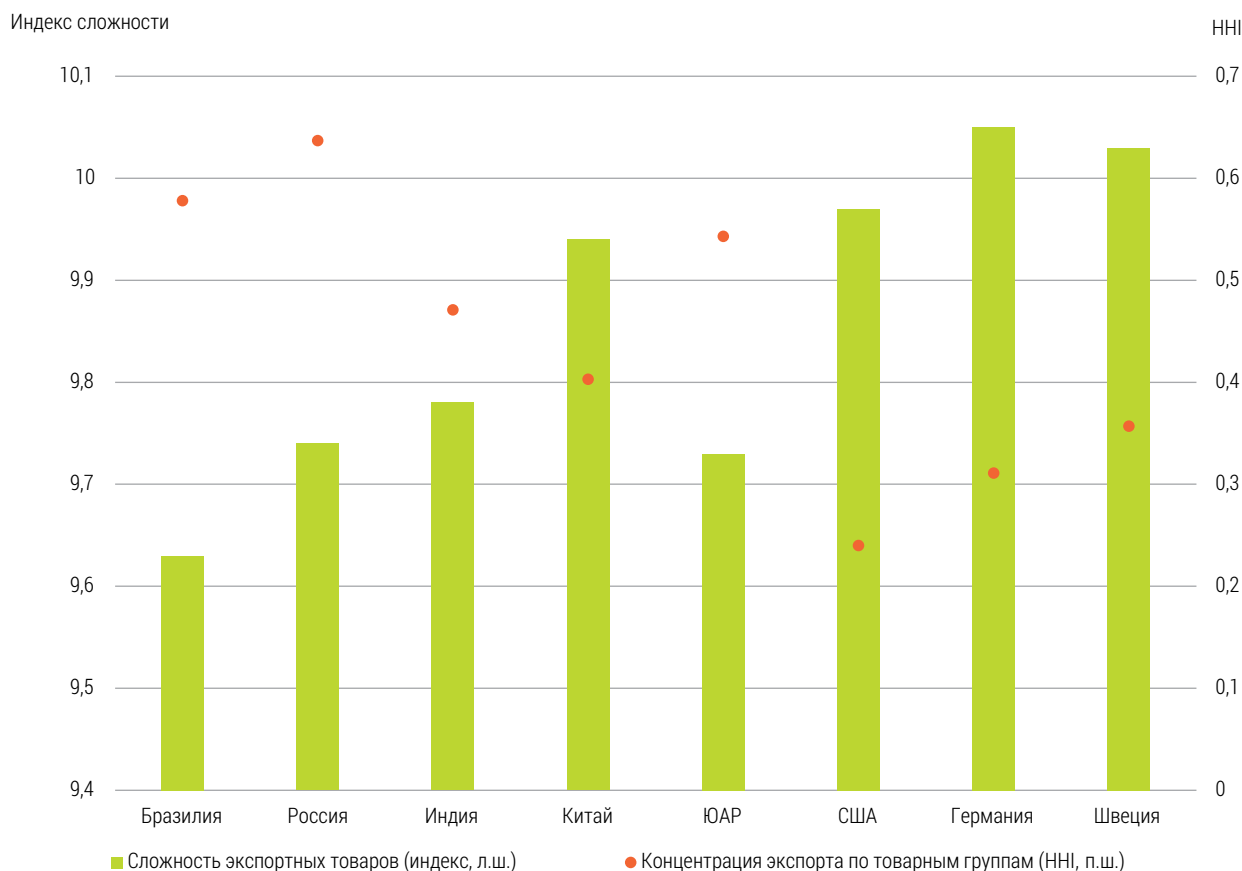
ПАРАМЕТРЫ ПОЛИТИКИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Важность структурной политики, а следовательно, использование мер импортозамещения не только и не столько в целях защиты от внешних санкций, сколько в целях развития промышленности, обосновано структурными дисбалансами. Они хорошо иллюстрируются позицией России и стран сопоставления по индикаторам международной специализации, рассчитываемым Всемирным банком (см. «Показатели международной специализации России...»). Эти индикаторы нередко используются для характеристики промышленной структуры крупных экономик. Россия имеет как относительно низкую сложность экспортируемых товаров, так и высокую концентрацию экспорта по товарным группам. Эти данные еще раз подтверждают распространенную позицию о том, что наша страна экспортирует ограниченный круг относительно несложных товаров. Опыт ведущих азиатских экономик свидетельствует, что для экономического прорыва такая структура не слишком благоприятна.

Что это означает для перспективной политики импортозамещения в сфере ТЭК, в частности в нефтегазовом комплексе?

Во-первых, политика импортозамещения должна иметь значимую технологическую составляющую – быть нацеленной на поддержку разработки новых отечественных или локализации лучших зарубежных технологий. Прежде всего тех, которые обеспечивают дополнительные положительные внешние эффекты как с точки зрения социального и экологического

ПОКАЗАТЕЛИ МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗАЦИИ РОССИИ* И СТРАН СОПОСТАВЛЕНИЯ, 2018 г.



* Для России по сложности экспорта использован показатель 2017 г.

Источник: World Integrated Trade Solution (WITS)

аспектов устойчивого развития, так и с позиций наращивания сложности экспортируемых товаров и услуг. В этом контексте уместным примером из российской практики представляются технологические условия предоставления СПИК.

Во-вторых, политика импортозамещения, хотя и может быть связана с некоторой степенью внешнеторговых ограничений, в целом должна предполагать развитие производств, хотя бы частично ориентированных на экспорт. Это касается и нефтегазового комплекса, и смежных отраслей. Устойчивое снабжение собственных добывающих и перерабатывающих производств нефтегазового комплекса отечественными материалами и оборудованием очень важно, однако ограниченная емкость внутреннего рынка, равно как и умеренные требования отечественных потребителей, в определенный момент становятся тормозом на пути развития отраслей.

В-третьих, обеспечение сильных стимулов требует сохранения и поддержки конкурентной среды. Ведь конкурентное давление важно для повышения инноваци-

онной активности, а селективная господдержка может эту среду частично испортить. Конечно, меры импортозамещения могут быть частично нацелены на защиту собственных производителей от избыточной конкуренции со стороны внешних поставщиков, но не должны искажать или ограничивать конкуренцию внутри страны.

Нефтегазовый комплекс в силу значительной концентрации ресурсов, обширного внутреннего рынка и существенных технологических заделов способен сыграть одну из лидирующих ролей в развитии новой промышленной политики, ориентированной на экономический рост, в том числе и в рамках импортозамещения. Но для этого важно выйти за пределы исключительно количественных целей и защитных концепций импортозамещения, сделав акцент на сохранении конкуренции, реализации технологических приоритетов (в том числе цифровых технологий) и на подготовке экспортно ориентированных технологий, товаров и услуг для использования в том числе и иностранными нефтегазодобывающими компаниями. ■



ЯНАО: природное богатство и высокие технологии за Полярным кругом

ЕКАТЕРИНА КОСАРЕВА

Управляющий партнер WMT Consult

Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) – регион, в котором сконцентрировано огромное количество природных ресурсов. Из 136 месторождений разрабатывается треть. Бóльшая часть запасов относится к трудноизвлекаемым и находится за Полярным кругом, где почти всегда отрицательная температура. Основные добывающие компании, сосредоточенные в регионе, – «Газпром», «Газпром нефть», «Роснефть», ЛУКОЙЛ и НОВАТЭК. У каждой – уникальный опыт освоения ресурсов в суровых условиях Заполярья.

Каковы основные направления развития топливно-энергетического комплекса ЯНАО? Не грозит ли региону стать сырьевым придатком для Европы? С какими проблемами сталкиваются добывающие предприятия и как их решают? Каковы перспективы региона?

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ «ГАЗПРОМА» В ЯНАО

Для «Газпрома» ЯНАО – основной регион деятельности, где до запуска «Силы Сибири» было сосредоточено около

90 % всей добычи компании. «Газпром» – один из крупнейших налогоплательщиков, более 60 млрд рублей налоговых отчислений ежегодно поступает в бюджет ЯНАО. «Газпром» и правительство региона ежегодно подписывают документ о сотрудничестве: кроме добывающей деятельности, компания берет на себя обязательства по строительству инфраструктуры, культурных и социально значимых объектов, а также по охране окружающей среды. Компания активно газифицирует промышленные объекты и населенные пункты ЯНАО.

«Газпром» разрабатывает Бованенское месторождение, где в 2018 году запущен третий газовый промысел. Объем запасов газа оценивается в 4,9 трлн м³. Бованенково – стратегически важный объект, вокруг которого формируется добычный кластер – Ямальский центр газодобычи. В кластер включено 32 месторождения, суммарная потенциальная производительность которых равна 310–360 млрд м³ газа в год.

«Газпром» и правительство региона ежегодно подписывают документ о сотрудничестве: кроме добывающей деятельности, компания берет на себя обязательства по строительству инфраструктуры, культурных и социально значимых объектов, а также по охране окружающей среды

В марте 2019 года начата подготовка к освоению Харасавэйского месторождения, запасы газа которого оцениваются в 2 трлн м³. Инвестиции в стройку добычной инфраструктуры составят, по данным РБК, 650 млрд рублей. Согласно проекту, Харасавэйское месторождение свяжут с Бованенковским газопроводом, откуда газ поступит в Единую систему газоснабжения. Основным подрядчиком для проведения строительно-монтажных работ является «Газстройпром».

Новые проекты необходимы «Газпрому» для наращивания добычи в условиях истощающегося Надым-Пур-Тазовского месторождения. Помимо перечисленных, «Газпром» осваивает также Заполярное, Ямбургское, Уренгойское (ачимовские залежи) месторождения, а также занимается технологической модернизацией Медвежьего, Юбилейного и Ямсовейского месторождений. Основную часть добываемого газа направляя в Европу по газопроводу «Северный поток».

ПРИСУТВИЕ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» В ЯНАО

«Газпром нефть» и ее дочерние предприятия широко представлены в ЯНАО, здесь ведется около половины всей добычи компании. в ЯНАО берет свое начало история «Ноябрьскнефтегаза», будущей «Газпром нефти». Компания продолжает добычу согласно социально-экономическому соглашению, достигнутому с правительством ЯНАО на ПМЭФ-2019.

Новопортовское месторождение – центр крупного добычного кластера. Активная разработка стартовала летом 2014 года. Объем доказанных запасов месторождения – 188,9 млн тонн н.э. В начале 2020 года Главгосэкспертиза РФ одобрила строительство комплекса объектов газоподготовки в селе Новый Порт. Сырьем

выступит попутный нефтяной газ (до 11,03 млрд м³ в год) и природный газ (до 5,07 млрд м³ в год). В данный момент ПНГ используется для повторной закачки в пласт. Подготовленный газ направится в магистральный газопровод внешнего транспорта. Благодаря другой установке комплекса будут получены ШФЛУ. В 2022 году за счет новопортовского газа газифицируют с. Новый Порт. В 2015 году в Мысе Каменном был построен нефтеналивной терминал «Ворота Арктики» для морской отгрузки нефти. Главное преимущество сооружения – в его круглогодичной работе.

Уникальный опыт компании при разработке Новопортовского месторождения применяют в других проектах. Этому способствует налаженная инфраструктура и транспортные пути. В планах «Газпром нефти» – освоение Южно-Новопортовского и Сурового нефтегазовых месторождений на юге п-ва Ямал. Проект получил название «Южный Ямал». До конца 2020 года будут проведены геологоразведочные работы.

«Газпром нефть» активно развивает свое присутствие в ЯНАО. В будущем компания делает ставку на перспективный Надым-Пур-Таз, центральным месторождением которого считается Ямбургское. По предварительным оценкам, это месторождение обеспечит добычу 8 млн тонн н.э. в год. Запуск добычи ачимовских залежей этого района запланирован на 2024 год, а отдельных участков (нефтяные оторочки Песцового и Ен-Яхинского месторождений) – на 2021 год. Разработка заполярных месторождений традиционно считается нерентабельной, однако с применением принципиально новых технологий такая оценка может измениться. Район Надым-Пур-Таза в перспективе до 2030 года обеспечит дополнительные 220 млн тонн сырья.

Лицензией на освоение Ямбургского месторождения владеет «Газпром», однако «Газпром» и «Газпром нефть» утвердили рискованный операторский договор. Несомненным плюсом такого сотрудничества является отличная изученность района.

В ближайшие планы «Газпром нефти» входит дальнейшее изучение ачимовских залежей, инвестиции на разведку и пополнение ресурсной базы компании составят 3,7 млрд рублей

Тазовское месторождение также является перспективным. Предварительные запасы составляют 438 млн тонн нефти и 186 млрд м³ газа, но пока этот район изучен слабо. «Газпром нефть» приступит к полноценной разработке в 2020 году с выходом на 2,1 млн тонн нефти в год к 2021 году. Также в 2015 году получена лицензия на освоение Западно-Юбилейного месторождения.

В конце прошлого года предприятие «Газпромнефть-Заполярье», действуя согласно договоренностям с «Газпромом», начало промышленную добычу на Западно-Таркосалинском месторождении в Пуровском районе

ЯНАО. Потенциал суточной добычи – 600 тонн нефти, дебит при запуске составил 380 тонн.

Еще одно направление работы «Газпром нефти» – разработка Отдаленной группы месторождений на юге региона, включающей в себя Чатылькинское, Западно-Чатылькинское, Холмистое, Воргенское, Равнинное и Южно-Удмуртское месторождения. Выйти на полную производственную мощность 3 млн тонн нефти в год планируется к 2025 году. Во время сейсморазведки территории Отдаленной группы в 2017–2018 годах был реализован пилотный проект «Зеленая сейсмика 2.0» с использованием экотехнологий.

Большинство осваиваемых месторождений связаны между собой сложной системой нефтепроводов с выходом на магистральные нефтепроводы «Транснефти».

В ближайшие планы «Газпром нефти» входит дальнейшее изучение ачимовских залежей, инвестиции в разведку и пополнение ресурсной базы компании составят 3,7 млрд рублей. До 2023 года планируется собрать и обработать информацию с четырех самых перспективных из 20 лицензионных участков – Новоромановское, Сугмутское, Суторминское и Северо-Янгтинское. На основе полученных данных будут исследованы остальные месторождения этой группы.

В начале 2019 года «Газпром нефть» выиграла конкурс на изучение с последующим освоением других участков: Северо-Стахановского и Пухуцяяхского (п-в Гыдан).

Другим направлением для развития компания называет глубокую разработку так называемых зрелых месторождений на юге ЯНАО. Для повышения рентабельности действующих промышленных объектов также внедряются новые технологии.

Осенью 2019 года «Газпром нефть» объявила о планах строительства в Арктике завода по производству этанола, полиэтилена и пропилена. Инвестиции в проект составят 1,1 трлн рублей.

ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА СЛУЖБЕ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» В УСЛОВИЯХ ЗАПОЛЯРЬЯ

«Газпром нефть» решает сложные задачи по добыче в условиях сурового арктического климата за счет внедрения высокотехнологичных цифровых разработок в области геологоразведки, на этапе строительства инфраструктуры, для повышения нефтеотдачи и при транспортировке сырья.

Успешно показала себя технология гибридного многостадийного гидроразрыва пласта, впервые испытанная на Вынгайхинском месторождении. Запускной дебит скважин оказался в три раза выше расчетного. В дальнейшем технологию опробуют на других месторождениях ачимовских залежей: Вынгапуровском, Еты-Пуровском, Карамовском и других. Цифровой симулятор «Кибер ГРП» помог подобрать оптимальный вариант метода ГРП под конкретные параметры Вынгайхинского месторождения – в данном случае восьмистадийный. Предполагается, что эта технология поможет существенно сократить финансовые издержки при разработке ачимовки. Четы-

рехстадийный ГРП также успешно опробован на Уренгойском месторождении, разработкой которого занимается «Арктикгаз» (совместно с НОВАТЭКом).

На Восточно-Мессояхском месторождении, разрабатываемом совместно с «Роснефтью», применяется технология фишбонов (от англ. fish bone – рыба кость). Технология заключается в ответвлениях от основного бурового ствола и позволяет повысить эффективность добычи до 40%.

Специалисты Научно-технического центра «Газпром нефти» активно применяют вычислительный кластер. Эта технология анализирует физические, инженерные, экономические показатели и выстраивает цифровую 3D-модель месторождения, что дает возможность принять решение о бурении скважины в оптимальном месте и снизить риски и финансовые затраты. Суперкомпьютер, который производит вычисления, по производительности равен 160 стационарным. Технология успешно применена при подготовке к освоению Вынгайхинского месторождения. Цифровая обработка геоданных помогла обнаружить новые залежи нефти на действующем Вынгапуровском месторождении без дополнительных затрат на бурение исследовательских скважин.

Подобные проекты созданы учеными «Газпром нефти» при поддержке таких иностранных IT-гигантов, как Intel и IBM.

Для разработки схемы транспортировки нефти с Надым-Пур-Таза компания применила собственный программный продукт – «ЭРА: ИСКРА». Разработка полезна для выбора комплексных решений по разработке и обустройству месторождений, для стоимостного инжиниринга и прогнозирования экономики предприятия.

На Суторминском месторождении тестируется совместная разработка «Газпром нефти» и китайской CNPC – технология ПАВ-полимерного заводнения. Подобные опыты «Газпром нефть» проводила и ранее, однако положительный опыт не удалось тиражировать из-за высокой стоимости компонентов. В случае успеха пилотного проекта технологию внедрят на месторождениях в ЯНАО и других регионах.

В суровых условиях Заполярья (отсутствие дорог, вечная мерзлота, протяженные безлюдные территории) быстрое возведение инфраструктуры и введение в эксплуатацию промышленных объектов имеет решающее значение. «Газпром нефть» решила эту задачу радикально, применив технологию блочно-модульного строительства. Принцип технологии – в создании крупных блоков и заготовок, которые доставляются на месторождение. Из них, как из конструктора, быстро возводится объект. Такой способ значительно сокращает временные, трудовые и финансовые затраты, а также количество задействованных подрядчиков.

Логистика на Крайнем Севере также становится одной из важнейших задач, решение которой необходимо продумать еще на этапе строительства. Для вывоза добытой нефти с Крайнего Севера используется сложная система, состоящая из танкеров-челноков, плавучего нефтехранилища, нефтеналивного терминала и платформ в Печорском море. В цепочке задействованы как дочерние предприятия «Газпром нефти» и собствен-



ные суда, так и корабли подрядчиков. Вся организация логистики полностью автоматизирована с помощью цифровой системы управления «Капитан». Самообучающаяся программа способна прогнозировать и просчитывать варианты доставки грузов на месяц вперед. Система используется на Новопортовском месторождении, а также на Приразломном (в Ненецком АО).

РАБОТА «РОСНЕФТИ» В ЯНАО

Лицензия на разработку одного из самых крупных месторождений – Русского нефтегазоконденсатного – принадлежит АО «Тюменнефтегаз», дочернему предприятию «Роснефти». Извлекаемые запасы месторождения составляют 410 млн тонн при общих разведанных 1,5 млрд тонн. Добыча связана с преодолением трудностей (помимо климатических и инфраструктурных) – по характеристикам нефть Русского НГКМ высоковязкая. В конце 2019 года «Роснефть» объявила о преодолении порога добычи в 2 млн тонн нефти.

Также «Роснефть» ведет работу на паритетных правах в совместных предприятиях с «Газпром нефтью».

СПГ-ПРОЕКТЫ НОВАТЭКА

Компания НОВАТЭК в 2017 году запустила «Ямал СПГ», предприятие по добыче и сжижению природного газа. В конце 2018 года на предприятии открылась третья технологическая линия. Район добычи – Южно-Тамбейское месторождение, запасы газа которого оцениваются в 683 млрд м³. Благодаря естественным условиям (запасы на суше, низкая температура окружающей среды), а также налоговым льготам добыча и процесс переработки относительно малозатратны. СПГ через порт в пос. Сабетта отгру-

жается в танкеры и уходит на экспорт по морю. Согласно данным компании, в 2019 году произведено 18,4 млн тонн СПГ, что выше проектной мощности на 11%. Владельцами завода «Ямал СПГ» являются, помимо НОВАТЭКа, французская Total, китайская CNPC и Фонд Шелкового пути.

Полным ходом идет подготовка к строительству очередного СПГ-проекта НОВАТЭКа, инвестиции в который составят \$21,3 млрд. Запланированная годовая производительность трех линий «Арктик СПГ 2» – 19,8 млн тонн. Базой для освоения станет Утреннее месторождение на п-ве Гыдан с запасами газа 1978 млрд м³. Завод построят согласно инновационной концепции, с использованием оснований гравитационного типа, или ОГТ. НОВАТЭК владеет 60% акций, остальные распределены между Total, CNPC, CNOOC и консорциумом Mitsui и Jorgmec.

Помимо СПГ-проектов, НОВАТЭК начнет добывать газ на Северо-Русском месторождении. В конце 2019 года стартовали пусконаладочные работы. С его введением в эксплуатацию годовая добыча составит около 6 млрд м³ газа и 700 тыс. тонн газового конденсата. Запуск намечен на 2021 год.

ПРИСУТСТВИЕ ЛУКОЙЛА НА ЯМАЛЕ

Дочернее предприятие ЛУКОЙЛа в 2016 году приступило к разработке крупного Пякяхинского месторождения в Тазовском районе ЯНАО. Его запасы составляют около 70 млн тонн нефти и 250 млрд м³ газа. Месторождение уникально: здесь возможна одновременная добыча нефти, попутного и природного газа и газового конденсата. ЛУКОЙЛ более десяти лет обустроивал инфраструктуру (дороги, ЛЭП, нефте- и газопроводы, 13 промышленных объектов) с нуля. Нефть поступает в систему магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе.

Наработан уникальный арктический опыт, при строительстве соблюдены жесткие требования экологической безопасности. На предприятии ПНГ полностью утилизируется, нефтегазосборные трубопроводы изолированы дополнительно, чтобы не нарушить экологический баланс вечной мерзлоты, трубы, пролегающие через оленьи тропы, закопаны в землю.

В конце 2019 года компания начала добычу на Южно-Мессояхском месторождении, которое относится к крупным. Его запасы газа составляют 112,5 млрд м³, конденсата – 10,3 млн тонн. В 2020 году ЛУКОЙЛ приступит к запуску перспективного Хальмерпаутинского месторождения. Другие проекты компании в ЯНАО находятся на разных стадиях исполнения: идет добыча на Находкинском месторождении, в более далекой перспективе – освоение Варейского лицензионного участка по результатам обработки данных геологоразведки.

Также ЛУКОЙЛ планирует возвести газохимический комплекс у побережья Обской губы по производству метанола, этана и СУГ.

СОВМЕСТНЫЕ ПРОЕКТЫ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ НА ЯМАЛЕ

Одним из крупнейших объектов, запущенных за последние несколько лет, стало Восточно-Мессояхское месторождение. Его запасы оцениваются в 342,6 млн тонн нефти и конденсата и 113,8 млрд м³ природного газа. Разработкой этой части ачимовки занимается компания «Мессояханефтегаз», совместное предприятие «Газпром нефти» и «Роснефти». Средний годовой объем добычи в 2018 году составил 4,5 млн тонн нефти, в 2019 году – уже 5,6 млн тонн. Реальные возможности освоения Мессояхи еще предстоит изучить – площадь перспективной зоны для геологоразведки составляет 183 тыс. км².

В основе сотрудничества «Газпром нефти» и НОВА-ТЭКа – партнерство на паритетных началах. Совместное предприятие «Арктикгаз» ведет геологоразведку и разработку на Самбургском, Ево-Яхинском, Яро-Яхинском, Северо-Часельском, Восточно-Уренгойском, Северо-Есетинском и Осеннем лицензионных участках. Годовой объем добычи газа составляет 27 млн м³ и 8 млн газового конденсата и нефти.

Разработкой Меретояхи – Тазовский, Северо-Самбургский, Меретояхинский и два Западно-Юбилейных участка – займется «Меретояханефтегаз», совместное предприятие «Газпром нефти» и Shell. Соглашение о сотрудничестве было подписано на ПМЭФ-2019. Геологические запасы Меретояхи составляют примерно 1,1 млрд тонн нефти.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ЯНАО

Практически на каждом крупном месторождении добывающие компании строят собственные генерирующие станции для самообеспечения электроэнергией. Среди них – газотурбинные (Ямурская ГТЭС-72, ГТЭС Новопортовское месторождение, ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения), тепловые (Уренгойская ГРЭС и строящиеся Ямал СПГ

ТЭС и ТЭС «Полярная»). На Восточно-Перевальном месторождении работает газопоршневая электростанция, а в г. Лабытнанги – ветряная станция мощностью 0,25 МВт.

Компания АО «Салехардэнерго» поставляет электроэнергию населению, общее количество которой составляет 86 МВт. Более половины электроэнергии генерируется тремя дизельными электростанциями для автономного обеспечения отдаленных пунктов, не подключенных к общей энергосистеме.

Высокие технологии используются на объектах энергетики. Россети ФСК ЕЭС реализует проект по встраиванию в действующие объекты особых систем микропроцессорной защиты. В течение 2020 года технологию внедрят на подстанциях 500 кВ Тарко-Сале и Муравленковская, а также на объектах АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

БАЛАНС МЕЖДУ ЭКСПОРТОМ И РАЗВИТИЕМ

Потенциал Ямало-Ненецкого автономного округа определяется не столько огромными залежами углеводородов, сколько добывающими предприятиями. Добыча в условиях Заполярья более ресурсозатратна по сравнению с другими регионами и требует принципиально новых современных решений, поэтому многие перспективные месторождения долгое время были недоступны для освоения. Успешная добыча «трудной» нефти напрямую зависит от технологической оснащенности компаний, которые испытывают имеющиеся наработки поодиночке или совместно. Если пилотный проект успешен, его внедряют на других объектах.

С применением достижений высоких технологий у региона появился огромный потенциал для развития. Налицо рост промышленного производства: в 2019 году этот показатель увеличился на 16,5% по сравнению с предыдущим годом. И эта тенденция, судя по заявленным проектам, будет сохраняться.

Главный ресурс ЯНАО – это люди. В связи со скорым запуском новых промышленных объектов добычи (Харасавэйское месторождение, «Арктик СПГ 2» и др.) потребность в кадрах резко возрастет. Для поддержки и развития грамотных специалистов ежегодно проводят конкурсы среди специалистов например – «Лучший изобретатель и рационализатор ЯНАО» среди ученых и инженеров.

Определение Ямало-Ненецкого автономного округа как донора некорректно: именно добывающие компании создают инфраструктуру, газифицируют населенные пункты, приводят в регион инвесторов, способствуют развитию туризма. Средний прирост туристического потока в ЯНАО – 10% в год, главным образом за счет командировочных и их семей. Нефтегазовые компании проводят активную социальную политику: строят современные спортивные арены, детские центры, оказывают поддержку малочисленным коренным народам Крайнего Севера. Почти каждый год в регионе наблюдается прирост населения, в основном за счет приезжих. По уровню жизни ЯНАО занимает 12-е место по России и 2-е по регионам Зауралья после ХМАО. 



Дмитрий Артюхов: «Приоритет номер один – человек и качество его ЖИЗНИ»

Газовая житница России – именно так мы привыкли называть Ямал. Регион, на который приходится более 80% российской и 20% мировой добычи природного газа, сегодня до сих пор является перспективной площадкой для инвестиций. ЯНАО готовится реализовать множество значительных по своим масштабам проектов. О том, что принесут они региону и какие приоритетные цели и задачи ставит перед собой руководство округа, корреспондент «Нефтегазовой Вертикали» поговорил с губернатором Ямало-Ненецкого автономного округа ДМИТРИЕМ АРТЮХОВЫМ.

Ред.: Дмитрий Андреевич, вы, пожалуй, самый молодой из российских губернаторов, однако можете дать фору любому коллеге по погруженности в историю, экономику и проблемы региона. Край богат природными ресурсами, интересен для инвесторов, но что, на ваш взгляд, является его основной проблемой? Какие цели и задачи вы ставите перед собой в первую очередь?

Д.А.: Ямал долгие годы воспринимался как нефтегазовая провинция. На первом месте были месторождения. Поэтому использовались глаголы «взять», «добыть», «построить», «ввести», «запустить». Где нормально жить, лечиться, учиться, как отдыхать – было вторично.

Вот почему главная задача региональной власти сейчас – обеспечить человека всем необходимым. Человека, который во многом это богатство создал, создает и будет создавать.

Мы уже много десятилетий обеспечиваем надежность пополнения федерального бюджета и экономики страны в целом. А потому люди, которые имеют к этому самое непосредственное отношение, должны жить в хороших условиях. Это главная задача, приоритет номер один в списке прочих.

Когда начиналась разработка месторождений, выбились быстрые решения. Как правило, это было деревянное домостроение, быстровозводимые сооружения.

Сегодня это все официально называется «аварийное жилье», и, к сожалению, во многих домах до сих пор живут люди.

Ред.: Можете назвать цифры – сколько аварийного жилья в округе?

Д.А.: По-разному. К примеру, рядом со столицей расположен город Лабытнанги. Там 80% всех домов – деревянные. Этот город в свое время служил перевалочной базой для снабжения северных территорий: Бованенково, Харасавэя, Гыданского полуострова. Там была конечная точка железной дороги в послевоенное время, откуда и пошла вся логистика. Тогда город быстро развивался, а сегодня эти дома уже ветхие. В ближайшие четыре года более 300 таких домов там расселим. Под строительство жилья уже сформировано более 20 земельных участков. Люди будут жить в комфортных условиях, а город станет компактным.

Или другой пример – наш крупнейший город Новый Уренгой. Его мы уже существенно привели в порядок, аварийных домов осталось мало. Хотя еще недавно их насчитывалось десятки и даже сотни. Это результат очень интенсивной работы в последние годы.

Ред.: За последние годы на сколько сократился общий процент аварийного жилья?



Источник: Правительство ЯНАО

Д.А.: Чтобы передать масштаб, стоит назвать цели, которые мы перед собой ставим: уже через четыре года расселить 1 млн квадратных метров аварийного жилья. В новые квартиры переедут примерно 24 тыс. семей, или каждый восьмой ямалец. Это беспрецедентная программа. Она в четыре раза превышает показатели «майского указа». Расселение аварийного фонда – главная задача, которая влечет за собой решение множества других проблем. У человека, который живет в нормальном, а не в ветхом или аварийном жилье, перечень жизненных приоритетов принципиально другой. У него дома тепло, качественная вода, дети не болеют...

Приоритет номер один – это человек и качество его жизни. Это главная задача органов власти. Помимо решения жилищного вопроса, мы ставим перед собой цели модернизировать здравоохранение, привести в порядок дорожную инфраструктуру. Этот год объявлен в округе годом дорог. Нас ждет сразу два знаковых события – начало сквозного движения по дороге Салехард – Надым и открытие моста через реку Пур. Кроме того, мы отремонтируем около 400 км дорог. Это очень большой объем.

Ред.: Перейдем к нефтегазовой отрасли. Хотелось бы услышать от вас об итогах работы в 2019 году по производ-

ству как газа, так и нефти. И каких результатов вы ожидаете от 2020-го?

Д.А.: Прошедший год был для нас, однозначно, хорошим. В плюсе все три компонента, которые мы традиционно анализируем: нефть, газ, конденсат. Добыча газа составила 608 млрд кубометров, газовый конденсат показал рост на 10% – до 23,6 млн тонн, производство нефти составило более 34 млн тонн, что на 7% больше, чем годом ранее.

Говоря о текущем периоде, вы видите, как драматично сейчас развиваются события. Это, безусловно, повлияет на результаты года. Надеюсь, что ситуация как можно скорее стабилизируется.

Ред.: Одним из главных недропользователей ЯНАО является «Газпром». Какие проекты «Газпрома», реализуемые на территории региона, вы считаете наиболее перспективными и приоритетными с точки зрения развития региональной экономики?

Д.А.: «Газпром» для Ямала – главный стратегический партнер и большой друг нашего округа. В регионе компания добывает 85% своего газа. Это наш налогоплательщик номер один с огромным отрывом от всех остальных, ключевой работодатель региона, поэтому все проекты для нас важны.



Источник: Правительство ЯНАО



Источник: Правительство ЯНАО

Помимо добычи, большую роль для региона играет строительная отрасль, которая формируется вокруг топливно-энергетического комплекса. Рабочих мест там значительно больше, чем на действующих месторождениях. Новые проекты всегда генерируют вокруг себя много экономической активности. Это дает развитие региону.

Сейчас в центре внимания Харасавэй. Стоит задача ввести его в 2023 году – это совсем скоро. 32 млрд кубометров газа – серьезный объем, на который нужно выйти за короткое время. Но, кроме него, у компании еще много интересных планов.

