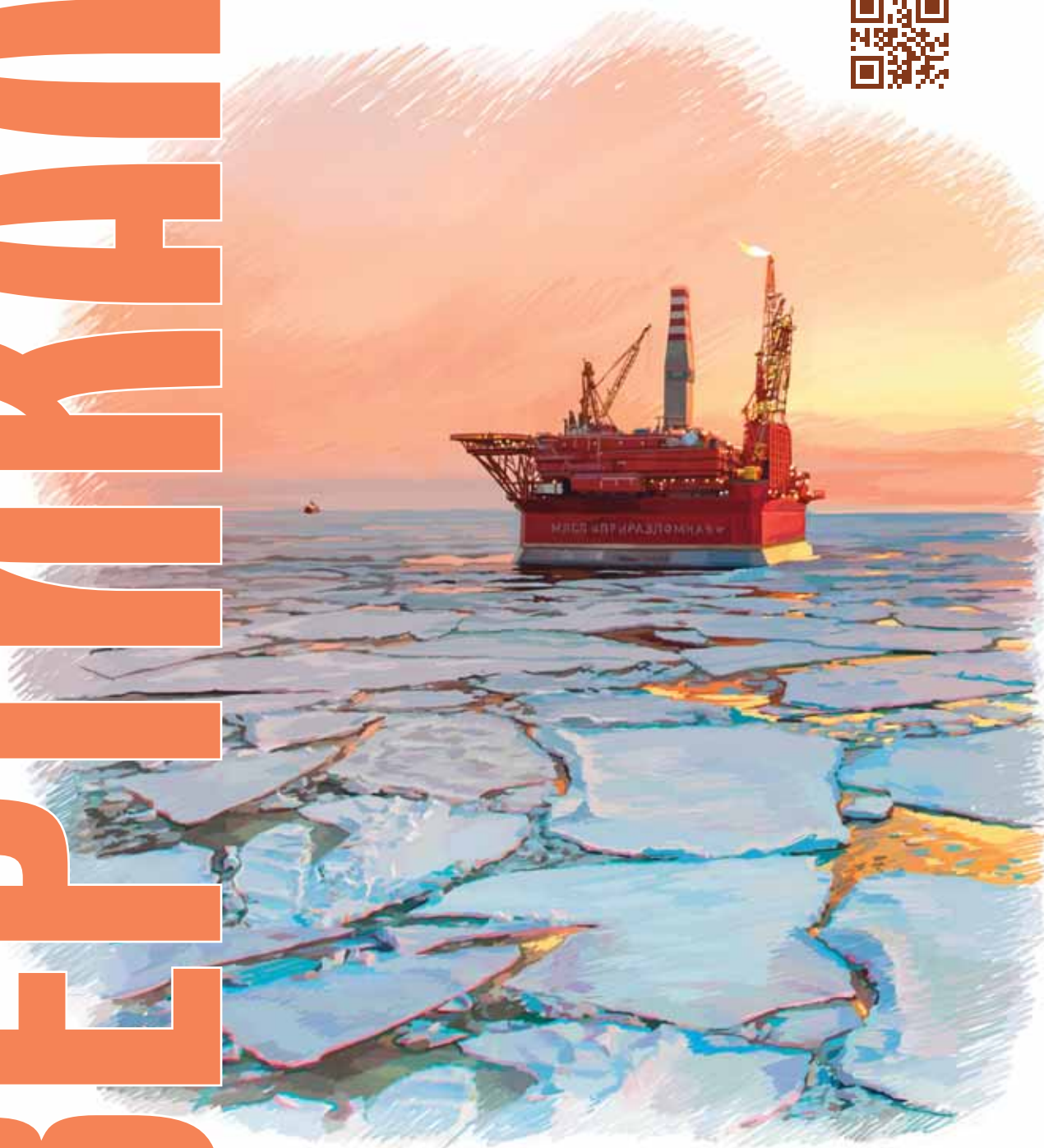


ВЕРТКАВ НЕФТЕГАЗОВАЯ

ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ В ПОИСКАХ ГАРМОНИИ



ГЕНСХЕМА-2035 для газовой отрасли России. Опыт и ориентиры	12
ГЕНАДИЙ ШМАЛЬ: ОТРАСЛЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ И КАК ИМИ УПРАВЛЯТЬ	20
РЕФОРМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ. КАКОЙ ЕЙ БЫТЬ?	28
ГЕНДИРЕКТОР КТК НИКОЛАЙ ГОРБАНЬ: ДОБЫВАЙТЕ, ПРОКАЧАЕМ!	34
ЭКСКЛЮЗИВ НГВ. НЕФТЬ АРКТИКИ — РЫНКИ, ЛОГИСТИКА, ГРУЗОПОТОКИ	68

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА — 2017

21–23 марта 2017 года ЭКСПОЦЕНТР (Москва, Краснопресненская набережная, 14)



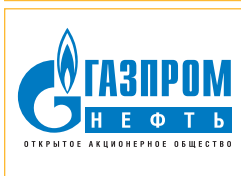
В ПРОГРАММЕ КОНФЕРЕНЦИИ:

-  40 докладов в 8 сессиях
-  Круглый стол
-  Фокус-экспозиция
-  Мастер-классы
-  Стендовые доклады

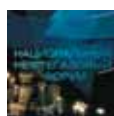


ТЕМЫ СЕССИЙ:

- Механизированная добыча: итоги и прогнозы
- Новые технологии и оборудование
- Сервис механизированного фонда
- Системы ОРЭ
- Энергосберегающие технологии
- Системы управления и мониторинга
- Осложненные условия эксплуатации
- Эксплуатация УШГН, УВН, газлифта
- Система ППД



ОРГАНИЗАТОРЫ:



Журнал «Нефтегазовая Вертикаль»

Национальный нефтегазовый форум Экспертный совет по механизированной добыче

Тел./Факс: 8-495-510-57-24; 8-499-750-00-70; www.ngv.ru; e-mail: artlift@ngv.ru



СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

ОПЕРАТИВНЫЙ ПОВОД 4, 8

**Освоение Арктики.
В поисках гармонии** 6

Признание профессионалов 10
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Ориентиры развития газовой отрасли 12
Генсхема-2035 через призму
зарубежного и отечественного опыта
КИРИЛЛ МОЛОДЦОВ,
Министерство энергетики РФ
АЛЕКСАНДР СЕРГЕЕВ,
аналитик газовых рынков

Российская техника для Арктики 18
Интервью с ВАСИЛИЕМ ОСЬМАКОВЫМ,
заместителем министра промышленности
и торговли Российской Федерации

Место для дискуссии о судьбах отрасли 20
Интервью с ГЕНАДИЕМ ШМАЛЕМ,
президентом Союза
нефтегазопромышленников России

Налоговый оптимум еще не найден 28
ГРИГОРИЙ ВЫГОН,
СЕРГЕЙ ЕЖОВ,
Vygon Consulting

КОМПАНИИ И РЫНКИ

КТК: добывайте, прокачаем! 34
Интервью с НИКОЛАЕМ ГОРБАНЫМ,
генеральным директором КТК

На машине быстрее 38
«Газпром» расширяет экспорт газа
в Казахстан с помощью автоперевозок
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

АКТУАЛЬНАЯ ТЕМА. АРКТИКА

**Нестандартные подходы
к высоким широтам** 44
ДМИТРИЙ ФИШКИН,
Минэкономразвития России

**Арктическая добыча:
проекты и риски** 48
ВАСИЛИЙ БОГОЯВЛЕНСКИЙ,
ИГОРЬ БОГОЯВЛЕНСКИЙ,
Институт проблем нефти и газа РАН

**Большая нефть Арктики
Не только мечта,
но и реальная перспектива** 54
ВАЛЕРИЙ КАМИНСКИЙ,
ОЛЕГ СУПРУНЕНКО,
АНДРЕЙ ЧЕРНЫХ,
ТАТЬЯНА МЕДВЕДЕВА,
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»



Аналитический
журнал
№5 (402)
март 2017 г.



Аналитический
журнал
№5 (402)
март 2017 г.

Новые опоры Заполярья

ЮРИЙ БАНЬКО,
журналист

Ключи к северным воротам

ЮРИЙ БАНЬКО,
журналист

ЭКСКЛЮЗИВ «ВЕРТИКАЛИ»

Рынки и логистические схемы арктической нефти

МИХАИЛ ГРИГОРЬЕВ,
ООО «Гекон»

59 Развитие арктического грузопотока углеводородных ресурсов

74

64 МИХАИЛ ГРИГОРЬЕВ,
ООО «Гекон»

В МИРЕ

ПАНОРАМА

83, 88

68 Турция пошла на сжижение
КОНСТАНТИН АНОХИН,
журналист

84

Редакционный совет

Кирилл Молодцов
(председатель)

Александр Клевлин
(ответственный секретарь)

Вадим Горяинов
Сергей Жданов
Ирина Кезик
Сергей Яценя

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор
Александр Клевлин
klevlin@ngv.ru

Зам. гендиректора
Сергей Маланин
findirNGV@yandex.ru

Директор по рекламе
Елена Маринич
marinich@ngv.ru

Редакция

И.о. главного редактора
Андрей Мещерин
andrey@ngv.ru

Зам. главного редактора
Валерий Андрианов
andrianov@ngv.ru

Выпускающий редактор
Ирина Сизова
ira@ngv.ru

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

Редактор отдела
«Производство и технологии»
Виктор Прусаков
vprusakov@ngv.ru

Директор спецпроектов
Владимир Царев
tsvn@ngv.ru

Отдел рекламы
Вера Зернова
zernova@ngv.ru

Отдел подписки
Наталья Шитова
podpiska@ngv.ru

Дизайн и верстка
Надежда Гребенникова
nadart@list.ru

Художник-иллюстратор
Ирина Сухорукова

Группа рассылки
Анатолий Алексеев
Геннадий Белоусов

Вебсайт
www.ngv.ru
Татьяна Бойцова
btk@ngv.ru

Системный администратор
Евгений Белов
evgeny@ngv.ru

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати.
Регистрационное свидетельство №016629

Заявленный тираж
15 000 экземпляров.

Отпечатано в ООО «ПАИС-Т»
Москва, Б. Семеновская, д. 49, офис 119

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

Комплекс «Башня на набережной», блок С
Пресненская набережная, д. 10, этаж 47
123317, г. Москва, Россия

Тел./факс: +7(495)510-57-24
+7 (499)750-00-70
Электронная почта: info@ngv.ru

Почтовый адрес

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

Представитель в Азербайджане (г.Баку)

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



Основное направление деятельности — производство оборудования для обустройства континентальных и шельфовых нефтегазовых месторождений, нефте- и газоперерабатывающих производств, нефте- и газохимической промышленности:

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

АО «ГМС Нефтемаш» основано в 1965 году.

С 2005 года входит в состав машиностроительного холдинга АО «Группа ГМС».

Россия, 625003 г. Тюмень, ул. Военная 44
Тел.: +7 (3452) 791-930 Факс: +7 (3452) 432-239
E-mail: girs@hms-neftemash.ru; www.hms-neftemash.ru



www.hms-neftemash.ru

ЯМАЛ СПГ СТАРТУЕТ ЭТОЙ ОСЕНЬЮ

«Ямал СПГ» будет запущен к октябрю 2017 года, сообщил «Интерфаксу» глава французской Total Патрик Пуянне. Он также отметил, что проект продвигается хорошо.

Проект стоимостью \$27 млрд предполагает строительство трех линий по сжижению газа по 5,5 млн тонн СПГ в год каждая. На осень намечен запуск первой линии, последующие линии будут вводиться поочередно с интервалом в один год.

В СПИСКЕ ПИЛОТНЫХ ПРОЕКТОВ НА УСЛОВИЯХ НДД ОСТАЮТСЯ ВАКАНСИИ

Нефтяные компании представили в Минэнерго РФ предложения по месторождениям, предлагаемым в качестве площадок для пилотных проектов на условиях налогообложения дополнительного дохода. Суммарная добыча по этим месторождениям оценивается на уровне 7 млн тонн, в то время как Минэнерго РФ и Минфин РФ согласовали квоту в 15 млн тонн.

По сведениям «Интерфакса», «Сургутнефтегаз» предлагает в качестве площадок для пилотных проектов на условиях НДД восемь месторождений с суммарной добычей в 2,5 млн тонн, ЛУКОЙЛ — шесть месторождений (2,4 млн тонн), «Газпром нефть» — два месторождения (2 млн тонн), «РуссНефть» — три месторождения (0,1 млн тонн).

КАДРОВЫЕ ПЕРЕМЕНЫ В ЛУКОЙЛЕ

Пресс-служба ЛУКОЙЛа сообщила о кадровых решениях «в рамках плановой ротации управленческого состава». Советником президента компании назначен Сергей Кукура. Должность первого вице-президента занял Александр Матыцын. Вадим Воробьев переведен на должность старшего вице-президента по поставкам и продажам, а ранее возглавлявший «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработку» Рустем Гималетдинов назначен вице-президентом по нефтепереработке, нефтехимии, газопереработке. Должность гендиректора «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработки» занял Алексей Иванов, до этого работавший начальником департамента технологии и производственного планирования. Валерий Субботин завершает работу в центральном аппарате компании.

ГАЗПРОМ НЕФТЬ ПОСТРОИЛА ПЕРВЫЕ МНОГООСТВОЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

На Новопортовском месторождении успешно использована новая технология строительства многоствольных скважин. Ее применение позволило увеличить нефтеотдачу пласта и существенно повысить эффективность разработки месторождения.

Разработка дизайна скважины и круглосуточное сопровождение бурения осуществлялось экспертами Научно-технического центра «Газпром нефти» совместно со специалистами «Газпромнефть-Ямала». Длина каждого ствола первой двустольной скважины, построенной на Новопортовском месторождении, составляет 1000 метров, ее начальный дебит был зафиксирован на уровне более 400 тонн нефти в сутки. Сегодня на Новопортовском месторождении построено и функционирует уже пять подобных скважин.

ЗАПУСК УСТАНОВКИ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ НА ХАРЬЯГЕ ОТЛОЖЕН ДО 2019 ГОДА

Запуск установок центрального пункта сбора для утилизации попутного нефтяного газа на Харьягинском месторождении в НАО переносится на 2019 год, сообщил «Интерфаксу» глава Ростехнадзора Алексей Алешин.

Попутный газ на Харьягинском месторождении отличается высоким содержанием серы, для решения проблемы его утилизации необходимо провести модернизацию центрального пункта сбора нефти (ЦПС). Total, которая до 2016 года была оператором проекта, собиралась закупить установки по производству гранулированной серы и перейти на 95%-ю утилизацию ПНГ еще в 2012 году. Потом этот срок был перенесен на начало 2014 года, затем на конец 2015 года.

НА ДАНИЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НАЧАТА ЗАКАЧКА ПНГ В ПЛАСТ

На Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении начата закачка попутного газа в пласт. По данным «Интерфакса», запуск установки позволит утилизировать до 60% объема добываемого на месторождении ПНГ. Оставшийся газ используется в процессе подготовки нефти, а также для генерации электроэнергии и выработки тепловой энергии на собственные нужды.

Даниловское месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области. Право пользования недрами принадлежит ООО «Иркутская нефтяная компания». На месторождении ведется промышленная добыча углеводородного сырья.



G-PROFI ENGINE OIL

ВЫБОР ПРОФЕССИОНАЛОВ

ДЛЯ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ G-PROFI PSN 40

ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННОЕ МАЛОЗОЛЬНОЕ МАСЛО ДЛЯ СТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ. ЗАЩИЩАЕТ ОТ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ, ИЗНОСА, ЗАДИРОВ. УСТОЙЧИВО К ОКИСЛЕНИЮ И НИТРОВАНИЮ.

ОДОБРЕНО: CATERPILLAR ENERGY SOLUTIONS (MWM) TR0199-99-2105-11; JENBACHER 1000-1109.

СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ СПЕЦИФИКАЦИЙ: API CD; WÄRTSILÄ.

ДЛЯ ДИЗЕЛЬНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ G-PROFI MSI PLUS 15W-40

ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЕ МОТОРНОЕ МАСЛО, РАЗРАБОТАННОЕ В СООТВЕТСТВИИ С СОВРЕМЕННЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ДИЗЕЛЬНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ И ГЕНЕРАТОРОВ. ОБЛАДАЕТ ПОВЫШЕННЫМ ЗАПАСОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ И УВЕЛИЧЕННЫМ ИНТЕРВАЛОМ ЗАМЕНЫ.

ОДОБРЕНЫ: CUMMINS CES 20078, MTU CAT. 2, VOLVO VDS-3, DEUTZ DQC III, DETROIT DIESEL DDC 93K215, JASO DH-1.

СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ СПЕЦИФИКАЦИЙ: ACEA E7, A3/B4, CATERPILLAR ECF-1A, CUMMINS CES 20076/7.

ЛИЦЕНЗИРОВАНО ПО API CI-4/SJ.

**УСПЕШНО ЭКСПЛУАТИРУЮТСЯ
В ДВИГАТЕЛЯХ CATERPILLAR,
MWM, CUMMINS, WAUKESHA,
WÄRTSILÄ**



ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ. В ПОИСКАХ ГАРМОНИИ



В конце марта в Архангельске пройдет Международный арктический форум «Арктика — территория диалога», который является крупнейшей, наиболее авторитетной и эффективной площадкой для обсуждения актуальных проблем и перспектив развития Арктического региона. Ожидается, что в работе форума примет участие и выступит на пленарном заседании Президент России В.Путин.

Форум призван объединить международные организации, органы государственной власти, научные и бизнес-сообщества из России и зарубежных стран для координации подходов в развитии сотрудничества и консолидации усилий по обеспечению стабильного развития Арктики и повышения уровня жизни населения на арктических территориях.