Ред.: Например, связанных с газохимией?

Д.А.: Развитие газопереработки на территории региона только улучшит экономику Ямала. Поэтому мы будем поддерживать такие проекты, вне зависимости от параметров и состава участников. Я полностью убежден, что в ближайшие годы мы увидим инвестиционное решение по газохимии на Ямале, потому что ресурсная база здесь уникальная – невозможно этим не воспользоваться.

При этом традиционные препятствия – общая северная дороговизна и проблемы с логистикой – сегодня устраняются.

Логистика себя прекрасно показала на примере проекта «Ямал СПГ», Северный морской путь уже никого не пугает. Я помню, как все относились к потенциальному вывозу из Сабетты, когда проект еще только обсуждался. Многие

говорили, что это будет невозможно. Но сегодня все работает как часы. Никаких существенных сбоев.

Ред.: Мы подошли к проектам НОВАТЭКа и к самому НОВАТЭКу. Как вы можете оценить в перспективе эффект от новых проектов, которые запускаются этой компанией на Ямале, в экономике региона?

Д.А.: Компания за последние годы очень изменилась, она существенно выросла. Доля ее налоговых отчисленийкратно увеличилась.

Очень важная история не только для округа, но и для России – «Ямал СПГ». Это принципиально новый взгляд на развитие газовой отрасли. Россия – номер один по запасам, мы газовая держава, снабжаем топливом половину Европы. Мы все видим, какие сложности возникают в последние годы с транзитом. Очевидно, что иметь альтернативу классическому трубопроводному маршруту как минимум разумно. Более того, это открывает принципиально новые рынки, где мы либо уступим место австралийцам, американцам, канадцам, либо займем их сами. По себестоимости мы уступаем только Катару, всех остальных превосходим. Если брать сжижение, то наша особенность – Север – только на руку, потому что криогенный процесс здесь требует меньше энергозатрат.

Главный результат деятельности НОВАТЭКа для нас – компания доказала, что производство СПГ возможно в центре России. Ямал всегда логистически был как бы



Источник: ПАО «Новатэк»

замкнут. Мы не на Черноморском побережье находимся. Мы могли только трубопроводными артериями что-то отсюда вывозить. А сейчас Ямал – это ворота в мировой океан. Если помните, одна из первых партий ямальского СПГ морским путем достигла США.

Ред.: Знаменитая молекула?

Д.А.: Да. Как торговая единица она уже была перепродана несколькими трейдерами, но она туда поплыла, будучи ямальской молекулой. Когда бы молекула ямальского газа оказалась в Вашингтоне?

Ред.: Можете рассказать о перспективах развития портовой индустрии в ЯНАО, помимо «Ворот Арктики» и Сабетты?

Д.А.: Точка развития определена – это Сабетта. Терминал «Утренний», будущий проект «Арктик СПГ-2», юридически тоже Сабетта, соответственно, прирост грузооборота будет у этого порта. Они находятся друг напротив друга на разных полуостровах.

Есть задача президента довести грузопоток по Северному морскому пути к 2025 году до 80 млн тонн. Ямал, а именно порт Сабетта и терминал «Ворота Арктики», по самым скромным оценкам, дадут грузопоток в 50 млн тонн, что больше половины целевого показателя.

Ред.: Вы как руководитель региона ожидаете прихода новых иностранных инвесторов?

Д.А.: Я очень рад, что Ямал является надежной площадкой для международного сотрудничества, потому что оно здесь успешно. У нас нет ни одного случая, когда какой-либо партнер, в том числе иностранный, остался разочарован из-за невыполненных обещаний. У нас работают китайские, французские, немецкие, австрийские, норвежские, английские инвесторы. Недавно японцы появились в «Арктик СПГ-2».

У нас есть и трудноизвлекаемые запасы, и если иностранное партнерство позволит нам быстрее взять в разработку этот ресурс, мы такую инициативу поддержим. Считаю правильной подобную кооперацию.

Ред.: Как обстоят дела с газификацией в газовой житнице страны?

Д.А.: Газифицированы основные города, где проживает свыше 90 % населения. Не газифицированы отдаленные поселки по понятным причинам – у нас территория почти 800 тыс. квадратных километров.

Ред.: Уголь?

Д.А.: Жидкое топливо. Все реализуется в рамках северного завоза, у нас он годами отточен, никаких сбоев нет. Жидкое дизельное топливо десятилетиями является способом поддержания ЖКХ отдаленных поселков. Повторюсь, это немногочисленные труднодоступные населенные пункты.



Источник: автор фото Алексей Сулов

Ред.: Рассматриваются ли перспективы диверсификации экономики ЯНАО с целью снижения зависимости региона от нефтегазовых доходов? И если да, то каковы возможные направления такой диверсификации?

Д.А.: Доля и вклад ТЭК в структуру экономики настолько велики, что даже если добьешься феноменальных результатов в какой-то другой сфере, на фоне ТЭК это не будет существенным вкладом в экономику. Это объективная реальность.

И все же у нас есть планы по развитию других секторов, например туризма. Он, действительно, имеет хороший потенциал. Салехард – интересный центр со своей уникальной историей, нашей столице идет пятый век.

Ямал сам по себе регион молодой, а Обдорск, ныне Салехард, был основан еще казаками. Это один из первых городов России за Уралом. Здесь городская жизнь переплетена с культурой коренных народов Севера, все очень близко. Буквально чуть отъехав от города, можно погрузиться в мир коренных северян, посмотреть, как живут кочевники. Рядом есть горы, где можно летом сплавиться на катамаранах, а зимой кататься на лыжах и снегоходах. Многих привлекает и история полярной железной дороги, 501-й стройки.

Ред.: Предполагается создать музей стройки под открытым небом?

Д.А.: В таком формате – точно нет. Мы планируем развитие существующего музея – хотим в его рамках сделать большой павильон, посвященный 501-й стройке.

Ред.: Нет планов у компаний реанимировать железную дорогу? Ведь ее же использовали и газовики, и нефтяники.

Д.А.: Ее используют каждый день до сих пор, это дорога Чум – Лабытнанги. Это та часть 501-й стройки, которую успели ввести в эксплуатацию. Она в свое время сыграла большую роль в освоении Западной Сибири, но дальше не была достроена, хотя степень готовности была выше половины.

Будет построен Северный широтный ход, проект которого сейчас дорабатывается. Это, по сути, реинкарнация 501-й стройки. Чуть-чуть маршрут поменяется, но суть та же.

Ред.: К какому году?

Д.А.: Мы прилагаем все усилия, чтобы реальная стройка началась как можно раньше. Северный широтный ход – транспортная артерия, которая позволит вывозить сырье, тот же конденсат. Новая логистика создает новые возможности для нефтегазохимии. Это тоже определенная диверсификация, потому что сама железная дорога создает много рабочих мест, и ее эффект для любых других производств огромен.

Более того, по маршруту прохождения дороги находится ряд небольших месторождений. Пока лицензии в спящем состоянии. На самом деле, инвесторы ждут, когда магистраль будет построена, чтобы начать реализацию проектов. Потому что завоз оборудования будет на порядок дешевле. Так что строительство Северного широтного хода – новая веха в истории Ямала, свидетелями которой мы будем. 📌

СОЮЗ-ТЕХНО – ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ



ООО «Союз-Техно» инновационная компания, нацеленная на импортозамещение и унификацию нефтепромыслового оборудования. Понимая, что в условиях рынка небольшим компаниям сложно конкурировать с крупными производителями оборудования, мы сознательно сконцентрировались на разработке и внедрении не только новых образцов продукции, но и новых технологий на базе имеющихся у потенциального заказчика комплектующих. Это может существенно снизить издержки нефтяных компаний, что особенно важно в период регрессии цен на энергоносители. Компания имеет ряд патентов, в том числе на установки двухсторонних насосов и установки для одновременно-раздельной добычи из двух и более пластов.

Разработанная компанией технология 2УЭЦН может быть использована при решении целого ряда задач, возникающих в процессе добычи нефти. Конструкция установок основана на стандартных узлах погружного оборудования, которое есть у любой нефтедобывающей компании, что делает данную технологию привлекательной и перспективной с экономической точки зрения.

Области применения:

- 1. Добыча в скважинах с малыми диаметрами эксплуатационных колонн (боковые стволы).** Применение стандартного оборудования является альтернативой дорогостоящим УЭЦН малого габарита (3 или 2А габарит), что, помимо прочего, уменьшает эксплуатационные расходы (например, на ремонт оборудования);
- 2. Освоение скважин двухсторонними установками.** В данном случае установки являются заменой использованию колтюбинговых установок или свабирования при освоении скважин в ходе капитального ремонта скважины после ГРП или большеобъемных ОПЗ. Кроме снижения затрат на освоение увеличивается мобильность бригад КРС, что также влечет за собой снижение финансовой нагрузки на заказчика;
- 3. Одновременно-раздельная добыча ЭЦН-ЭЦН.** В отличие от часто применяемых для ОРД дуальных (байпас-

ных) систем, характеризующихся высокой стоимостью, нами разработана однолифтовая насосная конструкция на базе двухсторонней УЭЦН. Используемое стандартное оборудование 5 и 5А габаритов имеет более низкую стоимость обслуживания и ремонта;

- 4. Одновременно-раздельная добыча (ОРД) ЭВН-ШВН.** Для ОРД на месторождениях с вязкими нефтями разработана и запатентована однолифтовая конструкция типа ЭВН-ШВН. В данной компоновке сверху располагается установка ШВН, а под пакером, для добычи из нижнего пласта, – установка винтового насоса с погружным электродвигателем.

ООО «Союз-Техно» производит секции насосов, гидрозатворы, модуль-фильтры для ЭЦН 5А – 5 габаритов, низкодбитные ступени рабочие 5–25 (25 м³/сут.), 5А – 15 (15 м³/сут.), 5–13 (13 м³/сут.), 5–10 (10 м³/сут.). Увеличенная, по сравнению с типовой, высота проходного сечения аппаратов направляющих и колес рабочих способствует решению проблем солеотложения, засорения мехпримесями и парафинами.

Эффективность наших технологий и конструктивных решений подтверждается многолетним успешным сотрудничеством с лидерами нефтедобывающей отрасли, такими как АО «Самаранефтегаз», ООО «РН-Снабжение-Самара», ООО «РН-Снабжение-Нефтеюганск», АО «РНГ», ПАО «Самаранефтегеофизика», ПАО «Оренбургнефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «Юганскнефтегаз», ООО «Байтуган НефтеСервис», ООО «Башнефть-Добыча», АО «ЭмбаМунайГаз».



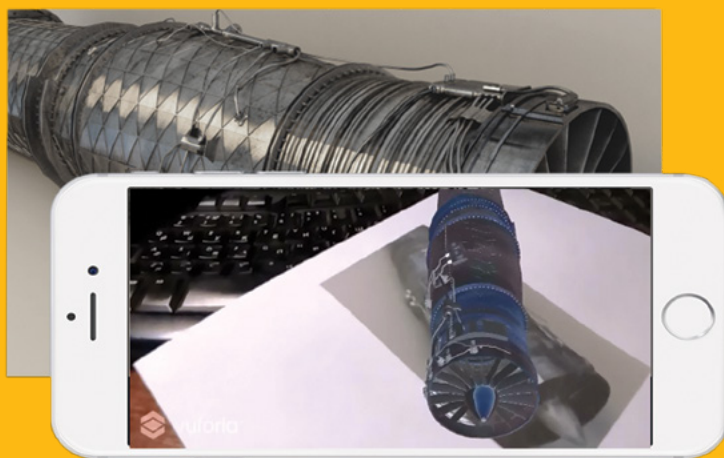
СОЮЗ ТЕХНО
РАЗРАБОТКА, ПОСТАВКА, СЕРВИС НЕФТЕПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

г. Самара, ул. Партизанская 33, помещение 37
тел./факс: +7 (846) 203-36-86, 203-41-51
info@soyuz-tekhno.ru <http://soyuz-tekhno.ru/>

ЭФФЕКТИВНАЯ ПРЕЗЕНТАЦИЯ И КРЕАТИВНАЯ ВИЗУАЛИЗАЦИЯ РЕКЛАМЫ

в журнале «Нефтегазовая Вертикаль»

ДОПОЛНЕННАЯ РЕАЛЬНОСТЬ



ИНТЕРАКТИВНЫЙ ФОРМАТ ЖУРНАЛЬНЫХ ПОЛОС

Возможности:

1. Видеозаставка внутри рекламной полосы;
2. 3D-модель вашего продукта;
3. Звуковое сопровождение.

РЕКЛАМА В ЖУРНАЛЕ «НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ» 2020 г.

Формат	Стоимость, руб. (с учетом НДС 20%)	Видеозаставка		3D-модель	
		вариант 1а	вариант 1б	вариант 2а	вариант 2б
		Стоимость, руб. (с учетом НДС 20%)			
Обложка номера					
4-я обложка	198 000	213 000	228 000	218 000	268 000
2-я обложка	187 000	202 000	217 000	207 000	257 000
Реклама внутри номера					
Разворот (2 полосы)	193 000	208 000	223 000	213 000	263 000
1/1 после содержания номера	145 200	160 200	175 200	165 200	215 200
1/1 внутри номера	121 000	136 000	151 000	141 000	191 000

Видеозаставка

1. Вариант:

- а) С готовым видеофайлом заказчика;
- б) Мы делаем заставку длительностью 30 сек.

3D-модель

2. Вариант:

- а) Модель в FBX или OBJ есть у заказчика;
- б) Мы делаем модель, по запросу



Пример работы приложения.
Скачайте приложение. Наведите смартфон на данную страницу.



НАМ 25 ЛЕТ!

2020

ДОРОГИЕ КОЛЛЕГИ, ПАРТНЕРЫ, ДРУЗЬЯ!

В этом году журнал «Нефтегазовая Вертикаль» отмечает свой 25-летний юбилей. Коллектив редакции сердечно благодарит всех, кто все эти годы был с нами, – читателей, авторов, рекламодателей, и дарит новый интерактивный формат журнальных полос. Уверены, что они принесут вам немало удовольствия и хорошего настроения. И если вы захотите оформить свой рекламный модуль или статьи, также будем рады вам помочь!

Коллектив журнала «Нефтегазовая Вертикаль»

www.NGV.ru

ДАННАЯ ПОЛОСА СОДЕРЖИТ ДОПОЛНЕННУЮ РЕАЛЬНОСТЬ (AR)

1. Скачайте приложение по QR-коду.
2. Установите приложение, приняв необходимые разрешения системы *.
3. Откройте приложение и наведите на эту страничку.



NGV2020.apk



Новый взгляд на техрегулирование

РОМАН САМСОНОВ

Исполнительный директор Российского газового общества

ДЕНИС ТИХОМИРОВ

Заместитель директора Ассоциации «Инженер-Проектировщик»

В условиях постиндустриального общества нефтегазовый бизнес испытывает давление со стороны как государства, так и общества. Высокая конкуренция за рентабельные лицензионные участки и низкие цены на энергоносители подталкивают нефтегазовые компании к повышению операционной и технологической эффективности.

Важную роль в повышении эффективности играют корпоративные системы стандартизации. Они успели сформироваться за почти два десятилетия действия ФЗ «О техническом регулировании» и сегодня являются одним из основных драйверов научно-технического развития отрасли.

Тенденции интеграции нефтегазового бизнеса на международном уровне повышают роль общественных объединений в отрасли. Данные объединения могут и должны стать новым центром качественных преобразований в российском НГК.

НОВЫЕ ВЫЗОВЫ

Несмотря на прирост запасов углеводородного сырья в последние десятилетия, ежегодное увеличение объемов добычи нефти и природного газа формирует дефицит традиционных энергоносителей в мире в долгосрочной перспективе. Согласно оценкам экспертов ВР, при нынешнем уровне мирового потребления доказанных запасов нефти хватит на 50 лет. Ситуация с природным газом аналогична – при сохранении текущего уровня добычи запасов хватит на 50–60 лет.

При этом необходимо учитывать, что большинство высоко rentабельных месторождений углеводородов, открытых в середине XX века, эксплуатируются сегодня в условиях падения добычи. Это означает, что для обеспечения потребности мировой экономики в энергетических ресурсах нефтегазовая отрасль будет вынуждена в ближайшие годы приступить к широкомасштабному освоению менее rentабельных углеводородных месторождений на морском шельфе и в Арктической зоне.

Учитывая невысокие мировые цены на углеводородное сырье, а также слабые перспективы их существенного увеличения, нефтегазовые компании сегодня инвестируют в повышение операционной и технологической эффективности бизнеса, разрабатывая и внедряя самые передовые технологии производства и управления бизнесом.

При этом в последние годы наблюдается усиление регуляторного давления на отрасль со стороны государства. Это выражается в ужесточении природоохранных требований, существенном увеличении административных барьеров при оформлении и исполнении лицензий, росте количества правовых коллизий между законодательными и подзаконными актами. Все вышеперечисленное создает предпосылки для пересмотра институциональной структуры нефтегазовой отрасли в целях обеспечения ее устойчивости к вызовам третьего десятилетия XXI века.

ШАНС ДЛЯ РОССИИ

Особую роль в усилении конкуренции между мировыми игроками рынка энергоносителей (равно как и в общей активизации нефтяного рынка) играет выход России из сделки ОПЕК+. Договоренности в рамках ОПЕК+ предполагали нерыночное регулирование цен на нефть странами-участницами сделки с целью поддерживать их на достаточно высоком уровне. Это обеспечивало существенный поток финансовых поступлений для американских компаний, занимающихся добычей сланцевой нефти.

Начавшаяся в результате ценовая война направлена на передел долей мирового рынка нефти. И с уверенностью можно утверждать, что год спустя мы увидим совершенно новую конфигурацию сил на мировом рынке энергоносителей. В ценовой войне победит тот, у кого больший запас прочности, выше эффективность и больше пространства для маневра.

Несмотря на то, что низкие цены на нефть, как правило, ставят под угрозу реализацию проектов по освоению новых месторождений, в сегодняшней ситуации стоит

ожидать активизации российской нефтегазовой отрасли. Ей сейчас выпадает редкий шанс выдвинуть с поля некоторых игроков, занять их рыночные ниши и тем самым существенно укрепить свои позиции на мировом рынке. Это даст не только экономические, но и политические преимущества.

Однако, повторимся, такая цель не может быть достигнута в условиях низкой операционной эффективности бизнеса. А для ее повышения требуется создание оптимальной системы технического регулирования в отрасли, которая позволит быстро и дешево внедрять передовые технологии.

ОБЪЕДИНЕНИЕ – ЗАЛОГ ВЫЖИВАНИЯ

В современном постиндустриальном обществе для выживания и удержания рыночных позиций становится необходимой интеграции субъектов рынка в сообщества различных форм и видов. Процесс экономической глобализации достиг очередной точки бифуркации еще в 2008 году на фоне ипотечного кризиса в США. Взамен однополярной системы образовалась многополярная, с несколькими новыми экономическими и социокультурными полюсами в ключевых регионах – Китай, Россия, Индия, Бразилия, ЮАР.

Сегодня стабильное выживание для бизнеса – будь то крупная корпорация или индивидуальный предприниматель – возможно только за счет активного участия (а не просто членства) в профессиональных и отраслевых сообществах. Такое участие обеспечивает, в первую очередь, нахождение в релевантном информационном пространстве. Это, в свою очередь, гарантирует наличие необходимых достоверных данных для выработки стратегии. А наиболее активные участники сообщества получают возможность влиять на отраслевую повестку. Таким образом, в сегодняшней реальности отраслевые сообщества де-факто получают институциональный статус, становясь реальными демократическими органами управления целыми сегментами экономики.

В некоторых сферах экономики отраслевые сообщества получили институциональный статус де-юре – это саморегулируемые организации (СРО). Они объединяют в своем составе организации и/или специалистов по признаку единства профессиональной деятельности. Саморегулируемые организации устанавливают стандарты такой деятельности и контролируют их соблюдение своими членами. Важным аспектом функционирования СРО является несение солидарной ответственности перед заказчиком работ, которые не выполнил или выполнил некачественно член этой саморегулируемой организации.

АМЕРИКАНСКИЕ УРОКИ

Что касается нефтегазового бизнеса, то необходимо отметить, что в России он в современном виде сформировался относительно недавно, в 90-е годы прошлого века. То есть на 50–70 лет позже, чем в США и в Европе, и на 20–30 лет позже, чем на Ближнем Востоке. Такое по-

ложение дел дает ему некоторые существенные преимущества. В частности, позволяет избежать ошибок за счет изучения аналогичного международного опыта.

Процесс формирования российских ВИНК был во многом аналогичен событиям 1911 года в США, когда решением американского правительства корпорация Standard Oil – в целях ликвидации монополии на рынке нефти – была разделена на семь частей. Они со временем стали международными нефтегазовыми компаниями: BP, Exxon, Conoco, Amoco и Chevron. Так же и Миннефтепром СССР в декабре 1991 года был упразднен, а его главки в ходе приватизации стали российскими нефтяными компаниями: «Роснефть», ЛУКОЙЛ, ТНК, ЮКОС и «Сибнефть». Отличия состоят в первую очередь в том, что существовавший до 1989 года Мингазпром сумел сохранить автономию и стал современным «Газпромом». Таким образом, в конце 1991 года было положено начало разделению нефтяной и газовой промышленности.

В США для обеспечения единства рыночного регулирования нефтяной отрасли в 1919 году был создан Американский институт нефти (API). Это уникальное национальное объединение производителей оборудования, подрядчиков и заказчиков стало за 100 лет своей эффективной работы наиболее авторитетным профессиональным сообществом в мире. Сегодня стандарты API можно де-факто считать международными, так как де-юре такие стандарты могут быть созданы только международными организациями по стандартизации – ИСО, МЭК и МСЭ.

Создание API, в состав которого вошли представители не только нефтяных компаний, но изготовителей и поставщиков оборудования для отрасли, позволило уже в 1924 году выработать первые технические стандарты на нефтегазовое оборудование. А в 1927 году – начать проведение оценки соответствия поставщиков этим стандартам в рамках программы API Monogram. Необходимо отметить, что разработка стандартов велась с участием всех заинтересованных сторон. А сложившаяся практика до сих пор предполагает, что руководителями рабочих групп по разработке стандартов должны быть наиболее авторитетные и компетентные специалисты в соответствующей предметной области вне зависимости от места их работы (см. «Количество нормативных ссылок на стандарты в документах крупных нефтегазовых компаний»).

Таким образом, API, наряду с инженерными обществами ASTM (Американское общество инженеров-механиков), NFPA (Национальная противопожарная ассоциация) и NACE (Национальная ассоциация инженеров-коррозионистов) стал прообразом современных российских саморегулируемых организаций – в том виде, в котором они были задуманы авторами концепции Закона «О саморегулировании» (см. «Стандарты в мировой экономике»).

БЛИЖНЕВОСТОЧНЫЙ И ЕВРОПЕЙСКИЙ ОПЫТ

Интересно также упомянуть Gulf Standards Organization (GSO) – организацию по стандартизации нефтегазовых компаний Персидского залива. Она была создана

в 2001 году, а с 2004 года функционирует на базе своей штаб-квартиры в Эр-Рияде (Саудовская Аравия). Созданная относительно недавно на фоне нефтяного кризиса 2000 года, GSO стала полноценной заменой API для стран Ближнего Востока. В состав GSO входят ОАЭ, Оман, Саудовская Аравия, Бахрейн, Катар и Кувейт.

Меморандумы о взаимопонимании, подписанные GSO и международными организациями по стандартизации (ИСО, МЭК и МСЭ), позволяют продвигать региональные стандарты на международный уровень. При этом используется схема, аналогичная процедуре fast track, действующей между ИСО и API. Согласно ей, стандарт, принятый в API, переходит сразу в статус окончательной редакции стандарта ИСО и вводится в действие в течение полугода. Такие подходы обеспечивают трансфер технологий, тонкую настройку процедур оценки соответствия и позволяют гибко регулировать технические барьеры для входа на рынок.

Интеграционные процессы в экономике сопровождаются аналогичными процессами в сфере стандартизации и оценки соответствия. Так, в конце 1980-х годов, в ходе создания Европейского экономического союза, были разработаны принципы Нового и Глобального подходов.

Новый подход к стандартизации стал действительно новым и революционным. Его ключевой особенностью является применение стандартов на добровольной основе. Добровольность заключается в выборе производителем продукции стандартов, которые обеспечивают соблюдение требований по безопасности, установленных в Директивах Евросоюза, носящих законодательный характер для стран-членов ЕС.

Глобальный подход к оценке соответствия, основанный на принципе «один стандарт – одно испытание – всеобщее признание», позволил сформировать панъевропейскую систему оценки и подтверждения соответствия. В рамках Глобального подхода сегодня в ЕС действуют единые правила и процедуры декларирования и сертификации соответствия для всех участников европейского рынка, а также единая система нотификации органов по оценке соответствия. Товар, сертифицированный, например, в Испании, можно продавать по всей Европе без проведения каких-либо дополнительных сертификационных процедур.

ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ

Оценка соответствия служит неотъемлемой частью современных рыночных механизмов, она неразрывно связана со стандартизацией и также оказывает влияние на экономику. Основной задачей процедур оценки соответствия является защита рынка от недоброкачественной продукции. И если обязательные декларирование и сертификация соответствия на национальном уровне нацелены в основном на обеспечение безопасности жизни и здоровья граждан, то добровольная сертификация в корпоративных системах призвана защитить компании-потребители от недобросовестного поставщика. Она обычно применяется наряду с тендерными процедурами, становясь элементом предквалификационного отбора.

Добровольная сертификация продукции малоэффективна без связи с системой страхования. Современная практика ведения страхового бизнеса предусматривает существенное снижение страховых премий при наличии сертифицированных производства и продукции. Ведь они позволяют страховым компаниям разделить риски с сертифицирующим органом. Требование о сертификации систем менеджмента в международно признанных органах зачастую становится обязательным при страховании крупных производств.

СТИМУЛИРОВАНИЕ НТП

Рассмотрим еще один аспект влияния стандартов на бизнес – стимулирование научно-технического прогресса. Эта роль стандартов наиболее ярко проявляется в последние десятилетия, в эпоху постиндустриального общества. Сегодня на рынке доминирует потребитель, устанавливая требования к качеству продукции, ее безопасности, экологическим характеристикам. Потребитель вынуждает производителя изучать его требования и удовлетворять возрастающие запросы, совершенствуя технологии производства, обеспечивая при этом приемлемый уровень себестоимости товара.

Однако стандарты, влияя на научно-технический прогресс, могут играть и роль тормоза, сдерживая его. Требования действующих сегодня российских нормативных документов, разработанные в 70–80-х годах прошлого столетия, просто не учитывают современного уровня технологического развития и зачастую не позволяют применять ни новое оборудование, ни прогрессивные технические решения. Такая ситуация в области нормативного

регулирования мешает технологическому развитию нефтегазовой отрасли.

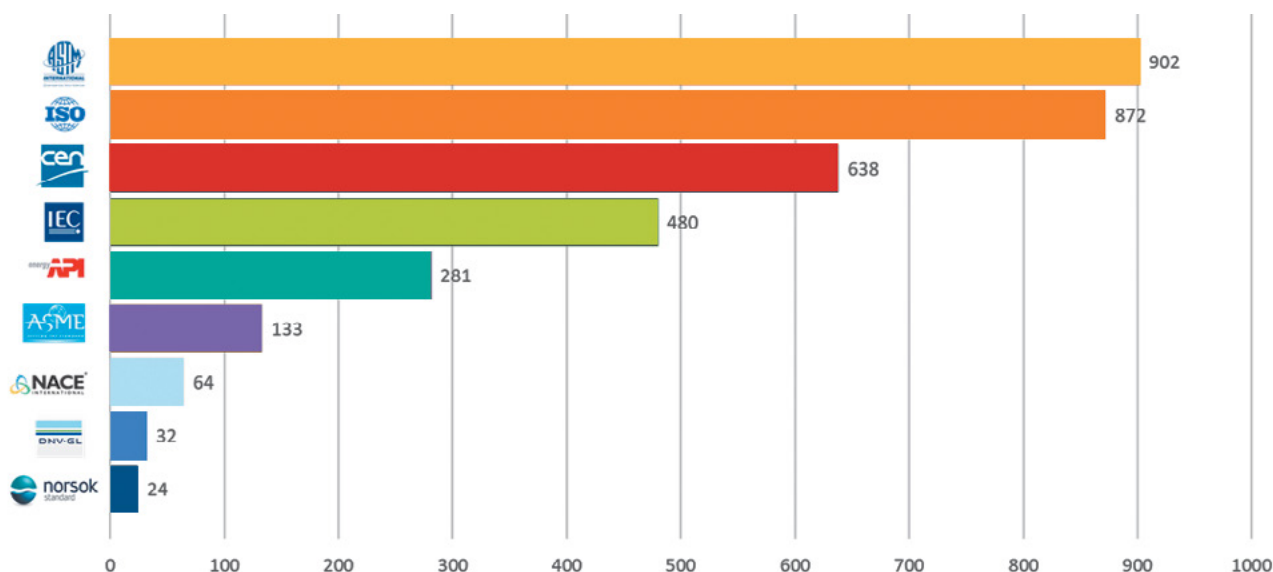
Практической реализацией принципа кооперации бизнес-сообщества в сфере технического регулирования и стандартизации являются национальные и международные технические комитеты по стандартизации. Это некоммерческие объединения заинтересованных компаний, представителей научного и экспертного сообщества, имеющие целью разработку международных и /или национальных стандартов. Лучшие мировые практики предполагают их финансирование в формате *in kind*, то есть оплату работы экспертов и представителей компании, а не финансирование разработки отдельных стандартов.

СТАНДАРТЫ В АРКТИКЕ

В начале статьи авторы упомянули вынужденный выход нефтегазовой отрасли в регионы со сложными геоклиматическими условиями – на шельф арктических морей. Большая работа была проведена в рамках международного проекта «Баренц-2020», направленного на оценку применимости действующих норм в условиях арктического шельфа. Это проект, совместно координируемый ПАО «Газпром» и DNV, был реализован в период с 2006-го по 2010 год. Он сформировал базу для создания нового подкомитета ПК8 «Арктические операции» в ИСО/ТК67 (см. «Структура ИСО/ТК67»).

Подкомитет возглавляет представитель ПАО «Газпром». Секретариат подкомитета ведет ООО «Газпром ВНИИГАЗ». За подкомитетом закреплена следующая область деятельности: стандартизация операций, связанных с разведкой, добычей и переработкой углеводородов на суше

КОЛИЧЕСТВО НОРМАТИВНЫХ ССЫЛОК НА СТАНДАРТЫ В ДОКУМЕНТАХ КРУПНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ



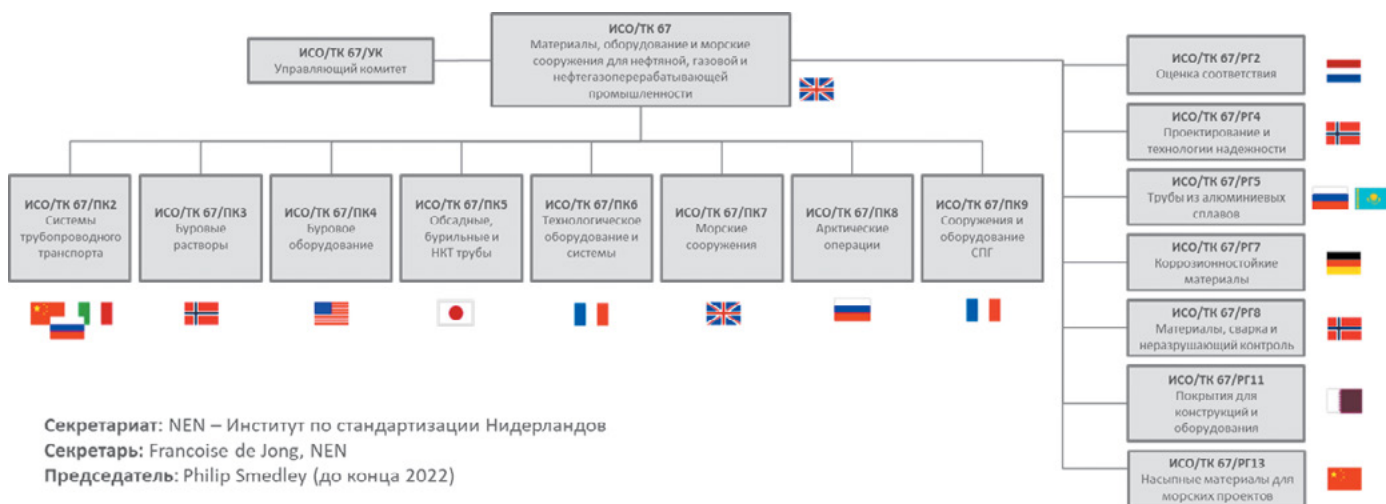
Источник: составлено автором Денисом Тихомировым

СТАНДАРТЫ В МИРОВОЙ ЭКОНОМИКЕ



Источник: составлено автором Денисом Тихомировым

СТРУКТУРА ИСО/ТК67



Секретариат: NEN – Институт по стандартизации Нидерландов

Секретарь: Francoise de Jong, NEN

Председатель: Philip Smedley (до конца 2022)

Опубликовано: 223 стандарта

В программе работ на 2020 г. : разработка 32 новых стандартов

Источник: составлено автором Денисом Тихомировым

и море в арктических регионах и других регионах, характеризующихся низкой температурой, наличием льдов, снега и / или вечной мерзлотой.

В состав подкомитета входят 17 стран, в том числе десять с правом голосования (Канада, Норвегия, Франция, Нидерланды, США, Россия, Казахстан, Германия, Республика Корея, Финляндия) и семь государств-наблюдателей без права голосования (Аргентина, Индия, Италия, Румыния, Сингапур, Испания, Великобритания).

Нефтегазовая отрасль будет вынуждена в ближайшие годы приступить к широкомасштабному освоению менее рентабельных углеводородных месторождений на морском шельфе и в Арктической зоне

Разработка стандартов осуществляется рабочими группами, в которые входят международные эксперты стран-членов подкомитета (более 165 человек) из крупных нефтегазовых и научно-исследовательских компаний, в том числе Statoil, Total, Shell, DNV, Bureau Veritas, Eni, BP, Standards Norway, National Research Council of Canada, ОАО «Газпром ВНИИГАЗ», ОАО «Гипроспецгаз», ООО «Газпром добыча шельф», АО ЦНИИМФ, ФГУП «Крыловский государственный научный центр», Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, АО «ГНИИ-ГИ», Российский морской регистр судоходства и т. д.

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ

В рамках реализации Указа Президента РФ «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» правительством сформирована национальная программа «Цифровая экономика Российской Федерации». Цифровая трансформация бизнеса – это требование времени, и совершенствование технического регулирования является неотъемлемой частью этого процесса.

Основой цифровой трансформации нефтегазовой отрасли должен стать Единый цифровой каталог промышленной продукции и услуг. Пилотный проект по его созданию сейчас реализуют ПАО «Газпром нефть» совместно с ООО «Электронная торговая площадка ГПБ». Основными задачами проекта стали:

- ♦ разработка уникальной цифровой модели, обеспечивающей потребности заказчиков и граждан РФ (потребителей) в актуальной и достоверной информации о промышленной продукции (услугах), выпускаемой на территории страны или импортируемой;
- ♦ создание на основе Каталога ЕНН систем отраслевого и территориального планирования, а также централизо-

ванной системы государственного планирования, необходимой для пропорционального развития промышленности РФ, ее стимулирования на основе объективного и всестороннего изучения потребностей;

- ♦ формирование единой цифровой среды для налаживания открытых и прозрачных взаимоотношений между потребителями и производителями, стимулирования добросовестной конкуренции, для укрепления промышленной политики РФ, обеспечения национальной безопасности и технологической независимости России;
- ♦ разработка принципов гармонизации данных, размещенных в Каталоге ЕНН, с международными, общероссийскими, отраслевыми, корпоративными и локальными классификаторами, предназначенными для нужд статистической отчетности, обозначения видов товарной продукции для внешнеэкономической деятельности, планирования и управления производством, закупками и т. д.;
- ♦ выработка механизмов взаимодействия Каталога ЕНН с государственными информационными системами (ГИС) и их региональными сегментами, информационными фондами, в том числе фондами и базами данных органов статистической отчетности, налоговых органов, корпоративными и негосударственными информационными системами.

В ВЫИГРЫШЕ БУДУТ ВСЕ

Подводя итоги и возвращаясь к первым тезисам данной статьи, авторы считают крайне важным подчеркнуть, что в ближайшее десятилетие центром роста отраслевых компетенций могут и должны стать общественные отраслевые объединения и ассоциации. Именно они позволят получить синергетический эффект от совместной работы представителей бизнеса, научного и экспертного сообщества, государственных органов. Наиболее эффективным решением может стать создание саморегулируемой организации поставщиков нефтегазового комплекса, которая будет не только контролировать соблюдение требований, но и нести ответственность за их неисполнение, согласно ФЗ «О саморегулировании». Для этого необходимо сформировать соответствующие компенсационные фонды, обеспечивающих страхование ответственности членов СРО.

Предлагаемый подход хорошо укладывается в логику «регуляторной гильотины», направленной на исключение избыточных требований в законодательстве. Отменяемые национальные стандарты целесообразно заменить на стандарты отраслевого объединения. Такой режим регулирования не только позволит обеспечить технологическое развитие отрасли, но и снизит нагрузку на государственный бюджет, из которого финансируется разработка национальных стандартов. Тогда в выигрыше окажутся все стороны: отрасль получает прогрессивные современные стандарты, заказчики – рост ответственности со стороны поставщиков и подрядчиков, а государство снижает бюджетные расходы на формирование нормативной базы и контроль над соблюдением этих требований. 📌



Игорь Юшков: «К июню Россия и Саудовская Аравия сядут за стол переговоров»

На последней встрече ОПЕК+ 6 марта Россия отказалась дополнительно снижать добычу. Саудовская Аравия в ответ вообще вышла из соглашения и пообещала нарастить добычу и экспорт, предоставив при этом скидку традиционным контрагентам России. На фоне эпидемии коронавируса развал сделки ОПЕК+ привел к обрушению нефтяных цен до уровней ниже \$30/барр. Чем руководствовались Россия и Саудовская Аравия, кто больше всех пострадал в результате обрушения нефтяных цен и возможны ли новые переговоры – на эти темы «Нефтегазовая Вертикаль» побеседовала с ведущим аналитиком Фонда национальной энергетической безопасности, экспертом Финансового университета при Правительстве РФ ИГОРЕМ ЮШКОВЫМ.

Ред.: *Игорь, что, по вашему мнению, произошло в ходе последней встречи ОПЕК+? Саудиты «обиделись» на Россию за то, что она отказалась снижать добычу?*

И.Ю.: На таком уровне вряд ли можно говорить о каких-то «обидях». Конечно, есть фон позитивных и негативных отношений между странами: взять хотя бы наши отношения с той же Саудовской Аравией, которая финансировала террористов на Северном Кавказе. Но экономические интересы всегда перевешивают эмоции. И у Саудовской Аравии в первую очередь были именно экономические причины вести себя подобным образом. Во время переговоров Эр-Рияд, очевидно, поставил Москве ультиматум. Еще до собственно министерской встречи ОПЕК+ заинтересованные стороны собирались в Вене, и саудиты заявили: либо мы все вместе сокращаем добычу совокупно на 1,5 млн баррелей в сутки, либо сделки не будет вообще. Глава российского Минэнерго Александр Новак в ночь на 5 марта вернулся в Москву, 5-го же числа состоялось совещание правительства с главами нефтяных компаний, и президент России Владимир Путин, выслушав Новака, принял решение отказаться от предложения саудитов. Во всяком случае, хронология событий и сообщения СМИ указывают на то, что ситуация развивалась именно так. На следующий день, 6 марта, Новак вернулся в Вену с готовым решением.

При этом Россия предлагала обсудить возможность сохранения сделки ОПЕК+ в текущем виде на II квартал. А Саудовская Аравия никаких иных вариантов, помимо своего изначального, не предлагала. Диалога, по сути, не было, был ультиматум.

Ред.: *Это выглядит, как провокация. Саудиты же явно осознавали, что Россия не пойдет на сокращение добычи еще в 1,5 млн баррелей в день. Зачем Эр-Рияд все это сделал?*

И.Ю.: Российская позиция, вылившаяся в предложение остаться на уровнях добычи I квартала, объяснялась в первую очередь тем, что было непонятно, насколько еще сократит потребление нефти Китай в связи с коронавирусом. То есть, было неясно, на какие объемы еще сокращать добычу.

Кстати, я уверен, что если бы встреча ОПЕК+ прошла буквально неделей позже, когда вспышка коронавируса уже превратилась в эпидемию и стало понятно, что Китай проседает, Россия могла бы и согласиться на предложение Саудовской Аравии. А если бы встреча прошла через две недели, в районе 20 марта, РФ могла бы согласиться на снижение добычи тем, что больше, чем 1,5 млн баррелей в день. А 4 марта, перед официальной встречей ОПЕК+, о мерах, которые принимаются против коронавируса в Китае и Европе, вообще никто ничего не говорил. Из этого и исходила Россия: нужно подождать, пока прояснится ситуация с коронавирусом.

Если бы был принят наш сценарий и добыча была бы оставлена на уровне I квартала, нефть ушла бы до \$45, но Китай бы постепенно восстанавливался и цены вернулись бы к \$50 за баррель. Однако саудитов такой вялотекущий сценарий не устраивал, такая стабильность им была не нужна, им надо было что-то делать.



Изначально, еще до заключения первой сделки ОПЕК+, в 2014–2015 годах, саудиты, как и сейчас, говорили, что они самые эффективные производители нефти в мире и будут добывать и при \$40, и при \$30, и при \$20 за баррель. А неэффективные производители с рынка должны уйти. В первую очередь речь шла об арктических и вообще шельфовых проектах (прежде всего бразильских) и о сланцевой добыче в США. Но шли месяцы, никто с рынка не ушел. Саудитам не понравилось, что они вынуждены довольно интенсивно проедать свои финансовые запасы, которые накапливались десятилетиями. В итоге Эр-Рияд в 2016 году пошел на соглашение ОПЕК+, и это помогло восстановить нефтяные цены.

Сейчас в Саудовской Аравии поменялся министр нефти, в прошлом году министерство возглавил Али аль-Наими, родственник нынешнего принца Мухаммеда бин Салмана Аль-Сауда. И взгляды на сделку ОПЕК+ у нового министра отличаются от взглядов предшественника.

В текущий период саудитам нужно было радикально поднимать цену, сложившаяся стабильность их не устраивала по нескольким причинам: бюджет Саудовской Аравии верстается из расчета нефтяных цен на уровне около \$72 за баррель. Саудитам нужны деньги, чтобы избежать дефицита бюджета. Плюс они хотели поднять цену для того, чтобы повысить стоимость акций госкомпаний

Saudi Aramco, чтобы цена бумаг не падала ниже цены размещения. Цена в \$50 за баррель Эр-Рияд не устраивала. Согласиться на предложение России они тоже не могли – пришлось бы весь II квартал терпеть ту же цену. Снизить расходы бюджета, чтобы он увязывался с текущей ценой барреля, саудовским властям очень сложно, так как уже была объявлена программа модернизации промышленности – как раз для снижения зависимости от нефти. Плюс у Саудовской Аравии очень крупный оборонный бюджет. И саудиты решили встряхнуть рынок.

Кроме того, есть еще такой момент: за время существования сделки ОПЕК+ на рынке возникла убежденность, что она будет неким гарантом относительно высокой цены барреля, в районе \$60. Под эту убежденность закладывались достаточно рискованные, на грани рентабельности, проекты, в том числе по добыче из сланца. За пару лет действия соглашения (2017–2018 годы) это привело к тому, что появилось довольно много новых проектов, которые начали давать избыточному мировому рынку еще больше нефти. То есть получилось так, что одни страны сокращают добычу, а другие, пользуясь этим, ее наращивают. Именно об этом, кстати, говорил глава «Роснефти» Игорь Сечин, критикуя сделку ОПЕК+.

При этом роль сокращенного производства нефти постепенно нивелировалась: чтобы просто удерживать уровень цен, приходилось все больше сокращать добычу.

Если бы сделка ОПЕК+ сохранилась в прежнем виде, цена бы держалась в районе \$50 за баррель, что Россию бы вполне устроило, так как у РФ, в отличие от Саудовской Аравии, бюджет сверстан из расчета \$42,4 за баррель. При этом при \$50 за баррель процесс введения в строй новых нефтяных проектов останавливается. Когда цены подошли к \$50 (еще до развала сделки ОПЕК+), в США количество буровых установок перестало расти, добыча стабилизировалась. Причем цена в районе \$50 не дала бы развиваться новым проектам не только в США, но и в других странах, установилось бы некое равновесие.

Глава российского Минэнерго Александр Новак в ночь на 5 марта вернулся в Москву, 5-го же числа состоялось совещание правительства с главами нефтяных компаний, и президент России Владимир Путин, выслушав Новака, принял решение отказаться от предложения саудитов

Саудитов, напротив, такой сценарий не устраивал, и он решили обрушить цену, чтобы обанкротить менее эффективных производителей, убрав тем самым конкурентов. В теории это должно привести к возникновению дефицита на рынке нефти и последующему росту цен. Но это очень рискованная стратегия.

Ред.: В итоге цены как раз рухнули, при этом сейчас Эр-Рияд заявляет, что не намерен участвовать в ближайших переговорах ОПЕК+ и не видит смысла в июньской встрече.

И.Ю.: Несмотря на то, что фактически именно саудиты загоняют цену барреля ниже отметки в \$30, в перспективе им такие цены не нужны. Сейчас Саудовская Аравия рассчитывает на то, что всем станет плохо, неэффективные производители уйдут с рынка, рискованные инвесторы станут осторожнее, а Россия будет более сговорчивой. Поэтому недавние заявления Эр-Рияда следует расценивать, скорее, как торговую позицию. Причем это касается и заявлений об увеличении добычи на 3 млн баррелей, и заявлений о предоставлении скидки в \$8 на баррель. Причем в вопросе снижения цен саудиты бьют именно по России, так как скидка предоставляется европейским потребителям, а Европа – традиционный и основной рынок поставки российской нефти.

Российская позиция, вылившаяся в предложение остаться на уровнях добычи I квартала, объяснялась в первую очередь тем, что было непонятно, насколько еще сократит потребление нефти Китай в связи с коронавирусом. То есть, было неясно, на какие объемы еще сокращать добычу

Ред.: Давайте теперь поговорим о сланцевой промышленности США, которую Саудовская Аравия пытается как минимум притормозить. Насколько оказался серьезен удар для Штатов?

И.Ю.: Тенденции здесь противоречивые. С одной стороны, при \$27–30 за баррель компании, которые остаются рентабельными в сланцевом секторе, можно пересчитать по пальцам. Сланцевая добыча при подобных ценах, безусловно, будет снижаться. Вопрос в том, насколько снизится объем производства и в какой период. Это не произойдет мгновенно, вероятно, это будет происходить на протяжении нескольких месяцев. Дело в том, что многие американские сланцевые компании застрахованы, то есть застрахованы от падения цен на нефть. У многих эта страховка покрывает период до полугода. Поэтому кто-то уйдет с рынка раньше, кто-то позже. Скорее всего, мы увидим то, что было в 2014–2016 годах, – серию слияний и поглощений, когда наиболее привлекательные активы мелких компаний, у которых нет подушки безопасности, будут скупать более крупные компании, обладающие более высокой рентабельностью за счет того, что они вертикально интегрированы и могут



за счет одного сегмента бизнеса компенсировать убытки другого. При этом существенного совершенствования добывающих технологий, как это было в предыдущий кризис, ожидать вряд ли стоит – они уже дошли до определенной планки и до бесконечности совершенствовать технологии невозможно.

Но в любом случае как отрасль «сланцы» не умрут, потому что как только цены опять пойдут вверх и разработка сланцевых запасов станет рентабельной, компании вновь включатся в работу. Однако постепенно минимальная цена, при которой сланцевые проекты остаются рентабельными, будет расти, так как будет расти себестоимость добычи. Дело в том, что основная кризисная стратегия сланцевых производителей заключается в том, что в периоды потрясений они начинают разбуривать наиболее привлекательные участки, приносящие максимальный доход. Но эти «сливки» постепенно заканчиваются, если уже не закончились. Выработанность сланцевых месторождений растет, затраты на каждый следующий участок уже будут выше, чем на предыдущий. Общемировая тенденция к тому, что «дешевая» нефть заканчивается, затрагивает и сланцы. Кроме того, каждый шок приводит к тому, что кредиты для сланцевых проектов дорожают.

Правда, поддержку сланцевой отрасли может оказать американское правительство. Вашингтон объявил, что готовится специальный фонд для борьбы с коронавирусом. Деньги из фонда должны пойти на поддержку тех отраслей и компаний, которые пострадали от эпидемии. Нефте-

газовая отрасль косвенно пострадала от коронавируса, поэтому сланцевые проекты могут получить часть денег из создаваемого фонда. Плюс какие-то общие меры вроде понижения ставки Федеральной резервной системы, что приводит к удешевлению кредитов.

Ред.: *Со Штатами разобрались. А кто все-таки больше всех пострадал от нынешней ситуации с нефтяными ценами?*

И.Ю.: У ряда стран есть некий букет проблем: высокая себестоимость добычи, внешние санкции, отсутствие финансовой подушки безопасности и высокая зависимость экономики от нефти и газа. В данном случае это Иран и Венесуэла, эти страны страдают больше всего – для них и цена в \$70 за баррель была бы проблемой. Объемы нефтяного экспорта Венесуэлы и Ирана уменьшаются и уменьшаются, стремятся к нулю.

Поэтому у Ирана, как у страны, которая что-то может сделать хотя бы в регионе, велик соблазн попытаться исправить ситуацию собственными силами. В частности, нанеся ракетный удар, например, по нефтяным объектам Саудовской Аравии. Когда руководство страны стоит перед выбором либо что-то предпринять, либо быть сметенным собственным народом, соблазн атаки на саудитов возрастает.

Если говорить о Венесуэле, там ситуация еще хуже. Боливарианская Республика, хоть она и была одним из авторов первого соглашения ОПЕК+, сейчас вообще не в состоянии ничего сделать. Мне кажется, что Венесуэла не смогла бы свести бюджет без дефицита даже при цене в \$200 за баррель. Экономика страны в агонии, и ей вряд ли что-то уже поможет. США делают все, чтобы лишить Венесуэлу любых средств: уже подпали под санкции две дочки «Роснефти», работающие с венесуэльской PDVSA.

При этом, даже если Венесуэла полностью обнулит добычу и экспорт нефти, на мировые цены это уже никак не повлияет.

Ред.: *И в заключение: чем все это закончится? Пойдут ли Россия и Саудовская Аравия на переговоры?*

И.Ю.: Я думаю, к июню – да. Те неопределенности, которые сейчас мешают подписать соглашение, уменьшатся. Будет понятно, что происходит в Китае, насколько он восстанавливает экономику, насколько увеличивает импорт энергоносителей. Станет ясно, что происходит в Европе: сейчас страны ЕС только-только закрываются на карантин и, видимо, там будет такая же история со спадом потребления энергоресурсов, как была в КНР. Но Китай показал, что пик длится примерно месяц, потом начинается ослабление кризиса. К июню будет понятно, какие перспективы, кто сколько будет потреблять нефти в III и IV квартале. Определится состояние американских сланцевых проектов. Можно будет посчитать, сколько кому нужно будет добывать нефти, чтобы сбалансировать рынок на том или ином уровне. Поэтому я думаю, что на июньской министерской встрече ОПЕК+ стороны сядут за стол переговоров. Но вот по поводу уровня цены балансировки будут жесткие дискуссии. ■



Голубое топливо для Черного моря и Дуная

Перспективы формирования рынка бункеровки СПГ в Черноморско-Дунайском регионе

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Доктор экономических наук, профессор,

Советник Генерального директора ООО «Газпром экспорт»,

Сопредседатель Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета Россия-ЕС по газу

АНДРЕЙ ХАУГ

Аспирант кафедры международного нефтегазового бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Сжиженный природный газ может служить альтернативным судовым топливом, с помощью которого судовладельцы будут соблюдать существенно ужесточенные нормы Международной морской организации по выбросу соединений серы, вступающие в силу в 2020 году. Вместе с тем переход на СПГ обеспечивает соответствие и другим, более строгим нормам зон ограничения выбросов в Европе и Америке. Данный процесс способствует также уменьшению выбросов соединений азота и сажи, ограничения для которых сегодня только обсуждаются. Использование СПГ в сфере морского транспорта внесет определенный вклад и в декарбонизацию (низко-углеродное устойчивое развитие), что является важной целью для многих западных стран, в первую очередь – государств ЕС.

Россия с ее огромными ресурсами газа, развитой портовой инфраструктурой и доступом к различным акваториям Мирового океана может сыграть важную роль в развитии СПГ-бункеровки, формируя для себя тем самым дополнительные сферы монетизации ресурсов газа страны. На Балтике уже существует инфраструктура по производству и транспортировке малотоннажного СПГ, на Дальнем Востоке проекты по ее созданию находятся на продвинутой стадии планирования, хотя и там еще есть огромные неиспользуемые резервы для формирования локального (регионального) рынка СПГ, например, модернизация рыболовного флота за счет строительства новых рыболовецких судов, использующих СПГ в качестве судового топлива. А Черноморский бассейн явно отстает в вопросах СПГ-бункеровки. Хотя он является зоной очевидного конкурентного потенциального преимущества для России по формированию рынка малотоннажного СПГ, в том числе в целях бункеровки, в Черноморско-Дунайском регионе. Однако, если мы отстанем, опоздаем в его формировании, нашу нишу займут конкуренты.

Взгляды, изложенные в настоящей статье, не обязательно отражают (могут/должны отражать) и/или совпадают (могут/должны совпадать) с официальной позицией Группы «Газпром» (включая ПАО «Газпром» и/или ООО «Газпром экспорт»), ее/их акционеров и/или ее/их аффилированных лиц, отражают личную точку зрения авторов настоящей презентации и являются их персональной ответственностью

ЧЕРНОМОРСКИЙ РЕГИОН, ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Черное море (вместе с Азовским) занимает площадь 461 тыс. км², что составляет около 3% поверхности Мирового океана. Оно омывает берега России, Украины, Румынии, Болгарии, Турции, Грузии, Абхазии, а также соединено через впадающие в него судоходные реки с рядом других стран. Крупнейшая из этих рек – Дунай, обеспечивающий 59% всего притока пресной воды в Черное море. Дунай соединяет Черное море с балканскими и центрально-европейскими странами (Германия, Австрия, Словакия, Венгрия, Хорватия, Сербия) и проходит через такие крупные столицы, как Вена, Братислава, Будапешт и Белград. Всего на берегах Дуная расположено 53 европейских города.

В Черноморском регионе расположен ряд национальных и международных природоохранных зон и заповедников, в том числе три объекта всемирного природного наследия (Дельта Дуная в Румынии, Сребырна в Болгарии и Западный Кавказ в России).

Черное море испытывает значительные экологические нагрузки, усугубляемые медленной циркуляцией и ограниченным обменом воды с остальным Мировым океаном. Обсуждение всех экологических проблем данной акватории выходит за рамки этой статьи, но необходимо отметить, что судоходство является одним из главных источников загрязнения воздуха в Черноморском бассейне. Вдоль маршрутов интенсивного судоходства зафиксировано сильное загрязнение воздуха оксидами серы и азота. Ветром оно распространяется по всему региону.

До конца 2019 года в Черноморском регионе не действовали какие-либо общие нормы, ограничивающие содержание серы в судовом топливе ниже уровня 3,5% (который был с 2012 года определен Международной морской организацией в качестве потолка в общемировом масштабе). Однако существовал ряд точечных (локальных) ограничений. Так, пассажирские суда в 200-мильной зоне стран-членов Европейского союза (Болгария и Румыния) были обязаны использовать топливо с содержанием серы не более 1,5%. В портах государств-членов ЕС есть ограничения на работу судовых двигателей с целью выработки электроэнергии при стоянке судов. В турецких портах и проливах также имеются локальные ограничения, вступившие в силу в 2012 году. Они повторяют нормы ЕС – содержание серы в топливе не должно превышать 0,1% при нахождении корабля в порту. Важно отметить, что это правило мало влияет на загрязнение воздуха судами при транзите через Босфор. А с начала этого года во всех мировых акваториях начало действовать всеобщее ограничение серы в 0,5% (IMO-2020).

ГРУЗОБОРОТ В ЧЕРНОМ МОРЕ

Крупнейший порт Черного моря и всей Российской Федерации – Новороссийск. Его грузооборот с января по июль 2019 года составил 89 млн тонн. Это в не-

сколько раз больше, чем в следующем по величине российском порту региона Туапсе (13,4 млн тонн). Порт Кавказ перевалил 10,5 млн тонн грузов, Ростов-на-Дону – 8,7 млн тонн.

Всего за первые семь месяцев 2019 года российские порты Черного моря перевалили 144 млн тонн грузов. По предварительным оценкам, к концу года эта цифра составила 250 млн тонн.

В данный момент ведутся работы по строительству и расширению нескольких других объектов портовой инфраструктуры Юга России. Например, углубление Новороссийского контейнерного терминала, которое позволит принимать трансокеанские контейнеровозы напрямую, а не перегружать предназначенные для России контейнеры сначала на суда-фидеры в других странах (в Греции, Италии, Турции, Румынии). Развивается терминал навалочных грузов в Тамани, где грузооборот активно растет, в вышеуказанный период он составил 8,6 млн тонн.

Порты других причерноморских стран обслуживают свои национальные рынки. Главный украинский порт Южный в 2018 году перевалил 42,7 млн тонн грузов (28% от грузооборота Новороссийска), расположенный недалеко от него порт Николаев – 19,8 млн тонн (13%).

Крупнейший болгарский порт Варна, служащий конечной точкой панъевропейского транспортного коридора VIII (Дуррес – Тирана – Скопье – Битола – София – Бургас – Варна), а также порт Бургас в 2017 году в совокупности показали результат в 30,9 млн тонн (20% от Новороссийска).

Румынский порт Констанца, находящийся на конце панъевропейского транспортного коридора IV и VII (Дунай), занимается перевалкой международных грузов для Румынии, европейских – для Грузии, а также служит базой для приема и отправки товаров, которые транспортируются речным грузовым флотом вверх и вниз по Дунаю.

Все грузинские морские порты в 2017 году перевалили 46,1 млн тонн (30% от Новороссийска). Данные порты, например Поти, дополнительно специализируются на перевалке грузов для Азербайджана.

Важную роль в морских перевозках на Черном море играет каботажное плавание (в терминологии ЕС – Short Sea Shipping) – как внутри Черноморского региона, так и в Средиземноморском бассейне. По оценкам Европейского союза, объем таких перевозок в 2017 году составил 136 млн тонн. Для сравнения: в Балтийском море этот показатель был в три раза больше – 437 млн тонн.

БУДУЩИЕ ЗОНЫ КОНТРОЛЯ ЗА ВЫБРОСАМИ

Как известно, Черное море соединено через узкие проливы Босфор и Дарданеллы со Средиземным морем и далее, через Гибралтар, с Мировым океаном. Больше половины морской торговли Черного моря осуществляется со странами, расположенными вне Черноморского бассейна. Существенный объем подобных перевозок формируют поставки нефти и нефтепродуктов танкерами

из портов России. Через турецкие проливы ежегодно проходит 50 тыс. судов. Как следствие, любые решения, касающиеся судоходства в Средиземноморье, автоматически оказывают сильное влияние на транспортные операции в бассейне Черного моря.

Существующие зоны ограничения выбросов (ЕСА) были созданы вблизи побережья экономически развитых регионов – Северо-Западной Европы и Северной Америки. Относительно однородное экономическое развитие и общее желание сделать судоходство более экологически чистым позволили им довольно легко договориться о создании и контроле ЕСА. Успехи, достигнутые в этих зонах, заинтересовали и другие регионы.

Франция, имея многолетний опыт работы в ЕСА на своем северном побережье, является главным идеологом создания Средиземноморской ЕСА. Ряд французских институтов в январе 2019 года обнародовали результаты совместного исследования, в котором описываются технические возможности уменьшения вредных выбросов со стороны морского транспорта в Средиземном море. Приводятся также благоприятные социально-экономические последствия такого решения.

Исследование, заказанное Европейской комиссией и опубликованное несколькими месяцами позже, подтвердило эти выводы. Согласно его расчетам, социально-экономическая выгода от ограничения вредных выбросов в несколько раз превысит расходы.

Италия, которая также имеет планы по активному развитию СПГ-бункеровки (на Сардинии уже строится терминал для перевалки сжиженного природного газа) на правительственном уровне поддержала Францию.

В июне 2016 года в рамках консультаций Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea (REMPEC) 19 средиземноморских стран, представители IMO и ряд других участников поддержали идею создания средиземноморской ЕСА. Однако при этом было обращено внимание на необходимость сохранения баланса интересов, устраивающего все страны региона. Для обеспечения такого баланса требуется разработать и предпринять ряд конкретных мер. Ведь для стран Средиземноморья характерно огромное неравенство в экономическом развитии. Кроме того, роль экологической повестки в их общественно-политической жизни также весьма различается.

ВОЗМОЖНЫЕ ИСТОЧНИКИ СПГ



Источник: составлено авторами

ЧЕРНОЕ МОРЕ И ДОСТУП К СПГ

Кардинальное отличие ситуации в Черном море от Северного и Балтийского морей заключается в том, что оно не имеет терминалов по приему импортного сжиженного природного газа и иной значимой СПГ-инфраструктуры (см. «Возможные источники СПГ»). На это есть ряд причин.

Во-первых, причерноморские страны исторически были ориентированы на трубопроводные поставки природного газа из Советского Союза. Зависимость от импорта из России сохранилась и по сей день. Некоторые государства, главным образом Румыния, разрабатывали также и собственные месторождения, как на суше, так и на черноморском шельфе.

Черное море испытывает значительные экологические нагрузки, усугубляемые медленной циркуляцией и ограниченным обменом воды с остальным Мировым океаном. Судходство является одним из главных источников загрязнения воздуха в Черноморском бассейне

Во-вторых, Турция оставляет за собой право не пропускать СПГ-суда через пролив Босфор. Это односторонний запрет, не поддерживаемый Международной морской организацией и входящий в противоречие с Конвенцией Монре́ о международном статусе турецких проливов. Он обусловлен тем, что власти страны опасаются аварии или террористического акта с участием подобного судна, что могло бы стать существенной угрозой для многомиллионного населения Стамбула. Фактически абсолютно неверное, но растиражированное СМИ и воспринятое обывателями сравнение звучит так: объем энергии в одном СПГ-танкере равен нескольким ядерным зарядам.

Заявления турецких дипломатов подтвердили настрой официальной Анкары на полный запрет прохода СПГ-танкеров через пролив Босфор. Кроме вопросов безопасности, подобную позицию Турции можно также объяснить заинтересованностью в формировании регионального газового хаба и в устранении конкуренции для собственных СПГ-терминалов на побережье Мраморного и Эгейского морей.

Если Турция все же разрешает проход через Босфор крупного танкера, то судно обязано соблюдать ряд условий. В частности, допускается движение исключительно в дневное время и при благоприятных погодных условиях, а также в сопровождении лоцманов и буксиров. Кроме того, проводка крупных судов осуществляется только без встречного движения. Выполнение данных требований с большой долей вероятности может приве-

сти к задержкам при проходе судов, особенно в осенне-зимний период плохой погоды. Сегодня среднее время ожидания для танкера составляет пять-шесть дней, а в январе 2019 года эта цифра достигала 14–16 дней!

Пока остается открытым вопрос о том, будет ли подержан запрет на проход через Босфор для малых СПГ-газовозов грузоподъемностью до 20 тыс. тонн и СПГ-бункеровщиков до 5 тыс. тонн. Учитывая, что пролив регулярно проходят газовозы подобного (и большего) размера с пропан-бутаном (гораздо более опасным для перевозки грузом), не должно возникнуть препятствий, обусловленных требованиями безопасности.

В Северном и Балтийском морях СПГ-бункеровка развивалась на основе существующей мало- и крупнотоннажной СПГ-инфраструктуры. Но в Черном море по вышеописанным причинам она пока полностью отсутствует. Появления новых приемных терминалов в данном регионе в ближайшее время не ожидается, хотя в прошлом подобные проекты рассматривались.

Так, Украина еще в начале 2010-х годов разрабатывала проект импортного СПГ-терминала в порту Южный, вблизи Одессы, мощностью 10 млрд м³ в год с целью уменьшения зависимости от поставок природного газа из России. Однако резкое ухудшение экономической ситуации в стране, уменьшение потребления природного газа, девальвация национальной валюты и провалы менеджмента похоронили этот проект на длительное время. Не обошлось и без скандала. Испанская компания Gas Natural Fenosa, участие которой в этом проекте было широко разрекламировано, официально опровергла данную информацию. А некто Жорди Сарда Бонвеи (Jordi Sarda Bonvehi), подписавший в конце ноября 2012 года под телекамерами «от имени испанской компании» соглашение между испанской Enagas S.A. («дочка» Gas Natural Fenosa) и госпредприятием «LNG-терминал» (входит в структуру украинского «Госинвестпроекта»), оказался самозванцем. Он никогда в этой компании не работал, и следы его впоследствии потерялись.