Повестка дня форума включает обширный перечень вопросов: государственное и муниципальное управление, международное сотрудничество, социально-экономическое развитие, энергетика, логистика, экология, инновации, культурное наследие, туризм... Но, по большому счету, участники дискуссий займутся обсуждением одного — наиглавнейшего — вопроса: поиск гармонии в подходах к раскрытию уникального арктического потенциала.

Потенциально Арктика является территорией глобального сотрудничества. Однако пока здесь еще нередко сталкиваются противоречивые интересы, будь то территориальные споры или противодействие экологов планам нефтяников освоить ресурсный потенциал северных морей.

Оппоненты должны слушать и слышать друг друга. Только тогда можно рассчитывать на то, что реализуемые планы будут оптимальными и не принесут ничего, кроме пользы.

Прошлым летом резонансным событием, побуждающим озабочиться поисками гармонии в подходах к Арктике, стал необычный концерт итальянского пианиста и композитора Людовико Эйнауди, исполнившего свою «Арктическую элегию» на рояле, установленном среди арктических льдов.

Форум, который пройдет в Архангельске, в какой-то мере переключается с тем музыкальным призывом к бережному и комплексному подходу к перспективам уникального арктического региона. Только на этот раз в форме коллективного мозгового штурма.

На дискуссионных площадках форума пойдет большой разговор об изучении и использовании нефтегазового потенциала Заполярья. Огромные запасы ископаемого топлива, а также развитие современных технологий в сфере энергетики, транспорта и экологии позволяют рассматривать Арктику в качестве важнейшего центра добычи углеводородов. Одним из ключевых факторов успешного развития этого направления является развитие транспортной инфраструктуры, отработка экспортных маршрутов для арктического углеводородного сырья.

Предваряя это обсуждение, «Нефтегазовая Вертикаль» пригласила ряд ведущих российских управленцев, ученых и экспертов поделиться с читателями журнала своими наработками, идеями и материалами исследований по арктической тематике. В частности, мы предлагаем вниманию читателей эксклюзивные, никогда ранее не публиковавшиеся материалы исследования ООО «Гекон», посвященного оценке рынка арктической нефти, ее роли и перспективам в арктическом грузопотоке.

Замминистра промышленности и торговли РФ Василий Осмаков рассказал в интервью «Вертикали» о приоритетных задачах, стоящих перед отечественным нефтегазовым машиностроением в части импортозамещения, о том, какую поддержку отрасль получает от государства. По его словам, Арктика — это прекрасный полигон для апробации отечественных инновационных технологий. Замминистра убежден, что Россия должна быть одним из мировых лидеров в сфере нефтегазового оборудования и прорывных морских технологий. Он считает, что в разработке арктического шельфа поможет и научно-технический потенциал, накопленный в оборонной сфере (стр. 18).

Очевидно, что разумное и рациональное освоение Арктики необходимо. Богатейший углеводородный потенциал региона способен на многие десятилетия вперед решить проблему восполнения минерально-сырьевой базы приарктических государств, да и мира в целом. А развитие Северного морского пути позволит создать эффективный «транспортный мост» между Европой и Азией.

Правда, после падения нефтяных цен практически все новые проекты по добыче углеводородов на арктическом шельфе стали нерентабельными. Продолжается освоение Приразломного, вводятся в эксплуатацию сухопутные месторождения в арктической зоне, развивается транспортно-логистическая инфраструктура, но вот бурение на северном шельфе явно затормозилось. А сроки ввода новых арктических месторождений постоянно откладываются.

Такая пауза означает, что и у нефтегазовых компаний, и у государств появилось время для проведения дополнительных исследований в этом регионе и создания нового поколения технологий, гарантирующих полную экологическую безопасность.

Поэтому арктическую эпопею не стоит сворачивать — ни по экологическим, ни по экономическим причинам. Наоборот, она должна переместиться с периферии в центр общественного и государственного внимания. Ведь, несмотря на более чем вековой опыт исследования этого региона (первая русская научная арктическая экспедиция состоялась в 1990–1902 годах), мы еще крайне мало о нем знаем.



Специфические условия Арктики требуют не шаблонного, а особого осознанного подхода к развитию этого макрорегиона. Во-первых, необходимы комплексное планирование и взаимная увязка проектов и интересов всех заинтересованных сторон: государства, бизнеса и местного населения. Во-вторых, требуется подняться на уровень выше и создавать не просто отдельные минерально-сырьевые центры, а их совокупности.

По сути, Арктика должна стать полигоном для отработки новых моделей государственного управления развитием отдельных территорий. В частности, речь идет о выделении так называемых опорных зон развития (стр. 44).

УГЛЕВОДОРОДЫ СЕВЕРА РОССИИ: ПРОЕКТЫ И РИСКИ

Арктическая зона РФ является одним из крупнейших в мире регионов добычи углеводородного сырья, преимущественно газа. Причем основная доля производства УВС приходится на сухопутные месторождения.

Вместе с тем объемы ГРП на морских лицензионных участках в Арктике явно недостаточны. Согласно мировому опыту, от открытия шельфовых месторождений в северных акваториях до начала их промышленной эксплуатации в среднем проходит более двух десятилетий. Это позволяет предположить, что морские арктические проекты до 2035 года не внесут существенного вклада в баланс российской нефтедобычи. Они — наш стратегический резерв (стр. 48).



БОЛЬШАЯ НЕФТЬ АРКТИКИ — РЕАЛЬНАЯ ПЕРСПЕКТИВА



Проект новой редакции Энергетической стратегии страны предполагает к 2035 году довести уровень морской арктической нефтедобычи до 33 млн тонн в год. У части экспертного сообщества такая перспектива вызывает определенный скепсис. Нынешнее положение дел не внушает оптимизма в отношении перспектив.

Однако намеченные цели вполне достижимы. Правда, для этого необходимо разработать четкий план действий, поддержать его мерами государственного регулирования и обеспечить действенный контроль. А возглавить этот процесс могла бы недавно созданная Государственная комиссия по вопросам развития Арктики (стр. 54).

НОВЫЕ ОПОРЫ ЗАПОЛЯРЬЯ И КЛЮЧИ К СЕВЕРНЫМ ВОРОТАМ

Нефтегазовым проектам отводится роль катализаторов комплексного развития арктических территорий. Центрами экономического роста должны стать опорные зоны. Они же станут базой для производства и обслуживания морской техники, а также для перевалки углеводородного сырья на экспорт (стр. 59).

Важнейший фактор освоения Арктики — наличие атомного ледокольного флота. В последние годы его потенциал оказался значительно ослаблен. Пришлось принимать срочные меры по продлению ресурса работы ядерных энергетических установок действующих ледоколов. Лишь благодаря этому удалось начать реализацию в Арктике ряда нефтегазовых проектов (стр. 64).



ЭКСКЛЮЗИВ «ВЕРТИКАЛИ»: РЫНКИ, ЛОГИСТИКА, ГРУЗОПОТОКИ



ООО «Гекон» представляет два аналитических обзора: «Рынки и логистические схемы арктической нефти» и «Развитие арктического грузопотока углеводородного сырья». В первом из них дается характеристика логистических схем и качества сырья, отправляемого на экспорт через арктические терминалы. Второй обзор включает оценку действующих и будущих добычных проектов в Арктической зоне и прогнозирует пиковый грузопоток УВС в акваториях арктических морей на уровне 39 млн тонн в 2022 году.

Помимо энциклопедичности, для публикуемых обзоров характерна высокая актуальность — вся информация дается по состоянию на середину февраля 2017 года (стр. 68).

У РОСНЕФТИ ВЫРОСЛИ РЕНТАБЕЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

«Роснефть» опубликовала результаты аудита, проведенного компанией DeGolyer & MacNaughton по состоянию на 31 декабря 2016 года с учетом активов АНК «Башнефть». По классификации SEC доказанные запасы углеводородов выросли на 970 млн барр н.э. (131 млн т н.э.), или на 3%, до 37,772 млрд барр н.э. (5,111 млрд тонн н.э.). Коэффициент замещения доказанных запасов углеводородов составил 148%. Органический коэффициент замещения запасов — 140%. Обеспеченность доказанными запасами углеводородов — 19 лет.

По классификации PRMS запасы углеводородов по категории 1P составили 46,075 млрд барр н.э. (6,25 млрд тонн н.э.), 2P — 82,087 млрд барр н.э. (11,092 млрд тонн н.э.), по категории 3P — 116,758 млрд барр н.э. (15,794 млрд тонн н.э.). Запасы 1P выросли на 2%, 2P — на 4%, 3P — на 3%.

ЛУКОЙЛ СООБЩИЛ ОБ УВЕЛИЧЕНИИ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ

По результатам геологоразведочных работ и пересмотра предыдущих оценок ЛУКОЙЛ в 2016 году прирастил 0,7 млрд барр н.э. доказанных запасов. За счет ГРП и эксплуатационного бурения доказанные запасы увеличены на 556 млн барр н.э. Коэффициент выполнения доказанных запасов углеводородов составил 81%, в том числе по нефти — 85%.

По состоянию на 31 декабря 2016 года доказанные запасы углеводородов компании по классификации SEC составили 16,4 млрд барр н.э., из которых 76% приходится на нефть. Обеспеченность компании доказанными запасами углеводородов составляет 20 лет. Условные ресурсы по категории 3C по классификации PRMS составили 14,4 млрд барр н.э., увеличившись на 0,5 млрд барр в основном за счет каспийского региона. Независимый аудит доказанных запасов проведен компанией Miller and Lents.

У ГАЗПРОМ НЕФТИ ГАЗА СТАЛО МЕНЬШЕ, А НЕФТИ — БОЛЬШЕ

Доказанные и вероятные (2P) запасы нефти и конденсата «Газпром нефти» (без совместных предприятий и иностранных активов), аудированные DeGolyer and MacNaughton по международной системе управления углеводородными ресурсами (PRMS), в 2016 году выросли с 1,141 до 1,148 млрд тонн. В то же время запасы газа уменьшились с 400,1 до 396 млрд м³. Текущая стоимость этих запасов оценивается в \$48,46 млрд (\$28,8 млрд годом ранее).

НОВАТЭК ОБНОВИЛ ОЦЕНКУ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

НОВАТЭК объявил о завершении оценки запасов углеводородов по состоянию на 31 декабря 2016 года, проведенной компанией DeGolyer and MacNaughton. Доказанные запасы углеводородов компании по стандартам SEC (включая долю в запасах совместных предприятий) составили 12,775 млрд барр н.э., в том числе 1,755 трлн м³ газа и 152 млн тонн жидких углеводородов. Доказанные запасы углеводородов выросли на 2,8%, а коэффициент выполнения составил 168%. Основной прирост доказанных запасов обеспечили Утреннее, Южно-Тамбейское, Харбейское, Дороговское и Ярудейское месторождения.

Доказанные и вероятные запасы углеводородов по стандартам PRMS по состоянию на 31 декабря 2016 года (включая долю в запасах совместных предприятий) составили 22,756 млрд барр н.э., в том числе 3,067 трлн м³ газа и 319 млн тонн жидких углеводородов.

МИНПРИРОДЫ РФ ПРЕДЛАГАЕТ ФОРМИРОВАТЬ ЧЕРНЫЕ СПИСКИ

Проект поправок в Закон РФ «О недрах» в части создания реестра недобросовестных участников аукционов в ближайшее время будет внесен в Правительство РФ, сообщила пресс-служба министерства. Законопроект обеспечит создание и ведение реестра недобросовестных участников аукционов на право пользования участками недр. Наличие сведений о заявителе в указанном реестре станет основанием для отказа в приеме заявки на участие в аукционе.

Законопроект направлен против компаний, систематически участвующих в аукционах и предлагающих наибольший размер разового платежа, однако не уплачивающих заявленную на торгах сумму. «Такие действия направлены на умышленный срыв аукционов на право пользования участками недр», — считает глава Минприроды РФ С.Донской.

Ожидается, что предлагаемые изменения позволят снизить количество случаев прекращения права пользования недрами вследствие неуплаты разового платежа.

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

www.mioge.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Самая масштабная в России
международная выставка
нефтегазового оборудования и
технологий

- 652 компании - участника из 40 стран мира
- 5 национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии
- 25 424 - общее количество посетителей



Данные Свидетельства аудиторской
проверки выставки MIOGE 2015



13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

в рамках выставки

27–29 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

www.oilgascongress.ru

Организатор
Группа компаний ITE





ПРИЗНАНИЕ ПРОФЕССИОНАЛОВ

Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

С 23 по 26 мая 2017 года в столице Башкирии в очередной раз пройдет международная выставка «Газ. Нефть. Технологии». Выставка юбилейная: специалисты отрасли встретятся в Уфе уже в 25-й раз. Нужно признать, что это одна из крупнейших и эффективных деловых площадок отрасли. По установившейся традиции одновременно с выставкой в Уфе пройдет и Российский нефтегазохимический форум.

Синергетический эффект двух значимых события очевиден: на фоне широкой экспозиции самых передовых разработок отечественных и зарубежных производителей проходит весьма конструктивный диалог между представителями отрасли, науки, государственной власти по множеству актуальных вопросов.

Из года в год выставка «Газ. Нефть. Технологии» предлагает программу, отвечающую последним требованиям времени. Часто меняющиеся условия выводят на первый план те или иные разделы выставки, экономические реалии требуют большего внимания к отечественным разработкам, оборудованию, технологиям.

«Участники выставки и форума по достоинству оценили опыт совместного проведения этих событий, — говорит генеральный директор Башкирской выставочной

компании Альбина Кильдигулова. — Это позволяет многократно увеличить целевую аудиторию, привлечь внимание признанных экспертов отрасли и топ-менеджмент компаний. Со своей стороны, мы как организаторы делаем все для того, чтобы создать лучшие условия для работы и укрепления бизнес-контактов участников».

Репутацию одной из самых значимых деловых площадок обеспечивает соучастие федеральных и региональных министерств, профессиональных ассоциаций и

союзов. К своему юбилею выставка подходит с многолетней поддержкой Министерства энергетики Российской Федерации, ТПП РФ. Выставка также включена в план участия Министерства промышленности и торговли РФ. Организаторами мероприятий выступают Правительство и Министерство промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан, Башкирская выставочная компания.

Один из самых авторитетных экспертов отрасли, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, человек, которого организаторы по праву считают большим другом выставки, постоянно подчеркивает, что «Газ. Нефть. Технологии» — важный инструмент укрепления позитивного имиджа российской нефтегазовой индустрии.

«Нефтегазовые выставки вообще, а особенно уфимская — это смотр нашей инженерной мысли, индивидуального потенциала, результат работы за прошедший год. Нам важно обобщать опыт, который есть у многих предприятий», — отмечает Г.Шмаль.

По уверениям организаторов, выставка «Газ. Нефть. Технологии-2017» обещает стать очень масштабным и интересным отраслевым событием, в котором примут участие свыше 400 ведущих отечественных и международных компаний отрасли. Они представят но-

**ВЫСТАВКА ОБЕЩАЕТ СТАТЬ ОЧЕНЬ
МАСШТАБНЫМ И ИНТЕРЕСНЫМ
ОТРАСЛЕВЫМ СОБЫТИЕМ, В КОТОРОМ
ПРИМУТ УЧАСТИЕ СЫШЕ 400 ВЕДУЩИХ
ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И МЕЖДУНАРОДНЫХ
КОМПАНИЙ ОТРАСЛИ**

винки химической и нефтехимической отрасли, оборудование и технологии для добычи, переработки углеводородов, возможности для развития производства. На пяти площадках современного, отвечающего всем техническим требованиям экспонентов выставочного комплекса «ВДНХ-ЭКСПО» разместятся и постоянные участники, и те, кто выбрал выставку в Уфе впервые.

«Мы будем рады встретить наших постоянных участников, тех, с кем связывают уже не только деловые отношения, но и крепкая дружба», — подчеркивает руководитель выставки «Газ. Нефть. Технологии» Владимир Мысин.

Выставка в Уфе привлекательна еще и потому, что сам региональный рынок настолько емкий, что способен обеспечить работой десятки предприятий на многие годы вперед. Так, нефтехимический кластер, в составе которого 160 предприятий республики, вошел в число тех, что будут поддерживаться на федеральном уровне. В 2017 году на его развитие из бюджета планируется направить порядка 140 млн рублей, в 2018 году — еще 500 млн рублей. К концу 2020 года в развитие кластера должно быть привлечено около 30 млрд рублей из внебюджетных источников.

Скаждым годом выставка привлекает все большее количество экспонентов и посетителей из разных стран. В 2016 году экспонентами стали 405 компаний из 32 регионов России и 12 стран мира, в том числе из Великобритании, Германии, КНР, Польши, Респуб-

Экспоненты

Много лет участниками выставки являются такие компании, как «Башнефть», «Татнефть», «Транснефть», «Транснефть-Урал», Башкирская содовая компания, «Газпром нефтехим Салават», «Востокнефтезаводмонтаж», «Газпром трансгаз Уфа», «Башнефтегеофизика», «Буринтех», Нефтехимический кластер РБ, «Гидромашсервис», «Сименс», Объединенная металлургическая компания и другие.

Новинки оборудования на выставке также представят известные мировые и российские компании: «Газпром нефть-СМ», Rabovalve (Франция), «Пепперс», Refrion (Италия), Центр кластерного развития Курганской области, TenCate Geosynthetics (Австрия), «Нефтепромавтоматика», НПП «Нефтегазинжиниринг», ОЗНА, Липецкая трубная компания «Свободный сокол», Yokogawa, ПКТБА, «ЭкспертНефтеГаз», «КуйбышевTELECOM», «Мицубиси Электрик (PVC)» и другие.