Вторым возможным кандидатом для размещения СПГ-терминала был порт Констанца в Румынии. Там были проведены предварительные исследования, частично профинансированные Европейским союзом. Получать СПГ планировалось с завода по сжижению, который должен был быть расположен на грузинском побережье Черного моря. А сырье для данного завода поставлялось бы из Азербайджана (проект Azerbaijan – Georgia – Romania Interconnector, AGRI). Однако высокие затраты на инфраструктуру, небольшое расстояние морской транспортировки и конкуренция с наземными трубопроводами TANAP и TAP изначально поставили под вопрос целесообразность данного проекта. И хотя один из ключевых потенциальных инвесторов – Государственная нефтегазовая компания Азербайджанской Республики (ГНКАР/SOCAR) заявляет, что проект по-прежнему находится на рассмотрении, вряд ли стоит ожидать его реализации в обозримом будущем. К тому же этот приемный терминал СПГ рассматривался как регазификационный для поставки

полученного через Грузию азербайджанского СПГ, после его регазификации, в трубопроводную сеть Румынии.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что завод по сжижению природного газа, расположенный на российском черноморском побережье, не имел бы в долгосрочной перспективе серьезной конкуренции со стороны других экспортных или импортных терминалов СПГ в этом регионе для целей бункеровки. Разве что кроме, возможно, турецкого перегрузочного комплекса в Мармаре, предназначенного для заправки судов-бункеровщиков для работы в Черном море, если таковой там будет создан. Но эти суда-бункеровщики также подпадут под общие логистические ограничения по проходу через Босфор (длинные очереди), что резко уменьшит конкурентоспособность турецкой бункеровки СПГ в Черном море по сравнению с российской.

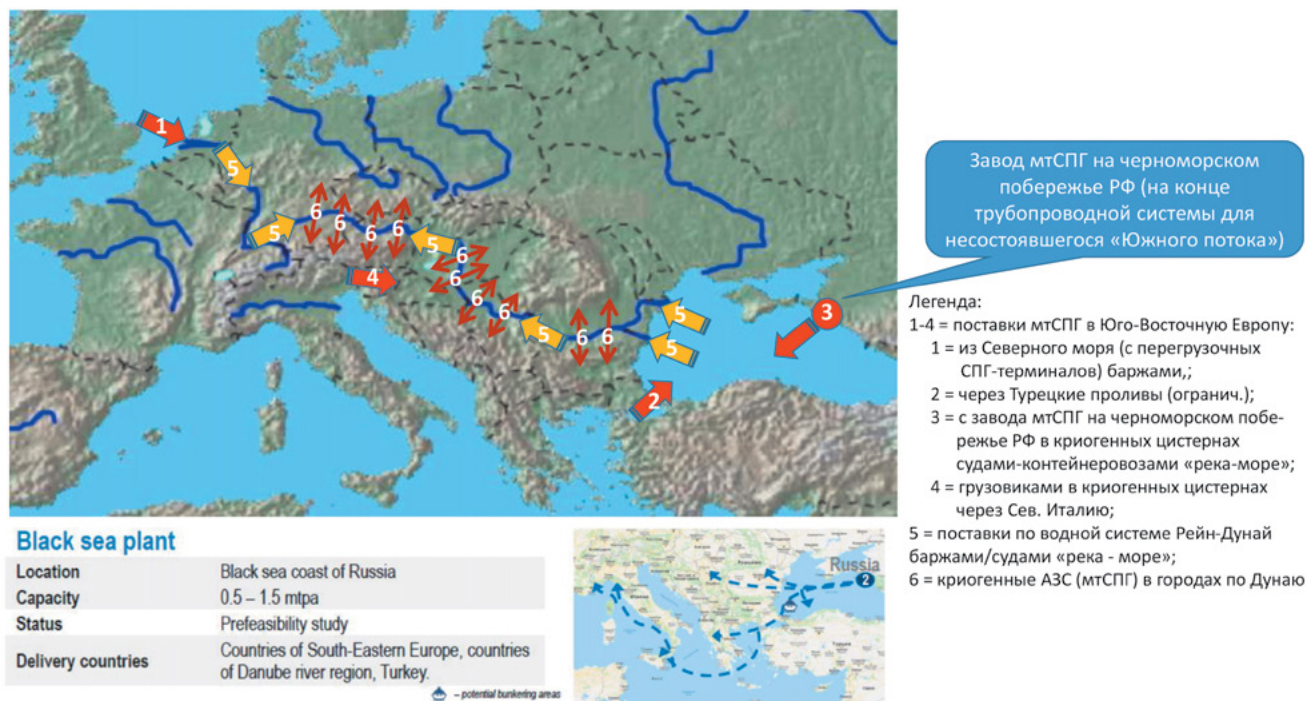
При этом, однако, следует понимать, что российский завод будет не единственным источником поставок малотоннажного СПГ для бункеровки и на сушу в страны Юго-Восточной Европы, то есть в прибрежные районы Черноморско-Дунайского региона (см. «Перспективы формирования рынка малотоннажного СПГ...»). Ему мо-

гут, в теории, составить конкуренцию (помимо поставок с турецких терминалов, особенно на придунайских территориях) поставки малотоннажного СПГ баржами из района Северного моря в рамках единой водной артерии Рейн – Дунай (см. «Дунай как судоходная артерия»).

Еще одна альтернатива – перевозка криогенных цистерн с СПГ автомобильным транспортом через северную Италию, куда уже сегодня осуществляются такие поставки с испанских и французских приемных терминалов СПГ.

Мощности по транспортировке газа (для доставки к черноморскому побережью) в этой части России уже есть. В 2010 году «Газпром» начал расширение Единой системы газоснабжения (ЕСГ) под нужды нового экспортного газопровода, проходящего через Черное море (тогда это был проект «Южный поток») и далее в Центральную Европу на Баумгартен, на австрийско-словацкой границе (традиционный пункт сдачи-приемки российского газа, начиная с первых его поставок из СССР в Западную Европу в 1968 году). Проект расширения российской ЕСГ под нужды «Южного потока» получил название «Южный коридор» (не путать с «Южным газовым коридором» ЕС – трубопроводной систе-

ПЕРСПЕКТИВЫ ФОРМИРОВАНИЯ РЫНКА МАЛОТОННАЖНОГО СПГ ЧЕРНОМОРСКО-ДУНАЙСКОГО РЕГИОНА / ЮГО-ВОСТОЧНОЙ И ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЕВРОПЫ



Источник: A.Konoplyanik, W.Boltz. WS2GAC cochairs proposal for joint RF-EU research, Berlin, 21.10.2019;
 для завода мтСПГ: K.Neuymir (Gazprom). Development of Small and Medium-Scale LNG Infrastructure in Russia. Presentation at 9th SPB International Gas Forum, 1-4.10.2019

мой Азербайджан – Грузия – Турция и далее в Европу). Изначально он включал в себя два маршрута: западный из Воронежской области (880 км) и восточный из Новгородской области (1625 км). Конечной точкой обоих маршрутов должна была стать компрессорная станция (КС) «Русская» в районе Анапы.

В конце 2014 года четырехниточный морской «Южный поток» с выходом на берег в Варне (Болгария) сменился двухниточным «Турецким потоком» с выходом на берег в европейской части Турции – в пункте Кыйыкей. А мощность газопровода была также сокращена вдвое, до 31,5 млрд м³. Поэтому в 2015 году «Газпром» заморозил строительство восточного маршрута, законсервировав уже сооруженные 500 км трубопроводов. Однако в конце 2018 года проект был снова разморожен. «Газпром» решил достроить газопровод протяженностью 1625,6 км по маршруту компрессорная станция (КС) «Починки» (Нижегородская область) – КС «Русская» (Краснодарский край).

Следует отметить, что летом 2016 года «Газпром» и австрийская нефтегазовая компания OMV в ходе Петербургского международного экономического форума подписали рамочное соглашение по развитию индустрии малотоннажного СПГ в Черноморском регионе. Пока стороны находятся на стадии прединвестиционной оценки проекта. Летом 2019 года на той же площадке стороны заключили Меморандум о взаимопонимании в отношении сотрудничества в области СПГ, включая малотоннажный СПГ.

ОЦЕНКА СПРОСА НА СПГ

Пример Северного и Балтийского морей показал, что при наличии благоприятных условий (в виде природоохранного законодательства и инфраструктуры) бункеровка морских судов может за относительно короткий период обеспечить заметные объемы потребления СПГ. Объем бункеровки в Азовско-Черноморском регионе в 2018 году составил 2,43 млн тонн, рост по сравнению с 2017 годом оказался незначительным (+0,5%) – на уровне статистической погрешности. Это примерно 20% всего российского рынка бункеровки. Судя по предварительным данным за первое полугодие, в 2019 году эти объемы остались стабильными.

Рынок достаточно диверсифицирован. Хотя пять крупнейших игроков контролируют три четверти рынка, доминирующей компании на нем нет. ЛУКОЙЛ и «Газпром нефть» борются за первое место, на их долю приходится примерно по 20%. На третьем месте – «Роснефть» (14%). Список лидеров замыкают «Трансбункер» и ЮБК (по 10%).

Основной бункеровочный порт на юге России разумеется, Новороссийск (см. «Региональный рынок бункеровки и оценка спроса на СПГ»). Также бункеровка осуществляется в портах Таманского полуострова, около Таганрога, Ростова-на-Дону и в Туапсе. Небольшой объем бункеровочных операций (до 0,5 млн тонн) проводится в зарубежных портах: Одессе, Констанце, Варне и других.

ДУНАЙ КАК СУДОХОДНАЯ АРТЕРИЯ

После постройки в Германии канала Майн – Дунай в 1992 году река стала частью трансевропейского водного пути от Роттердама на Северном море до Сулина на Черном море (3500 км) – через Рейн, чьим притоком является Майн. Объем транспортных перевозок по Дунаю достиг 80 млн тонн (1987 год). В нижнем течении Дуная существует румынский судоходный канал Дунай – Черное море, а в дельте реки украинский судоходный канал Дунай – Черное море. Судоходство на Дунае продолжается в течение большей части года и прерывается лишь на один-два месяца. В особенно теплые зимы оно не прекращается круглый год. Водные пути на реке подходят для движения судов максимальным размером 110×11,45 м.

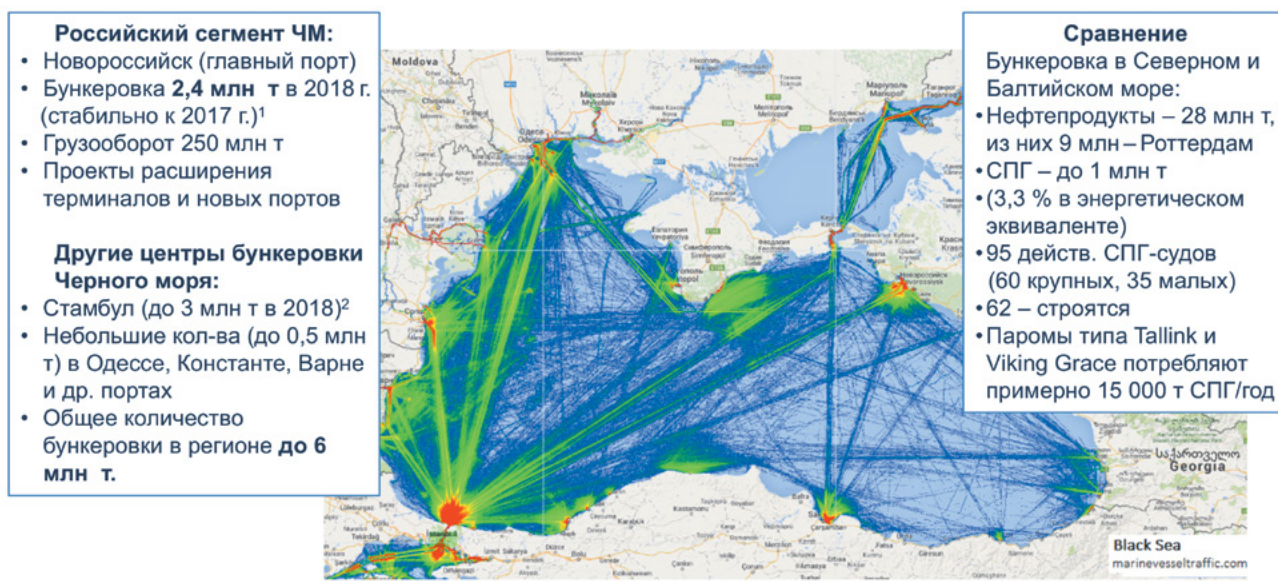
Следует выделить Стамбул и близлежащие порты Мраморного моря, где многие суда вынуждены ждать прохода через Босфор. Объемы бункеровки тут в 2017 году оцениваются в 3 млн тонн, что примерно соответствует объему всего Азовско-Черноморского региона. Ближайший к региону крупный бункеровочный порт на Средиземном море греческий Пирей вблизи Афин.

Исходя из вышеперечисленных сведений, можно оценить общий объем потребления бункеровочного топлива в Черноморском регионе в 6 млн тонн в год. Анализ исторических данных по развитию рынка СПГ-бункеровки в Северном и Балтийском морях (где ее доля в 2018 году, после десятилетия активного введения все более строгих норм выбросов, оценивается в 3,3%) позволяет дать оценку уровня спроса на СПГ в Черноморском бассейне. На 10-летнюю перспективу при оптимистичном сценарии она составит 200 тыс. тонн, при консервативном сценарии – 100 тыс. тонн в год.

Данная оценка основана на нынешнем уровне потребления нефтяного бункеровочного топлива. Она также исходит из того, что в регионе будут приняты вышеупомянутые нормы IMO-2020. Ужесточение природоохранного законодательства, в частности установление зоны контроля за выбросами (аналогично Северному и Балтийскому морям), несомненно, создаст дополнительный спрос на СПГ.

Пока сложно оценить спрос со стороны межконтинентального судоходства (в определении ЕС – Deep Sea Shipping). Неясно, как оно может повлиять на спрос на СПГ для бункеровки в Черноморском регионе (см. «СПГ-бункеровка для межрегиональных перевозок»).

РЕГИОНАЛЬНЫЙ РЫНОК БУНКЕРОВКИ И ОЦЕНКА СПРОСА НА СПГ



При применении исторических данных развития рынка СПГ-бункеровки Северного и Балтийского моря и принятии эколог. законодательства через 10 лет можно ожидать спрос на СПГ от 100 до 150 тыс. т/год.

Источник: Карта: marinetraffic.com

1) XII Russian Forum "Current State and Prospects for Development of Russian Bunker Services Market

2) www.hellenicshippingnews.com 3) Jack Sharples, LNG Supply Chains and the Development of LNG as a Shipping Fuel in Northern Europe, The OIES, 2019

СПГ-БУНКЕРОВКА ДЛЯ МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫХ ПЕРЕВОЗОК

С 2020 года у судоходных компаний появится существенный стимул переходить на СПГ на всем протяжении маршрутов. Например, горнодобывающая компания BHP объявила тендер на создание сухогруза, который должен будет перевозить до 27 млн тонн железной руды в год по маршруту Австралия – Китай.

Одна из ведущих китайских верфей Jiangnan Shipyard строит по заказу некоего европейского судовладельца пять крупных контейнеровозов, способных транспортировать до 15 тыс. 20-футовых контейнеров (TEU) каждый. Эти суда могут потреблять как СПГ, так и нефтепродукты (dual fuel), но из-за дополнительных капиталовложений на оборудование под СПГ судовладелец будет преимущественно стремиться использовать сжиженный газ, как более дешевое топливо. Вместимость танков для СПГ у такого судна составит 14 тыс. м³, что позволит на одной заправке проделать маршрут из Азии в Европу и обратно. Ожидается, что суда будут готовы к 2021–2022 годам. Также появилась информация о том, что заложен СПГ-контейнеровоз, рассчитанный на 22 тыс. TEU.

По данным норвежского классификационного общества DNV GL, сейчас реализуются заказы на строительство 80 океанских судов, использующих СПГ для межрегиональных перевозок. Это больше, чем заказов на суда для работы на региональных рынках (67 единиц).

Международное ценовое агентство Platts начало публикацию индекса цен на бункеровочный СПГ для Роттердама и Сингапура и ожидает, что объем этого рынка за следующее десятилетие вырастет до 15 млн тонн в год.

Компании Qatar Petroleum и Shell создали СП для развития СПГ-бункеровки во всем мире и оценили объем рынка в 35 млн тонн к 2035 году.

СУЩЕСТВУЮЩИЙ ПУТЬ ИЗ СЕВЕРНОГО МОРЯ В ЧЕРНОЕ И КОНКУРЕНТНЫЕ ЗОНЫ ПОСТАВОК МАЛОТОННАЖНОГО СПГ ПО ДУНАЮ ИЗ АКВАТОРИЙ ЧЕРНОГО И СЕВЕРНОГО МОРЕЙ



Источник: составлено авторами на основе карты из www.wikipedia.org/wiki/.../danube-cities

ПОТЕНЦИАЛ РЕЧНОЙ БУНКЕРОВКИ

Наряду с развитием морской бункеровки, потенциальный спрос на СПГ в регионе может сформироваться за счет заправки речных судов на Дунае. Причем как для транзитных перевозок по системе Рейн – Дунай (см. «Существующий путь из Северного моря...»), так и для доставки в расположенные на Дунае населенные пункты.

Среди расположенных на Дунае 53 городов есть и крупные города, и миллионники (см. «Крупные города, расположенные на Дунае»). Туда разнообразные товары доставляются речным грузовым транспортом, широко распространенным в Европе. Развит также пассажирский и туристический речной транспорт.

В 2017 году по Дунаю, по данным Дунайской Комиссии, было перевезено почти 80 млн тонн различных грузов.

В регионе существуют постоянные и стабильные грузопотоки по импорту и экспорту сырья и товаров речным транспортом.

В 2014 году в портах Дуная было зарегистрировано более 4,3 тыс. коммерческих судов разного назначения. Особый шанс для СПГ заключается в том, что значительное количество судов имеет большой и средний возраст. А значит, в перспективе они будут выводиться из эксплуатации. Именно при закладке новых судов легче всего осуществить переход на новый вид топлива.

На Рейне – самой загруженной европейской водной артерии – пока эксплуатируются только единичные

речные суда, использующие СПГ. Подобный пилотный проект – речные танкеры Greenstream и Greenrhine компании Shell, которые были спущены на воду в 2013 году. Второй пример – переоборудованный контейнеровоз нидерландской логистической компании Danser.

Стоимость переоборудования среднего речного судна составляет 1 млн евро (на 20% дороже судна с обычным мотором). Данные инвестиции окупаются примерно за 10 лет. Европейский союз софинансирует проекты по альтернативным видам топлива на транспорте, в том числе и переоборудование судов на СПГ. Существуют сайты (например, нидерландской Ассоциации продвижения СПГ на речном судоходстве) с более точными моделями расчета. Переоборудованные на сжиженный природный газ суда хорошо показали себя в эксплуатации, но компании-операторы жалуются на большое количество бюрократических процедур из-за отсутствия единой законодательной базы, регулирующей использование газомоторного топлива на речных маршрутах. Так, например, заправка СПГ в Германии должна быть согласована минимум за три дня с разными портовыми службами, что не всегда удобно для гибкого логистического бизнеса.

Развитие речной СПГ-бункеровки требует создания соответствующей инфраструктуры. В отличие от морских судов, которые заправляются с бункеровщиков, речные суда заправляются с заправочных комплексов или зафиксированных заправочных барж. Пилотные СПГ-суда заправлялись с колес. Первая стационарная речная

заправка СПГ в Европе была открыта летом 2019 года на Рейне, в кельнском порту компании RheinCargo.

В настоящее время в Черноморском регионе не действуют какие-либо общие нормы, ограничивающие содержание серы в судовом топливе ниже уровня 0,5%. Однако есть и ряд локальных ограничений в портах

Это означает, что предлагаемое нами формирование инфраструктуры заправок с криогенных АЗС со сменными криогенными цистернами для используемого СПГ в населенных пунктах по Дунаю может быть ориентировано как на заправку наземного (преимущественно большегрузного) автотранспорта, так и на заправку речных судов, то есть быть априори берегового базирования.

Сербская компания NIS (дочернее предприятие «Газпром нефти») занимается традиционной бункеровкой и рассматривает возможность строительства станции по заправке судов сжиженным природным газом. Но без постоянного и доступного источника СПГ подобный проект осуществить сложно.

Транспортировка СПГ речными танкерами вверх по Дунаю сама по себе является новым видом бизнеса, приводящим к формированию нового рынка. Между тем вокруг европейских регазификационных терминалов, где есть соответствующие эстакады малотоннажной отгрузки, уже возникли локальные рынки СПГ, снабжение которых осуществляется с использованием автоцистерн. Так, французский оператор Elengy недавно объявил, что с 2013 года отгрузил со своих терминалов более 20 тыс. автоцистерн. В среднем терминал, имеющий возможность налива СПГ в автоцистерны, реализует таким образом несколько десятков тысяч тонн сжиженного газа в год. Однако стандартная автоцистерна может перевезти за один рейс лишь 19 тонн, что ограничивает экономически эффективное расстояние доставки.

Дунайский регион находится вдали от существующих импортных СПГ-терминалов, но даже сейчас туда уже поступают отдельные партии СПГ. Поэтому доставка сжиженного природного газа по Дунаю – либо специальными речными газовозами, либо в танк-контейнерах – может существенно повысить доступность этого топлива в придунайских странах. Начальный спрос на него в регионе оценивается авторами (и подтвержден в интервью с региональными экспертами) в 10–20 тыс. тонн в год.

Дон, Волго-Донской канал и Волга активно используются для речной перевозки грузов в сезон навигации (апрель–ноябрь). Пилотный перевод части данных речных перевозок с дизеля на СПГ может стать дополнительным рынком сбыта для СПГ и ориентиром

КРУПНЫЕ ГОРОДА, РАСПОЛОЖЕННЫЕ НА ДУНАЕ

- ◆ Вена – Австрия (1822 тыс. чел./2018)
- ◆ Будапешт – Венгрия (1798 тыс. чел./2017)
- ◆ Белград – Сербия (1234 тыс. чел./2014)
- ◆ Братислава – Словакия (426 тыс. чел./2017)
- ◆ Галац – Румыния (249 тыс. чел./2011)
- ◆ Брэила – Румыния (210 тыс. чел./2007)
- ◆ Линц – Австрия (194 тыс. чел./2013)
- ◆ Русе – Болгария (159 тыс. чел./2016)
- ◆ Регенсбург – Германия (151 тыс. чел./2017)
- ◆ Измаил – Украина (76 тыс. чел./2011)
- ◆ Пассау – Германия (52 тыс. чел./2017)
- ◆ Видин – Болгария (47 тыс. чел./2016)
- ◆ Вуковар – Хорватия (28 тыс. чел./2011)

для других речных компаний, одновременно обеспечив повышение спроса на это более экологичное топливо. Речному флоту Российской Федерации (как, впрочем, и речному флоту на Дунае) необходима модернизация. Средний возраст речных грузовых судов в РФ составляет более 38 лет. При этом всего 2,8% грузооборота страны проходят по рекам.

Любые решения, касающиеся судоходства в Средиземноморье, автоматически оказывают сильное влияние на транспортные операции в бассейне Черного моря

Минтранс в 2019 году подготовил проект Концепции развития внутренних водных путей до 2024 года с объемом финансирования 242 млрд рублей. В рамках этого проекта министерство предлагает построить 118 новых судов водоизмещением до 2 тыс. тонн на сумму 18 млрд рублей. Хороший повод, чтобы оценить перспективы и экономику перевода части этого нового парка судов на СПГ или на dual fuel.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ СТРАН РЕГИОНА

Турецкое правительство в 2015 году рассматривало возможность установления зоны контроля за выбросами серы в Мраморном море и черноморских проливах. Моделирование подобной зоны показало, что выбросы

оксида серы в Стамбульской агломерации, где проживают более 20 млн человек, в таком случае сократятся более чем на 40%. Это, несомненно, положительно скажется на здоровье людей в этом регионе.

Румыния и Болгария как страны-члены Европейского союза особо восприимчивы к темам охраны окружающей среды, сокращения выбросов и декарбонизации, ибо вынуждены руководствоваться более жесткими нормами ЕС.

Кардинальное отличие ситуации в Черном море от Северного и Балтийского морей заключается в том, что оно не имеет терминалов по приему импортного сжиженного природного газа и иной значимой СПГ-инфраструктуры

Создание зоны контроля за выбросами серы в Черном море могло бы вдохнуть новую жизнь в Организацию черноморского экономического сотрудничества (ОЧЭС). Она создана в 1999 году и объединяет 12 государств Причерноморья и Южных Балкан, ее секретариат располагается в Стамбуле. Нынешнее председательство Греции в этой организации проходит под лозунгом «Черное море, зеленая энергетика, синий рост». В том числе уделяется особое внимание повышению экологической безопасности морского транспорта в регионе.

Свою роль могло бы сыграть и Энергетическое сообщество – объединение ЕС и девяти соседствующих с ним государств, имеющих целью создать единый трансъвропейский энергетический рынок на основе энергетического и конкурентного законодательства ЕС, продвинуть правила и принципы формируемого единого внутреннего энергетического рынка ЕС в страны Юго-Восточной Европы и Черноморского региона.

ПЛАТФОРМА ДЛЯ ДИАЛОГА

Следует еще раз подчеркнуть важность природоохранного законодательства как стимула повышения спроса на СПГ-бункеровку. Новые нормы IMO 2020 – это хорошо. Но, как показывает пример Балтийского и Северного морей, дополнительные региональные ограничения играют важную роль в конкурентной борьбе СПГ с другими судовыми топливами.

Для организации зон контроля за выбросами необходимо взаимодействие прибрежных государств. В бассейне Черного моря, в Центральной и Юго-Восточной Европе платформой для энергетического и экологического диалога Россия – ЕС и Россия – Турция может стать Организация черноморского экономического сотрудничества (ОЧЭС), а также Энергетическое сообщество.

Для Евросоюза формирование зоны контроля за выбросами интересно в рамках общей экологической повестки. Для Турции – это возможность сделать чище воздух в Стамбуле и снизить негативное воздействие на здоровье населения. Для всех стран Центральной и Юго-Восточной Европы – это возможность поддерживать и экономический рост, и декарбонизацию, то есть снять ограничения для сектора морской и/или речной транспортировки со стороны природоохранной/климатической повестки.

Расчеты, результаты которых приведены в этой статье, подтверждают, что спрос на СПГ только для морской бункеровки в Черноморском регионе к 2025 году может, по консервативной оценке, достичь 100 тыс. тонн в год. Причем спрос на сжиженный природный газ в данном секторе будет расти не за счет переоборудования существующих судов, а благодаря замене старых судов на новые. Следовательно, ожидается плавное увеличение объемов потребления СПГ и отсутствие взрывного роста спроса в этом сегменте. Кроме того, прогнозируется первоначальный спрос в размере 10–20 тыс. тонн на малотоннажный СПГ для бункеровки на Дунае.

Спрос в объеме 100–120 тыс. тонн в год достаточен только для загрузки малотоннажного завода по сжижению, но недостаточен для среднетоннажного предприятия. Малотоннажный завод, в свою очередь, не может эффективно работать в связке с судном-бункеровщиком. Поэтому необходимо исследовать дополнительные рынки сбыта в регионе, в том числе изучить возможность доставки малотоннажного СПГ на север и северо-восток Турции и поставок вверх по Дунаю. За счет этого возможно обеспечить децентрализованное газоснабжение и использование СПГ как газомоторного топлива. В первую очередь на тяжелом грузовом транспорте, на долю которого приходится 70% линейных перевозок в ЕС, а также на железнодорожном транспорте.

Завод по сжижению природного газа, расположенный на российском черноморском побережье, не имел бы в долгосрочной перспективе серьезной конкуренции со стороны других экспортных или импортных терминалов СПГ в этом регионе

Малотоннажное производство СПГ становится вполне самостоятельным сегментом газового бизнеса. Развивая его, российские компании могут выйти на европейский рынок с новым продуктом, не конкурирующим с трубопроводным газом, но конкурентоспособным по сравнению с традиционно используемыми энергоносителями, в том числе мазутом и дизельным топливом. ■



Европейский рынок газа: очередные вызовы и новые горизонты

ВАЛЕРИЙ НЕМОВ

Заместитель начальника управления структурирования контрактов и ценообразования ООО «Газпром экспорт»

Прошедший 2019 год выдался непростым для экспортеров газа. На рынке сложилась уникальная комбинация негативных факторов. Это, во-первых, рекордно высокий уровень запасов газа в европейских хранилищах, накопленных в результате стремления участников рынка управлять риском прерывания транзита через Украину. Во-вторых, масштабное увеличение предложения СПГ на мировых рынках. В-третьих, падение цен торговых площадок. В-четвертых, аномально теплая зима, притом во всех ключевых центрах мирового потребления, включая Восточную Азию, из-за чего прогнозы роста азиатского спроса, способного поглотить все новые объемы предложения СПГ, не оправдались.

В 2019 году на Европу пришлось практически 90% мирового прироста импорта СПГ – цифра, которую годом ранее любой из аналитиков посчитал бы не иначе как фантастической.

Носит ли сложившаяся ситуация системный характер и скоро ли экспортеры газа смогут вздохнуть с облегчением?

СЛОЖНАЯ СИТУАЦИЯ ПО ИТОГАМ ГОДА

Чтобы немного разбавить коктейль из негативных факторов, выделим сразу один положительный момент. По итогам 2019 года объем потребления природного газа в Европе увеличился по сравнению с прошлым годом на 10 млрд м³ или 1,8%, составив 559 млрд м³. Весьма значительное отрицательное влияние на потребление при этом оказал погодный фактор. Температурный индекс Европы был ниже средних многолетних значений (всего 92,6%) за счет те-

плой погоды в феврале-марте и октябре-декабре. Как следствие, рассчитанный отрицательный вклад погодного фактора в динамику потребления составил целых 26 млрд м³ или –4,5%. Однако негативное влияние погодного фактора было более чем компенсировано повышением доступности газа в связи со снижением его цены.

В результате потребление газа в секторе производства электроэнергии увеличилось на 8,1 млрд м³ или 4,8% (см. «Структура потребления газа в Европе по секторам»). Отмечался также рост в секторе промышленности



(+2,8 млрд м³ или +0,9%). Но более интересно то, что в коммунально-бытовом секторе, который в наибольшей степени зависит от погоды, фактическое снижение потребления газа было незначительным (всего 1 млрд м³ или -0,5%). Расчетливый европеец, глядя на уменьшившийся счет за отопление, добавил градусов на термостате и снял свой домашний свитер.

Снижение экономической активности стран Европы было компенсировано благоприятной ценовой конъюнктурой и не оказало негативного влияния на спрос на газ. Индекс промышленного производства в 2019 году заметно снизился по сравнению с 2018 годом и составил -1,5%. Индекс доверия в промышленном секторе экономики, являющийся индикатором субъективного отношения к перспективам роста, продолжал снижаться в течение всего 2019 года и в конце IV квартала находился на уровне -10,1 п.п., что является самым низким показателем с июня 2013 года.

Существенным фактором для рынка газа в 2019 году стал рост его импорта (+34,8 млрд м³ или +10,7%), в первую очередь за счет увеличения импорта СПГ при сокращении трубопроводных поставок. Собственная добыча в Европе при этом сократилась на 15,7 млрд м³ или на 6,2%. Более половины этого сокращения пришлось на Норвегию и одна пятая – на Нидерланды.

На фоне роста предложения газа увеличились объемы его реверса на Украину (+3,8 млрд м³ или +35,2%). С учетом сокращения экспорта СПГ (-2,9 млрд м³), включающего поставки из Норвегии в другие регионы и реэкспорт, рост чистого импорта в Европу составил 33,9 млрд м³ или 11%.

«ГАЗПРОМ» И ДРУГИЕ ПОСТАВЩИКИ

Объемы экспорта «Газпрома» в Европу на фоне упомянутых факторов продемонстрировали устойчивость, снизившись на 2,9 млрд м³ или на 1,4%, до 199 млрд м³. В объемы экспорта в 2019 году также включены сделки РЕПО, объем по которым составил 7,6 млрд м³.