ки Беларусь, Республики Казахстан, Сербии, Словении, США, Франции, Финляндии, Южной Кореи, Японии. Организаторы зарегистрировали 14135 посетителей — представителей министерств и ведомств, руководителей и специалистов отраслевых предприятий России и зарубежных стран, делегации Татарстана, Казахстана, Беларуси, Китая, Германии, Венесуэлы и др.

«Понимая всю меру ответственности, которую несем перед участниками за эффективную работу на нашей выставке, мы очень много усилий прикладываем к тому, чтобы обеспечить качественный состав посетителей, — подчеркивает Альбина Кильдигулова. — Твердо убеждены, что должны привлечь как можно большее внимание целевой аудитории, поддержать их интерес к выставке и в итоге убедить приехать в Уфу в конце мая. Кстати, в это время наш город особенно прекрасен!»

Обычно экспоненты бывают очень рады возможности прямого общения с представителями федеральных и региональных министерств, директорами компаний, специалистами, принимающими решения о закупках, представителями зарубежных стран.

Четверть века для выставки — это огромный возраст, который говорит о том, что данная выставка — живой и очень востребованный проект, способный развиваться и предлагать новые решения для экспонентов. Именно поэтому более 400 компаний ежегодно выбирают эту площадку для демонстрации своих лучших достижений. □

ОРИЕНТИРЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

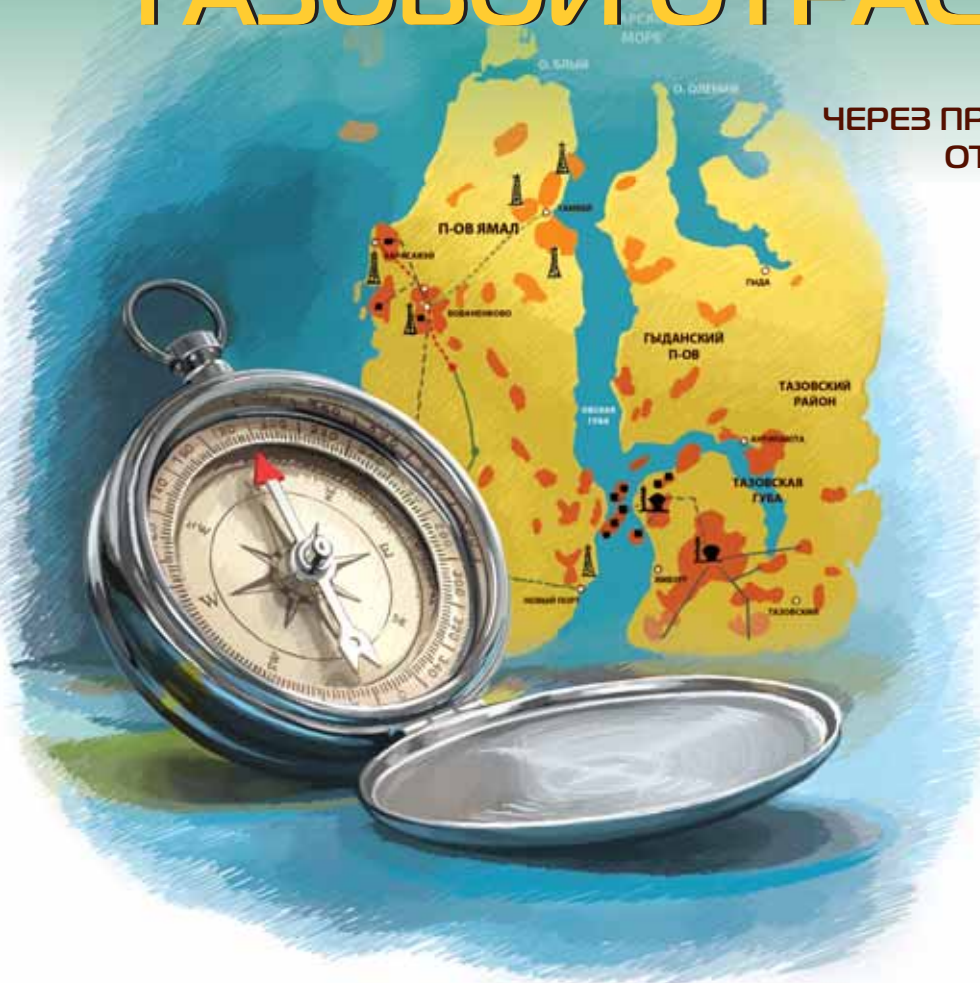
ГЕНСХЕМА-2035
ЧЕРЕЗ ПРИЗМУ ЗАРУБЕЖНОГО И
ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОПЫТА

КИРИЛЛ МОЛОДЦОВ

Заместитель министра энергетики РФ

АЛЕКСАНДР СЕРГЕЕВ

Аналитик газовых рынков



В ближайшее время ожидается принятие стратегических программных документов долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса России. Речь идет об Энергетической стратегии и Генеральных схемах развития соответствующих отраслей на период до 2035 года.

Особое внимание привлекает Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2035 года (Генсхема). В отношении отдельных ее позиций взгляды представителей правительственных структур, деловых кругов и экспертного сообщества существенно разнятся. Соответственно, на первый план выходит задача выработки консенсусных подходов — только в этом случае Генсхема-2035 станет реальным инструментом поступательного развития.

Публикуя данную статью, исследующую зарубежный и отечественный опыт стратегического отраслевого планирования, редакция приглашает специалистов отрасли к широкому обмену мнениями по ключевым вопросам развития отечественной газовой промышленности, которые должны быть отражены в Генсхеме. Рассчитываем, что высказанные предложения, аргументы и рекомендации будут способствовать принятию эффективных решений в ходе доработки этого документа.

снабжения российских потребителей и выполнения обязательств по экспортным поставкам природного газа.

Представляется, что под критерием экономической обоснованности целесообразно понимать не столько кубометры-километры-миллиарды объемных показателей, сколько максимизацию вклада всей производственно-хозяйственной цепочки восстановления запасов, добычи и использования газа в должное социально-экономическое развитие страны.

Также сформулируем перечень основных задач Генсхемы. Во-первых, это определение этапов развития газовой промышленности в части синхронизации вводов мощностей в геологоразведке, добыче, транспортировке, хранении, переработке и распределении газа. Во-вторых, общая координация действий участников отечественного газового рынка. В-третьих, создание основы для оценки потребностей в продукции смежных отраслей. В-четвертых, формирование ориентиров для федеральных и региональных органов государственной власти России с целью увязки перспектив развития газовой промышленности с планами развития ТЭК в масштабах страны и регионов. В-пятых, определение необходимых мер стимулирования развития газовой отрасли.

Подчеркнем, что значение Генсхемы значительно возросло с принятием Федерального закона от 28 июня 2014 года №172-ФЗ «О стратегиче-

Предваряя разговор, определимся с основными понятиями. Прежде всего, предлагаем исходить из того, что основная цель Ген-

схемы — определение экономически обоснованных стратегических направлений развития газовой отрасли для обеспечения надежного газо-

ском планировании в Российской Федерации», предусматривающего для топливно-энергетического комплекса разработку генеральных схем, детализирующих отраслевые и межотраслевые стратегии. Энергетическая стратегия, являющаяся по отношению к Генсхеме документом верхнего уровня, задает общий вектор развития отечественного ТЭК, в то время как Генсхема обеспечивает большую детализацию и проработку прогнозов по газовой отрасли.

В связи с подготовкой новой редакции Генсхемы, определенный интерес представляет и зарубежный, и отечественный, времен СССР, опыт разработки и реализации подобных стратегических документов по развитию топливно-энергетического комплекса, в частности газовой отрасли.

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ

Россия имеет уникальный опыт в разработке и реализации стратегических и концептуальных документов, в том числе и в отношении развития газовой промышленности. Но подходы России и западных стран, в частности США и ЕС, к разработке такого рода документов разнятся, и обусловлено это различиями в схемах управления газовой промышленностью. Определяющими являлись различия в доле государственных активов в отрасли, форме и степени государственного регулирования, уровне конкуренции в добыче, транспортировке и распределении газа.

В западных странах газовая отрасль — преимущественно рыночный сектор, в котором роль государства сводится в основном к общему регулированию. Отдельные решения принимаются не в рамках реализации долгосрочных стратегических документов, а в соответствии с текущими экономическими реалиями, то есть они носят в большей степени конъюнктурный характер.

Тем не менее необходимо отметить, что в той или иной форме программные документы по развитию энергетической отрасли имеются в большинстве стран мира, являющихся ключевыми игроками на мировом энергетическом рынке. При этом эти документы носят зачастую декларативный и прогнозный характер и служат в определенной степени ориентиром для участников рынка.

• США

В США стратегические документы в энергетической сфере носят преимущественно степени декларативный характер и не имеют директивной силы. Среди них выделяются следующие.

Во-первых, это Стратегический план Министерства энергетики. В настоящее время действует план на 2014–2018 годы. Его основная цель — содействие решению проблемы изменения климата и повышение уровня энергетической независимости страны.

Министерство обязуется поддерживать деятельность по обеспечению надежной и экологически безопасной разработки газовых ресурсов. В рамках стимулирования освоения нетрадиционных запасов газа министерство занимается научно-исследовательскими работами, сбором данных, аналитическим моделированием, информационными программами. Кроме того, оно обеспечивает кибербезопасность энергетической, в том числе газовой, инфраструктуры.

Во-вторых, Министерство энергетики США ежегодно обновляет долгосрочный энергетический прогноз. В последнем прогнозе, опубликованном в феврале 2017 года и содержащем несколько сценариев развития отрасли в период до 2050 года, предполагаются рост добычи природного газа в условиях относительно низких цен на него и увеличение национального потребления и экспорта.

В базовом сценарии добыча природного газа будет увеличиваться ежегодно на 4% в 2016–2020 годах, после чего темпы роста снизятся до 1%. Ускоренный рост добычи в краткосрочном периоде будет обеспечиваться спросом со стороны новых экспортных СПГ-терминалов и газохимических заводов.

Основной приоритет обеспечит добыча сланцевого газа и попутного нефтяного газа, и к 2040 году на них будет приходиться две трети производства газа США при более чем двукратном росте цен на газ по сравнению с текущим уровнем.

В-третьих, это Концепция безопасного энергетического будущего и Всеобъемлющая энергетическая стратегия как путь к устойчивому экономическому росту, опубликованные в 2011 и 2014 годах соответ-

ственно. В них акцент делается на достижениях тогдашней администрации США и декларируется стремление снижать зависимость страны от импорта нефти путем увеличения внутреннего производства других источников энергии, прежде всего природного газа.

Был подтвержден курс на раздачу государственных земель в лизинг для разработки газовых и нефтяных месторождений, проведение исследований ресурсного потенциала в отдельных районах страны, содействие применению безопасных технологий гидравлического разрыва пласта, поощрение экологически ответственного освоения офшорных ресурсов, поддержку развивающихся стран в оценке их месторождений сланцевого газа и переход к использованию газа в электроэнергетике.

ОСНОВНАЯ ЦЕЛЬ ГЕНСХЕМЫ — ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В обзоре энергетической политики США, опубликованном Международным энергетическим агентством в 2014 году, говорится, что США неоднократно подвергались критике за отсутствие всесторонней энергетической политики, что сдерживает потенциал развития отрасли и несет экологические риски.

• Евросоюз

Энергетическая политика Европейского союза направлена на достижение таких целей, как обеспечение энергетической безопасности, поддержание высокого уровня конкуренции, противодействие изменению климата, снижение зависимости от импорта энергоресурсов и потребления углеводородного сырья. Для достижения этих целей ЕС сформулировал энергетические стратегии на период до 2020, 2030 и 2050 годов соответственно, которые призваны давать сигналы рынку и стимулировать частные инвестиции в энергетический сектор.

Энергетическая стратегия до 2020 года ставит целью снизить выбросы парниковых газов на 20% по сравнению с 1990 годом, повысить в

энергопотреблении долю возобновляемых источников энергии до 20%, снизить энергоемкость экономики на 20%. В Энергетической стратегии до 2030 года данные показатели составляют 40, 27 и 27% соответственно. Энергетическая стратегия до 2050 года нацелена на снижение уровня выбросов парниковых газов в 2050 году на 80–95% по сравнению с 1990 годом. В данных стратегиях природный газ призван играть ключевую роль в переходе к новой энергетической модели, формирование которой требуется для достижения поставленных целей.

В ЗАПАДНЫХ СТРАНАХ ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ – ПРЕИМУЩЕСТВЕННО РЫНОЧНЫЙ СЕКТОР, В КОТОРОМ РОЛЬ ГОСУДАРСТВА СВОДИТСЯ В ОСНОВНОМ К ОБЩЕМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ

Планируется реализация политики, направленной на создание единого внутреннего газового рынка, повышение уровня конкуренции, диверсификацию поставок, увеличение емкости газовых хранилищ, обеспечение большей гибкости в ценообразовании, отказ от угля и нефти в пользу газа, повышение добычи традиционного и нетрадиционного газа, стимулирование инвестиций в газовую инфраструктуру (газопроводы, СПГ-терминалы).

В практическом плане цели, поставленные в энергетических стратегиях, реализуются на законодательном уровне путем разработки и выполнения отдельных директив, таких как так называемый Третий энергетический пакет ЕС.

В Стратегии энергетической безопасности, принятой в 2014 году, ставится цель обеспечить стабильные и достаточные поставки энергоресурсов, прежде всего газа. Для ее достижения предлагаются меры, направленные на увеличение внутреннего производства, формирование единого внутреннего рынка в части регулирования и инфраструктуры, расширение газовых хранилищ, физическую защиту критически важной инфраструктуры.

Повышенное внимание уделяется вопросу диверсификации поставщиков газа — в импорте доминируют по-

ставки по трубопроводам, из-за чего многие страны ЕС исторически зависят от единственного поставщика газа, прежде всего от России. В этой связи предпринимаются попытки обосновать возможность срывов поставок для подрыва репутации России как традиционно сверхнадежного поставщика и продвижения проектов диверсификации внешних источников газа за счет увеличения поставок СПГ и организации поставок газа по трубопроводному транспорту из стран Каспийского бассейна и впоследствии из стран Ближнего Востока.

Стратегия по СПГ и хранению газа, принятая в 2016 году, нацелена на повышение энергобезопасности и конкурентоспособности ЕС за счет обеспечения всем странам-членам равного доступа к источникам СПГ, строительства необходимой инфраструктуры (СПГ-терминалы и газопроводы), эффективного использования газовых хранилищ для сглаживания сезонных перепадов в потреблении и удовлетворения спроса в случае срыва поставок.

Кроме этого, под эгидой Европейской комиссии на регулярной основе готовятся прогнозы развития энергетического рынка ЕС. Согласно последнему такому прогнозу, в 2020 году потребление газа составит 427 млрд м³ (внутренняя добыча — 118, импорт — 309 млрд м³), в 2030 году — 412 млрд м³ (87 и 325 млрд м³), в 2050 году — 420 млрд м³ (59 и 361 млрд м³).

● Китай

Китай в январе 2017 года опубликовал стратегию развития энергетического сектора на 2016–2020 годы, которая строго привязана к 13-му пятилетнему плану экономического и социального развития страны и разработана на его основе (система планирования в современном Китае во многом схожа с бывшей советской системой).

Данный план ставит задачей снизить энергоемкость китайской экономики на 15% за счет продвижения эффективных решений в основных секторах экономики и уменьшить интенсивность выбросов углекислого газа на 18%, в том числе за счет снижения потребления угля и стимулирования спроса на природный газ.

Китай будет стремиться к формированию открытого и единого энергетического рынка, поддержанию достаточного уровня конкуренции, ди-

версификации отраслевых инвестиций. Власти намерены содействовать частным инвестициям в энергетический сектор, созданию единого национального рынка торговли квотами на выбросы углекислого газа, повышению эффективности механизмов контроля над энергетическим рынком, укреплению фьючерсных рынков и созданию трейдингового центра по природному газу.

К 2020 году планируется повысить долю природного газа в энергопотреблении с 6 до 10%. Ожидается, что к 2020 году добыча газа в Китае увеличится почти на две трети, до 220 млрд м³, из которых на традиционный газ придется 170 млрд м³, сланцевый газ — 30 млрд м³, метан угольных пластов — 16 млрд м³.

В то же время потребление газа к 2020 году увеличится на 76%, до 347 млрд м³. За счет газа и неуглеводородных источников энергии будет обеспечено 68% прироста потребления энергоресурсов. Приоритетные задачи — расширение СПГ-терминалов и увеличение пропускной способности газопроводов до 400 млрд м³.

Другим ключевым документом является Стратегический план действий по развитию энергетики Китая на 2014–2020 годы. В нем газовой отрасли отводится роль важного инструмента в достижении энергонезависимости.

Ставится задача повышения объемов добычи традиционного газа и увеличения уровня доказанных запасов по нему до 5,5 трлн м³. Также предусмотрено расширение разработки нетрадиционных видов газа, прежде всего сланцевого газа и метана угольных пластов, при этом указываются приоритетные перспективные районы страны. Планируются ускоренное строительство объектов газовой инфраструктуры, в частности газовых хранилищ и газопроводов, расширение газификации в городских районах, развитие работающего на природном газе транспорта.

Эксперты по-разному оценивают роль китайских стратегических документов по развитию энергетики. По некоторым наблюдениям, власти Китая не делают акцент на достижении определенных уровней добычи газа и нефти. Соответствующие целевые показатели являются скорее прогнозными и ожидаемыми, в отличие от показателей по возобновляе-

мым источникам энергии, которые носят директивный характер.

Амбициозные цели не всегда трансформируются в результаты, в связи с чем Китаю нужно преодолеть свои собственные его энергетике хронические проблемы, среди которых выделяется вопрос избыточных мощностей в электроэнергетическом секторе.

● Развивающиеся страны

Как можно было убедиться, стратегические документы ведущих мировых держав зачастую лишь напоминают по форме и содержанию Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2035 года с общими и обтекаемыми формулировками. На этом фоне наша Генсхема стоит особняком, как системный и детализированный документ, однако необходимо отметить, что высокая степень проработки наблюдается в стратегических документах Евросоюза, особенно в том, что касается инструментов правового регулирования газовой отрасли.

В то же время ряд развивающихся стран, заимствующих опыт у российской стороны, имеют определенный опыт разработки генеральных схем развития газовой отрасли. Речь идет о таких странах, как Боливия, Венесуэла и Иран.

В 2006 году ООО «Газпром ВНИИГАЗ» подписало с венесуэльской компанией *Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)* контракт, в соответствии с которым российская организация разработала Генеральную схему развития газовой промышленности Боливарианской Республики Венесуэла. Этот документ позволил сформировать стратегию развития газовой отрасли данной страны в среднесрочной и долгосрочной перспективах. В частности, дать оценку

состоянию и перспективам развития минерально-сырьевой базы страны, спрогнозировать спрос на газ, а также наметить планы в области добычи, транспортировки, распределения, подземного хранения и переработки газа.

В 2009 году ОАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» подписали с боливийской компанией *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)* Меморандум о разработке Генеральной схемы развития газовой отрасли Боливии до 2030 года. Генсхема определяет направления развития топливно-энергетического сектора страны в области разведки, добычи и переработки углеводородного сырья, его транспортировки и реализации. В 2016 году *Gazprom International* подписал с Министерством углеводородов и энергетики Боливии и боливийской компанией *YPFB* Соглашение об актуализации Генеральной схемы развития газовой отрасли Боливии до 2040 года.

В 2015 году в Иране состоялось заседание Совместного координационного комитета ПАО «Газпром» и *National Iranian Gas Company (NIGC)*. В ходе обсуждений потенциальных направлений сотрудничества отдельное внимание было уделено вопросу разработки Генеральной схемы развития газовой отрасли Ирана. В 2016 году по итогам заседания Постоянной российско-иранской комиссии по торгово-экономическому сотрудничеству министр энергетики РФ Александр Новак заявил о заинтересованности ПАО «Газпром» в реализации генеральной схемы развития газовой отрасли Ирана.

ОПЫТ СССР

Разработка и использование Генеральной схемы развития газо-

вой промышленности в нашей стране имеют глубокие исторические корни. В советское время составлялись Схемы развития и размещения газовой промышленности, которые играли важную роль в эволюции отрасли. Данные схемы представляли собой систему предплановых научных исследований факторов экономического роста, направлений и темпов развития газовой отрасли в составе единого народнохозяйственного комплекса страны. Основная цель разработки схем — выработка рекомендаций по наиболее целесообразному и эффективному размещению производства по территории страны.

В СОВЕТСКОЕ ВРЕМЯ СОСТАВЛЯЛИСЬ СХЕМЫ РАЗВИТИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, КОТОРЫЕ ИГРАЛИ ВАЖНУЮ РОЛЬ В ЭВОЛЮЦИИ ОТРАСЛИ

Схемы развития и размещения газовой промышленности входили в общую систему планирования народного хозяйства и имели важное значение для совершенствования планирования и обеспечения рационального распределения производительных сил СССР. Данные схемы, наряду с другими отраслевыми схемами, являлись в 1965–1985 годах составной частью Генеральной схемы развития и размещения производительных сил, разрабатывавшейся на 20-летнюю перспективу с детальным обоснованием ближайшей пятилетки.

Генеральная схема представляла собой предплановое технико-экономическое исследование, научно обосновывающее оптимальные направления развития единого народ-



нохозяйственного комплекса страны в отраслевом и территориальном разрезе на основе наиболее эффективного использования природных и экономических условий всех её районов. Наряду с комплексной программой научно-технического прогресса, она служила исходной базой для подготовки Основных направлений экономики и социального развития СССР на плановые периоды и пятилетних планов развития народного хозяйства страны.

● Отраслевые схемы

Схемы развития и размещения газовой промышленности разрабатывали по следующим направлениям: сырьевая база, добыча газа, переработка природного и нефтяного газа, транспорт газа, подземное хранение газа, охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов. Схемы разрабатывались Всесоюзным научно-исследовательским институтом экономики, организации производства и технико-экономической информации в газовой промышленности, в то время как отдельные территориальные проектные и научно-исследовательские институты Мингазпрома СССР подготавливали так называемые обосновывающие материалы к этой схеме по закрепленным за ними районам.

Схемы разрабатывали не менее чем на 15 лет (по пятилеткам, с более подробным обоснованием первого пятилетия), при этом на регулярной основе в них вносились необходимые уточнения, в результате чего каждые пять лет фактически утверждались новые схемы.

Схемы использовали при подготовке пятилетних планов развития народного хозяйства страны и газовой промышленности, разработке целевых комплексных программ по разви-

тию отрасли (в т.ч. Энергетической программы СССР 1983 года). Ими руководствовались при принятии решений о строительстве и проектировании инфраструктурных объектов в рамках выполнения планов капитального строительства и проектно-изыскательских работ соответственно.

● В ритме пятилеток

Особое значение в жизни страны играли пятилетние планы развития народного хозяйства СССР, являвшиеся основной формой планирования социально-экономического развития страны, и базирующиеся на них пятилетние отраслевые планы. Пятилетние планы развития газовой промышленности предусматривали опережающие темпы развития данной отрасли и увеличение удельного веса газа в топливном балансе страны (в частности, за счет роста использования газа во всех сферах народного хозяйства СССР, строительства новых магистральных газопроводов и повышения уровня газификации жилищного фонда).

При составлении схемы развития и размещения газовой промышленности устанавливался определенный порядок работы. Вначале определялась рациональная потребность в газе по экономическим районам страны, основным промышленным узлам и направлениям использования на основе анализа отчетных и перспективных топливно-энергетических балансов и схемы размещения её производительных сил. Далее давалась экономическая оценка сырьевой базы газовой промышленности страны в целом и по отдельным газодобывающим районам.

Впоследствии на основе данных об уровнях добычи, переработки и потребления газа по месторождениям, экономическим районам и промышленным узлам составлялись маршру-

ты потоков газа. В результате разработки схем определялись число новых предприятий по разведке, добыче, транспорту и хранению газа, которые необходимо построить к концу планируемого периода, сроки их ввода в строй, пункты строительства, динамика развития их мощности, основные экономические показатели.

Разработка схем развития и размещения газовой промышленности входила в предпроектный этап проектирования объектов газовой инфраструктуры наряду с разработкой технико-экономического обоснования (ТЭО) по крупным и сложным объектам. ТЭО, уточнявшие и дополнявшие схемы развития и размещения газовой промышленности, являлись предпроектными документами, подтверждающими экономическую целесообразность и хозяйственную необходимость проектирования и строительства предприятий и сооружений.

● Первая Генсхема

Особняком стоит Генеральная схема управления газовой промышленностью, введенная в действие Постановлением Совета министров СССР от 1 июля 1974 года №543. Она помогла привести в соответствие с текущими реалиями формы управления газовой промышленностью. Жизнь требовала устранения многоступенчатости в управлении отраслью и передачи непосредственно предприятиям и объединениям полномочий самостоятельно решать большинство вопросов производственно-хозяйственной деятельности.

Советская Генсхема предусматривала переход на управление газовой промышленностью по двухзвенной (Министерство газовой промышленности — производственное объединение, предприятие) и трехзвенной (Министерство газовой промышленности — всесоюзное промышленное объединение — производственное объединение, предприятие) системам. Если трехзвенная система использовалась в районах крупной газодобычи, то в районах с относительно небольшими объемами работ предусматривалась двухзвенная система.

Одновременно было намечено упразднение около 200 самостоятельных предприятий и организаций газовой промышленности с включением их в качестве производствен-



ных единиц в состав производственных объединений. Эта мера была направлена на повышение уровня концентрации производства в добыче газа, машиностроении, транспортировке газа и газификации.

Не все схемы развития и размещения газовой промышленности и генеральные схемы управления газовой промышленностью в равной мере воплощаются в жизнь, но каждая из них в свое время служила ориентиром не только для энергетики, но и для всего «народного хозяйства», то есть — экономики страны в целом.

НОВАЯ СТРАНИЦА

В настоящий момент действует Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года, утвержденная приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 6 июня 2011 года №213. Этим же приказом была создана рабочая группа по вопросам реализации Генсхемы и назначен профильный департамент Минэнерго России, ответственный за подготовку проекта доклада о ходе проводимой работы и предложений по актуализации основных параметров Генсхемы. Действующая Генсхема детализирует Энергетическую стратегию России на период до 2030 года, утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года №1715-Р.

В целом можно говорить о положительной роли действующей Генсхемы в развитии газового рынка. Многие тенденции развития отрасли в ней определены верно. В частности, это относится к созданию новых центров добычи на Ямале, в Восточной Сибири и на континентальном шельфе, реализации масштабных проектов производства СПГ, повышению доли независимых производителей газа на рынке, росту газификации российских населенных пунктов и городов.

В то же время в ней есть ряд недостатков. К наиболее очевидным из них относятся несоответствия, связанные с неточным прогнозированием объемов добычи, внутреннего спроса и экспорта природного газа в России. Достаточно сказать, что на 2015 год планировался объем добычи на уровне более 780 млрд м³, при этом что реальный уровень добычи составил лишь 635 млрд м³.

Изменение экономической и геополитической ситуации в середине

2010-х годов, в том числе снижение темпов потребления газа в России, увеличение доли независимых производителей в общем объеме добычи газа в стране, новые тенденции на мировых рынках газа и санкционное давление на российскую экономику, потребовали актуализации Энергетической стратегии России и Генеральной схемы развития газовой отрасли. Принципиальное отличие новой редакции Генсхемы от действующего документа заключается в том, что она включает в себя Концепцию развития внутреннего рынка газа, которая определяет основные направления регуляторной политики в газовой отрасли на долгосрочную перспективу.

Рассмотрение проекта Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 года планируется после принятия новой редакции Энергетической стратегии России. Временный разрыв между принятием предыдущих редакций Энергетической стратегии и Генсхемы развития газовой отрасли составил более полутора лет. Можно предположить, что согласование новой редакции Генсхемы после принятия новой редакции Энергетической стратегии также потребует определенного времени.

Основными направлениями корректировки Генсхемы являются продление временных границ планирования до 2035 года, актуализация прогнозных данных по уровням добычи и потребления газа по основным регионам, отражение последних решений по либерализации экспорта СПГ. Документ будет дополнен разделами, содержащими меры обеспечения комплексного развития переработки газа и газохимии.

В число других задач обновленной Генсхемы выходят выбор оптимальных решений по развитию ЕСГ, газификации субъектов Российской Федерации и источников спроса на газ, а также синхронизация планов производителей газа при планировании транспортных мощностей в добыче углеводородного сырья (включая ПНГ). Концепция развития внутреннего рынка газа формируется с учетом проработки вопросов экономически обоснованной газификации, повышения прозрачности ценообразования на рынке газа, расширения газотранспортной инфраструктуры в восточном направлении и др.

Новая редакция Генсхемы призвана определить вектор развития газовой отрасли на долгосрочную перспективу. Реализация ее основных целей и направлений должна обеспечить решение стоящих перед отраслью задач.

Это, прежде всего, обеспечение внутренних потребностей России в газе, увеличение доли России на мировом газовом рынке, диверсификация географической структуры экспорта с существенным ростом доли рынка стран АТР, многократное увеличение производства СПГ. Внимание фокусируется также на повышении доли отечественного оборудования в закупках газовых компаний, создании продукции с повышенной добавочной стоимостью путем увеличения объемов и глубины переработки газа в газохимии, продвижении газомоторного топлива как наиболее экономически и экологически эффективного, обеспечении стабильных поступлений в доходную часть государственного бюджета.

НОВАЯ РЕДАКЦИЯ ГЕНСХЕМЫ ПРИЗВАНА ОПРЕДЕЛИТЬ ВЕКТОР РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ДОЛГОСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ. РЕАЛИЗАЦИЯ ЕЕ ОСНОВНЫХ ЦЕЛЕЙ И НАПРАВЛЕНИЙ ДОЛЖНА ОБЕСПЕЧИТЬ РЕШЕНИЕ СТОЯЩИХ ПЕРЕД ОТРАСЛЮ ЗАДАЧ

Очевидно, что все решения по развитию газовой отрасли, которые будут зафиксированы в Генсхеме, требуют профессионального взвешенного и всестороннего подхода, с предварительной оценкой их возможного влияния на баланс интересов всех субъектов газового рынка, включая бизнес, домохозяйства и государство. Для реализации такого подхода было бы принципиально важным, чтобы после доработки с учетом обсуждения в рамках данной дискуссии проект Генсхемы был бы рассмотрен и одобрен Комиссией при Президенте Российской Федерации по стратегическому развитию топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности. Участие Комиссии в этом процессе позволило бы не только соблюсти справедливый баланс интересов всех участников рынка, но и, самое главное, гармонизировать его с интересами развития всей российской экономики. □

РОССИЙСКАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ АРКТИКИ



ИНТЕРВЬЮ

ВАСИЛИЙ ОСЬМАКОВ

Заместитель министра промышленности
и торговли Российской Федерации

Ред.: Василий Сергеевич, зарубежные секторальные санкции, введенные в отношении России, применительно к нефтегазовому сектору были направлены, прежде всего, на то, чтобы ограничить возможности нашей страны раскрыть ресурсный потенциал континентального шельфа, затормозить поиск, разведку и разработку арктических месторождений. Насколько серьезно мораторий на сотрудничество сказался на повестке дня, определяемой государством в нефтегазовом машиностроении?

В.О.: Собственно, главная задача, решаемая нами в секторе нефтегазового машиностроения, осталась неизменной — это снижение зависимости от импортных технологий. Мы занимались ее решением и до санкций. Сейчас стали заниматься этим более энергично и целеустремленно.

Подчеркну, что импортозамещение для арктических проектов играет наиболее важную роль. Ведь Арктика — особый регион для России, где наша страна имеет не только ресурсные, но и военные, транспортные, экологические и другие стратегические интересы. Говоря иначе, это вопрос нашей экономической и технологической безопасности.

Ред.: Какие направления импортозамещения в нефтегазовом машиностроении имеют приоритетное значение?

В.О.: Существует ряд проблем, связанных с созданием нефтегазового оборудования для добычи углеводородов в арктической зоне, которые необходимо решить в первую очередь. В их числе — недостаточно высокий пока уровень развития наших технологий и нехватка производственных мощностей для замещения устаревшего оборудования. Особенно высока доля импорта по таким направлениям, как глубокое бурение и породоразрушающее бурение, технологии

Падение цен на нефть внесло коррективы в программы ведущих энергетических компаний мира, связанные с поиском, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа в Арктике. Для России ситуация осложнена еще и мораторием на импорт оборудования и технологий для шельфовых проектов, введенным в рамках международных санкций. Общее замедление активности в развитии чрезвычайно затратных арктических проектов дает России шанс сократить отставание, опираясь на собственные силы и на возможности отечественного нефтегазового машиностроения.

В интервью «Вертикали» замминистра промышленности и торговли РФ Василий ОСЬМАКОВ рассказал о приоритетных задачах, стоящих перед отечественным нефтегазовым машиностроением в части импортозамещения, о том, какую поддержку отрасль получает от государства. По его словам, Арктика — это прекрасный полигон для апробации отечественных инновационных технологий. Замминистра убежден, что Россия должна быть одним из мировых лидеров в сфере нефтегазового оборудования и прорывных морских технологий. Он считает, что в разработке арктического шельфа поможет и научно-технический потенциал, накопленный в оборонной сфере.

управления буровым устройством и повышения нефтеотдачи пластов, технологии заканчивания скважин с применением гидроразрыва пласта.

Одним из приоритетов является производство геологоразведочного оборудования. Его перспективы связаны в первую очередь с освоением производства комплектующих для средств шельфовой сейсморазведки. Это автономные донные модули, системы 4D-сейсморазведки.

Нам требуется практически с нуля создать производство собственных комплексов магнитотеллурического зондирования, магнитометров и переносных гравиметров. Проблем с реализацией продукции нефтегазового машиностроения у российских производителей быть не должно.

В настоящее время наши крупнейшие компании, работающие на шельфе, могут выполнять собственными силами только 2D-сейсморазведку. Весь остальной комплекс работ отдан на откуп иностранным подрядчикам. Очевидно, что сложившуюся ситуацию нужно менять.

Нужно заниматься созданием отечественного флота для проведения сейсморазведочных работ 3D. Потребителями продукции нефтегазового машиностроения станут такие компании, как «Газпром» и «Роснефть», которые в ближайшей перспективе будут проводить геологоразведочные работы на шельфе и начинать разрабатывать морские месторождения.

Ред.: Какую поддержку машиностроители получают от государства?

В.О.: Главными коммуникационными площадками для проработки вопросов в этой сфере являются Межведомственная рабочая группа по импортозамещению в ТЭК и Научно-технический совет (НТС) по развитию нефтегазового оборудования.

Одна из экспертных групп НТС занимается как раз вопросами технологий и оборудования для шельфовых проектов. Ее участники владеют всей информацией о потребностях отечественных нефтегазовых компаний в высокотехнологическом оборудовании, буровых платформах, судовых и подводных комплексах и на ее основании формируют свои предложения по снижению зависимости российского ТЭК от импортного оборудования.