Среди важных составляющих экспорта стоит отметить поставки в Турцию, традиционно включаемые в показатели европейского рынка. Они сократились на 8,5 млрд м³ по сравнению с 2018 годом в силу продолжающегося в стране экономического кризиса, слабого курса лиры и увеличения импорта СПГ. Исключив Турцию из общей картины, мы видим, что до конца 2019 года «Газпром» демонстрировал даже рост экспорта.

Его доля в европейском потреблении по итогам года снизилась до 35,6% (-1,2 п.п.), а в потребности в импортном газе – до 59,2% (-7,5 п.п.).

Какова же ситуация с другими поставщиками на европейский рынок? Крупнейшие европейские производители в 2019 году снижали свои поставки. На фоне падения цен Норвегия вела продолжительные ремонтные работы, сократив поставки на 7,8 млрд м³ или 5,9% по сравнению с предыдущим годом. При этом только в сентябре 2019 года поставки снижались на целых 32% к аналогичному месяцу прошлого года, до уровня начала 2000-х годов. Великобритания и Нидерланды продолжили тренд сокращения добычи (-1,2 млрд м³ или -2,8% и -2,9 млрд м³ или -8,3%, соответственно).

СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА В ЕВРОПЕ ПО СЕКТОРАМ, млрд м³

	2018 г.	2019 г.	2019 г. к 2018 г.	
Совокупное потребление газа	548,9	559,0	10,1	1,8 %
Потребление газа в производстве электроэнергии	169,1	177,2	8,1	4,8 %
Доля производства электроэнергии в структуре потребления газа	30,8 %	31,7 %	0,9 %	
Коммунально-бытовой сектор	207,9	206,9	-1,0	-0,5 %
Промышленность	148,7	151,5	2,8	0,9 %
Прочее	23,2	23,4	0,2	0,5 %

Источник: «Газпром экспорт»

Стоит отметить разнонаправленную динамику поставок трубопроводного газа и СПГ из Алжира. При общем снижении поставок из этой страны на 9,7 млрд м³ (что составляет впечатляющие 20%), поставки СПГ в Европу увеличились (+3,1 млрд м³ или +24%). Таким образом, сокращение по отдельному сегменту трубопроводов составило более 35%. Катар заметно увеличил поставки СПГ в Европу (на 8,8 млрд м³ или на 37,9%) при уменьшении своего экспорта в другие регионы (– 6,9 млрд м³ или –8,2%). Катар не вводил в 2019 году новых заводов по сжижению, но в связи с запуском мощностей в Австралии произошло вытеснение части катарских спотовых объемов с азиатского рынка на европейский.

СИТУАЦИЯ С СПГ

Обратимся к, пожалуй, наиболее яркому фактору европейского баланса (или, что будет более точным определением, – дисбаланса) в 2019 году – объемам поступления СПГ. Его суммарный импорт в Европу увеличился на 47,1 млрд м³ или на 69,4%. В первую очередь, это произошло вследствие выхода на рынок новых объемов из России (+13,7 млрд м³) и дополнительных объемов из США (+14,6 млрд м³) и Катара. В этой связи наблюдался более чем полуторакратный рост загрузки терминалов СПГ – с 31% в 2018 году до 50% в 2019-м. Напомним,

что в период между 2014-м и 2017 годом он в среднем не превышал 25%.

Стоит отметить сезонный характер выбора направления поставок с проекта «Ямал СПГ». Так, поставки в Европу снизились с 5,9 млрд м³ во II квартале до 4 млрд м³ в III квартале. А в IV квартале произошел обратный рост, до 4,9 млрд м³. Такая динамика обусловлена, прежде всего, увеличением поставок в страны Азии (1,8 млрд м³ в III квартале по сравнению с 0,1 млрд м³ в первом полугодии). В IV квартале, как и ожидалось, поставки азиатским покупателям снизились до 1,5 млрд м³.

Характерно, что в 2019 году объем поступившего в Европу СПГ не определялся потребностями рынка. Напротив, избыток мирового предложения нашел в Европе «последнее пристанище». Часть этого СПГ, уже регазифицированного, осела в хранилищах в ожидании зимы.

В прошлом году явный избыток предложения СПГ наблюдался в сегменте незаконтрактованного спроса. Контрактные импортные цены в Японии и Республике Корея снизились на 0,3 и 3,9%, соответственно. Тогда как на спотовом рынке Восточной Азии средние цены опустились на 43,6% по сравнению с 2018 годом. В результате «азиатская премия» (разница между спотовыми котировками Азии и Европы) в прошлом году составила всего \$0,7/млн БТЕ по сравнению с \$2,1/млн БТЕ годом ранее. Это не способствовало привлекательности азиатского рынка для поставок.

РОСТ ЗАПАСОВ

Что касается запасов газа в европейских хранилищах, то их объем к концу IV квартала 2019 года оказался выше как уровня прошлого года (+21 млрд м³), так и среднего уровня в 2013–2018 годах (+23,6 млрд м³). Уровень заполнения хранилищ к концу года достиг 81,7%, что значительно выше показателей предыдущего года (+16,3 п.п.).

Не секрет, что запасы активно пополнялись участниками рынка летом 2019 года, что составляло поддержку не только спросу на импортный газ, но и уровню ценовой форвардной кривой.

Вне всякого сомнения такой существенный объем накопленного газа, дамокловым мечом висевший над форвардными рынками, по мере прояснения ситуации с перспективами транзита через Украину стал важнейшим фактором снижения цен торговых площадок в конце 2019 года с поставкой на 2020 год.

ЦЕНЫ И МЕЖТОПЛИВНАЯ КОНКУРЕНЦИЯ

Котировки на месяц вперед на нидерландском хабе TTF, начав год на уровнях порядка \$250/тыс. м³, к концу года снизились до \$120. Среднегодовой уровень при этом составил \$168,1/тыс. м³, что на 37,7% меньше, чем в 2018 году.

Цены на другие энергоносители в прошлом году также характеризовались негативной динамикой. Нефтяные

котировки снизились на 10,2% (по данным Bloomberg), составив в среднем \$64,2/барр. Цена на уголь существенно упала – на 20,9% по сравнению с 2018 годом, составив в среднем \$67,1/т. Однако цена разрешений на выбросы CO₂ благодаря успешным мерам по балансировке этого рынка значительно выросла и достигла €24,9/т (+56,6% к 2018 году).

Более быстрое снижение цен газа и рост стоимости выбросов CO₂ привели к тому, что в 2019 году, согласно оценкам Carbon Tracker, 84% электростанций на буром угле и 76% на каменном угле в Европе были убыточны. Экономика газовой генерации, в свою очередь, была более выгодна. Так, в Германии цены на хабе NCG находились в диапазоне переключения с угля на газ или были ниже него практически в течение всего года. В Великобритании, где действует дополнительный налог на выбросы парниковых газов, газовая генерация надежно обеспечивала положительную маржу производителям электроэнергии. Напротив, угольные электростанции, которые предполагается полностью закрыть в 2025 году, не окупали даже операционных издержек. Это, однако, не означает автоматически, что все газовые мощности используются, а угольные простаивают. В силу многочисленных физических ограничений и организации сетей определенные угольные станции должны работать для снабжения локальных потребителей. Но степень использования мощностей газовой генерации в Европе в 2019 году выросла и находится на уровне 40,6%, что все еще оставляет некоторый потенциал для дальнейшего перехода с угля на газ в среднесрочной перспективе.

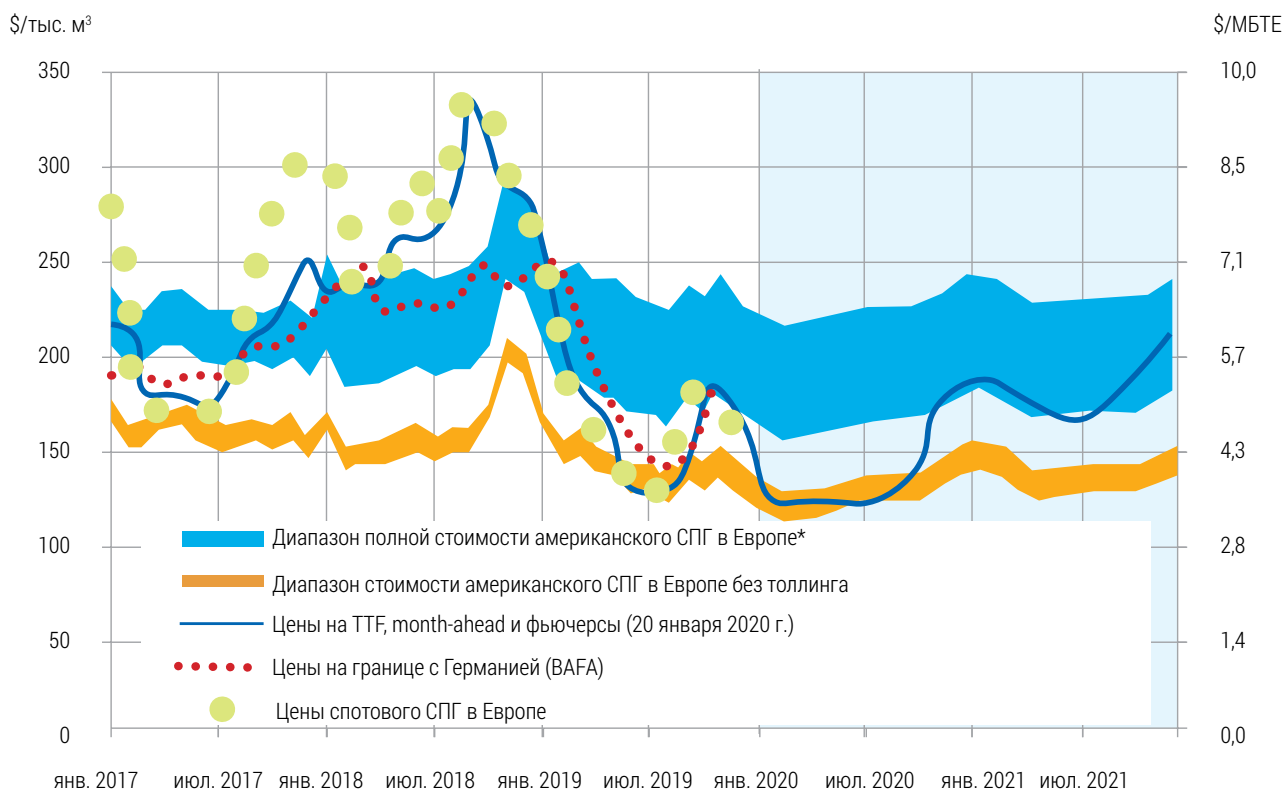
Однако необходимо отметить, что рост стоимости выбросов CO₂ снижает относительную привлекательность ископаемых видов топлива в целом на фоне политики ЕС по развитию возобновляемой энергетики и в долгосрочной перспективе (после полной ликвидации угля) для газа невыгоден.

ГАЗОВЫЕ ХАБЫ

Положительную динамику по итогам 2019 года продемонстрировали объемы торгов на газовых хабах. Снижение зафиксировано только на площадках, торгующих в британских фунтах. Среди крупнейших площадок с высоким уровнем ликвидности выделяется лидер по абсолютному объему торгов – нидерландская TTF (рост на 41,1%, в том числе объема биржевой торговли – вдвое, внебиржевой – на 22,8%). А бывший лидер – британская NBP, напротив, показала падение (–17,3%).

Коэффициент ликвидности churn ratio на TTF превысил планку 100, а на NBP составил порядка 18. Напомним, рекомендуемое Агентством по взаимодействию регуляторов энергетики ЕС (ACER) значение критерия churn ratio должно быть не менее 8 для признания хаба ликвидным. Знаковым моментом стало то, что churn ratio хаба VTP Austria достиг отметки 9, благодаря чему австрийская торговая площадка стала третьей в Европе, которую можно причислить к ликвидным.

ДИНАМИКА ЦЕН НА ГАЗ В ЕВРОПЕ И СЕБЕСТОИМОСТИ* ПОСТАВОК СПГ ИЗ США В ЕВРОПУ



*На основе форвардных цен Henry Hub, $P = HH * 115\% + X$, где X — затраты на сжижение, шиппинг, регазификацию.
Диапазон стоимости сжижения указан при норме внутренней доходности от 5 до 8 %

Источник: «Газпром экспорт»

ЧТО ОБЕЩАЕТ 2020 ГОД?

Как мы видим, предыдущий 2019 год нельзя охарактеризовать как исключительно мрачный для поставщиков газа. Очевидно, что для рынков, и в частности покупателей, год был интересным и даже благоприятным.

Нынешний год начался с того, что текущие цены европейских торговых площадок просели еще глубже (котировки на день вперед опускались ниже \$100/тыс. м³). В свою очередь, спотовые цены СПГ в Азии показали феноменальное падение до уровней даже ниже европейских. Так что в какие-то дни стало в пору говорить об «азиатском дисконте» или «европейской премии».

Столь глубокое падение вызвано экстраординарной ситуацией с распространением коронавируса, из-за чего импорт СПГ в Китае в январе-феврале впервые за долгое время снизился. Данный фактор, безусловно, представляет собой самую главную неопределенность 2020 года, делающую тщетной любую попытку построения прогнозов. На момент написания этой статьи количество новых случаев заражения в Китае снижается, поступает информация о перезапуске временно оста-

новленных промышленных объектов, что должно поддержать спрос на энергию и соответствующим образом на импорт сжиженного природного газа. Цены спотового СПГ в марте восстановились до \$105–110/тыс. м³, то есть примерно до уровней европейских хабов.

Важно отметить, что рынок Европы на этом фоне пока не встретил возрастающих объемов СПГ, перенаправленных из Азии. Дело в том, что в текущей низкой ценовой конъюнктуре владельцам партий СПГ, находящихся на воде в АТР, менее затратно найти покупателя в этом регионе, чем оплачивать транспорт вокруг всего континента. Этим и можно объяснить тот факт, что часть партий была реализована по бросовым ценам, которыми охотно воспользовались покупатели, к примеру, в Индии (импорт СПГ этой страной в феврале 2020 года достиг рекордной величины 2,6 млн тонн).

Стоит ли в 2020 году ожидать усугубления той ситуации с избытком предложения СПГ, которая складывалась с конца 2018 года, обрушившись как цунами на европейский рынок? Весьма вероятно, не стоит, поскольку текущий уровень цен формирует ситуацию, когда даже операционные затраты доставки СПГ маржинального производителя на рынки едва могут быть покрыты (см.

«Динамика цен на газ в Европе и себестоимости поставок СПГ из США в Европу».

По итогам 2019 года объем потребления природного газа в Европе увеличился по сравнению с прошлым годом на 10 млрд м³ или 1,8%, составив 559 млрд м³

Единственный возможный сценарий продолжения снижения цен в таких условиях – это дальнейшее падение цены газа в США, которая уже и так, к слову, находится на многолетних минимумах. Вряд ли такой сценарий можно охарактеризовать как высоко вероятный, принимая во внимания тот факт, что некоторые из американских производителей газа, из последних сил борясь за выживание, объявляют о снижении инвестиций в бурение. Даже Energy Information Administration – официальный орган, данными и оценками которого руководствуются все игроки рынка, осторожно ожидает стабилизации и последующего снижения добычи газа в США.

Что касается производителей СПГ, то они, очевидно, будут стараться максимально отложить сроки запуска новых мощностей, дожидаясь хотя бы некоторой стабилизации рынков. Нет нужды в том, чтобы вываливать на рынок с уровнем цены \$3/млн МБТЕ новые объемы. Ведь даже там, где речь идет о вступлении в силу обязывающих контрактов, эффективнее будет купить партию на спотовом рынке и поставить в рамках контракта по более высокой цене. Таким образом, ситуация с конкуренцией трубопроводного газа и СПГ, скорее всего, будет воспроизводить ситуацию прошлого года.

ПРИРОДНЫЕ СЮРПРИЗЫ

Как же быть с избытком газа в европейских хранилищах? Теплая погода в начале 2020 года вынуждает констатировать, что в начало летнего сезона закачки европейский рынок войдет с хранилищами, заполненными более чем наполовину. Существует мнение, что летом европейцы практически не будут заниматься закачкой. Дескать, украинского риска больше нет, поэтому нет и целесообразности забивать мощности под завязку. Од-

нако это представляется неверным по двум причинам.

Во-первых, на европейском рынке сейчас возросла потребность в сезонной гибкости со стороны хранилищ, так как нидерландское месторождение Гронинген, ранее обеспечивавшее эту гибкость (разница между объемами зимней и летней добычи достигала четырехкратной величины), теперь ее не может предоставить.

Во-вторых, основным фактором целесообразности создания сезонных запасов сейчас служит наличие сезонного спреда. А он, учитывая стоимость форварда на зиму 2020/2021 порядка \$160/тыс. м³, делает выгодной закачку в хранилища при покупке по летним ценам рынка.

В любом случае на многое еще может повлиять погодный фактор. Будут ли остальные месяцы года отмечены погодными аномалиями (и в какую сторону) – сказать сложно. Непредсказуемость европейского рынка только усилилась за последние годы из-за растущей доли возобновляемой энергетики. 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 уже более 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. В 2019 году переключения с угля на газ приобрели системный характер, и в 2020-м эта ситуация также будет иметь место.

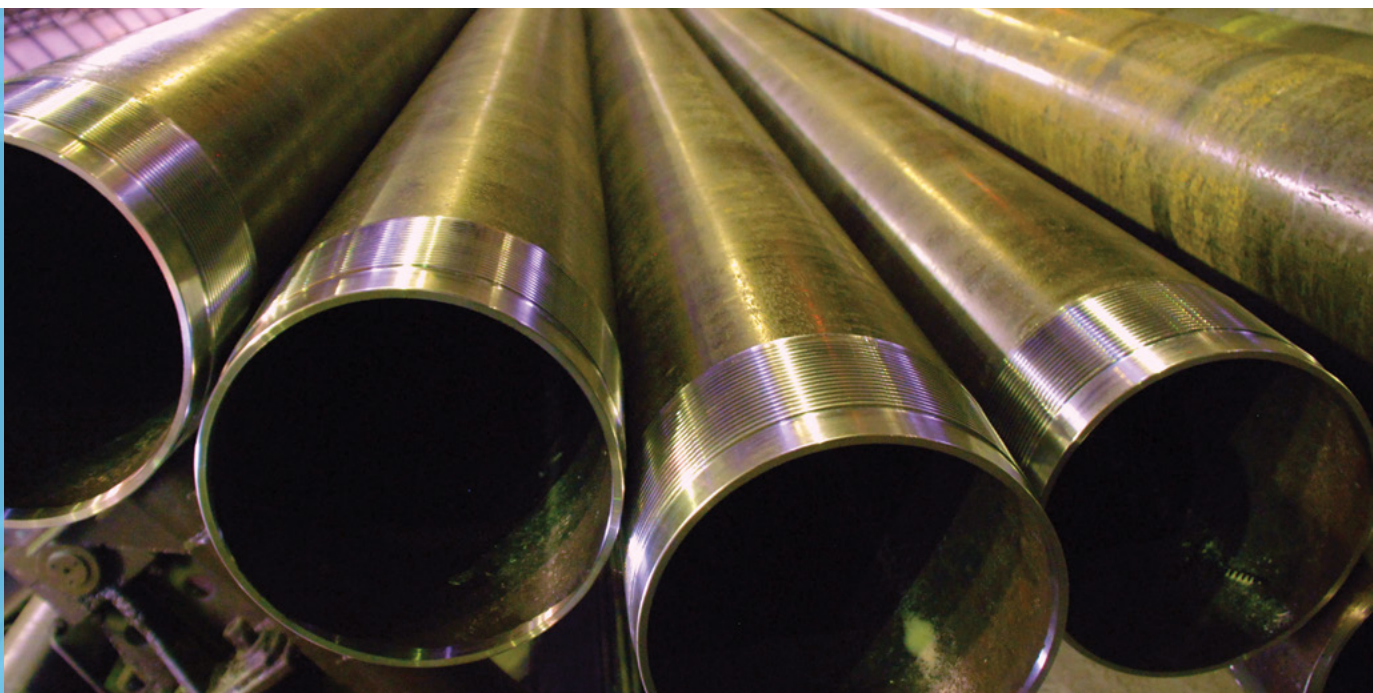
Отвечая на вопрос, скоро ли экспортеры газа увидят ослабление конкуренции, вероятно, следует поставить срок не ранее IV квартала – с наступлением нового зимнего сезона.

Что касается покупателей газа, то, вероятно, их ожидает еще один удачный год. И для развития потребления газа условия складываются самые что ни на есть благоприятные. Равно как и для выполнения климатических целей: если использование газа продолжит расширяться за счет вытеснения угля, мы, скорее всего, увидим уже не просто стабилизацию, а сокращение выбросов углекислого газа в 2020 году. 



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

www.ngv.ru



Умные трубы для трудной нефти

Материал предоставлен Фондом развития трубной промышленности

Остаточные запасы российских нефтяных месторождений с легко извлекаемыми углеводородами падают, что может в дальнейшем привести к снижению объемов добычи в целом. В ответ на сложившиеся условия компании ТЭК внедряют цифровые технологии и используют уникальную продукцию для добычи трудноизвлекаемой нефти и комплексные решения, которые предлагают российские трубники.

ОТ ВЫЗОВА К ДЕЙСТВИЮ

Основной вызов нефтегазовой отрасли сегодня – снижение качества ресурсной базы. Так, в конце 2019 года по поручению Правительства РФ была проведена инвентаризация запасов нефти с целью оценки экономической эффективности разработки месторождений объемом более 5 млн тонн сырья. Всего проинспектировали 593 нефтяных месторождения из 719, а это 64% объектов с трудноизвлекаемыми запасами объемом более 5 млн тонн. Инвентаризация показала, что обеспечен-

ность рентабельными запасами разрабатываемых месторождений составляет всего 29 лет, а с учетом разведываемых месторождений – 34 года. При этом главные российские нефтяные месторождения эксплуатируются далеко не первый год – из-за этого их остаточные запасы снижаются, а структура ухудшается.

Отсутствие новых крупных объектов с «легкой» нефтью вынуждает компании максимально продлевать срок эксплуатации зрелых месторождений. Рецепт для решения этой проблемы – умные, или интеллектуальные, месторождения, на которых задействуются

самое передовое оборудование и технологии добычи, прежде всего, трубы. Второй путь – искать способы разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Отсутствие новых крупных объектов с «легкой» нефтью вынуждает компании максимально продлевать срок эксплуатации зрелых месторождений. Рецепт для решения проблемы – умные месторождения, на которых задействуется самое передовое оборудование, прежде всего трубы

Так, основной резерв отечественной нефтедобычи сегодня – трудноизвлекаемые запасы Крайнего Севера и арктического шельфа. Это «трудная» нефть, которой в России не менее 40%. Безусловно, для добычи сырья в сложных условиях (в том числе, в условиях вечной мерзлоты) требуются самое передовое оборудование и современные технологии, направленные на повышение объемов извлечения углеводородов.

В результате для современной отечественной нефтегазовой отрасли интеллектуальные месторождения и заводы, роботы и дроны-беспилотники – не отдаленное фантастическое будущее, а настоящее. Старт цифровой добыче нефти еще в 2000-х годах дали BP и Shell, а сегодня цифровизация коснулась всех участников отрасли, не исключая российские компании. Отечественный нефтегаз сегодня переживает настоящую цифровую революцию – это и использование 3D-сейсмомоделирования, и обработка огромных массивов данных, и моделирование пластов.

РАБОТА НА ИМПОРТООПЕРЕЖЕНИЕ

«Усложнившиеся условия строительства промышленных объектов, повышенные требования к технической надежности и безопасности для окружающей среды предполагают создание и постоянное совершенствование специальных видов труб и соединений, внедрение цифровых технологий. Без них существует угроза непредсказуемых отказов систем, а также потерь объемов добычи и аварий», – комментирует ситуацию директор НО «Фонд развития трубной промышленности» Игорь Малышев.

Продвижение на Крайний Север потребовало подключить не только цифровые решения, но и инженерные инновации в сфере оборудования для нефтедобычи. Их интенсивно генерирует отечественная трубная отрасль, задача которой – обеспечивать поставки необходимого оборудования для нефте- и газодобычи, которое еще несколько лет назад закупалось исключительно за рубежом.

«Сегодня российские трубные компании работают не просто на импортозамещение, но и на импортоопережение, предоставляя нефтегазовому сектору широкий спектр труб особого назначения: нарезные трубы нефтяного сортамента, трубы среднего и большого диаметра, насосно-компрессорные трубы, магистральные трубопроводы, обсадные трубы», – отмечает Малышев.

ТМК: СТАВКА НА УНИКАЛЬНУЮ ПРОДУКЦИЮ

Трубы для сложных условий добычи углеводородов – пожалуй, главное направление работы Трубной Металлургической Компании (ТМК). Научно-исследовательские и инженерно-технические работы компания проводит в собственных центрах: в челябинском РосНИТИ и в новом Научно-техническом центре в «Сколково», который был открыт осенью прошлого года. Последний оснащен уникальным оборудованием для разработки, цифрового моделирования и проведения сложных испытаний новых материалов, конструкций и технологий. Этот испытательный комплекс – лишь пятый в мире и единственный в России.

Делая ставку на создание уникальной продукции, ТМК сегодня предлагает несколько инновационных решений для нефтегазовых компаний. К примеру, это теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ), которые применяются в качестве верхней секции трубной колонны в условиях вечной мерзлоты и для добычи высоковязкой нефти методом пароциклической обработки. ТМК занимает доминирующее положение на российском рынке в сфере поставок труб из высокопрочной стали 13Cr (с высоким содержанием хрома) для работы в коррозионных средах и специальных видов труб из хромоникелевых сплавов. Последние предназначены для очень сложных газоконденсатных месторождений, которые характеризуются чрезвычайно жесткими условиями и агрессивными средами.

Задача отечественной трубной отрасли – обеспечивать поставки необходимого оборудования для нефте- и газодобычи, которое еще несколько лет назад закупалось исключительно за рубежом

Усложнение конфигурации нефтяных и газовых скважин, работа в новых, более экстремальных условиях предъявляют повышенные требования и к резьбовым соединениям. Ответом на этот вызов стало производство линейки премиальных соединений ТМК UP. Самое совершенное из них – это ТМК UP CENTUM. Оно обладает 100%-ной эффективностью на сжатие и растяжение: прочность соединения равна прочности трубы, что существенно



повышает надежность трубной колонны при строительстве сложных профилей нефтегазовых скважин. Соединение проверено по самым жестким международным стандартам и может использоваться в любых скважинах.

Также ТМК работает над проектом «Вечной скважины». Его цель – повысить срок эксплуатации скважины до 15 лет против сегодняшнего одного года. При создании такой скважины используется ряд инновационных инженерных решений, в частности, в области повышения стойкости к коррозии. На сегодняшний день ведутся испытания новой трубной продукции в нескольких тестовых скважинах на месторождениях «Газпром нефти».

Отдельно стоит упомянуть проекты с применением цифровых технологий. Например, осенью 2019 года ТМК представила проект «Умная труба». Это инновационная труба большого диаметра со встроенными под наружное защитное покрытие чувствительными сенсорами для контроля в режиме реального времени давления, температуры, напряжений и деформаций. Оптоволоконные датчики диагностируют состояние труб и трубопровода в целом, тем самым позволяя минимизировать риски возникновения аварийных ситуаций. Разработанная система наиболее эффективна при использовании на участках газопроводов, проложенных в сложных условиях (например, в сейсмически активных зонах).

ОМК: ОТ ДОБЫЧИ ДО ПЕРЕРАБОТКИ

В свою очередь, АО «Объединенная металлургическая компания» (ОМК) разрабатывает высокопрочные трубные стали повышенной вязкости для применения в условиях низких температур, а также оборудование, предназначенное для решения комплексных задач на объектах добычи и подготовки, транспорта и хранения, а также переработки нефти и газа.

В декабре 2019 года завод «Трубодеталь» (входит в состав ОМК) отгрузил заказчику – нефтедобывающему предприятию «Газпромнефть-Оренбург» – установку отбензинивания попутного нефтяного газа, собранную в блочно-модульном исполнении. Данное оборудование будет эксплуатироваться на Царичанском и Филатовском нефтяном месторождении в Оренбургской области. Этот проект позволяет осуществлять разделение ПНГ на полезные фракции – нефтегазовый конденсат, который поступит в магистральный нефтепровод, и обычный очищенный газ. Ранее в России подобное оборудование не производилось. Инициатором создания технологии отбензинивания газа и владельцем ноу-хау является Научно-технический центр «Газпром нефти» («Газпромнефть НТЦ») при поддержке Инженерно-технологического центра компании, расположенного в Уфе.

В сентябре того же года «Трубодеталь» поставила термокейсы на супергигантское Пайяхское месторождение, находящееся за Полярным кругом, на полуострове Таймыр. Изделия представляют собой теплоизолирующие направления обсадных труб и служат для предотвращения осыпи и провалов фундамента под буровой установкой в результате оттаивания мерзлых пород.

Между тем команда конструкторов и технологов Инженерно-технологического центра компании сегодня работает над созданием блочно-модульных решений и над реализацией проектов по производству специального оборудования для обустройства нефтяных и газовых месторождений.

«С появлением центра ОМК получила возможность наиболее комплексно удовлетворять потребности клиентов в нефтегазовой отрасли. За прошедшие пять лет центр запатентовал восемь решений в области высокотехнологичного оборудования для комплексного обустройства нефтяных и газовых месторождений и объектов подготовки, переработки и транспортировки углеводородного сырья», – поясняет Игорь Малышев.

ГРУППА ЧТПЗ: КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К НЕФТЕСЕРВИСУ

Также одним из производителей инновационных видов труб для нефтегазовой отрасли является Группа ЧТПЗ. Она успешно поставляет клиентам трубы с резьбовыми соединениями «ЧТПЗ Прайм» различных модификаций. Вместе с тем в 2019 году Группа ЧТПЗ в ответ на возросшие потребности клиентов представила новую продуктовую линейку высокотехнологичного оборудования для многостадийного гидроразрыва пласта FRACTURA. Оборудование позволяет повысить нефтеотдачу на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Кроме того, Группа ЧТПЗ предлагает уникальный комплексный продукт «Белая скважина», имеющий целью повышение наработки на отказ нефтедобывающего оборудования в осложненных скважинных условиях. Проект включает в себя подбор, производство и поставку насосного и трубного погружного оборудования с учетом условий эксплуатации и конструктивных особенностей скважин, а также его сервисное обслуживание на весь период функционирования. Такой комплексный подход к нефтесервису позволяет нефтяным компаниям достичь экономии при обслуживании скважин на осложненном фонде, обеспечить синхронное увеличение наработки на отказ (ННО), а также снизить количество спускоподъемных операций, ремонтов и уменьшить сопутствующие им затраты. Комплекты оборудования «Белой скважины» прошли опытно-промышленные испытания в крупнейших нефтяных компаниях России и СНГ и продемонстрировали рост наработки на отказ от трех до десяти раз.

НЕПРЕРЫВНОЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

Сегодня передовые разработки трубников используют в рамках своих сложных проектов такие компании,



как «Газпром нефть», ЛУКОЙЛ, «Роснефть», «Сургутнефтегаз» и «Татнефть», практически полностью перешедшие на российские трубы. Это позволило исключить зависимость отечественного ТЭК от импорта (например, уже к 2017 году 100% труб большого диаметра «Газпром» закупал у российских производителей), а также продолжить освоение новых месторождений со сложными условиями добычи углеводородов и реализацию важных инфраструктурных проектов по сооружению магистральных трубопроводов.

Такому переходу способствовало активное развитие отечественной трубной отрасли. За прошедшие 20 лет ведущие компании отрасли – ОМК, ТМК и Группа ЧТПЗ – инвестировали в создание и модернизацию производственных мощностей, НИОКР и подготовку квалифицированных кадров более 500 млрд рублей.

Как отмечают в Фонде развития трубной промышленности, уже имеющегося у российских производителей научно-исследовательского потенциала достаточно для обеспечения качества и эксплуатационной надежности российских труб (даже учитывая самые суровые условия их применения), для сохранения лидерства как в России, так и за рубежом. Однако, несмотря на это, трубная промышленность не останавливается на достигнутом. В ответ на вызовы ТЭК отрасль становится все более наукоемкой и клиентоориентированной. Только непрерывная работа над совершенствованием существующих технологий и освоением новых видов продукции в соответствии с возрастающими требованиями рынка позволит получать высококачественный продукт для осуществления самых сложных и ответственных проектов в нефтегазовом комплексе, уверены трубники. 📌



С опорой на собственные силы

Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

Нефтяная отрасль сегодня – это, прежде всего, инновации. Технологические прорывы и, что особенно важно, независимость. Геополитические колебания могут оказать серьезное негативное влияние на бизнес, поэтому импортозамещение – один из ключевых приоритетов нефтяных компаний. Флагман отрасли – «Роснефть» – не просто разрабатывает собственные качественные аналоги продукции западных образцов, но и активно внедряет их в производство. Конкурентоспособность – это, прежде всего, независимость.

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА – ТВЕРДОЕ НЕТ ЗАВИСИМОСТИ

Одна из главных задач инновационного развития нефтепереработки – исключение зависимости от импортных поставщиков катализаторов. «Это не просто бизнес-цель, а по сути, вопрос энергобезопасности страны. Потому что в случае перебоев поставок остановится не просто каждый завод в России, остановится каждый автомобиль», – отмечает вице-президент по нефтепереработке «Роснефти» Александр Романов.

На протяжении нескольких лет «Роснефть» поэтапно заменяет импортные катализаторы на установках риформинга бензина на продукцию собственного производства. Эти же катализаторы не менее успешно эксплуатируются российскими предприятиями других нефтяных компаний. В общей сложности компания производит более 450 тонн катализаторов в год. В структуре «Роснефти» два катализаторных предприятия – Ангарский и Новокуйбышевский заводы, также создано совместное предприятие «РН-Кат» на базе Стерлитамакского завода катализаторов по выпуску катализаторов гидроочистки и гидрокрекинга. Даже

с учетом проектов по углублению переработки эти мощности полностью покрывают потребности компании в регенерации катализаторов.

«С января 2020 года мы полностью перешли с импорта катализаторов гидроочистки дизельных топлив и планируем выйти на рынок России и зарубежья с конкурентным предложением катализаторов этого вида», – отметил Романов.

Кроме того, «Роснефть» – единственная компания в стране, выпускающая платиносодержащие катализаторы риформинга бензина, катализаторы для производства водорода, а теперь и гидроочистки дизельного топлива. Катализаторы риформинга – самые дорогие, но они и служат до десяти лет. Сегодня доля катализаторов риформинга бензина ангарского производства на НПЗ «Роснефти» превышает 60%, а по России составляет 30%.

Отличные характеристики катализаторов, произведенных предприятиями «Роснефти», подтверждены промышленными испытаниями. Так, в 2019 году на базе Уфимской группы НПЗ испытан катализатор гидроочистки дизельного топлива, который был произведен на «РН-Кат». Это уникальный продукт, корпоративная инновация – единственный российский катализатор, который работает как на тяжелом, так и на легком сырье и обеспечивает на выходе дизельное топливо класса Евро-5. Исследования показали, что устойчивое снижение содержания серы происходит не только на прямом сырье, но и при вовлечении до 40% компонентов вторичного происхождения, что являлось недостижимой задачей для многих западных поставщиков. Более того, по активности катализатор «Роснефти» значительно превосходит ранее использовавшиеся на предприятиях компании импортные аналоги. Его стартовая температура эксплуатации ниже, что дает возможность увеличения межрегенерационного цикла эксплуатации катализатора – одного из основных показателей эффективности.

Одна из главных задач инновационного развития нефтепереработки – исключение зависимости от импортных поставщиков катализаторов

Говоря о катализаторах, нельзя не упомянуть, что сегодня у всех серьезных мировых игроков на рынке есть необходимое оборудование для обеспечения масштабных переходов от лабораторных разработок к крупнотоннажному производству. В России до недавнего дня его не было. Опытный комплекс, запущенный «Роснефтью» в начале этого года в Новокуйбышевске, даст возможность осуществлять переход от перспективных лабораторных разработок к крупнотоннажному производству, производить катализаторы в действительно больших масштабах.

В составе комплекса девять основных технологических линий (блоков), а также пять вспомогательных. Они включают в себя не только оборудование для производства катализаторов процессов нефтепереработки, но также различные средства контроля, измерения и управления процессами.

Установки комплекса способны производить около 200 кг различных катализаторов в сутки – т.е. около 6 тонн ежемесячно. Сейчас российские заводы могут выпускать катализаторы только для гидроочистки бензина и керосина. Первоочередная задача нового комплекса – отработка технологии производства катализаторов гидроочистки нового поколения. Они необходимы, к примеру, для очистки вакуумного газойля, а также для выпуска дизельного топлива Евро-5.

С января 2020 года «Роснефть» полностью перешла с импорта катализаторов гидроочистки дизельных топлив и планирует выйти на рынок России и зарубежья с конкурентным предложением катализаторов этого вида

Открытие комплекса важно и потому, что создание и разработка собственных катализаторов позволяют не просто отказаться от импортных аналогов, но и уменьшить плечо между производством и наукой. Благодаря этому специалисты могут быстрее и эффективнее совершенствовать катализаторы под конкретные условия различных НПЗ.

По расчетам «Роснефти», компания сможет получить значительный экономический эффект от нового производства. Это произойдет за счет сокращения затрат на закупку катализаторов у других производителей, а также на их доставку. Например, потребности НПЗ компании в катализаторах гидроочистки составляют около 2 тыс. тонн в год, а стоимость такого количества катализаторов доходит до 2,5 млрд рублей. Также в компании предполагают, что развитие производства катализаторов гидропроцессов позволит снизить зависимость от зарубежных поставок к 2024 году с 90 до 50%.

«Вводимые мощности в перспективе способны покрыть потребности в подобного рода катализаторах не только «Роснефти», но и всей страны. В ближайшие годы компания может снизить зависимость от их поставок из-за рубежа примерно вдвое, если сохранит текущие темпы модернизации своих заводов. Совокупная экономия для «Роснефти» от собственного производства катализаторов для выпуска дизеля может достигать миллиарда рублей в год на горизонте ближайших пяти лет», – прогнозируют аналитики ИК «Фридом Финанс».

Таким образом, «Роснефть» рассматривает каталитический бизнес как один из приоритетов. Спрос на топливо постоянно увеличивается, поэтому и производство катализаторов для нефтеперерабатывающей промышленности будет продолжать расти опережающими темпами. К 2022 году объем мирового рынка составит, по разным оценкам, от \$7,5 млрд до \$8 млрд. Это плюс 10–15% к текущему уровню.

НЕФТЕХИМИЯ – СВОИ УНИКАЛЬНЫЕ МАСЛА

Одно из стратегических направлений деятельности компании – развитие инновационных продуктов нефтехимии, превосходящих западные аналоги. Существенных успехов в этом направлении достигли специалисты Объединенного центра исследований и разработок «Роснефти» РН-ЦИР.

В частности, специалисты РН-ЦИР создали уникальную формулу огнестойкого масла. Данный тип масла необходим для надежной эксплуатации современных энергетических установок и предназначен для турбин высокой мощности, включая энергетические установки атомных электростанций (АЭС). На сегодняшний день огнестойкие масла в России не производятся. В планах «Роснефти» – производить 700 тонн такого вида масла ежегодно, что полностью обеспечит потребности энергетической отрасли нашей страны, включая атомную энергетику. Реализация этого проекта позволит «Роснефти» войти в число мировых производителей огнестойких масел.

Другой пример – РН-ЦИР и «РН-Смазочные материалы» (также входит в периметр «Роснефти» – *прим. Ред.*) разработали моторные масла для Арктики и Крайнего Севера, обеспечивающие надежную работу машин и механизмов при температурах окружающей среды до минус 60°C. Масла приготовлены на базе низкокислотной основы, которая получена по собственной запатентованной технологии, разработанной специалистами РН-ЦИР.

Исследования показали, что устойчивое снижение содержания серы происходит не только на прямом сырье, но и при вовлечении до 40 % компонентов вторичного происхождения, что являлось недостижимой задачей для многих западных поставщиков

Освоение технологии выпуска таких масел не только полностью удовлетворит потребность «Роснефти» и других отечественных потребителей в современных арктических маслах, но и полностью решит проблему импортозамещения в этой области. Арктические масла «Роснефти» почти в два раза дешевле синтетических

базовых масел зарубежного производства, которые используются в России сейчас. Это особенно важно в свете выводов ряда специализированных исследований, согласно которым уже в этом году активное освоение районов Арктики и Крайнего Севера почти вдвое – до 40 тыс. тонн в год – увеличит в нашей стране спрос на арктические смазочные материалы.

СОФТ В РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ – СВОЙ НА 100 % К 2025 ГОДУ

В планах компании – активно наращивать долю собственного софта (Программное обеспечение – *прим. Ред.*). В 2020 году доля собственного геологического софта для нефтегазодобычи возрастет до 58% за счет появления программ, моделирующих различные стадии нефтегазодобычи, например софт для геологического моделирования, в 2021 году – до 68%, в 2022-м – до 80%. А к 2025 году компания полностью перейдет на собственное программное обеспечение в области разведки и добычи.

Развитие производства катализаторов гидропроцессов позволит к 2024 году снизить зависимость от зарубежных поставок с 90 до 50 %

Еще в 2017 году, в рамках реализации своей цифровой стратегии, «Роснефть» создала первый в Евразии промышленный симулятор гидравлического разрыва пласта (ГРП) «РН-ГРИД». Импортозамещающая разработка обеспечивает технологическую независимость компании в области компьютерного моделирования, обязательного для применения технологии ГРП.

Программный комплекс «РН-ГРИД» обеспечивает выполнение всех операций и инженерных расчетов, необходимых для проектирования ГРП: загрузка и визуализация исходных данных большого объема, создание геомеханической модели пласта, анализ диагностических закачек, расчет дизайна и анализ фактически проведенных операций ГРП с использованием обширной базы данных технологических жидкостей и пропантов для ГРП.

Математическая модель симулятора «РН-ГРИД» базируется на самой современной концепции Planar3D, которая позволяет наиболее точно описывать сложную геометрию трещины, возникающей в породе при проведении ГРП. Это выгодно отличает ее от западных коммерческих аналогов, большинство которых использует упрощенные подходы. Особым достижением научных сотрудников «Роснефти» является полученное при создании «РН-ГРИД» ноу-хау в области высокопроизводительных вычислений, позволившее сделать отечественный симулятор одним из самых быстрых в мире.

В 2018 году «Роснефть» начала коммерческую реализацию ПО «РН-ГРИД». Программный комплекс стоит в несколько раз дешевле зарубежного ПО, цены на которое до недавнего времени были высоки ввиду отсутствия конкурентных отечественных предложений. С появлением «РН-ГРИД» ситуация кардинально изменилась, «Роснефть» придала мощный импульс развитию рынка и технологий в области моделирования ГРП. Ряд ведущих нефтегазовых и нефтесервисных компаний России и стран ближнего зарубежья уже приобрели и используют в своей работе «РН-ГРИД». На данный момент реализовано более 200 коммерческих лицензий, на стадии заключения контракты еще на 50 лицензий, кроме того вузам-партнерам компании передано 140 академических лицензий. Более 40 тестовых лицензий передано 16 нефтесервисным и нефтегазовым компаниям для изучения возможностей «РН-ГРИД».

РН-ЦИР и «РН-Смазочные материалы» разработали моторные масла для Арктики и Крайнего Севера, обеспечивающие надежную работу машин и механизмов при температурах окружающей среды до минус 60°C

С 2014 года во всех корпоративных институтах и на нефтегазодобывающих предприятиях компании активно используется корпоративный гидродинамический симулятор «РН-КИМ». Симулятор предназначен для создания и анализа трехмерных цифровых моделей месторождений. Цифровую модель месторождения используют для подсчета извлекаемых запасов и прогнозирования добычи углеводородов. Модель учитывает геолого-промысловую информацию о месторождении, воспроизводит работу скважин и представляет собой цифровой двойник месторождения для анализа «что если».

Ежегодно в «РН-КИМ» подготавливается и обновляется более тысячи полномасштабных и секторных моделей для решения производственных задач широкого профиля (около 80% от всех гидродинамических моделей компании).

В 2019 году специалисты научно-проектных институтов «РН-БашНИПИнефть» и ООО «ТННЦ» создали прототип корпоративного программного комплекса для обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин – «РН-ПЕТРОЛОГ». Научное программное обеспечение снизит санкционные риски, связанные с использованием зарубежного ПО в области обработки и анализа геофизических и петрофизических данных.

В концепцию развития «РН-ПЕТРОЛОГ» заложены алгоритмы, соответствующие актуальным трендам цифровой петрофизики и интеллектуального анализа данных (большие данные, машинное обучение).

Внедрение промышленной версии «РН-ПЕТРОЛОГ» запланировано на 2022 год. К этому моменту специалисты «Роснефти» разработают основной функционал, позволяющий обеспечить поддержку процессов разведки, разработки и мониторинга месторождений.

В начале 2019 года специалисты научно-проектного института «РН-БашНИПИнефть» разработали первую промышленную версию корпоративного программного комплекса «РН-СИГМА», предназначенного для геомеханического моделирования при бурении. Созданный программный комплекс позволяет инженерам компании расширить применение геомеханических методов расчета устойчивости ствола скважины и снизить риски осложнений при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Программный комплекс «РН-СИГМА» включает в себя все необходимые инструменты для построения 1D геомеханической модели: расчет напряженного состояния стенок скважины, анализ устойчивости ствола скважины и расчет оптимальных параметров бурения.

Проведенные при разработке сравнения показали, что результаты расчетов в «РН-СИГМА» полностью совпадают с лучшими мировыми аналогами, а по скорости освоения «РН-СИГМА» превосходит их. Применение собственного геомеханического симулятора создает условия для формирования единого информационного пространства в области геомеханического моделирования.

На текущий момент «Роснефть» располагает собственной масштабной корпоративной линейкой специализированных программных комплексов в части upstream, которая охватывает весь бизнес-процесс. В России такого единого программного комплекса нет ни у одной компании. На своем софте специалисты компании могут смоделировать или создать новый софт для практически любого производственного процесса. Это один из примеров того, как в «Роснефти» работает полный цикл R&D – от науки к производству.

К 2025 году «Роснефть» полностью перейдет на собственное программное обеспечение в области разведки и добычи

Активно наращивая научный потенциал в тесном сотрудничестве с отраслевыми НИИ, вузами, малыми и средними инновационными предприятиями отрасли, «Роснефть» неуклонно внедряет и использует самые передовые решения века технологий: искусственный интеллект, big data, цифровизацию месторождений. У крупнейшей нефтегазовой компании России амбициозные планы по развитию отечественного технологического суверенитета, и останавливаться на достигнутом в «Роснефти» не собираются. 🇷🇺



О драйверах развития нефтегазового машиностроения

РОМАН ПАНОВ

Первый вице-президент Газпромбанка

Углеводородное сырье сегодня играет важнейшую роль в глобальной экономике, и пока нет никаких оснований думать, что в среднесрочной перспективе эта ситуация изменится. Россия с ее гигантскими запасами нефти и газа очевидно является мировой энергетической супердержавой, а ее сырьевой потенциал – важным элементом всей мировой экономической системы. В то же время ставшее весьма популярным у ряда участников рынка использование весьма нерыночных инструментов в конкурентной борьбе прямым образом сказывается на российском нефтегазовом секторе.



Да, российские нефтегазовые компании адаптировались к новым условиям бизнеса: налоговые льготы, крупные инвестиции и девальвация рубля обеспечили рекордную добычу и рост финансовых показателей в последние годы, но в среднесрочной перспективе поддержание уровня нефтедобычи выглядит неоднозначно. На фоне ухудшения качества российских запасов это становится технологически сложной задачей, и в ситуации, когда у российских компаний имеется дефицит собственных разработок в этой сфере, введения новых льгот или финансовых вливаний со стороны государства будет недостаточно. При существующем ограничении доступа к западным решениям реализация программы импортозамещения технологий и оборудования просто необходима для обеспечения энергетической безопасности России.

Газпромбанк с момента своего основания является в значительной степени инвестиционным банком, в стратегические задачи которого входит создание условий для экономического роста и инвестиций в крупнейшие проекты развития нефтегазовой отрасли России, в частности, высокотехнологичного нефтегазового машиностроения, в котором наша страна может и должна быть мировым лидером.

Для решения этой задачи наш банк выступил партнером и основным инвестором знаменитого Уралмашзавода в проекте по созданию машиностроительного холдинга мирового уровня, который сможет, в том числе, обеспечивать потребности заказчиков в нефтесервисном оборудовании. Это необходимо также в связи с планируемым интенсивным освоением территорий Тазовской, Обской и Гыданской губ, Енисейского залива, так как у отечественных нефтегазовых компаний существует потребность в мобильных и легких модульных буровых установках грузоподъемностью до 650 тонн.

Россия с ее гигантскими запасами нефти и газа очевидно является мировой энергетической супердержавой, а ее сырьевой потенциал – важным элементом всей мировой экономической системы

Буровая техника, приобретенная еще в начале 90-х годов прошлого столетия, работает на износ, и в ближайшее время она должна пойти на списание. Потенциальные заказчики выдвигают, казалось бы, взаимоисключающие требования: установка должна быть легкой для возможности транспортировки вертолетом, крайне прочной для столь высокой нагрузки и работать в условиях экстремально низких температур и сильных ветров. Уралмашзавод сегодня способен удовлетворить все указанные требования, спроектировать и произвести такое буровое оборудование, которое будет качественно отличаться от предложений, например, китайских конкурентов.

Рынок нефтегазосервиса стратегически важен для государства: чем меньше мы зависим от внешних факторов, тем меньше подвержены рискам. Кроме того, этот рынок может стать драйвером опережающего роста целого ряда отраслей, с выводом России на передовые технологические позиции по части нефтегазового оборудования и технологий. Уверен, что сейчас российскому машиностроению необходимо в полной мере использовать наши конкурентные преимущества, наши ноу-хау и отличную инженерную школу.

Например, отечественная металлургия имеет огромный задел в решении такой технологической проблемы, как обеспечение стабильности сплавов в условиях низких температур. Также машиностроение создало огромный список сплавов, исчисляемый тысячами марок, каждый из которых обладает особыми свойствами. Промышленный кластер российских предприятий способен не только разработать, но и произвести металлы с заданными уникальными свойствами, позволяющими производить буровое оборудование для безопасного освоения арктических месторождений.

Газпромбанк делает ставку на производство импортозамещающих технологий в нефтегазовом машиностроении. Банк структурирует соглашения, выступает организатором сделок для масштабных проектов, по сути, являясь сегодня драйвером развития машиностроения страны.

Также одним из важнейших факторов для поддержания объемов нефтедобычи является технология гидроразрыва пласта (ГРП), которая продолжает совершенствоваться в сторону проведения многостадийного ГРП. Очевидно, что реализация планов по добыче на нетрадиционных и сланцевых объектах, добыче в Арктике и поддержанию добычи на действующих месторождениях потребует разработки и производства собственного российского оборудования для многостадийного ГРП.

Особое внимание требует и развитие технологий, востребованных в том числе и в downstream. Доступ к таким технологиям в связи с внешними политическими факторами стал ограничен, но они, тем не менее, необходимы для реализации удаленных и арктических проектов и востребованы независимыми нефтедобывающими компаниями. Сегодня переработка нефти по существующей технологии дает выход до 60% светлых нефтепродуктов. Реализация проекта по разработке и производству малых установок подготовки нефти позволит получить дополнительно до 30% светлых нефтепродуктов, таких как бензин и дизель. Это высокотехнологичные разработки на стыке передовой физики и химии, с производством конечного продукта в виде модульной транспортабельной установки, готовой к поставке непосредственно на месторождение заказчика.

Газпромбанк с момента своего основания является в значительной степени инвестиционным банком, в стратегические задачи которого входит создание условий для экономического роста и инвестиций в крупнейшие проекты развития нефтегазовой отрасли России, в частности, высокотехнологичного нефтегазового машиностроения, в котором наша страна может и должна быть мировым лидером

Развитие внутреннего рынка производства – задача государственного уровня. Для производителей обо-



рудования, нефтесервиса и нефтегазовых компаний необходимо создать и гарантировать особые условия, позволяющие им значительно нарастить объемы производства, так как огромные средства, которые компании тратят на перевооружение, либо помогут развитию российской промышленности, либо будут направлены на приобретение импортного, в первую очередь китайского, оборудования.

Банк выступил партнером и основным инвестором знаменитого Уралмашзавода, так как у отечественных нефтегазовых компаний существует потребность в мобильных и легких модульных буровых установках грузоподъемностью до 650 тонн

Государство многое делает и для стимулирования нефтедобычи (прежде всего, за счет оптимизации на-

логовой политики и развития инфраструктуры слабо-развитых, но перспективных газонефтеносных областей и районов), и для развития импортозамещающих технологий в нефтесервисе. При этом производителям оборудования все же не хватает доступа к заемному финансированию на приемлемых условиях.

Мы полагаем, что среди самых эффективных и действенных мер промышленной политики было бы расширение механизмов по субсидированию процентной ставки по кредитам для участников рынка, а также облегчение доступа к отраслевым субсидиям в рамках государственных программ и субсидирование части затрат (прежде всего, на условиях государственно-частного партнерства) на проведение НИОКР. Газпромбанк, со своей стороны, также активно работает с государственными органами и компаниями отрасли для создания полноценного и устойчивого спроса на конкурентную по своим основным характеристикам продукцию отечественных производителей нефтегазового оборудования и технологий. Уверен, что только совместные усилия и плотное взаимодействие позволяют нам обеспечить синергию для дальнейшего устойчивого развития российского нефтегазового сектора, а также промышленности и в целом экономики страны. 



Диверсификация или стабильность?

ТАМАРА САФОНОВА

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

Нетто-экспортеры углеводородного сырья с каждым годом все больше внимания уделяют снижению бюджетной зависимости от нефтегазовых доходов. У нетто-импортеров задача другого характера: обеспечить эффективность переработки импортируемого сырья в условиях сложности диверсификации с учетом наиболее экономичных трубопроводных поставок.

Постепенное обнуление к 2024 году таможенной пошлины на нефть в рамках реализации налогового маневра в РФ приводит к тому, что российские и белорусские нефтеперерабатывающие заводы лишаются субсидий и будут закупать нефть по мировым ценам. Это повлечет за собой снижение маржинальности нефтепереработки на величину таможенной пошлины.

Однако до 2024 года все поставки российского сырья в Республику Беларусь будут априори выгодными по сравнению с импортом из любой другой страны мира. В этой связи кажется преждевременным отказ белорусской стороны от закупки российской нефти. Как результат – колоссальные экономические потери Белоруссии за январь-март 2020 года от недопоставок российского сырья.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ИТОГИ ГОДА

Несмотря на выполнение сделки ОПЕК+, России удалось в прошлом году нарастить нефтедобычу до уровня 560,2 млн тонн. При этом внутреннее потребление в 2019 году сократилось, а экспорт значительно возрос за счет прироста морских поставок нефти.

За 12 месяцев 2019 года общие потери от недозагрузки мощностей трубопровода «Дружба» (в связи с его загрязнением хлорорганикой во II-м квартале) составили 6,5 млн тонн (см. «Изменение поставок нефти по трубопроводу «Дружба»).

Вместе с тем за период с января по декабрь 2019 года поставки нефти сократились в Германию на 4,4 млн тонн, в Польшу на 1,9 млн тонн, в Чехию, Словакию и Венгрию на 0,2 млн тонн.

При этом наблюдался взрывной рост экспорта через морские терминалы (см. «Изменение поставок нефти по системе ПАО «Транснефть» через морские терминалы»). Так, «мимо» Белоруссии прошли российские грузопотоки, которые были перенаправлены в Европу через порты Приморск и Новороссийск.

В 2019 году поставки нефти на НПЗ Белоруссии сократились на 0,3 млн тонн относительно 2019 года (см. «Изменение поставок...в направлении НПЗ Белоруссии»).

Потери от недопоставки нефти на НПЗ Белоруссии в 2019 году можно считать незначительными, но 18-тимиллионная годовая квота, предусмотренная межправительственным соглашением, все-таки оказалась не выполненной.

За период с 2015-го по 2020 год рост тарифов на транспортировку нефти по территории Белоруссии составил

ИЗМЕНЕНИЕ ПОСТАВОК НЕФТИ ПО ТРУБОПРОВОДУ «ДРУЖБА», млн т

Направления отгрузки	2018 г.	2019 г.	+/- к 2018 г.
Германия	22,1	17,7	-4,4
Польша	14,9	13,1	-1,9
Чехия	4,0	3,8	-0,2
Словакия	5,2	5,0	-0,2
Венгрия	4,1	4,3	0,2
Итого по трубопроводу «Дружба» на экспорт	50,4	43,9	-6,5

Источник: составлено автором

ИЗМЕНЕНИЕ ПОСТАВОК НЕФТИ ПО СИСТЕМЕ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» ЧЕРЕЗ МОРСКИЕ ТЕРМИНАЛЫ, млн т

Направления отгрузки	2018 г.	2019 г.	+/- к 2018 г.
Восточный (Козьмино)	30,4	33,2	2,8
Новороссийск	27,6	31,0	3,4
Приморск	38,5	47,5	9,0
Усть-Луга	27,8	26,4	-1,4
Итого по морским терминалам	124,3	138,0	13,7

Источник: составлено автором

ИЗМЕНЕНИЕ ПОСТАВОК НЕФТИ ПО СИСТЕМЕ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» В НАПРАВЛЕНИИ НПЗ БЕЛОРУССИИ, млн т

Направления отгрузки	2018 г.	2019 г.	+/- к 2018 г.
Мозырский НПЗ	9,7	9,5	-0,3
ПО «Нафтан»	8,2	8,1	-0,1
Итого по трубопроводам на НПЗ Белоруссии	17,9	17,6	-0,3

Источник: составлено автором

51 % (см. «Тарифы на транспортировку нефти по территории Белоруссии»).

Последнее повышение тарифов на транспортировку нефти по территории Белоруссии произошло с 1 февраля 2020 года, однако сниженные грузообороты не позволяют получить прибыль в полном объеме.

ВЫГОДНА ЛИ МИНСКУ РОССИЙСКАЯ НЕФТЬ?

Расчеты показывают, что до 2024 года цена закупки российской нефти для белорусских НПЗ будет ниже международных котировок сорта Urals. За последние пять лет уровень цены Urals на Роттердамском и Средиземноморском рынках менялся от минимального среднемесячного значения \$ 28,4/барр (\$ 206/т) в январе 2016 года до мак-

симального показателя \$ 79,5/барр (\$ 574/т) в октябре 2018 года (см. «Изменение среднемесячных цен на нефть Urals...»).

Минимальное значение таможенной пошлины было зафиксировано в марте 2016 года – \$ 40/т, а максимальное в ноябре 2018 года – \$ 152/т.

При этом в последние пять лет наблюдается корреляция цен на Urals на Роттердамском и Средиземноморском рынках и цены российской нефти, поставляемой на белорусские НПЗ (см. «Среднемесячные цены на Urals ... и цены поставок на белорусские НПЗ»).

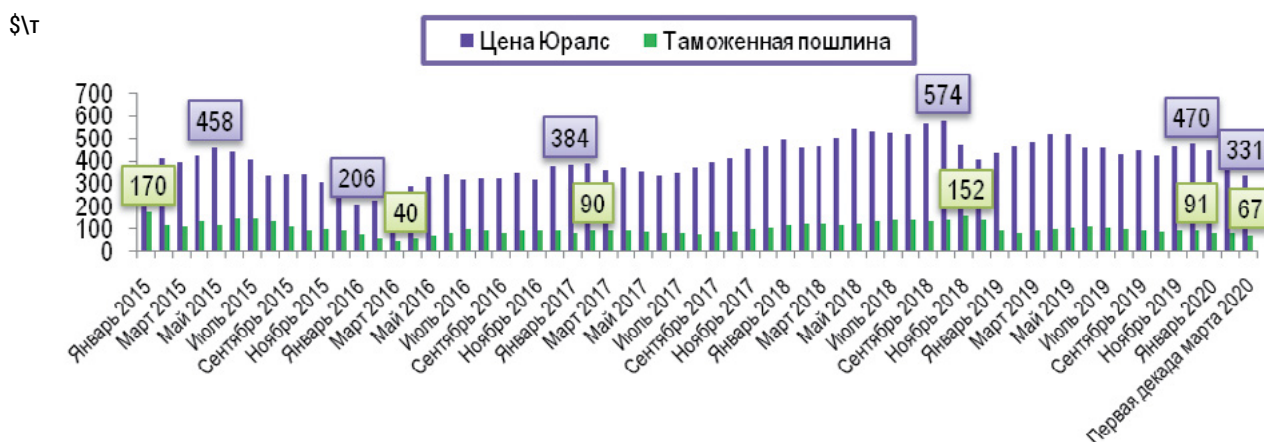
При наличии таможенной пошлины стоимость закупки российской нефти белорусскими предприятиями ниже, чем стоимость реализации сорта Urals на внешнем рынке. Разница в цене закупки обусловлена в большей степени изменением конъюнктуры цен на нефть на мировом

ТАРИФЫ НА ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТИ ПО ТЕРРИТОРИИ БЕЛОРУССИИ, ЗА 1 ТОННУ НЕТТО, БЕЗ НДС, руб.

Участок нефтепровода	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г. (с 1 февраля)	в % к 2015 г.
Унеча (Высокое) – Адамова Застава	242,14	267,32	287,9	307,19	342,75	365,37	151 %
Унеча (Высокое) – Броды	104,01	114,82	123,66	131,95	147,22	156,93	151 %
Унеча (Высокое) – Мозырь – Мозырский НПЗ	51,61	56,97	61,36	65,47	73,04	77,86	151 %
Невель – Полоцк – «Нафтан»	28,50	32,31	35,16	37,51	40,36	43,02	151 %
Унеча (Высокое) – Полоцк – «Нафтан»	109,38	120,76	134,96	144,0	154,94	165,16	151 %

Источник: составлено автором

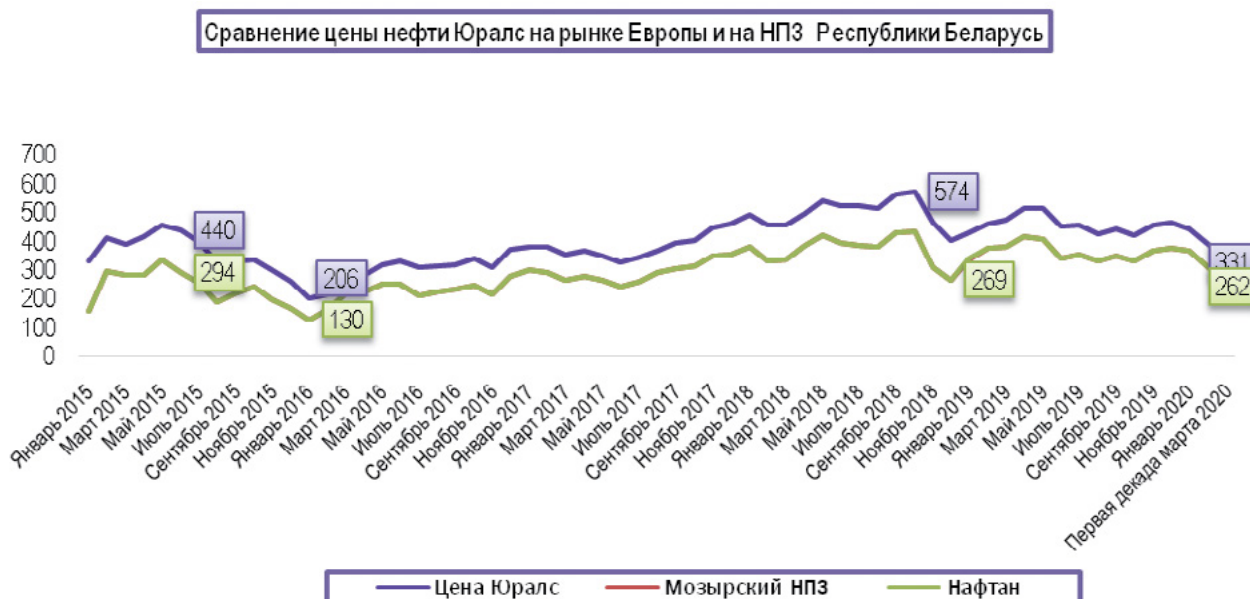
ИЗМЕНЕНИЕ СРЕДНЕМЕСЯЧНЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ URALS НА РОТТЕРДАМСКОМ И СРЕДИЗЕМНОМОРСКОМ РЫНКАХ И ТАМОЖЕННОЙ ПОШЛИНЫ НА НЕФТЬ



Источник: составлено автором

СРЕДНЕМЕСЯЧНЫЕ ЦЕНЫ НА URALS НА РОТТЕРДАМСКОМ И СРЕДИЗЕМНОМОРСКОМ РЫНКАХ И ЦЕНЫ ПОСТАВОК РОССИЙСКОЙ НЕФТИ НА БЕЛОРУССКИЕ НПЗ

\$/т



Источник: составлено автором

РАЗНИЦА В ЦЕНЕ МЕЖДУ СТОИМОСТЬЮ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ НА МЕЖДУНАРОДНОМ РЫНКЕ И НПЗ БЕЛОРУССИИ



Источник: составлено автором

рынке и приближена к величине таможенной пошлины (см. «Разница в цене между стоимостью российской нефти на международном рынке и НПЗ Белоруссии»).