Ряд приоритетных проектов уже получил поддержку по программе «Развитие судостроения и техники

для освоения шельфовых месторождений на 2015–2030 годы». В частности, было выделено свыше 1,3 млрд рублей на создание принципиально нового российского сейсморазведочного оборудования. Сюда входят регистрирующий комплекс с геленаполненной сейсмической косой и источниками упругих колебаний, комплекс донных станций, программа создания систем и оборудования для оснащения буровых комплексов морских платформ и плавучих буровых установок, и т.д. Испытания этих образцов проводятся непосредственно с потенциальными заказчиками и с привлечением сервисных компаний.

Говоря о конкретных мерах по развитию отраслей нефтегазового машиностроения, можно выделить несколько ключевых для нас направлений. Во-первых, это создание испытательных центров для проведения натурных испытаний и сертификации нефтегазового оборудования. Во-вторых, мы остро нуждаемся в новых судах, оснащенных современным сейсморазведочным оборудованием.

В том же сегменте 3D наши сегодняшние мощности покрывают не более 20% объемов рынка. Средний возраст судов составляет 28 лет, износ научного флота превышает 80%. Это критичные показатели, в связи с чем уже к 2019 году необходимо ввести в эксплуатацию не менее двух судов арктического класса, оснащенных преимущественно отечественным навигационным и сейсмическим оборудованием. Летом прошлого года их строительство было одобрено президентом.

Другое важное направление — разработка российских технологий инженерно-геологических работ на морском дне. У нас накопилось определенное отставание от других стран в области создания техники сейсмоакустической разведки, из-за чего отечественные суда оборудованы преимущественно системами зарубежного производства. Наша задача — наладить производство своего оборудования, позволяющего проводить комплекс сейсморазведочных подводно-подледных донных работ.

Ред.: Создание техники для Арктики связано с решением большого круга специфических вопросов. Это и способность работать в тяжелых природно-климатических условиях, и повышенная надежность, и экологическая безопасность...

В.О.: Действительно, проектирование технологических систем и оборудования нефтегазового машиностроения для арктической зоны является

Одним из приоритетов является производство геологоразведочного оборудования. Его перспективы связаны в первую очередь с освоением производства комплектующих для средств шельфовой сейсморазведки

очень сложной задачей. Особенности освоения ресурсов Арктики, как вы справедливо заметили, связаны с суровыми климатическими условиями, сезонностью работ, необходимостью постоянного мониторинга погодных условий. Нельзя забывать и о рисках, связанных с масштабностью последствий возможных техногенных аварий.

В то же время Арктика — это прекрасный полигон для апробации отечественных инновационных технологий, источник уникальных научных знаний. Арктическая зона обладает

Арктика — это прекрасный полигон для апробации отечественных инновационных технологий, источник уникальных научных знаний. Арктическая зона обладает громадным потенциалом углеводородного сырья

громадным потенциалом углеводородного сырья. Здесь сконцентрирована добыча 91% природного газа и залегают около 80% общероссийских разведанных запасов газа промышленных категорий. В пределах ее территории расположено более трети запасов нефти всей страны.

Россия должна быть одним из мировых лидеров в сфере нефтегазового оборудования и прорывных морских технологий. Это касается и новых методов разведки месторождений, и технологий глубоководного бурения, и создания подводных роботов для освоения недр Арктики. В разработке арктического шельфа поможет и научно-технический потенциал, накопленный в оборонной сфере. □



МЕСТО ДЛЯ ДИСКУССИИ О СУДЬБАХ ОТРАСЛИ



ИНТЕРВЬЮ
ГЕНАДИЙ ШМАЛЬ
Президент
Союза нефтегазопромышленников России



В апреле в Москве пройдут Национальный нефтегазовый форум и выставка «НЕФТЕГАЗ-2017», которые соберут тысячи участников — руководителей и специалистов нефтегазового комплекса и смежных отраслей. Делегатам форума предстоит обсудить множество животрепещущих проблем, связанных с перспективами российской и мировой энергетики. Как не упустить главного и правильно расставить акценты? Об этом «Нефтегазовая Вертикаль» беседует с членом Программного и организационного комитета ННФ, президентом Союза нефтегазопромышленников России Геннадием ШМАЛЕМ.

Как отмечает наш собеседник, в первую очередь на форуме должны быть обсуждены роль и место России на мировом рынке углеводородов, а также перспективы создания собственного национального прогноза развития НГК. Болевой точкой остается также тема инвестиций в нефтегаз, особенно обострившаяся в связи с введением западных санкций. Чтобы обеспечить нормальное финансирование отрасли, необходимо менять систему ее налогообложения.

Большое внимание требуется уделить также вопросам укрепления минерально-сырьевой базы отрасли, увеличения объемов бурения, разработки технологий извлечения «трудных» запасов.

Не должна остаться без внимания и проблема малого и среднего бизнеса в нефтяной промышленности. Для поддержки малых компаний необходимо разработать новый закон.

Целый ряд тем, которые будут подняты на форуме, потребует дальнейшего более подробного обсуждения. В частности, речь идет об импортозамещении, создании опытных полигонов, техническом регулировании. Диалог, начатый в рамках ННФ, необходимо будет продолжить и на других площадках.

Ред.: Геннадий Иосифович, в апреле в Москве состоится очередной Национальный нефтегазовый форум. Какова, по Вашему мнению, роль этого мероприятия в жизни отрасли?

Г.Ш.: На мой взгляд, Национальный нефтегазовый форум в последние годы стал самой лучшей площадкой для обсуждения проблем НГК. Не секрет, что сейчас нет недостатка в мероприятиях, посвященных нефти и газу. Пожалуй, каждую неделю проходят конференции, семинары, круглые столы на темы добычи, переработки, геологии, экологии и т.д.

Существует также целый ряд постоянно действующих структур, занимающихся анализом ситуации в отрасли. Так, в Торгово-промышленной палате есть Комитет по энергетической стратегии и развитию ТЭК, который возглавляет Ю.К.Шафраник, а я являюсь его заместителем. Подобный комитет действует и в РСПП, им руководит В.Ю.Алекперов.



Фото из архива ПАО «Газпром»

праву занимает соглашение, заключенное между ОПЕК и независимыми производителями.

Причем Россия выступила инициатором этого пакта и провела огромную подготовительную работу. Можно похвалить нашего министра энергетики Александра Новака, который очень много поездил по нефтедобывающим странам, представляя аргументы в пользу такого соглашения. Президент В.В.Путин также внес решающий вклад в достижение этой договоренности.

Национальный нефтегазовый форум в последние годы стал самой лучшей площадкой для обсуждения проблем НГК

В результате нефтяные котировки сегодня держатся на относительно высоком уровне. Я вообще-то считаю, что справедливая цена — \$80 за «бочку». Но даже нынешняя планка в \$50–55, в принципе, устраивает наши компании и государство в целом. И если все участники соглашения будут придерживаться квот (а пока они их соблюдают), то к концу года цены могут подняться до \$60–65.

Иными словами, создан важнейший прецедент — активная политика России повлияла на состояние всего мирового рынка нефти. И я думаю, что на форуме надо обсудить возможные варианты продолжения этой стратегии.

Соглашение, заключенное между ОПЕК и независимыми производителями, создало важнейший прецедент. Активная политика России повлияла на состояние всего мирового рынка нефти

Второй важнейший момент — формирование собственного видения тенденций мирового ТЭК. Мы часто пользуемся прогнозами ВР, ExxonMobil, Eia, МЭА, ОПЕК. Но не надо забывать, что прогноз делается в интересах того, кто его заказывает. Значит, наши интересы там по определению не учтены.

Сейчас дискуссия относительно путей развития ТЭК активизировалась и в стенах Государственной Думы. Это обусловлено тем, что к работе приступил новый состав депутатского корпуса. Я уже встречался с руководством Думы и главами ряда профильных комитетов.

Тем не менее, Национальный нефтегазовый форум остается оптимальной площадкой для диалога о судьбах отрасли. Залогом этого служат как широкий круг обсуждаемых вопросов, так и высокий статус его участников. В трех предыдущих форумах принимали участие люди, от которых зависит решение ключевых вопросов: представители правительства, руководители министерств и ведомств, депутаты Государственной Думы, члены Совета Федерации (как минимум на уровне руководителей профильных комитетов).

Были широко представлены общественные организации: наш Союз нефтегазопромышленников, а также

Торгово-промышленная палата, РСПП, Российское газовое общество и т.д.

А главное, что интерес к ННФ проявляют руководители нефтяных компаний. К примеру, в предыдущих форумах принимали участие генеральный директор «Сургутнефтегаза» Владимир Богданов, топ-менеджеры ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов и Леонид Федун, тогдашний руководитель «Башнефти» Александр Корсик и многие другие.

Ред.: Могли бы Вы выделить основные темы, которые ни в коем случае не должны быть обойдены вниманием участников форума?

Г.Ш.: Да, есть ряд забойных вопросов, которые надо обязательно обсудить. Первый из них — место и роль России на мировом рынке. Ваш журнал подготовил рейтинговый обзор, в котором выделены 20 ключевых событий прошлого года (см. «Управляемая стихия рынка», НГВ #1–2/2017). И первую строчку по

Бесспорно, прогноз — дело весьма сложное. Особенно в плане «предсказания» нефтяных цен — на них влияют сотни факторов. Тем не менее необходим общий вектор, который могли бы учитывать в своей деятельности наши нефтегазовые компании.

Необходимо сформировать собственное видение тенденций мирового ТЭК. Такое прогнозирование должно быть задачей не отдельной ВИНК, а государства в целом

Компания ЛУКОЙЛ уже дважды представляла свои прогнозы. В последний раз — в конце прошлого года. Это очень правильная и интересная инициатива. Но такое прогнозирование должно быть задачей не отдельной ВИНК, а государства в целом. Думаю, такая работа должна вестись под эгидой Минэнерго или Минэкономики.

Одна из самых болезненных проблем — откуда взять деньги для реализации инвестиционных программ. А их нельзя резать, поскольку это будущее отрасли

На мой взгляд, упомянутые темы — положение России в мире и формирование национального прогноза — должны быть обсуждены уже на самой первой сессии форума, чтобы в дискуссии могли принять участие руководители Минэнерго и крупнейших компаний.

Ред.: Наверное, на форуме должна прозвучать и тема налоговой реформы в отрасли, которая сейчас так много обсуждается...

Г.Ш.: Несомненно. Причем я бы поставил вопрос шире — выработка новых механизмов инвестирования отрасли. Ситуация тут непростая. Как известно, западные страны ввели против России санкции, затрагивающие, в первую очередь, финансовую сферу. Существенно ограничен доступ к долгосрочным кредитам под относительно низкие проценты.

Отечественная финансовая система не может обеспечить инвестирование экономики на должном уровне. Я как-то читал о том, что Генри Форд еще в начале XX века заявлял: если банкиры устанавливают процентную ставку 6%, их надо жестко наказывать. А наши банки под какой процент дают деньги?

Поэтому одна из самых болезненных проблем — откуда взять деньги для реализации инвестиционных программ. А их нельзя резать, поскольку это будущее отрасли.

По данным Минэнерго, мы ежегодно вкладываем в добычу около \$20 млрд. Я сделал простой «мужичий» счет. В 2015 году в мире инвестиции в производство углеводородного сырья составили примерно \$640 млрд. В итоге было добыто 4,3 млрд нефти и 3,2 трлн м³ газа. Таким образом, на одну условную тонну углеводородов затратили около \$80. Получается, что у нас удельные вложения в два раза ниже, чем в среднем по миру.

То есть мы постоянно недофинансируем нашу нефтяную промышленность. Это связано с совершенно дурацкой системой налогообложения. Нигде больше в мире нет такого отъема выручки у нефтяников и газовиков, как у нас. Причем за рубежом налогами облагается преимущественно прибыль, а не выручка.

Возьмем, к примеру, Норвегию. Там налоги достигают 70%, но они считаются именно от прибыли. А у нас те же 70% берутся с выручки. Это несусветная глупость. Ведь компании находятся в совершенно разных условиях. У одних — хорошие месторождения, высокие дебиты. А другие, преимущественно малые компании, работают «на хвостах». Как им платить такие налоги?

Причем когда принимался НДС, речь шла о том, что он будет действовать всего несколько лет, до 2006 года. Но в результате данный налог до сих пор применяется. Это настоящая удавка для малых компаний.

Поэтому я думаю, что тема налогообложения должна обязательно прозвучать на форуме. Кстати, она уже поднималась на предыдущих мероприятиях, однако пока оптимальное решение так и не найдено.

Ред.: Но ведь определенные подвижки в этом плане имеются. Готовится эксперимент по опробованию новых схем налогообложения добычи...

Г.Ш.: Сейчас предлагается введение налога на дополнительный доход. Я не очень понимаю, что это такое. С налогом на финансовый результат все более-менее ясно — получил прибыль, часть ее отдал государству. А что такое «дополнительный доход», как его считать? Подозреваю, что и сами авторы инициативы с этим не до конца разобрались...

Еще один важный момент — налоговая реформа должна быть последовательной. Вспомним в этой связи судьбу пресловутого налогового маневра. Когда его принимали, правительство обещало, что таможенная пошлина будет снижена, а НДС повышен. Но подняли и то и другое.

Таможенная пошлина в конечном итоге перекладывается на плечи зарубежных потребителей, а за НДС расплачиваются рядовые российские граждане, покупающие топливо на АЗС. Нам обещали: чтобы избежать роста цен на заправках, мы не будем трогать акцизы. Но они тоже выросли! И хотя глава ФАС Игорь Артемьев требует, чтобы о росте цен на горячее публично не заявляли, —



Из фотоархива «Иркутской нефтяной компании»

куда от этого денешься? Каждый может прийти на АЗС и своими глазами увидеть, что цены повышаются.

Поэтому надо совершенствовать систему налогообложения. Может быть, стоит создать межведомственную рабочую группу, которая бы подготовила свои предложения по фискальной реформе в отрасли.

Ред.: Безусловно, вопросы внешней политики, прогнозирования, налогообложения крайне важны. Но помимо этих геополитических и макроэкономических тем на форуме должны оказаться в фокусе и чисто производственные проблемы...

Г.Ш.: Конечно, и начать здесь надо с проблемы запасов. В советское время мы ежегодно бурили около 7 млн метров разведочных скважин, в одной Тюмени — до 3 млн метров. В 2016 году было пробурено чуть больше 1 млн метров, а в предыдущие годы не дотягивали и до миллиона. Откуда же взяться приросту запасов?

Мне понравилось выражение одного из моих коллег: есть оценки официальные, а есть — профессиональные. Министр природных ресурсов Сергей Донской докладывает президенту, что в 2015 году было приращено 620 млн тонн запасов. А профессионалы отмечают, что более 300 млн тонн из этих запасов вообще не рентабельны, еще 200 млн тонн — низкорентабельны. Что же остается?

В первую очередь, трудноизвлекаемые запасы. Сегодня их доля в минерально-сырьевой базе отрасли достигает 60%. У нас уже нет таких гигантских «традиционных» месторождений, как Самотлор, Федоровское, Ромашкинское. Поэтому придется ориентироваться на разработку «трудных» объектов.

Первое, что надо сделать, — разработать четкий стандарт, какие запасы относятся к трудноизвлекаемым. Еще в 1983 году Николай Николаевич Лисовский и Элик Мазитович Халимов подготовили такую классификацию. Но с тех пор прошло уже более 30 лет, и многое изменилось. Поэтому нужны четкие критерии: по химическому составу нефти, характеристикам коллектора, горно-геологическим условиям и т.д.

Затем необходимо создавать технологии освоения трудноизвлекаемых запасов. У нас уже есть неплохие наработки в этой сфере. Так, компания РИТЭК занимается разработкой

методов извлечения нефти из баженской свиты. Совместное предприятие Shell и «Газпром нефти» — «Салым Петролеум Девелопмент» — внедряет очень интересную технологию химического заводнения пластов. Причем все необходимые для этого реагенты производятся в России.

Ред.: Опыт тех же США свидетельствует о том, что залог успеха при разработке нетрадиционных запасов — кратное увеличение объемов бурения...

Г.Ш.: Безусловно. И здесь тоже имеются существенные проблемы, которые надо обсудить на форуме. В 1980-е годы в России бурили примерно 50 млн метров эксплуатационных скважин в год. А в последние годы — всего 20 млн метров, и только в прошлом году вышли на рубеж 22 млн метров. А американцы бурят около 100 млн метров, при сопоставимых с нашими объемах добычи.

Знаменитый нефтяник Виктор Иванович Муравленко часто повторял: «Нефть — на кончике долота!» Если мы не пробуем скважину, не будет добычи. Правда, сейчас ситуация несколько изменилась за счет строительства наклонных и горизонтальных скважин, проведения ГРП. Но все равно объемы эксплуатационного бурения остаются ключевым фактором сохранения и наращивания добычи. Их надо увеличить как минимум в два раза.

Это же касается и ГРП. По итогам 2015 года, на наших месторождениях было осуществлено где-то 13,5 тыс. гидроразрывов. А в США — больше 100 тыс.

Ред.: Еще совсем недавно в качестве одного из основных источников наращивания запасов и добычи рассматривалась Арктика. Сегодня большинство арктических проектов перешло в категорию нерентабельных. Сохраняется ли в связи с этим интерес к «высоким широтам»? Будет ли эта тема обсуждаться на форуме?

Г.Ш.: Я считаю, что бездумно лезть в Арктику не следует. Мы к этому просто не готовы — ни технически, ни технологически, ни экономически, ни, особенно, экологически.

Вместе с тем Арктикой заниматься надо. В первую очередь, в плане геологоразведки. Пока только Баренцево море относительно разведано — примерно на 20%. А в осталь-

ных акваториях этот показатель составляет всего 2–4%.

Много было написано о скважине, которую «Роснефть» и ExxonMobil пробурили в Карском море и с помощью которой открыли месторождение Победа. Но я глубоко убежден, что по результатам бурения одной скважины невозможно прирастить запасы на 120 млн тонн. Поэтому нужны дальнейшие исследования. Хотя и здесь надо соразмерять свои усилия — ведь упомянутая скважина обошлась в \$600 млн!

У нас удельные вложения на тонну добычи в два раза ниже, чем в среднем по миру. То есть мы постоянно недофинансируем нашу нефтяную промышленность

Требуется также создавать инфраструктуру для серьезного наступления на Арктику. В свое время у нас была очень мощная структура — Севморпуть. Она имела свой флот, береговые базы и даже полярную авиацию. По сути, это была крупная многофункциональная корпорация.

Надо разработать четкий стандарт: какие запасы относятся к трудноизвлекаемым. Нужны четкие критерии: по химическому составу нефти, характеристикам коллектора, горно-геологическим условиям

Сегодня же все это потеряно. Судов обеспечения почти не осталось — они либо проданы, либо списаны. За постсоветский период удалось построить только одну арктическую платформу — МЛСП «Приразломная». Да и то, строили ее 15 лет и вбухали в это \$4 млрд (и это притом что она сооружена на основе старой зарубежной платформы). А если мы всерьез говорим об освоении Арктики, нам нужна далеко не одна МЛСП...

Необходимо решать и правовые вопросы в Арктике. Территориальные аспекты там по-прежнему до конца не урегулированы. А чтобы обосновывать наши притязания на новые акватории, надо проводить дополни-



тельные геологические исследования, собирать доказательную базу.

Существует также проблема технических нормативов для арктических проектов. Да, мы при содействии компании Shell построили ряд объектов на Сахалине, но там преимущественно использовались зарубежные стандарты (в частности, Американского нефтяного института). А при масштабном освоении Арктики надо иметь свои.

В 1980-е годы в России бурили примерно 50 млн метров эксплуатационных скважин в год. А в последние годы — всего 20–22 млн метров

Но главное — это экология. Я как-то подсчитал: разлив 1 м³ нефти может привести к образованию нефтяной пленки площадью 100 га. А если акватория покрыта льдом, то ликвидировать загрязнение будет практически невозможно. Это значит, что всё живое там погибнет. Если, не дай бог, в Арктике случится такая же авария, как в Мексиканском заливе, мы угробим всю планету!

Поэтому Арктикой заниматься надо, но не лезть туда сломя голову. При котиловках в \$50–55 ни один проект там не окупится. Не случайно та же Shell отказалась от освоения месторождений на американском арктическом шельфе.

Ред.: Видимо, придется ждать появления новых технологий, которые сделают добычу более экономически эффективной и безопасной...

Г.Ш.: И я убежден, что такие технологии разведки и бурения в перспективе появятся. Об этом, кстати, свидетельствует уже имеющийся опыт освоения арктических месторождений в нашей стране — но не на шельфе, а на суше. Ведь Медвежье, Уренгой, Ямбург, Бованенковское, Юрхаровское — это все Арктика. Хотя на полуострове Ямал понятие «суша» — весьма условное. Территория на 70% покрыта льдом, а остальное — болота.

Когда начинали осваивать Самотлор, тоже остро встал вопрос выбора технологий. Некоторые специалисты предлагали построить искусственные сооружения по образцу Нефтяных Камней в Азербайджане. Другие считали необходимым осушить болота. Наконец, появилась идея создавать намывные острова, благо что глубины были не очень велики. И действительно, острова построили, начали с них бурить, подвели к ним дороги и трубопроводы.

В результате добыча на Самотлоре в лучшие годы достигала 150 млн тонн — больше чем у отдельных стран-членов ОПЕК. И даже сегодня там имеются остаточные запасы в объеме примерно 1 млрд тонн, а производство составляет 20–30 млн тонн в год. Вот что значит правильный выбор технологии!

Ред.: Но вернемся к темам предстоящего форума. Какие еще бо-

вые точки отрасли необходимо будет затронуть в его рамках?

Г.Ш.: Нельзя оставить без внимания тему малого нефтяного бизнеса. Еще недавно более 10% добычи нефти в стране обеспечивали небольшие предприятия. Сейчас их доля всего 1,6%. Раньше таких компаний было более 200, сегодня — не досчитаем и до 70.

И здесь большая вина наших государственных структур. Та же ФАС должна следить за развитием конкуренции. Но на ее глазах происходит поглощение малых предприятий крупными ВИНК. Возьмите «РуссНефть». Откуда она появилась? Гучериев скупил малые предприятия и создал свою компанию. Но почему ФАС дала согласие на такое укрупнение?

Как правило, малые компании более эффективны с точки зрения производительности, себестоимости добычи и т.д. К тому же они меньше обременены социальными обязательствами и непрофильными активами — они не покупают себе футбольные клубы.

Посмотрите на опыт американцев. В США действует около 8 тыс. малых нефтяных компаний, на их долю приходится 50–60% добычи в стране. Кстати, сланцевая революция, о которой мы так много говорим, — это тоже заслуга небольших фирм. Они в совокупности вложили около \$30 млрд в разработку сланцевых ресурсов. Да, им помогали, давали кредиты, но основную часть работы они сделали сами. Я, как инженер, снимаю шляпу перед применяемыми ими технологиями.

Ред.: Как же поддержать отечественный малый нефтяной бизнес?

Г.Ш.: Для этого надо издать отдельный закон. Мы уже достаточно давно убеждаем наших чиновников в необходимости такого нормативного акта. Но нам неизменно отвечают: существует «общий» закон, предоставляющий льготы субъектам малого бизнеса.

Однако для нефтянки он абсолютно не подходит. Даже компания, добывающая 100 тыс. тонн нефти в год (что по меркам отрасли очень мало), имеет миллиардный оборот. И инвестиции ей нужны соответствующие: бурение одной скважины обходится в 60–70 млн рублей. Такие масштабы деятельности не вписываются в проективно ложе, обозначенное в упомянутом законе...

Ред.: Отличительной чертой ННФ является то, что в его рамках рассматривается вся вертикаль нефтегазового производства — от той же геологии до глубоких переделов...

Г.Ш.: И это очень хорошо. Ибо одна из важнейших задач отечественной экономики — развитие химии и нефтехимии. К сожалению, в этой сфере мы значительно отстаем. Так, объем выпуска химической продукции в Китае достигает \$1,4 трлн в год, или 20% от ВВП. А у нас — всего \$80 млрд, или 1,6% ВВП. Причем китайцы добились таких успехов всего за 20 лет.

Да что Китай, одна германская компания BASF производит продукции в 1,5 раза больше, чем все химические предприятия России. Маленькая Финляндия, не имеющая своих углеводородов и покупающая их у нас, поставляет нам в больших масштабах товары нефтехимии.

Стремительно развивают свою нефтехимию и США. Причем американцы используют для этих целей газ, в то время как мы — прямой бензин. Соответственно, опережают нас по экономической эффективности нефтехимической отрасли.

Недавно я ознакомился с концепцией развития химической промышленности, которую подготовил Международный институт проблем химизации во главе с Валерием Бабкиным. На мой взгляд, этот документ весьма интересен и содержит рациональное зерно. Но госструктуры пока не проявляют к нему интереса. Думаю, надо активнее заниматься этими вопросами.

Ред.: Одной из центральных тем на предыдущих форумах было импортозамещение. Однако сколько раз не повторяй «халва», слаще от этого не становится... Есть ли конкретные результаты в этой сфере?

Г.Ш.: Во-первых, отмечу, что «импортозамещение» — крайне неудачный термин. Он подразумевает клонирование существующих западных образцов. Но это же вчерашний день! Нам нужно думать о дне завтрашнем. Поэтому я считаю, что самый правильный термин — «импортонезависимость», в крайнем случае — «импортовывеснение».

Во-вторых, никто никогда не ставил задачу на 100% перейти на российское оборудование. Это нереально. Не будешь же строить завод, для

того чтобы, например, изготовить несколько необходимых компрессоров. Легче и проще купить их за рубежом. Поэтому я считаю, что реальная цифра, к которой надо стремиться, — около 80%. И она вполне достижима.

Что касается результатов, то они есть. Например, мы недавно обсуждали эту тему в «Транснефти». Сегодня в этой компании удельный вес импортной продукции всего 9%. В прошлом году в Челябинске был введен в эксплуатацию большой завод по производству магистральных насосов. Раньше мы их покупали за рубежом. Сейчас там же, в Челябинске, строится завод по выпуску электродвигателей к насосам.

Еще один пример — пермский завод НОВОМЕТ, который делает электродвигатели к насосам, не уступающие самым лучшим зарубежным образцам. Когда мы начинали осваивать Тюмень, мы мечтали, чтобы наши ЭЦН работали на отказ хотя бы 350–400 дней. Сегодня же пермские насосы работают 1,5 тыс. суток!

Очень хорошие результаты у компании «Буринтех», занимающейся разработкой бурового инструмента. Они создали долото, которое позволяет пройти всю скважину. Обычно для бурения одной скважины требуется 8–10 долот. А это означает большой объем спускоподъемных операций, тратится уйма времени. Теперь же скорость бурения можно значительно увеличить, а затраты — снизить.

В Подмоскovie, в Зеленограде, около 10 лет назад построен завод «Элемер», выпускающий примерно 800 наименований различных датчиков: температуры, давления и т.д. Они также не уступают лучшим зарубежным образцам.

Но мы по-прежнему серьезно отстаем в сферах программного обеспечения, автоматики, телемеханики, КИП. Там используется 90–100% иностранной продукции. И, конечно, за короткое время мы не наверстаем упущенное.

Таким образом, успехи есть, но пока точечные. При Минпромторге создано несколько рабочих групп, которые возглавляются представителями нефтегазовых компаний. Но какой-то четкой стратегии импортозамещения не просматривается.

Фонд поддержки промышленности оказывает помощь только отдельным предприятиям. Причем

преимущественно тем, которые и так финансово устойчивы и способны вернуть кредит.

Поэтому думаю, что мы находимся только в начале долгого пути, который должен привести нас к вытеснению зарубежной продукции с отечественного нефтегазового рынка.

Ред.: Но даже такое масштабное мероприятие, как ННФ, не может объять необъятное. Наверняка, не все важнейшие темы отрасли удастся обсудить...

Г.Ш.: Я считаю, что есть ряд важных вопросов, которые необходимо обозначить на форуме, а впоследствии более детально обсудить на других мероприятиях, в том числе и под эгидой ННФ.

В частности, это необходимость создания специальных полигонов для апробирования оборудования и технологий. За рубежом — в США, Нидерландах, Норвегии — весьма развита система таких полигонов.

Одна из важнейших задач отечественной экономики — развитие химии и нефтехимии. К сожалению, в этой сфере мы значительно отстаем

Я недавно вернулся из поездки в Германию, где мы совместно со специалистами РИТЭКа посмотрели полигон, на котором отрабатываются техника и технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода. Опытная установка работает очень эффективно. На выходе попутный газ имеет содержание сероводорода 5 ppm, а иногда и ноль. Очищенный таким образом газ можно использовать на бытовые и любые другие цели. А полученная элементарная сера направляется на производство цемента.

У нас таких технологий, к сожалению, пока нет. Есть идеи, но до их воплощения «в металл» дистанция огромная. Поэтому нам крайне нужны аналогичные полигоны. Без них никакое импортозамещение невозможно.

В советское время они у нас были. Например, существовал институт ВНИИСТ, который занимался вопросами строительства трубопроводов. И у него под Москвой действовал полигон, где проводились



испытания труб — и отечественных, и импортных. Сейчас этого полигона уже нет.

Еще одна тема, требующая отдельного скрупулезного анализа, — техническое регулирование. Дело в том, что несколько лет назад был принят Технический регламент Таможенного союза о безопасности машин и оборудования. В этом документе указано, что нефтегазовое оборудование не подлежит обязательной сертификации. Для него достаточно декларации соответствия.

Г.Ш.: Относительно недавно у нас появилась еще одна прекрасная возможность для диалога. В декабре позапрошлого года Александр Новак подписал приказ о создании Совета ветеранов нефтегазовой отрасли при министерстве. В него входит более 50 человек, меня назначили председателем совета, а директор Национального нефтегазового форума С.Е.Яценя выполняет функции секретаря совета.

На регулярных заседаниях Совета обязательно присутствуют министр и заместитель министра Кирилл Молодцов. И мы стараемся подсказать руководителям министерства, как лучше поступить в той или иной ситуации, чтобы не делать каких-то неграмотных шагов.

Приведу несколько примеров. Утверждением проектов освоения месторождений занимается Центральная комиссия по разработке. Раньше она всегда была подведомственна Министерству нефтяной промышленности. В свое время ее возглавляли Оруджев, Филановский, Мальцев. А сегодня ее курирует Министерство природных ресурсов, точнее, Роснедра.

Мы считаем это совершенно неправильным. В Минэнерго должно быть если не департамент, то хотя бы несколько специалистов, которые рассматривают и визируют проекты. Тогда с министерством будут считаться нефтяные компании.

А на недавнем заседании Совета разгорелась жаркая дискуссия по поводу саморегулируемых организаций. Дело в том, что в июне прошлого года был принят закон о внесении изменений в Градостроительный кодекс. Причем протаскивали

его внаглую, без широкого обсуждения. Смысл закона в том, чтобы ликвидировать общероссийские СРО и оставить только территориальные. Но ведь огромное число проектов в нефтегазовом комплексе затрагивает сразу несколько регионов. Если мы тянем трубу через десяток субъектов РФ, то какая СРО должна это контролировать? В каждой области своя? В общем, полная глупость. Мы пытаемся доказать, что так делать нельзя. Тем более что система саморегулирования существует в нынешнем виде уже восемь лет, имеются определенные наработки.

Но, как говорил Энгельс, если бы математические аксиомы затрагивали чьи-то личные интересы, их бы давно опровергли. Так и здесь — видно, затронуты чьи-то личные интересы...

Ред.: Одновременно с Национальным нефтегазовым форумом будет проводиться выставка «НЕФТЕГАЗ-2017». Считаете ли Вы плодотворной идею совместить эти два мероприятия?

Г.Ш.: Безусловно, это очень интересно и правильно. Это и обогащает сам форум, и является большим плюсом для выставки. Не секрет, что руководители высокого ранга редко посещают подобные выставки. А вот участники форума обычно осматривают представленную экспозицию. Так, в прошлом году на выставке побывали и министр энергетики, и его заместители, и руководители ряда нефтяных компаний.

Кроме того, в нынешних условиях выставка — единственный путь для продвижения новых технологий и оборудования. В СССР существовал Государственный комитет по науке и технике, который как раз занимался внедрением новых достижений. Действовало около 150 целевых программ, каждую из которых возглавлял руководитель не ниже заместителя министра. Я сам курировал две такие программы. И каждый год приходилось отчитываться: что сделали, что внедрились.

Сегодня же подобной системы научно-технического развития нет. И где можно увидеть последние достижения? Только на выставке. Поэтому приглашаю всех представителей отрасли посетить как Национальный нефтегазовый форум, так и выставку «НЕФТЕГАЗ-2017». □

Необходимо создавать специальные полигоны для апробирования оборудования и технологий. Без них никакое импортозамещение невозможно

А ведь речь идет об особо опасной технике, поломка которой может привести к тяжелейшим последствиям. Ведь брак бывает всегда. К примеру, при сооружении нефтепровода ВСТО пришлось заменить более 200 итальянских задвижек, поскольку они оказались с различными изъянами.

Поэтому одна из актуальнейших задач — совершенствование нормативно-технической базы, приведение ее в соответствие с актуальными требованиями. Эти проблемы могут и должны обсуждаться как на нашем форуме, так и на других дискуссионных площадках.

Ред.: И что это могут быть за площадки?



Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18–19 апреля 2017 г.

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

17-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2017



17–20 апреля 2017 г.

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

НАЛОГОВЫЙ ОПТИМУМ ЕЩЕ НЕ НАЙДЕН

ГРИГОРИЙ ВЫГОН
СЕРГЕЙ ЕЖОВ
Vygon Consulting

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) был введен с 1 января 2002 года. Таким образом, в 2017 году отмечается его 15-летие. За этот период российская система налогообложения нефтедобычи претерпела существенные изменения. При этом одновременно наблюдались две разнонаправленные тенденции.

Первая — это постоянное ужесточение общего налогового бремени за счет повышения суммарной ставки двух основных фискальных инструментов: НДПИ и экспортной пошлины на нефть.

Вторая — предоставление различного рода преференций и льгот для отдельных категорий запасов. В результате система налогообложения в нефтедобыче получила название «лоскутное одеяло» (см. «Эволюция системы налогообложения нефтяной отрасли»).

Система льгот по НДПИ и экспортной пошлине позволила (в условиях высокой налоговой нагрузки на нелюгутируемые объемы) ввести в разработку ряд гринфилдов, продлить срок эксплуатации выработанных месторождений. Она также обеспечила рентабельность добычи сверхвязкой нефти, создала условия для активизации освоения ТРИЗ и шельфовых месторождений. Однако система стала слишком громоздкой. Поэтому встал вопрос об обоснованности выданных льгот и переходе на более универсальную систему налогообложения прибыли.