Однако когда таможенная пошлина обнулится, цена для белорусских НПЗ будет зависеть от роста тарифов

на транспортировку нефти по территории Белоруссии. Пока данные тарифы не позволяют при обнулении таможенной пошлины сформировать цену на белорусских НПЗ выше цены сорта Urals на мировых рынках. Однако прогрессивный рост транспортных тарифов (при сохра-

нении текущей формулы цены) может привести к тому, что к окончанию налогового маневра цены белорусских НПЗ окажутся завышенными.

Напомним, что с 1 января 2020 года указом Президента Республики Беларусь Александра Лукашенко введен экологический налог на транзит нефти и нефтепродуктов по территории республики. Заявлено, что объектом налогообложения будет являться «транзитная транспортировка по территории Белоруссии нефти и нефтепродуктов магистральными трубопроводами». Ставка экологического налога установлена в размере 0,35 белорусских копеек (около 73 центов) за перемещение 1 тонны нефти и/или нефтепродуктов на 100 км. Налог на транзит, скорее всего, повлияет на прибыльность поставок в Европу через Белоруссию и на увеличение морских перевозок.

ПОСТАВЩИКИ НЕФТИ В БЕЛОРУССИЮ

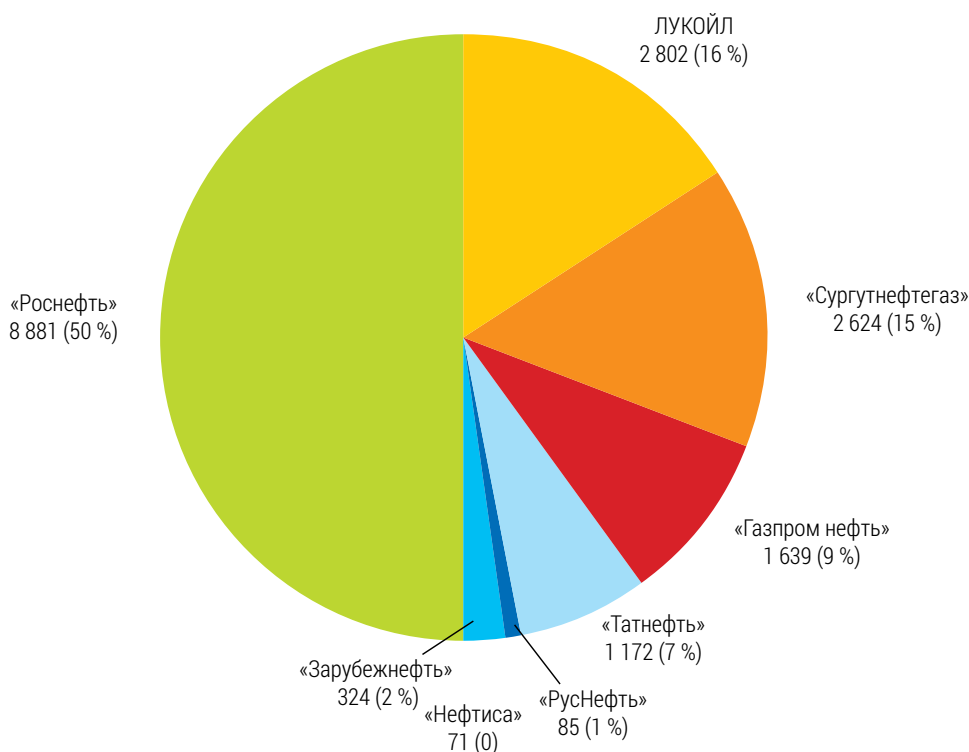
По итогам 2019 года в тройку основных поставщиков нефти в Республику Беларусь вошли компании «Роснефть» (50%), ЛУКОЙЛ (16%) и «Сургутнефтегаз» (15%) (см. «Структура поставок нефти по системе ПАО «Транснефть» в направлении НПЗ Белоруссии»).

В январе 2020 года поставки российской нефти в Республику Беларусь были приостановлены. Это было связано с требованием Минска к нефтяным компаниям отказаться от премии к экспортному паритету. В результате трубопроводные поставки в январе-феврале 2020 года покрыли лишь 20–27% от требуемой загрузки белорусских заводов. Фактически их объем в январе 2020 года составил 407 тыс. тонн, в феврале – 302 тыс. тонн. Напомним, квота по межправительственному соглашению, на которую ориентировались стороны, составляет 18 млн тонн в год, или ориентировочно 1,5 млн тонн в месяц (см. «Объем поставок нефти в направлении НПЗ Белоруссии за январь-февраль 2020 г.»).

Стабильными поставщиками нефти для белорусских предприятий оказались «РуссНефть» и «Нефтиса». Именно эти компании позволили НПЗ республики не останавливать работу в январе-феврале текущего года. Остальные поставщики так и не перезаключили контракты на 2020 год.

Кроме того, осуществлялись также поставки российской нефти в Белоруссию по железной дороге. Так, в январе их объем составил 102,3 тыс. тонн. И даже российская «колесная» нефть оказалась более при-

СТРУКТУРА ПОСТАВОК НЕФТИ В 2019 г. ПО СИСТЕМЕ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» В НАПРАВЛЕНИИ НПЗ БЕЛОРУССИИ



Источник: составлено автором

ОБЪЕМ ПОСТАВОК НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В НАПРАВЛЕНИИ НПЗ БЕЛОРУССИИ ЗА ЯНВАРЬ-ФЕВРАЛЬ 2020 г., тыс. тонн

Грузоотправители	Направление	Январь	Февраль
РуссНефть	Мозырский НПЗ	66,1	26,3
Нефтиса	Мозырский НПЗ		78,5
РуссНефть	Нафтан	153,0	90,1
Нефтиса	Нафтан	188,1	107,1
Итого		407,2	302,0

Источник: составлено автором

влекательной по цене по сравнению с закупкой сырья на внешнем рынке.

По данным СМИ, пять небольших российских нефтяных компаний начали поставки нефти в Белоруссию. В марте их суммарный объем составит 200 тыс. тонн. Эти компании отказались от премий, которые Минск отказался уплачивать.

ДИВЕРСИФИКАЦИЯ БЕЗ КОММЕРЦИАЛИЗАЦИИ

Белоруссия не впервые занимается поисками альтернативных поставщиков и маршрутов транспортировки нефти. По информации, опубликованной в СМИ, ранее Минск в качестве такой альтернативы рассматривал ресурсы Казахстана, Азербайджана, Венесуэлы, Норвегии, Саудовской Аравии, США и т.д. Однако ни одно из предложенных направлений так и не выстрелило – не стало стабильным источником импорта в долгосрочной перспективе. Цены российской марки Urals на мировом рынке ниже по сравнению с каспийскими сортами, а транспортное плечо значительно короче, чем у альтернативных вариантов поставки.

Венесуэла. Первый танкер с нефтью из Венесуэлы был поставлен в 2010 году, 80 тыс. тонн сырья было отгружено в Клайпедо и доставлено по железной дороге в Белоруссию.

Минск рассматривал возможности получения венесуэльской нефти через Украину, Литву, Латвию и Эстонию. Литва выразила заинтересованность в том, чтобы стать транзитной страной для поставок нефти в Белоруссию, однако портовые мощности Klaipėdos nafta не позволяли в полной мере удовлетворить потребности республики. Поэтому в развитие и модернизацию инфраструктуры должны были быть вложены значительные инвестиции.

Норвегия. В январе 2020 года официальный Минск разослал коммерческие предложения в Украину, Польшу, Казахстан и Азербайджан, однако приемлемого решения по замене российской нефти не было найдено. Была закуплена только одна партия норвежской нефти объемом 80 тыс. тонн. Она была отгружена 26 января через литовский порт Клайпедо и отправлена на завод «Нафтан».

Каждое приобретение альтернативных танкерных партий сопровождается громким резонансом в СМИ.

Но по факту такие закупки позволяют обеспечить лишь 5% от месячной потребности белорусских НПЗ (1,5 млн тонн).

УКРАИНСКИЕ «ВОРОТА»

Правительство Украины еще в 2004 году приняло решение использовать нефтепровод Одесса – Броды для поставок нефти в Европу и отказаться от его реверсного использования. Хотя по этой магистрали в течение многих лет перекачивалось российское сырье, обеспечивающее загрузку как Одесского НПЗ, так и терминала в порту Одесса.

Предполагалось, что азербайджанские и казахстанские компании смогут прокачать по маршруту Одесса – Броды в европейском направлении 4–5 млн тонн нефти, добытой в Каспийском регионе. Но указанные прогнозы не сбылись. Было прокачено всего 1 млн тонн. При этом переработка каспийской нефти обходится намного дороже, чем работа на российском сырье. Поэтому в середине 2010 года эксплуатация трубопровода в таком режиме была прекращена.

Несмотря на выполнение сделки ОПЕК+, России удалось в прошлом году нарастить нефтедобычу до уровня 560,2 млн тонн. При этом внутреннее потребление в 2019 году сократилось, а экспорт значительно возрос

Трубопровод остался заполненным технологической азербайджанской нефтью, и была начата прокачка каспийского сырья на Мозырский НПЗ, который нуждался в нем из-за нерешенных вопросов между Беларусью и Россией. Однако после урегулирования российско-белорусских отношений поставки прекратились. Для Белоруссии, как обычно, оказалось выгоднее покупать российскую нефть.

Новый виток активности начался в 2020 году. В феврале белорусский государственный концерн «Белнефтехим»

подписал с азербайджанской компанией ГНКАР договор об импорте 160 тыс. тонн нефти. Отгрузка сырья в порту Супса была запланирована на 20 марта, далее будет осуществлен прием в порту Украины и поставка реверсом в направлении одного из белорусских НПЗ.

По состоянию на 9 марта сорт Azeri Light FOB Supsa стоил дороже сорта Brent на \$ 2/барр, а Urals Rotterdam был дешевле Brent на \$ 1,5/барр. С учетом сложной логистики убыток от закупки азербайджанской нефти по сравнению с беспрошльным российским сырьем может оцениваться более чем в \$ 100/т.

Расчеты показывают, что до 2024 года цена закупки российской нефти для белорусских НПЗ будет ниже международных котировок сорта Urals

ПОЛЬСКИЙ ПРИЕМ

Планировалось, что после достижения договоренностей о транзите каспийской нефти по трубопроводу Одесса – Броды Польша начнет строительство нефтепровода до Плоцка. В январе 2004 года в Варшаве было подписано соглашение о создании совместного предприятия по сооружению магистрали Броды – Плоцк. Из Плоцка нефть должна была поставляться к терминалу в Гданьске либо транспортироваться в Европу по существующей сети трубопроводов. Стоимость строительства польской ветки мощностью 44–45 млн тонн в год была оценена на уровне \$ 465 млн.

В октябре 2013 года Еврокомиссия (ЕК) утвердила список из 250 ключевых инфраструктурных проектов так называемого «общего интереса ЕС в сфере энергетики». Туда была включена, в том числе, и достройка трубопровода Одесса – Броды до пункта приема-сдачи нефти Адамова Застава (Польша).

Власти Польши даже выдали экологическое разрешение на реализацию проекта строительства нефтепровода Броды – Плоцк с возможностью транспортировки нефти в Гданьск или в западном направлении.

По итогам 2019 года в тройку основных поставщиков нефти в Республику Беларусь вошли компании «Роснефть» (50 %), ЛУКОЙЛ (16 %) и «Сургутнефтегаз» (15 %)

Однако в польском правительстве тогда заявили, что все еще не уверены в перспективах проекта. И Польша перебрала 120 млн евро с проекта достройки ма-

гистральной Одесса – Броды на сооружение газопроводов на территории страны. В Министерстве экономики Польши тогда сообщили, что переориентируют финансовые средства на другие проекты, чтобы не пропала финансовая помощь Евросоюза, выделенная на энергетическую безопасность страны.

Таким образом, с одной стороны, в медиапространстве была озвучена стратегия диверсификации грузопотоков Украины, Белоруссии и Евросоюза. А с другой стороны, экономика поставок российской нефти оказала превалирующее влияние на несостоявшиеся проекты.

И вот в начале 2020 года последовал новый виток заявлений о том, что Украина готова начать транзит нефти для белорусских НПЗ по нефтепроводу Одесса – Броды. Кроме того, сообщается о том, что возможны поставки железнодорожным транспортом. Об этом в феврале заявил посол Украины в Белоруссии Игорь Кизим.

ОЧЕРЕДНОЙ РЕВЕРС

В декабре 2019 года на фоне отсутствия подписанных контрактов с российскими компаниями президент Республики Беларусь Александр Лукашенко заявил, что Минск может начать получать через Польшу американскую или саудовскую нефть. Речь идет о новом реверсе – уже не о несостоявшемся проекте Одесса – Броды – Плоцк, а о проекте обратного движения нефти по трубопроводу Мозырь – Адамова Застава.

Белоруссия не впервые занимается поисками альтернативных поставщиков и маршрутов транспортировки нефти. Ранее Минск в качестве такой альтернативы рассматривал ресурсы Казахстана, Азербайджана, Венесуэлы, Норвегии, Саудовской Аравии, США

Указанный трубопровод был спроектирован и построен в советское время, и команда проектировщиков вряд ли предполагала, что через 55 лет его использования и положительных денежных потоков для стран-участников сам подход к маршрутизации поставок будет извращен до неузнаваемости.

Затянувшиеся переговоры сопровождались рядом жестких заявлений Лукашенко. Президент Белоруссии заявлял о готовности страны в принципе отказаться от закупок нефти в России, заменив ее поставками с мирового рынка. Он также сообщил о возможности отбора транзитной нефти из трубопровода «Дружба» в объеме до 2 млн тонн, если Россия не начнет поставлять утвержденные балансом объемы.

В начале года концерн «Белоруснефть» допустил возможность поставок в республику нефти своих дочерних структур, работающих в России, включая сырье АО «Янгпур».

Однако объем добычи этого предприятия составляет всего около 17 тыс. тонн в месяц или 1% от месячной потребности двух белорусских НПЗ.

ДАВАЛЬЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ

До 2007 года российские компании осуществляли переработку сырья на белорусских заводах по давальческой схеме. Но после того как Минск в 2007 году примерно вдвое повысил ставки акцизов на нефтепродукты, эта схема стала для российских нефтяников нерентабельной и не использовалась до 2020 года.

С одной стороны, в медиапространстве была озвучена стратегия диверсификации грузопотоков Украины, Белоруссии и Евросоюза. А с другой стороны, экономика поставок российской нефти оказала превалирующее влияние на несостоявшиеся проекты

В феврале 2020-го белорусская сторона предложила российским нефтяным компаниям вновь поставлять нефть по давальческой схеме, чтобы производить топливо для своих АЗС в Белоруссии. Российские ВИНК выразили готовность обсуждать разные схемы поставок сырья, включая давальческую. Однако государственный концерн «Белнефтехим» и представители компаний из РФ пока не смогли договориться об условиях реализации схемы процессинга в формате, предложенном белорусской стороной.

Так, Минск предложил дочерней структуре «Газпром нефть» формулу 20 на 80, при которой российское предприятие сможет поставлять в Беларусь нефть без премии, забирая себе пятую часть объема поставки на давальческую переработку. Очевидно, такое предложение нивелирует эффективность поставок. Давальческая схема может быть интересна российским компаниям при условии

оплаты затрат на процессинг и получения переработанного сырья в превалирующем объеме.

ОКНО ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОТКРЫТО

Норвежская, азербайджанская, казахстанская, венесуэльская нефть уже прошли свой тернистый путь в Белоруссию. По результатам таких поставок, осуществляемых под политическим давлением, белорусские предприятия, по всей видимости, не получили экономических дивидендов.

Вместе с тем история российско-белорусских отношений в нефтегазовой сфере демонстрирует возможности достижения компромиссов. Россия выразила готовность компенсировать ущерб, нанесенный в прошлом году белорусским предприятиям в результате поставок некачественного сырья по магистральному нефтепроводу «Дружба».

Министр энергетики Александр Новак сообщил СМИ, что российские нефтяные компании предложили Белоруссии новую формулу ценообразования, в которой премия экспортеров уменьшается на \$ 2 за тонну ежегодно пропорционально снижению экспортной пошлины. Это позволит частично компенсировать эффект от сокращения экспортной пошлины.

Ключ к восстановлению поставок энергоносителей, важных как для экономики России и Белоруссии, так и для обеспечения надежности транзита, – это дружественные шаги, включающие как взвешенные изменения фискальной политики, так и ответные действия со стороны Минска.

В марте 2020 года, после обвала нефтяных котировок в результате прекращения действия соглашения ОПЕК+ и общего спада мирового потребления энергоресурсов (в связи с распространением коронавируса), для белорусской стороны открылось окно возможностей. Однако при любой конъюнктуре мирового рынка российская нефть, учитывая ее стоимость, качество и стабильность поставок, будет в ближайшие четыре года оставаться наиболее экономически привлекательной для Белоруссии.

В конечном счете экономический эффект должен перевесить политизированность принимаемых решений. И, вероятно, это станет основополагающим фактором в восстановлении российских нефтяных поставок в соседнюю республику. 



Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

www.ngv.ru



Рынок газа АТР в поисках ценового ориентира

ИРИНА ПОМИНОВА

К.э.н., заместитель начальника Департамента по ТЭК и ЖКХ,
Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации

Рынок газа Азиатско-Тихоокеанского региона последним из крупнейших региональных рынков вступил на путь либерализации и находится в поисках надежного ценового ориентира. Такой ориентир мог бы обеспечить ликвидный газовый хаб (как Henry Hub в Северной Америке или теперь TTF в Европе), но предпринимаемых азиатскими странами усилий для его формирования пока недостаточно. В качестве газового бенчмарка АТР все чаще рассматривается ценовой индекс JKM, публикуемый агентством Platts. Текущая экономическая конъюнктура благоприятствует росту его востребованности, но возможность возвращения высоких цен на газ и потенциальной конкуренции со стороны газовых бенчмарков Европы и Северной Америки создает неопределенность.

АТР – центр роста мирового спроса на газ. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2000–2018 годах среднегодовой темп увеличения спроса на газ в регионе составил 5,5 % (при мировом значении 2,5 %). АТР уже является вторым по объемам потребления газа регионом мира (с долей в 21 %) после Северной Америки. А к 2030 году, согласно прогнозу МЭА, он выйдет на первое место. Несмотря на наблюдаемое замедление, АТР сохраняет свое значение как драйвер роста спроса на газ.

Газовый рынок АТР, преимущественно представленный сжиженным газом (по данным BP, в 2018 году на него пришлось 75 % мировых импортных поставок СПГ), встал на путь либерализации. Этот путь уже прошел газовый рынок Северной Америки в 1980–2000-х годах и Европы в 1990–2010-х годах. Либерализация сопровождается увеличением гибкости контрактов, ростом конкуренции и поиском рыночных ценовых ориентиров (бенчмарков).

Тем не менее доминирующим механизмом ценообразования в АТР остается нефтяная индексация. По итогам 2018 года 79 % СПГ в регион поставлено по долгосрочным контрактам, привязанным к цене на нефть (данные Международного газового союза). Создание собственного ценового ориентира в АТР, отражающего региональный баланс спроса и предложения, представляет собой серьезный вызов.

ФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ХАБОВ

Развитие регионального бенчмарка может опираться на ликвидный газовый хаб, предоставляющий возможность заключения спотовых сделок и хеджирования рисков. Наибольшие усилия по формированию газовых хабов в АТР предпринимают Китай (17 % мирового импорта СПГ в 2018 году), Япония (26 %) и Сингапур (1 %) (см. «Ключевые инициативы по созданию газовых хабов в Китае, Японии и Сингапуре»).

АТР – центр роста мирового спроса на газ. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2000–2018 годах среднегодовой темп увеличения спроса на газ в регионе составил 5,5 % (при мировом значении 2,5 %)

У каждой из перечисленных стран есть для этого свои преимущества и недостатки. Китай – крупнейший региональный потребитель с собственной ресурсной базой

КЛЮЧЕВЫЕ ИНИЦИАТИВЫ ПО СОЗДАНИЮ ГАЗОВЫХ ХАБОВ В КИТАЕ, ЯПОНИИ И СИНГАПУРЕ

Характеристика	Китай	Япония	Сингапур	
Торговая площадка	Шанхайская нефтегазовая биржа (SHPGX)	Нефтегазовая биржа Чунцинца (CQPGX)	Японская внебиржевая площадка (JOE) – 100 % структура Токийской товарной биржи	Сингапурская биржа (SGX)
Торговля газом	СПГ контракт; Контракт для трубопроводного газа; Комплексный ценовой индекс импорта СПГ	Контракт для природного газа	СПГ контракт; СПГ контракт с привязкой к JKM	Спот СПГ Sling: Сингапур Sling FOB; Северо-Восточная Азия Sling DES; Дубай/Кувейт/Индия Sling DES
Год запуска торговли газом	2016	2018	2014	2014
Финансовые инструменты	н/д	н/д	Свопы для JKM DES	Фьючерсы, свопы для Sling

Источник: составлено автором на основе Sung J., Mironova I. *Natural gas hubs in Asia Pacific region: a bi-product of natural gas market development?* / *Global Gas Perspective – Natural Gas World* (2018) и открытых источников

и диверсифицированным импортом. В стране запущены процессы либерализации газового рынка, но роль государства остается достаточно высокой.

Япония в 2016 году официально заявила о стремлении к переходу на рыночное ценообразование на СПГ с опорой на Японскую внебиржевую площадку (JOE), образованную в 2013 году. Но его сдерживают превалирование долгосрочных контрактов, привязанных к ценам на нефть, и полная зависимость от импорта.

Сингапур обладает развитой транспортной и финансовой инфраструктурой – при относительно низких объемах внутреннего газового рынка и торгов газом на Сингапурской бирже. Планы по формированию газовых хабов в АТР есть также у Малайзии и Таиланда.

Несмотря на определенный прогресс, ни одна площадка торговли газом в АТР не приблизилась к необходимому уровню ликвидности для обеспечения независимого и прозрачного ценообразования. Более того, возможности хеджирования рисков с помощью финансовых инструментов пока также ограничены. В таком контексте

Сингапурская биржа в середине 2019 года заявила о том, что перестанет публиковать ценовой индекс Sling начиная с 31 октября. Если ориентироваться на опыт Северной Америки и Европы, то формирование ликвидного газового хаба может занять 10–15 лет.

ИНДЕКСЫ ЦЕН НА СПГ

При этом в АТР получили довольно широкое распространение ценовые индексы СПГ, в том числе с ежедневным раскрытием, рассчитываемые информационными агентствами на базе опросов участников рынка (см. «Спотовые индексы цен на СПГ в АТР с ежедневным раскрытием»). Методология расчета индексов различными агентствами близка – ежедневно они оценивают поставки в конкретный регион на ближайший месяц или полмесяца, сдвигая вперед временные границы.

Все большее внимание как газовый бенчмарк АТР привлекает индекс JKM. В первые годы после начала его публикации агентством Platts (в 2009 году) он опирался

СПОТОВЫЕ ИНДЕКСЫ ЦЕН НА СПГ В АТР С ЕЖЕДНЕВНЫМ РАСКРЫТИЕМ

Характеристика	JKM (LNG Japan/Korea Marker – СПГ маркер Япония/ Республика Корея)	ANAE (Argus Northeast Asian – Argus Северо-Восточная Азия)	EAX (East Asian Index – Восточно-Азиатский индекс)	RIM Япония
Агентство	Platts	Argus Media	ICIS Heren	RIM Intelligence
Год запуска	2009 (февраль)	2012	2014 (январь)	2016 (февраль)
Географический охват	Спотовые физические карго в Японию и Республику Корея	Япония, Республика Корея, Тайвань и Китай	Физические карго в Японию, Республику Корея, Тайвань и Китай	Япония, Республика Корея, Тайвань и Китай
Тип оценки	Ежедневный телефонный или электронный опрос участников рынка	Ежедневный телефонный или электронный опрос участников рынка	Ежедневный телефонный или электронный опрос заявок (непосредственно или по наблюдениям)	Информация с внебиржевого рынка; информация по сделкам и предложениям JOE СПГ
Расчет	Срочные или отложенные спотовые цены, усредненные по полумесяцам	Цены физических поставок и свопов с отсрочкой исполнения по полумесяцам	Усредненные по всем странам цены поставок на ближайший и следующий за ним месяц	Среднемесячные цены по полумесяцам
Финансовые инструменты (торговая площадка)	Фьючерсы и опционы (ICE, CME, PEGAS); Свопы (CME, JOE)	н/д	н/д	Фьючерсы (CME) (нет сделок)

Источник: составлено автором на основе *Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region / EIA US (2016)* и открытых источников

на немногочисленные данные о сделках, что делало его непрозрачным и ненадежным. Постепенно, с ростом объемов спотовой торговли СПГ и накоплением данных о сделках, качество индекса улучшалось. Но основные изменения, выведшие его на первый план, произошли в 2018–2019 годах.

Доминирующим механизмом ценообразования в АТР остается нефтяная индексация. По итогам 2018 года 79 % СПГ в регион поставлено по долгосрочным контрактам, привязанным к цене на нефть

Во-первых, с июня 2018 года Platts стало оценивать ЖКМ в рамках стандартного процесса МОС (исследования цен перед закрытием торгов). Это привело к значительному увеличению количества сделок, заключенных в течение «окна оценки» МОС. Во-вторых, в июле 2019 года Platts (совместно с Межконтинентальной биржей) внедрило для азиатского СПГ электронную торговую платформу e-Window, упрощающую размещение и получение информации о ценах и торгах.

За 2019 год увеличились не только объемы спотовых сделок с ЖКМ, но и торговля финансовыми инструментами. Наиболее активно она идет на Межконтинентальной бирже (ICE), а также на Нью-Йоркской товарной бирже (группа CME). В частности, в сентябре 2019 года торговля фьючерсами ЖКМ на ICE достигла рекордного объема в 55838 лотов, что соответствует приблизительно 180 карго. Рост относительно сентября 2018 года составил 323 %.

Тем не менее такой показатель ликвидности рынка, как черн, характеризующий соотношение между объемами торговли и физическими поставками, для ЖКМ еще слишком мал. Принято считать, что для ликвидных рынков черн должен быть не менее 10–15. По оценке Оксфордского института энергетических исследований, черн ЖКМ в 2018 году не превышал единицы. А, к примеру, для европейского газового бенчмарка TTF он составлял около 17, для американского Henry Hub – 54.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОМЕНТА

Спотовые цены на газ в начале 2020 года обновляют многолетние минимумы (см. «Динамика цен на газ в АТР и Европе»). Нарастающий избыток предложения привел к тому, что разрыв между ценами, привязанными к нефтяным котировкам (JCC), и спотовыми ценами АТР (LNG AS использована как аналог ЖКМ) увеличился с 1,3 в начале 2019 года до 3,5 раз. В результате покупатели стремятся минимизировать контрактные закупки

по ценам с нефтяной индексацией и улучшать условия контрактов.

Схожая ситуация сложилась в Европе к началу 2010-х годов – вследствие финансово-экономического кризиса и ввода мощностей так называемой первой волны СПГ. Она привела к снижению доли контрактов с привязкой к нефтяным ценам (от приблизительно 80 % в 2005 году до 60 % в 2010 году и 25 % в 2018 году – по данным МГС) в пользу спотовых цен на газ и пересмотру условий долгосрочных контрактов.

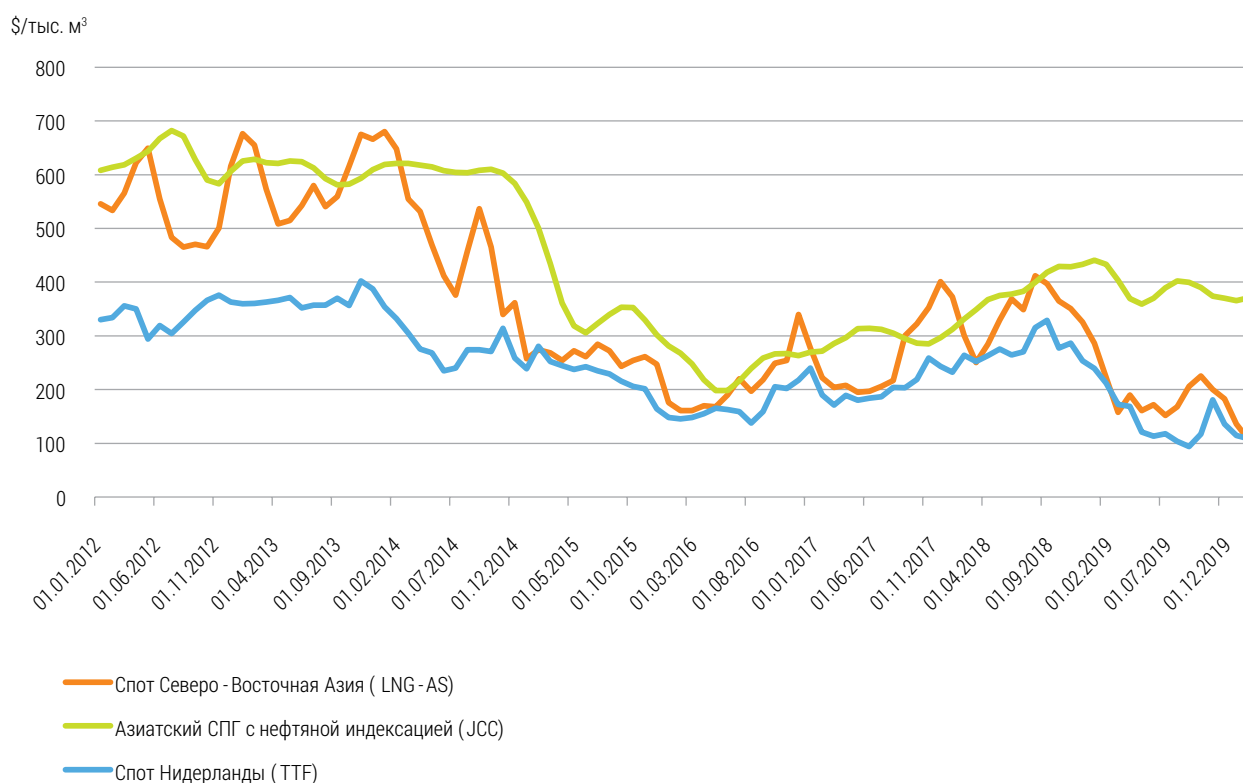
ЖКМ уже начали использовать в качестве ценового ориентира при заключении крупных контрактов, хотя такие примеры пока немногочисленны. Так, в декабре 2018 года американская компания Tellurian, реализующая СПГ-проект Driftwood в США, подписала меморандум о взаимопонимании со швейцарским трейдером Vitrol о поставке 1,5 млн тонн СПГ в год с опорой на ЖКМ в течение 15 лет. В июле 2019 года Tellurian достигла аналогичной договоренности с французской Total. Американский производитель СПГ Cheniere Energy объявил о закупке газа у Apache и EOG Resources с ориентацией на ЖКМ (соответственно, в июне и сентябре 2019 года). При этом в СПГ-проектах первой американской волны, которые в настоящее время вводятся в строй, цены преимущественно привязаны к североамериканскому бенчмарку Henry Hub.

ЖКМ – не единственная альтернатива нефтяной индексации в АТР. Заключаются контракты со смешанной индексацией и индексацией по другим товарам. Так, японская газовая компания Tokyo Gas в апреле 2019 года подписала 10-летний контракт с британо-нидерландской Shell о закупке 0,5 млн тонн СПГ в год, предусматривающий индексацию по ценам на уголь, который является основным конкурентом газа в главном секторе потребления – электроэнергетике.

Наибольшие усилия по формированию газовых хабов в АТР предпринимают Китай, Япония и Сингапур. У каждой из перечисленных стран есть для этого свои преимущества и недостатки

Более распространенными в АТР становятся контракты на условиях свободной поставки (без привязки к конкретному пункту назначения). Японская комиссия по справедливой торговле в 2017 году постановила, что ограничения по пункту назначения, препятствующие перепродаже законтрактованных карго, антиконкурентны, и новые контракты стали заключаться на условиях свободной поставки (в действующих контрактах ограничение сохраняется). Контракты без привязки к конкретному пункту назначения характерны для американских поставщиков СПГ.