Мировой опыт

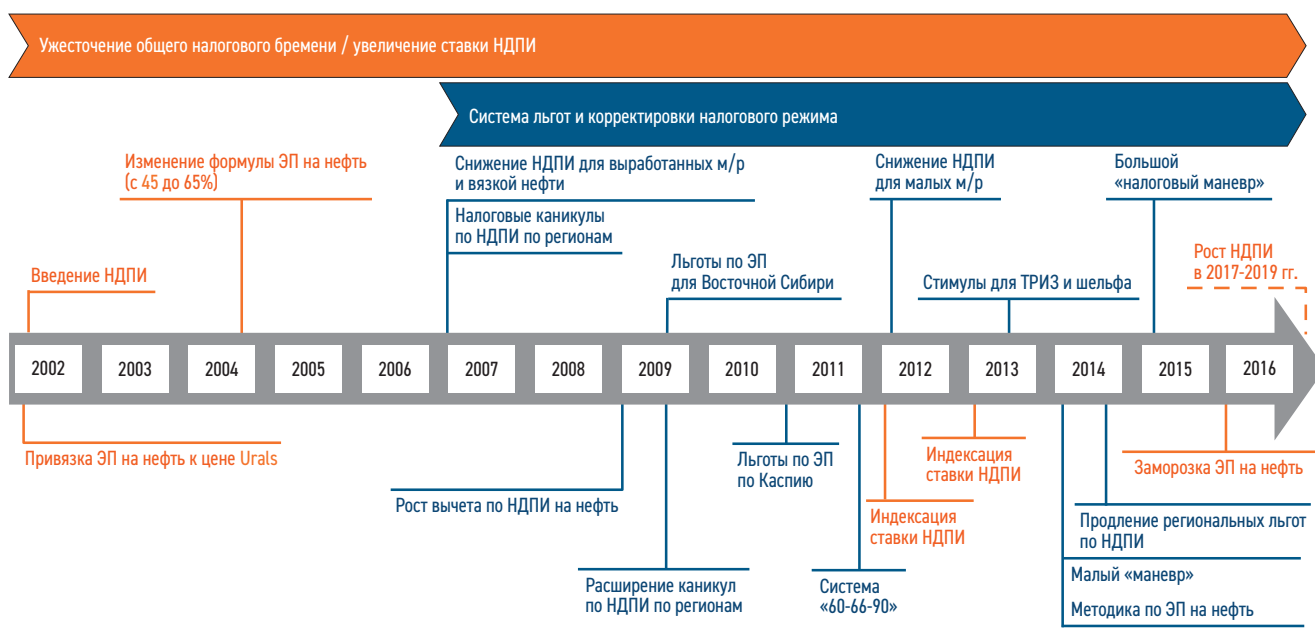
Действующая в отечественной нефтянке фискальная система разительно отличается от большинства зарубежных аналогов (см. «Характеристики систем налогообложения добычи нефти»).

Налогообложение нефтяной отрасли стоит на пороге больших перемен. «Основные направления налоговой политики на 2017 год и плановый период 2018 и 2019 годов» (ОННП) предусматривают введение налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД) для пилотных проектов и полную отмену таможенных пошлин. Однако ОННП задают ориентиры для бизнеса только на трехлетний период бюджетного планирования. Очевидно, этого недостаточно для отрасли, в которой цикл геологоразведочных работ составляет 5–10 лет, а добычи — более 20 лет.

При этом в ОННП отсутствуют важные параметры будущей налоговой системы: какова должна быть компенсация отмены таможенных пошлин для НПЗ, в какой степени будет масштабироваться НДД, что будет со льготами по НДПИ и таможенной пошлине?

Регуляторам потребуется сформировать видение будущей конфигурации налогообложения нефтянки, дающее ответы на поставленные вопросы.

Эволюция системы налогообложения нефтяной отрасли



Источник: VYGON Consulting

Глобальной тенденцией налогообложения последних 50 лет является переход от систем, полностью основанных на валовых показателях, к системам, в большей степени базирующимся на налогообложении экономического результата. Если до 1970-х годов практически повсеместно применялись исключительно бонусы и роялти, то сегодня заметную роль играют механизмы, основанные на налогообложении прибыли.

В Нигерии основным налогом является налог на нефтяную прибыль. Его максимальная ставка составляет 85% (наиболее высокая из применяемых в мире). Великобритания отказалась от роялти в рамках новых ли-

цензий еще в 1982 году, Норвегия — в 1987-м, а окончательная отмена произошла в 2002 и 2005 годах, соответственно. При этом система налогообложения доходов от добычи углеводородов в Норвегии служит примером стабильности — эффективная ставка налога составляет 78% и остается неизменной с 1992 года.

В Австралии при добыче углеводородов на континентальном шельфе роялти также не применяется, используется ресурсный рентный налог со ставкой 40%. В США и Канаде дополнительное налогообложение прибыли от добычи минерального сырья не используется, но ставки налога на прибыль сравнительно высо-

ки. Значительную фискальную роль также играют бонусы, изымающие часть экономической ренты.

ВОПРЕКИ ОБЩЕМИРОВЫМ ТЕНДЕНЦИЯМ В РОССИИ НЕ ВНЕДРЯЕТСЯ НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ ПРИБЫЛИ ОТ ДОБЫЧИ

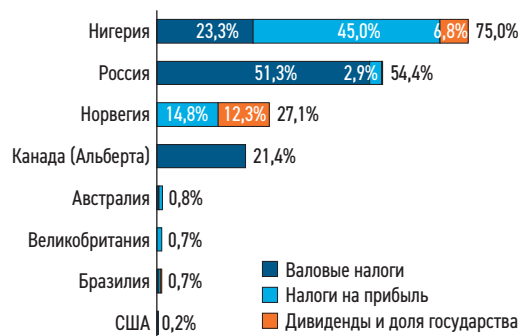
Почему же вопреки общемировым тенденциям в России не внедряется налогообложение прибыли от добычи? Неужели дело только в более простом администрировании налогов на основе валовых показателей? И другой вопрос, является ли

Характеристики систем налогообложения добычи нефти

Страна	Характеристика системы налогообложения	Налоги на базе прибыли, %	Налоги на базе валовых показателей, %
Нигерия	Многообразие налоговых условий, СРП, льготы для маргинальных месторождений	50–85	20
Норвегия	Сумма корпоративного налога на прибыль и нефтяного налога		78
Бразилия	Низкие ставки роялти, дополнительное налогообложение прибыли	41–60	10
Австралия	Отсутствие или умеренные ставки роялти, ресурсно-рентный налог дополнительно к налогу на прибыль	30–58	5–10
США	Умеренные ставки роялти, льготные ставки для низкодебитных скважин, высокая роль бонусов	35–45	3–21
Великобритания	Сумма корпоративного налога на прибыль и дополнительного налога		40
Канада	Гибкие ставки роялти от территории, дебита, цены, свойств нефти, прибыли	25–31	5–45
Россия	Высокие ставки НДС и таможенных пошлин, льготы для отдельных категорий запасов	20	5–70

Источник: VYGON Consulting

Доля нефтегазовых доходов в доходах бюджета в 2014 г.*



* Доходы федерального/государственного бюджета, кроме Канады (Альберта)

Источник: VYGON Consulting

панацеей переход на налогообложение прибыли, возможно ли разом отказать от валовых налогов и «лоскутного одеяла» льгот.

ПЕРЕХОД ТОЛЬКО НА НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ ПРИБЫЛИ ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ НЕЦЕЛЕСООБРАЗЕН, НЕОБХОДИМО СОХРАНЕНИЕ НА РАЗУМНОМ УРОВНЕ ПЛАТЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ ВАЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Если мы внимательнее посмотрим на мировой опыт, то заметим определенную закономерность. В странах, где налогообложение базируется на прибыли, доля нефтегазовых доходов в общих поступлениях бюджета, как правило, сравнительно невелика (см. «Доля нефтегазовых

доходов...»). Так, в Великобритании она даже в период высоких цен на нефть составила всего 0,7%.

В Норвегии этот показатель в 2014 году равнялся 27%. Но на налоги приходится 54,6% от суммарных поступлений, остальное — прямое участие государства в добыче (36%) и дивиденды (9%). В Нигерии доля нефтегазовых доходов в бюджете доходит до 75%, но и там налог на нефтяную прибыль обеспечивает лишь 60% поступлений от НГК.

В России доля доходов от добычи углеводородов в доходной части федерального бюджета в 2014 году составила 54,4%. Из них 51,3% пришлось на таможенную пошлину и НДС. Высокая зависимость казны от нефтяной отрасли — существенное ограничение для каких-либо масштабных экспериментов с налоговой системой.

Другим препятствием служит высокая доля налогов в цене нефти. В России она составляет около 60%. А, к примеру, в Норвегии — 33%, в Великобритании — 18% (оценки за 2014 год).

Для того чтобы в России полностью перейти на налогообложение прибыли от добычи нефти и при этом сохранить доходы бюджета на высоком уровне, суммарная ставка такого налога на прибыль должна составить более 85%. Это экстремально высокий уровень. Он не только создаст проблемы с налоговым администрированием, но и снизит стимулы к повышению эффективности, поскольку дополнительные затраты приводят к значительной экономии на налогах. В международной практике этот эффект известен под названием «gold plating».

Таким образом, переход только на налогообложение прибыли от добычи нефти в России нецелесообразен. Необходимо сохранение на разумном уровне платежей на основе валовых показателей.

Перспективы НДС

В настоящее время на стадии межведомственного согласования находится законопроект о налоге на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД). Его основным отличием от предыдущих вариантов НДД, разрабатывавшихся в период с 1995 по 2015 годы, является фиксированная ставка налога (50%). В предшествующих редакциях ставка устанавливалась в зависимости

от Р-фактора (отношение накопленных доходов к расходам).

Законопроект предусматривает добровольный переход на НДД для нескольких групп месторождений (так называемых пилотных проектов). Первая группа — это гринфилды новых регионов, вторая — браунфилды в Западной Сибири с суммарным объемом годовой добычи нефти не более 15 млн тонн.

При переходе на НДД сохраняется высокая ставка НДС — в законопроекте она составляет 35% от цены Urals при текущих котировках. Налоговая база НДД рассчитывается как разница между доходами и расходами, включающими текущие и капитальные затраты. В целях снижения возможных рисков по завышению затрат законопроект предусматривает их ограничение для браунфилдов в размере 9520 руб./т (в процессе согласования порог уменьшен до 7000 руб./т).

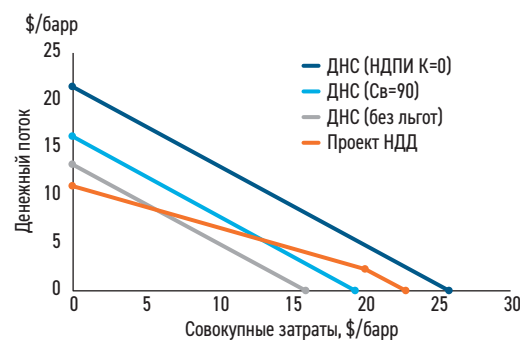
В случае браунфилдов переход на НДД выгоден для месторождений без льгот с суммарными затратами на добычу выше \$5,5/барр (см. «Свободный денежный поток браунфилдов...»). Поскольку средняя величина затрат по российским ВИНК превышает этот показатель, переход на НДД выгоден для большинства браунфилдов без льгот.

Однако при наличии льгот картина меняется. Для месторождений с выработанностью 90% переход выгоден только при затратах свыше \$13/барр, а для месторождений сверхвязкой нефти с вязкостью от 200 до 10000 мПа*с он невыгоден ни при каких условиях.

Фактически НДД играет роль льготного налогового режима для браунфилдов, не обладающих льготами при НДС. Согласно расчетам ряда экспертов, если все компании покажут максимальный уровень затрат (7000 руб./т), потери бюджета на режиме НДД составят около 30 млрд рублей. Хотя эта оценка сильно завышена. Она не учитывает, что добыча при переходе на НДД должна вырасти, а затраты будут значительно ниже предельного уровня.

Однако при расчете последствий введения НДД эти эффекты не были учтены. В результате было выбрано наиболее простое решение для компенсации выпадающих доходов бюджета — увеличение НДС на любую тонну нефти, кроме попавшей под режим НДД или облагаемой по ну-

Свободный денежный поток браунфилдов в зависимости от совокупных затрат при НДС и НДД



Источник: VYGON Consulting

левой ставке. То есть льготы для отдельных пилотных проектов должны быть оплачены за счет других месторождений. С нашей точки зрения, оценка возможных потерь некорректна, а само решение о повышении НДС неверное и должно быть пересмотрено.

Исходя из вышесказанного, очевидно, что в предложенных параметрах НДС не может быть тиражирован на всю отрасль. Задачу разработки универсального режима налогообложения, применимого ко всем месторождениям, еще предстоит решить. При применении НДС для всей отрасли должен быть сохранен механизм льготирования по НДС отдельным категориям запасов.

Проблемы льгот

Администрирование параметров, на которых основана разветвленная система льгот, затруднено. В большинстве своем льготы привязаны к показателям Государственного баланса запасов (ГБЗ), которые изначально предназначены именно для подсчета запасов, а не для налогообложения.

В частности, для льготы по выработанности существует так называемая «проблема 2006 года». То есть эта льгота предоставляется на основании данных ГБЗ об объеме извлекаемых запасов на 1 января 2006 года. Цель привязки к конкретной дате — исключить возможные манипуляции с занижением запасов для увеличения показателя выработанности.

На практике это привело к тому, что более 16 млн тонн годовой добычи осуществляется на месторождениях с выработанностью более 100% (так как прирост запасов после 2006 года не учитывается при расчете выработанности). Многие месторождения, напротив, никогда не достигнут уровня выработанности 80%, начиная с которого предоставляется льгота. Ведь их извлекаемые запасы, числящиеся в ГБЗ на 1 января 2006 года, завышены более чем на 20% (за счет категории С₂ предыдущей классификации запасов).

Объем льготированной добычи нефти непрерывно растет. В 2006 году он составлял всего 1% от общего производства, а в 2015-м — уже треть добываемой сырой нефти. Объем льгот в денежном выражении достигает

350–400 млрд рублей ежегодно (см. «Льготы по НДС в денежном выражении и доля льготированной добычи»).

ЗАДАЧУ РАЗРАБОТКИ УНИВЕРСАЛЬНОГО РЕЖИМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ, ПРИМЕНИМОГО КО ВСЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ, ЕЩЕ ПРЕДСТОИТ РЕШИТЬ

В связи с этим закономерно возникает вопрос, насколько величина этих льгот оправдана. Льготы эффективны, если они приводят к принятию налогоплательщиком положительных инвестиционных решений. Но если при этом возникают сверхдоходы, то льготы избыточны.

ПРИ ПРИМЕНЕНИИ НДС ДЛЯ ВСЕЙ ОТРАСЛИ ДОЛЖЕН БЫТЬ СОХРАНЕН МЕХАНИЗМ ЛЬГОТИРОВАНИЯ ПО НДС ОТДЕЛЬНЫХ КАТЕГОРИЙ ЗАПАСОВ

Системное исследование эффективности льгот по всем категориям запасов в России до сих пор не проводилось. Исходя из нашего опыта оценки отдельных проектов, в одних случаях они избыточны, а в других — недостаточны. До сих пор не использован институт государственной экспертизы проектных документов для анализа эффективности предоставляемых льгот. С введением в действие с 1 января 2016 года новой Классификации запасов и ресурсов УВС и новых Правил подготовки тех-



Льготы по НДС в денежном выражении и доля льготированной добычи



Источник: VYGON Consulting

Примеры ошибочных и сбалансированных решений в области акцизного и таможенно-тарифного регулирования

Ошибочное решение	Логика решения	Результат	Сбалансированное решение
Установление пониженных экспортных пошлин на мазут по сравнению с другими нефтепродуктами (2005 г.)	Стимулирование переработки нефти, создание финансовых средств для модернизации переработки	Наращивание избыточной простой переработки с последующим экспортом полупродуктов, потери бюджета	Выравнивание пошлин на мазут и средние дистилляты в 2011 г. с последующим установлением пошлины на мазут в размере 100% от пошлины на нефть
Установление более высоких пошлин на автобензин, чем на ДТ (2011 г.)	Недопущение дефицита автобензина на внутреннем рынке	Стимулы к инвестициям в производство избыточного ДТ, а не автобензина	Выравнивание пошлин на ДТ и автобензин с 1 января 2017 г.
Сверхвысокий дифференциал акцизов на топлива различных экологических классов	Экономическое стимулирование инвестиций в облагораживающие процессы	Избыточные выпадающие доходы бюджета, притом что Технический регламент являлся достаточным стимулом к модернизации	При переходе на Евро-5 проблема сама по себе отпала
Источник: VYGON Consulting			

нических проектов разработки месторождений УВС появляется возможность в каждом конкретном случае определить, приводят ли льготы к приросту рентабельно извлекаемых запасов или нет.

СИСТЕМНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛЬГОТ ПО ВСЕМ КАТЕГОРИЯМ ЗАПАСОВ В РОССИИ ДО СИХ ПОР НЕ ПРОВОДИЛОСЬ

После проведения такой оценки для репрезентативного объема запасов можно будет обоснованно реформировать систему льгот. При этом, возможно, к действующим льготам необходимо будет добавить новые.

ПОСЛЕ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛЬГОТ ДЛЯ РЕПРЕЗЕНТАТИВНОГО ОБЪЕМА ЗАПАСОВ МОЖНО БУДЕТ ОБОСНОВАННО РЕФОРМИРОВАТЬ ЭТУ СИСТЕМУ

Например, для стимулирования целевых технологий повышения нефтеотдачи и разработки ТРИЗ. При этом оценка эффективности льгот на базе экспертизы проектных документов не означает, что льготы должны предоставляться в индивидуальном порядке для отдельных проектов.

Таможенные субсидии и акцизы

Характерной особенностью таможенно-тарифной и акцизной политики является непоследовательность принимаемых решений. В результате государство зачастую посылает неправильные сигналы НПЗ.

В 1999 году были повторно введены экспортные пошлины на нефть на уровне €2,5/т. По мере роста мировых цен они были увеличены, введены также пошлины на нефтепродукты.

В 2005 году были установлены формулы расчета ставок пошлин на нефть и нефтепродукты, действовавшие вплоть до 2011 года. Так, ставка пошлины на мазут составляла менее 40% от пошлины на нефть, а на светлые нефтепродукты — более 70%. Искажающее воздействие регулирования заключалось в том, что строительство новых мощностей первичной переработки искусственно становилось выгоднее инвестиций в повышение ее глубины из-за дифференциации пошлин на мазут и светлые нефтепродукты.