ДИНАМИКА ЦЕН НА ГАЗ В АТР И ЕВРОПЕ



Источник: Thomson Reuters

ПРОТИВОРЕЧИВЫЕ ОЖИДАНИЯ

До 2019 года индекс JKM традиционно следовал ценовому тренду контрактов с привязкой к нефти (особенно если убрать сезонность). Заметное расхождение между ними имело место только в 2015 году. Оно было обусловлено снижением спроса на СПГ в АТР и падением цен на нефть. Теперь JKM обнаруживает устойчивую связь с европейским бенчмарком TTF. Последний выступает и как ценовой ориентир, и как средство хеджирования рисков, препятствуя становлению JKM как независимого ценового ориентира АТР.

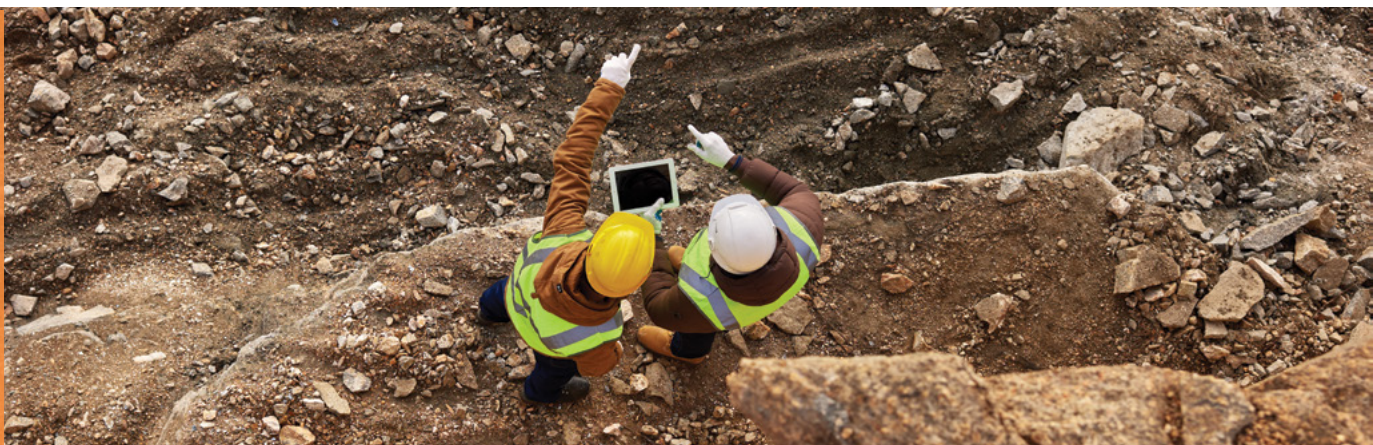
Вместе с тем укрепляющееся взаимодействие между АТР (JKM) как центром роста мирового спроса на газ и Европой (TTF) как центром балансировки спроса на СПГ создает предпосылки для появления глобального газового бенчмарка.

Одновременно на создание глобального газового бенчмарка (например, по прогнозу BP) претендует и Северная Америка – благодаря ожидаемому превращению США к 2025 году в крупнейшего мирового экспортера сжиженного природного газа и наличию развитых финансовых рынков. В июне 2018 года CME договорилось с Cheniere Energy о запуске фьючерсов на СПГ с физи-

ческой поставкой на экспортный СПГ-терминал Sabine Pass на побережье Мексиканского залива. Контракт был представлен в сентябре 2019 года.

Несмотря на определенный прогресс, ни одна площадка торговли газом в АТР не приблизилась к необходимому уровню ликвидности для обеспечения независимого и прозрачного ценообразования

Таким образом, текущая экономическая конъюнктура благоприятствует переходу к рыночным принципам ценообразования в АТР и росту востребованности JKM. Но, во-первых, при возвращении высоких цен эти процессы могут замедлиться. И во-вторых, JKM может столкнуться с достаточно сильной конкуренцией со стороны бенчмарков Европы и Северной Америки. 📊



О новых подходах поисковых работ в традиционных провинциях добычи

ЮРИЙ ВОЛОЖ, МИХАИЛ ФЕДОНКИН

Геологический институт РАН

ГЕОРГИЙ ГОГОНЕНКОВ

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт

ВЛАДИМИР ТОЛКАЧЕВ

ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка»

Несмотря на активные действия государства в сфере восстановления фактически разрушенной в 90-х годах эффективной системы поиска углеводородов, качественного и количественного улучшения ресурсной базы не происходит. В настоящее время основные силы частных и государственных добывающих компаний нацелены на решение двух задач: в регионах традиционной нефтегазодобычи – освоение остаточных ресурсов известных нефтегазоносных комплексов (разведка мелких залежей и освоение нетрадиционных ресурсов). В труднодоступных регионах Арктики и Дальнего востока – освоение ресурсного потенциала новых нефтегазоносных и перспективных провинций. Отсутствие крупных открытий вблизи существующей нефтегазовой инфраструктуры ставит российские нефтегазовые компании перед выбором: перенести работу в неизведанные районы, что неизбежно приведет к росту себестоимости поиска и извлечения ресурсов, или продолжить исследование регионов традиционной добычи углеводородов, направив свои усилия на освоение остаточных ресурсов, разрабатываемых нефтегазоносных комплексов (на небольших глубинах), либо осваивать ресурсы глубоких (свыше 5 км) недостаточно изученных горизонтов осадочного чехла.

В России в настоящее время поиски месторождений на больших глубинах (более 5 км) практически не ведутся, несмотря на значительный ресурсный потенциал (около 180 млрд тонн н.э.) старых нефтегазоносных провинций и большую мощность (более 10 км) неизученной глубокой части разреза их осадочного чехла (см. рис. 1, 2).

Объяснения этому феномену имеют как объективный, так и субъективный характер. Объективные причины – это большие финансовые затраты, которые требуются на поиски месторождений на больших глубинах – более 5 км. Затраты на поиски и освоение месторождений глубокого залегания могут быть оправданы лишь при открытии уникальных по запасам месторождений: при современных ценах на углеводороды экономически рентабельными будут ловушки на глубинах свыше 7 км, способные аккумулировать скопления сырья с извлекаемыми запасами свыше 200 млн тонн н.э., при дебите скважин более 1 тыс. тонн в сутки.

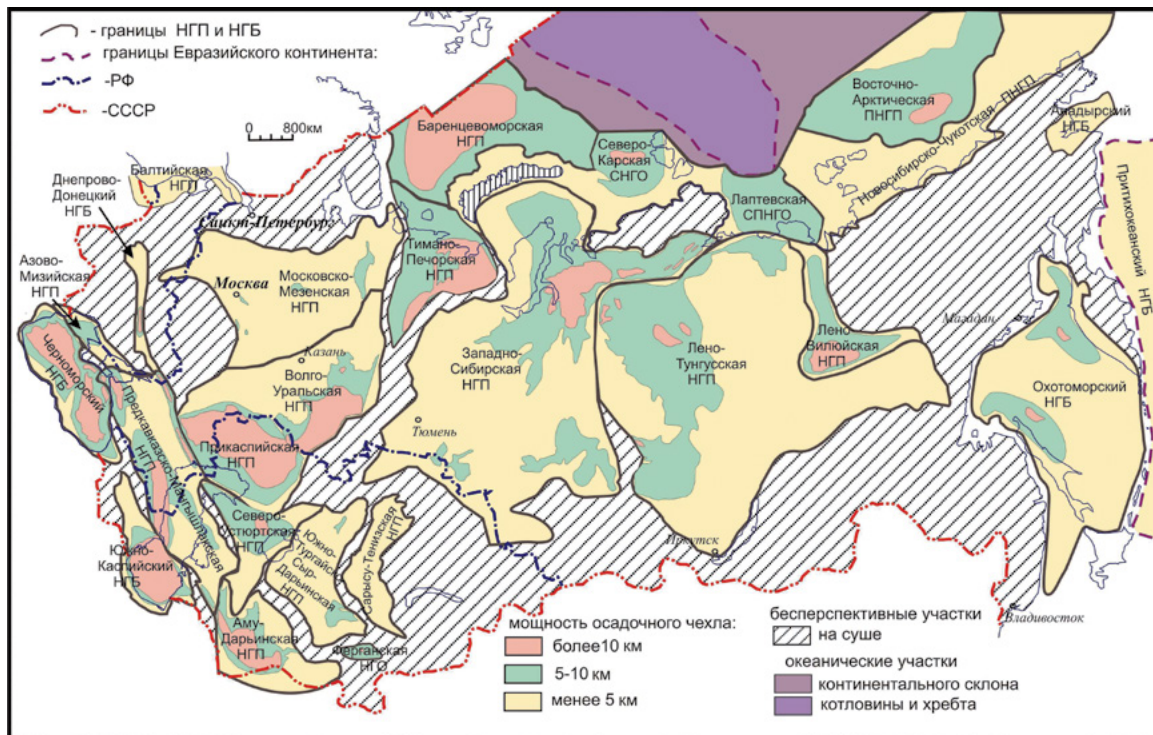
Субъективные причины – это широко распространенное ложное представление о бесперспективности поисков месторождений УВ (особенно нефти – прим. Ред.) на глубинах свыше 6–7 км из-за высоких температур. Эти представления в настоящее время опровергнуты мировой практикой: крупные и гигантские по запасам месторождения нефти обнаружены и успешно осваиваются на шельфе Бразилии и в Мексиканском заливе. Эта практика показала, что в пределах солеродных бассейнов

подсолевой осадочный разрез, представленный глубоко-водными отложениям, характеризуется аномально низкими градиентами температур (1,1–1,4° – прим. Ред.).

Таким образом, имеются все основания полагать, что освоение ресурсов глубоких горизонтов осадочного чехла будет способствовать решению проблемы возобновления минерально-сырьевой базы Российской Федерации, особенно в регионах традиционной нефтедобычи. Однако именно здесь из года в год качество предлагаемых к лицензированию участков для геологических исследований ухудшается, а поисковые риски растут. В связи с этим большинство лотов остаются невостребованными или разбираются в спекулятивных целях, что приводит к длительному простоя в изучении недр и выводу их из поискового оборота.

Эффективным механизмом стимулирования недропользователей на освоение глубоких горизонтов в старых нефтегазоносных провинциях могло бы явиться обоснованное отнесение этих труднодоступных ресурсов к категории ТРИЗ, что позволит распространить на них особый порядок недропользования и налогообложения. Одновременно это могло бы способствовать созданию специальных полигонов для разработки методик поиска месторождений в глубоководных горизонтах осадочного чехла старых и зрелых нефтегазоносных провинций и совершенствованию технологий разведки и разработки последних.

РИС. 1



Карта мощности неизученной глубокой части разреза осадочного чехла нефтегазоносных провинций России и смежных стран

Источник: журнал «Мониторинг. Наука и технологии» №4(25), 2015

После отмены налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы государство практически ушло из поисково-разведочного этапа работ, переложив все бремя будущих расходов на недропользователей. Последних условно можно разделить на три категории.

Первая категория – это вертикально интегрированные нефтегазовые компании (ВИНК), заинтересованные в поддержании своей нефтедобычи и, как правило, ведущие поиски в радиусе своей производственной инфраструктуры.

Вторая – независимые игроки, действующие по принципу «занять "свободные" участки недр». К этой категории в основном относятся юниорские нефтегазовые компании (ЮНК), создаваемые бывшими менеджерами ВИНК или представителями финансово-промышленных групп, для которых венчурные инвестиции в нефтепоисковые работы являются лишь временным (спекулятивным) вложением, а также мелкие и средние нефтегазодобывающие предприятия.

Третья категория – это сервисные компании и научные учреждения геолого-геофизического профиля, выполняющие договорные работы по госзаказу, на бюджетные средства агентства Роснедра МПРЭ, предназначенные исключительно на региональные исследования, чаще всего в недостаточных объемах.

При этом возможности второй и третьей категорий недропользователей в сфере поисково-разведочных работ сильно ограничены действующим законодательством, требующим выплаты разового платежа за открытие месторождения. Проблему не решает даже предложенная им отсрочка на пять лет, так как в случае обнаружения больших запасов разовый платеж может быть соизмерим, а иногда и превышать совокупные затраты на поисковые работы за этот срок.

Даже если этим недропользователям (ЮНК и сервисные компании геолого-геофизического профиля) удастся заплатить разовый платеж для сохранения лицензии, их ожидает другая проблема – ограниченные проектные сроки ввода нового месторождения в разработку, что требует куда более крупных затрат, чем средства на ГРП. Не исправил эту ситуацию и утвержденный Минприроды заявительный принцип получения лицензии на геологическое изучение с учетом принятого следом порядка рассмотрения этих заявок. В итоге государство, выдавая свидетельство об открытии месторождения в рамках лицензии на изучение, признает получение прибавочной стоимости недр за счет средств независимого инвестора. В то же время самой компании это не приносит выгоды, так как по закону «О недрах» они остаются государственной собственностью. При этом в рамках пятилетней лицензии любая коммерческая деятельность запрещена.

Сложившуюся проблему восполнения ресурсов и запасов в старых и зрелых нефтегазоносных провинциях можно решить только совместными усилиями всех трех категорий заинтересованных недропользователей. При этом на поисковом этапе организационной формой объединения этих усилий могут быть две модели организации геологоразведочных работ: а) для нефтегазоперспективных и слабоизученных провинций – модель неэксклюзивной

съемки; б) для провинций традиционной нефте- и газодобычи, чьи земли в подавляющем большинстве находятся в распределенном фонде недр, – модель мультиклиентского поиска. В рамках последней модели сервисные геофизические компании, научные бюджетные учреждения и финансовые инвесторы получили бы единую платформу для совместной работы по оценке и разведке глубоких горизонтов осадочного чехла старых и зрелых нефтегазоносных провинций. Этот новый подход призван нивелировать ряд негативных факторов, присущих регионам традиционной добычи:

- ◆ ограниченность возможности поиска крупных, гигантских и уникальных месторождений в глубоких горизонтах (а только такие запасы рентабельны) из-за, как правило, меньших площадных размеров конкретных лицензионных блоков;
- ◆ отсутствие необходимых детальных геолого-геофизических данных о строении глубоких горизонтов осадочного чехла на землях нераспределенного фонда и значительное количество выведенных из поиска спекулятивных лицензий.

При этом мультиклиентский поиск станет связующим звеном между региональным (финансируемым за счет бюджета Роснедр) и поисково-оценочным (финансируемым владельцами лицензий) этапами изучения недр.

Стартовыми объектами изучения и оценки глубоких горизонтов могли бы быть отдельные зоны нефтегазонакопления Прикаспийской провинции, например, такие как Астраханская зона нефтегазонакопления, которая расположена в пределах одной из наиболее продуктивных областей – Астраханско-Тенгизской нефтегазоносной области.

В России в настоящее время поиски месторождений на больших глубинах – более 5 км – практически не ведутся, несмотря на значительный ресурсный потенциал (около 180 млрд тонн н.э.) старых нефтегазоносных провинций и большую мощность (более 10 км) неизученной глубокой части разреза их осадочного чехла

В глубоких горизонтах подсолевого комплекса этой зоны по результатам предшествующих работ было выявлено шесть крупных нефтегазолокализирующих объектов, залегающих в интервале глубин 5–8 км, суммарные прогнозные ресурсы которых могут достигать нескольких млрд тонн н.э. Сейчас оценка их ресурсов, а тем более запасов, невозможна по нескольким причинам. Во-первых, большая часть перспективных земель находится

в распределенном фонде недр. Во-вторых, размеры всех выделенных глубоких объектов значительно превышают размеры лицензионных блоков и оставшихся нераспределенных участков. А значит, провести дополнительные сейсмические исследования, достаточные для оконтуривания и подготовки к поисковому бурению нефтегазопоисковых объектов, и выполнить обоснованную оценку их ресурсного потенциала по категории C_3 ни государство, ни недропользователи, ни независимые инвесторы в рамках действующего порядка пользования недрами самостоятельно не могут (см. рис. 3).

По распоряжению президента РАН академика В. Е. Фортва было создано АО «ГИНРАН ГЕОТЕК Евразия» с задачей научного сопровождения международного проекта «Евразия», инициированного президентами Казахстана и России с целью организации геолого-геофизических исследований по освоению ресурсов глубоких недр Каспийского региона (в первую очередь Прикаспийской нефтегазоносной провинции), включая бурение сверхглубокой скважины Каспий-1 глубиной 15 км.

В 2019 году АО «ГИНРАН ГЕОТЕК Евразия» и «ГЕОТЕК сейсморазведка» в инициативном порядке разработали геологическое и технико-экономическое обоснование проекта «Астраханский свод». Цель этого проекта – оценка ресурсного потенциала глубоких горизонтов подсолевого разреза Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции. В геологическом задании проекта предусматривается проведение комплексных сейсморазведочных работ по самой современной методике, позволяющей осуществить опосредованное исследование всей осадочной подсолевой толщи вплоть до кристаллического фундамента. Геологическая часть проекта прошла согласование с геологическими службами ключевых недропользователей, а также получила одобрение экспертов ФГБУ «Росгеолэкспертиза». В настоящее время ведется работа по реализации этого проекта на основе частно-государственного партнерства.

Астраханской зоне нефтегазоаккумуляции в рельефе кровли подсолевых отложений соответствует Юстинско-Астраханский выступ – одно из крупнейших подсолевых поднятий, выявленное в границах Прикаспийской солянокупольной области. Выступ имеет форму равнобедренного треугольника общей площадью около 18 тыс. км² (300х120 км). На большей части этой площади (около 10 тыс. км²) соленосные отложения залегают непосредственно на визейско-башкирских карбонатных отложениях среднего карбона, из которых порядка 5 тыс. км² – это Астраханский свод, ограниченный изогипсой 4,2 км, он же – одноименное уникальное газоконденсатное месторождение. К северо-западу от Юстинско-Астраханского выступа располагается Сарпинский прогиб, к северо-востоку – Заволжский прогиб, на юге расположен кряж Карпинского. От кряжа Юстинско-Астраханский выступ отделяется системой надвигов и флексур Каракульско-Смушковой зоны дислокаций (см. рис. 4).

Расположенный в пределах Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции Астраханский карбонатный массив является объектом нефтепоисковых работ более 30 лет.

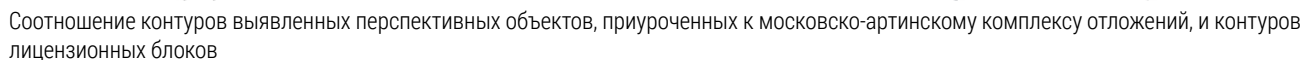
В первое десятилетие здесь основным объектом поисков были башкирские отложения среднего карбона, залегающие на глубинах от 4 до 5 км. Эти работы завершились открытием гигантского газоконденсатного месторождения, площадь которого по замкнутой изогипсе минус 4,2 км составляет порядка 5 тыс. км², приуроченного к кровле Астраханского карбонатного массива (ядро Астраханско-Юстинского выступа – прим. Ред.), сложенного карбонатным комплексом девонско-башкирского возраста. Начиная с середины 90-х годов в поиски были включены более глубокие горизонты Астраханского карбонатного массива – его девонские отложения. Их изучение было начато с бурения глубоких параметрических скважин. К настоящему времени в пределах Астраханского карбонатного массива пробурено восемь параметрических скважин. Новые работы пока не привели к крупным открытиям. Однако они показали, что на глубинах свыше 5 км существует изолированный нижний структурный этаж, сложенный терригенно-карбонатной толщей девонских отложений, способных сохранить крупные залежи нефти и газа без сероводорода (см. рис. 4).

Таким образом, имеются все основания полагать, что освоение ресурсов глубоких горизонтов осадочного чехла будет способствовать решению проблемы возобновления минерально-сырьевой базы Российской Федерации, особенно в регионах традиционной нефтедобычи

В 2009–2011 годах сотрудниками сектора осадочных бассейнов ИПНГ РАН И. С. Гутманом, Е. А. Дьячковой и А. С. Марфуниным была выполнена геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции и ее окрестностей. В итоге было установлено, что в недрах Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции могло быть аккумулировано до 10 млрд тонн условного топлива, а неразведанные ресурсы составляют порядка 4,51 млрд тонн н.э., в том числе и нефти. Важно отметить, что по прогнозам большая часть этих ресурсов не содержит существенной доли сероводорода. К их числу относятся прогнозные ресурсы франско-турнейского карбонатного и ниже-среднедевонского карбонатно-терригенного комплексов Астраханского карбонатного массива, а также ресурсы нижнепермских терригенных отложений подводного конуса выноса, примыкающего к ее северному склону (см. рис. 5). Первые сосредоточены в нескольких крупных ловушках, как седиментационной (рифогенные внутривыбросные платформы и подводные конуса выноса – прим. Ред.), а также тектонической (структурно экранированные, антиклинальные) приподнятые.

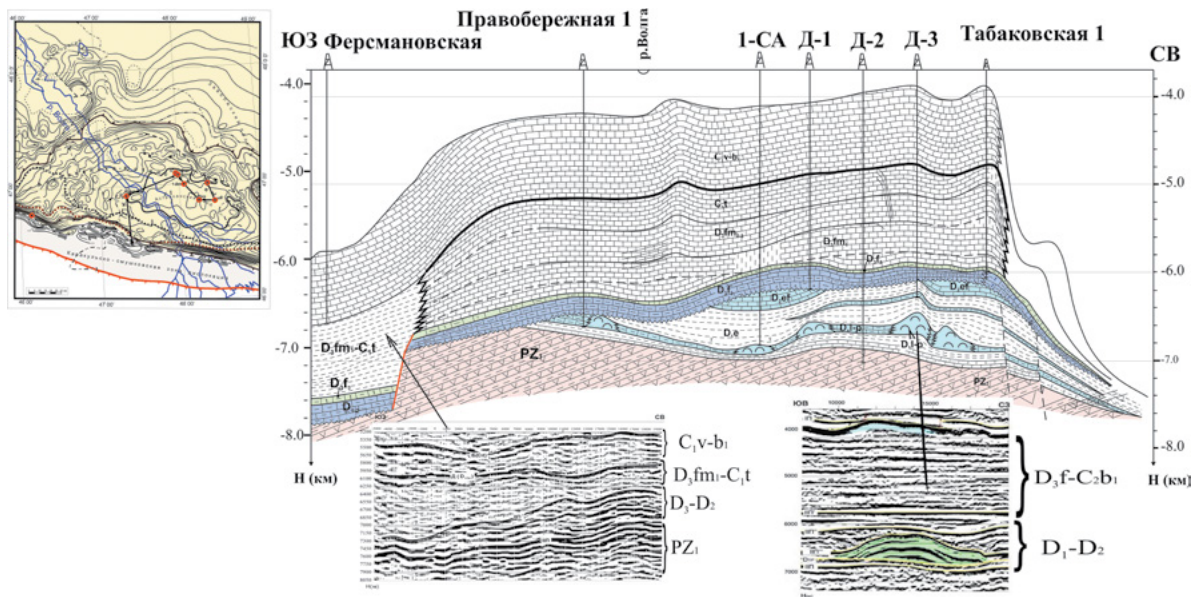
Остаточные потенциальные ресурсы (категории C₃–D₁) старых и зрелых нефтегазоносных провинций Северной Евразии
Источники: журнал «Мониторинг. Наука и технологии» №4(25). 2015

РИС. 3



Источник: журнал «Геотектоника» №3, 2019

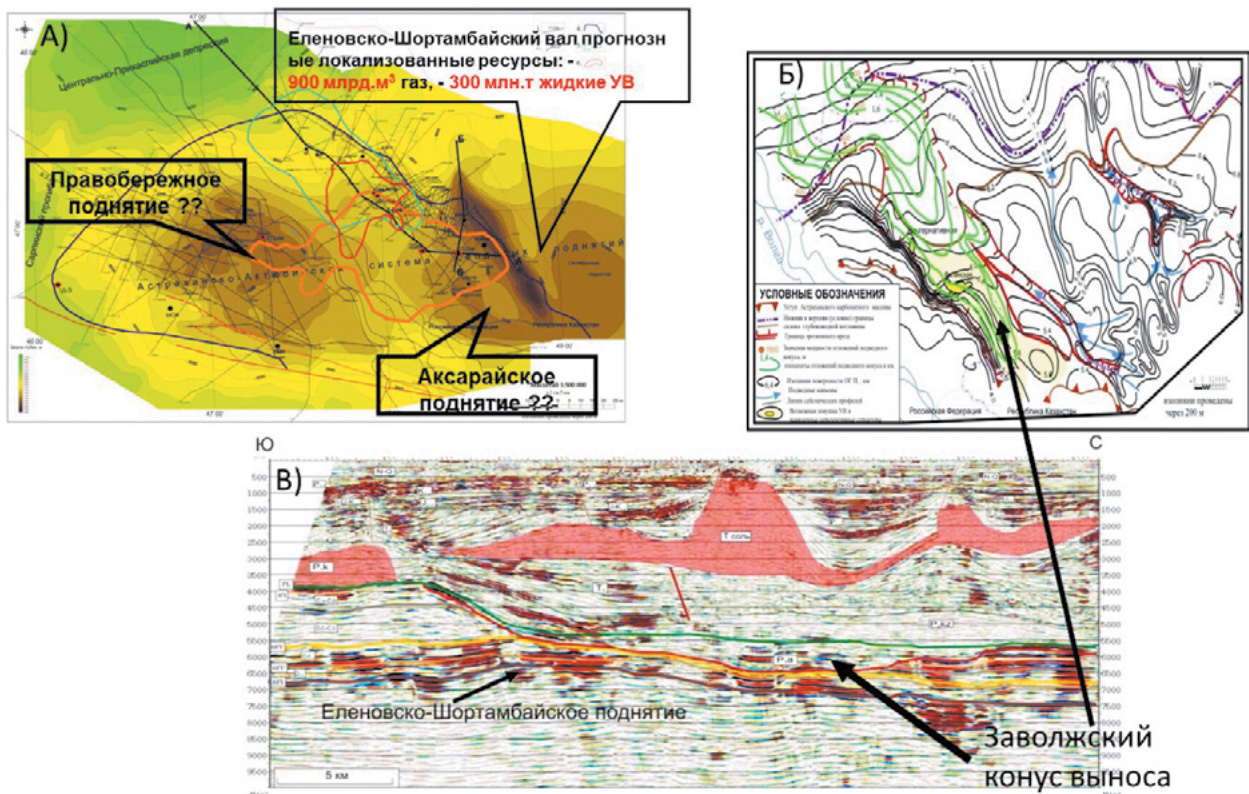
РИС. 4



Строение подсолевого комплекса Астраханского свода: а) карта, б) геологический разрез Астраханского карбонатного массива

Источник: журнал «Геотектоника» №3, 2019

РИС. 5



Выявленные в глубоких горизонтах осадочного чехла Астраханского свода объекты (резервуары), способные аккумулировать крупные и гигантские месторождения УВ

Источник: журнал «Геотектоника» №3, 2019

РИС.6

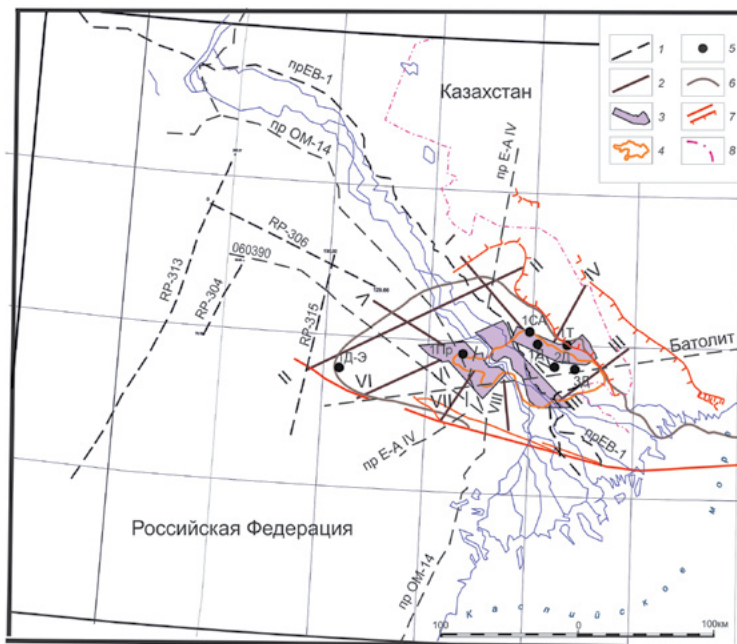


Схема отработки новых полноазимутальных профилей МОГТ 3D совместно с существующими 3D-съемками

Условные обозначения на рисунке:

- 1–2 – линии региональных профилей рекомендованных для: 1 – переработки; 2 – отработки;
3 – площади 3D-съемки;
4 – контур Астраханского газоконденсатного месторождения;

- 5 – глубокие скважины;
6 – граница Астраханского свода по карбонатному уступу;
7 – разрывные нарушения и границы вреза;
8 – административные границы

Источник: журнал «Геотектоника» №3, 2019

Проектом предусмотрена отработка новой сети региональных сейсмических профилей МОГТ 3D по самой современной методике (полноазимутальное профилирование с $X_{\text{мас}} = 8$ км), что позволит получить скоростную модель (и глубинные динамические разрезы) всей подсолевой толщи вплоть до кристаллического фундамента, а также выполнить глубинную миграцию временных кубов ранее выполненных съемок 3D и региональных профилей по новой скоростной модели (см. рис. 6).

Проект может быть реализован за четыре года, включая выполнение полевых работ, обработку и комплексную интерпретацию всех данных, на принципах инвестиционного товарищества недропользователей (ИТН).

Предлагаемый проект обеспечит снижение риска каждого недропользователя при освоении ресурсов глубоких горизонтов на его лицензионном участке за счет:

- ◆ получения синергетического эффекта от объединения интеллектуальных знаний и опыта участников проекта, а также материалов и информации, уже имеющихся у недропользователей в отношении их участков;
- ◆ снижения стоимости работ от разделения затрат и привлечения единого подрядчика;
- ◆ накопления опыта коллективного освоения сложностроенных перспективных территорий.

Этот пилотный проект позволит создать новый продукт, давно востребованный на рынке инвестиционного кредитования в ресурсно-энергетическую отрасль. ■

Основные предлагаемые принципы ИТН следующие:

- ◆ финансирование проекта осуществляют основные недропользователи – владельцы лицензий на исследуемой территории;
- ◆ долевое участие недропользователей при финансировании проекта может быть пропорционально размерам принадлежащих им лицензионных участков либо определяться другим способом, предложенным членами ИТН;
- ◆ менее крупные недропользователи вносят в качестве вклада деньги в размере, достаточном для оплаты сметной стоимости сейсмических работ, обработки и интерпретации данных, выполненных в пределах их лицензионного блока;
- ◆ права на полученную информацию в течение пяти лет после завершения работ будут являться конфиденциальной собственностью ИТН;
- ◆ подготовленные и выявленные перспективные объекты подлежат дальнейшему изучению и подготовке новых запасов углеводородов силами участников ИТН на основе коллективно согласованных принципов, в пределах площади геологического изучения.



В 2020 г. **22** номера журнала **НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ**

 **НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ**

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

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

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

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

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

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

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

Подписаться можно:

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

по каталогу РОСПЕЧАТЬ
индексы 47571 и 36281

по каталогу ПРЕССА РОССИИ
индекс 45380

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

ЖУРНАЛ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ. ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!



НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

www.ngv.ru

КТО ВЛАДЕЕТ ИНФОРМАЦИЕЙ, ОБРЕЧЕН НА УСПЕХ!

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

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ. ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!



WWF

25.wwf.ru

ИСЧЕЗНУВШИХ НЕ ВЕРНУТЬ,

НО ОСТАНОВИТЬ ИСЧЕЗНОВЕНИЕ
СЕВЕРНОГО ОЛЕНЯ
ПОМОЖЕТ ВАШЕ ПОЖЕРТВОВАНИЕ



Популяция северных оленей на Таймыре катастрофически сокращается. Главные угрозы – браконьерство и неконтролируемая охота.

Чтобы сохранить этих животных, необходим масштабный мониторинг и регулярные антибраконьерские рейды.

Социальная реклама.

НА НОМЕР **3443**

ОТПРАВЬ СМС ПРИРОДА
И СУММУ ПОЖЕРТВОВАНИЯ (ПРИРОДА100)

ЗАО «ИСТЮНИОН»

АРЕНДА
БИЗНЕС-ДЖЕТАЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ
В РЕЖИМЕ 24/7/365

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