Российские НПЗ получили значительный объем «таможенных субсидий». Их величина за период 2006–2015 годов составила почти 10 трлн рублей, что кратно превысило размер инвестиций в модернизацию заводов (см. «Пошлина как фактор риска», НГВ #22/2016). Существенно вырос объем первичной переработки — с 169 млн тонн в 1999 году до 289 млн тонн в 2014-м. При увеличении цен на нефть это привело к резкому росту выпадающих доходов федерального бюджета.

Первым шагом по созданию «правильных» стимулов для НПЗ (для инвестиций в углубляющие процессы, а не наращивание искусственно эффективной первичной переработки) стало принятие в 2011 году системы таможенных пошлин «60-66-90-100». В ее основе — снижение коэффициента для расчета пошлины на нефть с 65% до 60% и выравнивание пошлин на светлые и темные нефтепродукты на уровне 66%.

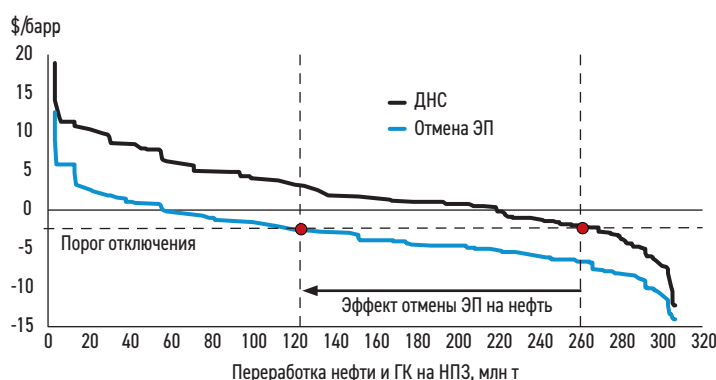
Одновременно была установлена пошлина на бензин в размере 90% от пошлины на нефть. Также было предусмотрено увеличение с 1 января 2015 года ставки на темные нефтепродукты до 100% от пошлины на нефть. Это послужило сигналом к инвестированию в углубляющие процессы. Именно после принятия системы «60-66-90-100» началась масштабная модернизация российской нефтепереработки. В течение трех лет были введены в эксплуатацию 23 установки по вторичной переработке нефти, включая три установки гидрокрекинга, — больше, чем за предшествующие 20 лет.

Установление предельной пошлины на бензины на уровне 90% от ставки на нефть в 2011 году рассматривалось как временная мера для ликвидации дефицита горючего в пиковый сезон потребления. Негативным долгосрочным последствием этого решения явилось снижение инвестиционной привлекательности строительства установок по производству автобензина.

С 1 января 2017 года пошлины на автобензин и дизельное топливо были выровнены на уровне 30% от пошлины на нефть. Таким образом, сбалансированные действия в области таможенно-тарифной политики являлись исправлениями принятых ранее неудачных решений (см. «Примеры ошибочных и сбалансированных решений...»).

Сходная картина наблюдается и в области акцизов на нефтепродукты. Положительным сигналом, стимулирующим инвестиции в облагораживающие процессы, стало введение в 2012 году дифференциации акцизов на топлива в зависимости от качества. Сначала дифференциал между

Маржа слоев переработки* нефти в условиях ДНС и отмены таможенных пошлин



* Слой переработки представляет собой такой объем переработки, которому соответствует одинаковая структура выходов нефтепродуктов и удельная маржа. Оценка произведена в условиях цены на нефть \$50/барр, курса рубля к доллару – 65 руб./\$ и сохранения крэк-спредов на нефтепродукты и премий внутреннего рынка на уровне первой половины 2016 года

Источник: VYGON Consulting

экологическим классами топлив был сравнительно невысок (852 руб./т для автобензина в 2011 году). Однако к 2013 году он был увеличен до 5 тыс. рублей, что окупало проекты облагораживания за один год. То есть дифференциация стала избыточной.

Компенсация отмены пошлин

Низкая конкурентоспособность отечественных НПЗ по сравнению с европейскими предприятиями объясняется двумя основными причинами.

Во-первых, это существенное технологическое отставание. В России на начало 2016 года только у двух НПЗ индекс Нельсона превышал 8 (средний показатель в Европе). В результате маржа среднестатистического отечественного НПЗ, если его переместить в Европу, будет отрицательной или близкой к нулевой.

Во-вторых, транспортные издержки на экспорт нефтепродуктов значительно превышают затраты на поставку за рубеж нефти. До 2014 года таможенная субсидия с лихвой перекрывала логистическое отставание НПЗ. Но с падением цен на нефть она значительно снизилась и составила \$5,9/т в 2015 году по сравнению с \$16/т в 2014-м.

При действующей налоговой системе рентабельный объем переработки составляет около 260 млн тонн (см. «Маржа слоев переработки неф-

ти в условиях ДНС и отмены таможенных пошлин»). В случае отмены таможенных пошлин без дополнительного субсидирования отрасли логистическое и технологическое отставание отечественных НПЗ не будет компенсироваться. Это приведет к убыточности большинства заводов. Рентабельный объем переработки, по нашим оценкам, снизится более чем в два раза и составит всего 125 млн тонн (при сохранении прочих факторов).

Потери НПЗ от отмены субсидий могут быть отчасти компенсированы за счет роста премий на внутреннем рынке. При этом часть спроса будет покрыта за счет импорта (в основном в близких к границе регионах). Но является ли такой сценарий приемлемым? Ведь в России достаточно вторичных мощностей для обеспечения внутреннего спроса на автомобильный бензин.

Поэтому отмена пошлин должна сопровождаться введением компенсационных механизмов для нефтепереработки. Один из возможных вариантов — отрицательный акциз на нефть. Он уплачивается НПЗ при получении сырья на переработку.

В зависимости от приоритетов стимулирования могут быть разные варианты формулы расчета, уровня и динамики изменения этого отрицательного акциза:

● Компенсация на уровне таможенной субсидии простого НПЗ (около \$3,5/барр.) позволяет сохранить

условия для их работы, но ухудшит параметры для сложных НПЗ, так как они получают более высокую таможенную субсидию. Это вариант минимального уровня субсидирования без каких-либо дифференциаций и, соответственно, целевых стимулов;

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛЬГОТ НА БАЗЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ НЕ ОЗНАЧАЕТ, ЧТО ЛЬГОТЫ ДОЛЖНЫ ПРЕДОСТАВЛЯТЬСЯ В ИНДИВИДУАЛЬНОМ ПОРЯДКЕ ДЛЯ ОТДЕЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ

- Дифференцированная компенсация по регионам, где расположены НПЗ, для возмещения части логистического отставания. Таким образом, реализуется принцип справедливости с учетом того, что компании не могут существенно улучшить логистику. Осуществляется также поддержка НПЗ, удаленных от европейской границы;
- Дифференцированная компенсация с учетом продаж на внутреннем рынке дефицитных нефтепродуктов (в частности, автобензина) позволяет стимулировать необходимое производство таких нефтепродуктов.

При отмене таможенных пошлин необходимо не допустить шокового роста цен. Поэтому вместе с введением компенсационных механизмов для нефтепереработки потребуются дополнительно уменьшить акцизы на моторные топлива на величину снижения таможенной субсидии потребителям.

ОТМЕНА ПОШЛИН ДОЛЖНА СОПРОВОЖДАТЬСЯ ВВЕДЕНИЕМ КОМПЕНСАЦИОННЫХ МЕХАНИЗМОВ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

В целом все направления реформы налогообложения нефтяной отрасли — эксперимент с НДС, отмена таможенных пошлин и пересмотр льгот — потребуют тщательного анализа для выбора параметров и оценки последствий. Желательно провести смысловую работу в этом году, поскольку из-за грядущих выборов содержательная работа правительства, скорее всего, закончится уже в декабре 2017 года и не возобновится до сентября 2018-го. □

КТК: ДОБЫВАЙТЕ, ПРОКАЧАЕМ!

Прошлый год стал для Каспийского Трубопроводного Консорциума знаковым в нескольких отношениях. В октябре КТК отметил 15-летие с начала операционной деятельности. А по итогам года по его трубам были прокачаны рекордные 44,3 млн тонн нефти. Свой вклад в рекорд внесли месторождения российского и казахстанского секторов Каспия, введенные в эксплуатацию в 2016 году, — им. Владимира Филановского и Кашаган. В нынешнем году Консорциум планирует завершить расширение трубопроводной системы. В результате ее пропускная способность возрастет до 67 млн тонн в год. Генеральный директор КТК Николай ГОРБАНЬ рассказал «Вертикали» о роли трубопровода в жизни региона, о развитии компании и планах на будущее. Как отметил глава Консорциума, маршрут Тенгиз–Новороссийск экономически наиболее выгоден для грузоотправителей региона. Уже в нынешнем году по этому маршруту планируется прокачать около 65 млн тонн сырья, в том числе с каспийских месторождений ЛУКОЙЛа. При этом топ-менеджер не исключает, что непростая ситуация в отрасли внесет коррективы в планы загрузки КТК. Могут измениться и сроки выхода проекта по расширению системы на уровень окупаемости.



ИНТЕРВЬЮ

НИКОЛАЙ ГОРБАНЬ

Генеральный директор КТК

Ред.: Николай Николаевич, в октябре 2001 года на Морском терминале КТК под Новороссийском был отгружен первый танкер с нефтью. Какую роль сыграло появление нового трубопроводного маршрута в жизни каспийского региона?

**В ОКТЯБРЕ 2001 ГОДА НА МОРСКОМ
ТЕРМИНАЛЕ КТК ПОД НОВОРОССИЙСКОМ
БЫЛ ОТГРУЖЕН ПЕРВЫЙ ТАНКЕР
С НЕФТЬЮ**

Н.Г.: Эту роль можно назвать ключевой в первую очередь для Казахстана. В 1990-е годы республике надо было определиться с судьбой своих гигантских месторождений, запертых внутри материка и не имевших выхода на внешние рынки. Было подписано соглашение о создании консорциума, учреждена компания,

в сжатые сроки проложен трубопровод к черноморскому побережью.

Именно ввод КТК позволил начать промышленную эксплуатацию этих месторождений. Сегодня три четверти экспортной нефти северного Казахстана идет по системе Консорциума.

Если говорить о России, то государство как акционер КТК получает определенные выплаты в соответствии со своим долевым участием.

За прошедшие 15 лет Консорциум проделал большую работу. Нагляднее всего она видна в цифрах. Например, изначально на трассе имелось пять нефтеперекачивающих станций, а в будущем году их число возрастет до 15.

Не менее важно, что КТК — социально ответственная компания, которая участвует в улучшении жизни людей. Регионам, по которым прокладывался трубопровод, он принес рабочие места, налоги, транспорт-

ную инфраструктуру, детские сады, школы, больницы...

Ред.: В структуре КТК 11 акционеров из шести стран. Всегда ли удается соблюсти баланс интересов при таком широком представительстве? Не стало ли сложнее находить консенсус после ухудшения отношений России с Западом? Да и внешнеэкономические устремления Москвы и Астаны порой расходятся...

Н.Г.: Мы, как менеджмент, стараемся учитывать интересы всех акционеров и не допускать конфликтных ситуаций. Это требует серьезной предварительной работы. Перед тем как тот или иной ключевой вопрос будет вынесен на Совет директоров или Собрание акционеров, он детально обсуждается с заинтересованными сторонами.

Что касается текущей операционной деятельности, то у нас все рег-

ламентировано, все процедуры прописаны. И проблем, как правило, не возникает.

Ред.: Какова стоимость транспортировки по КТК? Насколько экономически привлекателен маршрут по сравнению с другими региональными трубопроводами, прежде всего Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД)?

Н.Г.: Для грузоотправителей он однозначно наиболее выгоден. У нас самый низкий тариф — \$38 за тонну. Это достигнуто, в частности, за счет менее протяженного транспортного плеча по сравнению с БТД, а также благодаря наличию собственных выносных причальных устройств на Морском терминале.

Добавлю, что КТК — еще и самый безопасный трубопровод, так как проходит по территории политически стабильных государств.

Ред.: Случались ли за эти 15 лет разливы нефти, врезки в трубу и другие нештатные ситуации?

Н.Г.: В начале работы ежегодно случалось до 23 врезок. В прошлом году зафиксировано всего три врезки. Причем они были обнаружены на самой ранней стадии изготовления, и поэтому никакого ущерба для транспортировки или окружающей среды не возникло. Созданная система охраны позволяет эффективно предупреждать эти нарушения.

Ред.: Каковы характеристики транспортируемой по КТК нефти в сравнении с основными экспортными сортами?

Н.Г.: Каспийская нефть — легкая, малосернистая. Этот сорт, конечно, не уникален, но хорош по качеству и достаточно востребован. Такая проблема, как рост содержания серы в нефти, для КТК не актуальна. Наша труба ориентирована на определенные месторождения Северного Каспия, сырье которых имеет примерно одинаковый состав.

Ред.: С 2002 года в КТК действует банк качества нефти. Может ли он полностью гарантировать справедливую оценку принимаемого сырья? Были ли случаи, когда грузоотправители выражали несогласие с «вердиктом» банка?

Н.Г.: Не припомню, чтобы у нас когда-либо возникали подобные ситуации, тем более судебные споры.

Как уже говорилось, все вопросы текущей деятельности, включая функционирование банка качества, строго регламентированы. Кроме того, акционеры ежегодно проводят независимый совместный аудит работы банка качества.

Ред.: В 2016 году КТК прокачал рекордный объем нефти. Какие месторождения сыграли в этом главную роль?

Н.Г.: Из 44,3 млн тонн 40,8 млн — это нефть казахстанских грузоотправителей. Основную прибавку дал Тенгиз. Еще 803 тыс. тонн было поставлено с Кашагана, который в декабре был запущен в промышленную эксплуатацию.

Российские производители сдали в систему 3,5 млн тонн. В частности, ЛУКОЙЛ поставил 635 тыс. тонн своего нового каспийского месторождения — им. Филановского, еще 110 тыс. тонн — с месторождения им. Корчагина.

Ред.: Ближайшая задача Консорциума — расширение пропускной способности до 67 млн тонн в год. Как она решается? Остаются ли в силе планы завершить расширение в этом году?

Н.Г.: Планы остаются в силе. В прошлом году мы увеличили резервуарный парк морского терминала в Южной Озереевке с 700 тыс. до 1 млн тонн (было построено три резервуара емкостью по 100 тыс. тонн). Запущена в эксплуатацию новая нефтеперекачивающая станция А-НПС-4, заполнены нефтью еще три НПС, начаты их комплексные опробования.

Кроме того, на Морском терминале после кардинальной реконструкции ввели в строй Главный центр управления с новой SCADA — системой оперативного контроля и сбора данных. Эта система позволяет в режиме онлайн контролировать и управлять всеми этапами транспортировки нефти на маршруте Тенгиз–Новороссийск: от приема сырья на узлах учета до погрузки на танкеры.

ИЗНАЧАЛЬНО НА ТРАССЕ ИМЕЛОСЬ ПЯТЬ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ, А В БУДУЩЕМ ГОДУ ИХ ЧИСЛО ВОЗРАСТЕТ ДО 15

В нынешнем году на Проект расширения будет направлено \$150 млн. В первом полугодии планируем запустить А-НПС-4А и А-НПС-5А в Астраханской области. Затем будут сданы НПС-8 в Краснодарском крае и НПС-5 в Ставрополье. Последней на территории РФ будет введена НПС-2 в Калмыкии. Наконец, в Казахстане на второе полугодие намечен ввод А-НПС-3А.

Ред.: Какую часть работ выполняют российские подрядчики? Повлияли ли на ход проекта западные санкции?

Н.Г.: На российской территории абсолютное большинство работ выполняют российские компании. На казахстанской — казахстанские, в том числе с иностранным участием.

Что касается санкций, то нам, можно сказать, повезло: мы успели заранее подписать все контракты и завер-

Береговые сооружения Морского терминала



От Каспийского до Черного

Трубопроводная система КТК — один из крупнейших инвестиционных проектов в энергетической сфере с участием иностранного капитала на территории СНГ. Трубопровод протяженностью 1511 км соединил нефтяные месторождения Западного Казахстана с Морским терминалом в Новороссийске. Терминал оснащен тремя выносными причальными устройствами, позволяющими безопасно загружать танкеры на значительном удалении от берега, в том числе при неблагоприятных метеословиях.

В прошлом году выручка КТК составила \$1,6 млрд, что на 7% больше уровня 2015 года. Общая прибыль выросла на 18%, до \$237 млн.

шить основные закупки. Причем за рубежом приобретали только специфическую продукцию, не выпускаемую в СНГ. Около 80–85% поставок составляет оборудование российского и казахстанского производства.

ВСКОРЕ В КТК МОЖЕТ ВСТУПИТЬ В СИЛУ ПРИНЦИП «КАЧАЙ ИЛИ ПЛАТИ». ДО ЗАВЕРШЕНИЯ ПРОЕКТА РАСШИРЕНИЯ НА ДЕЙСТВИЕ ЭТОГО ПРИНЦИПА БЫЛ НАЛОЖЕН МОРАТОРИЙ

Ред.: Какова общая стоимость Проекта расширения? Из каких источников он финансируется?

Н.Г.: Стоимость — \$5,4 млрд. Иногда встречается ошибочная информация о том, что расширение КТК ведет-

ся за счет займа, предоставленного акционерами. Хочу внести ясность: заем был привлечен на начальной стадии для строительства трубопровода и никак не связан с нынешним проектом. Расширение осуществляется на средства, полученные Консорциумом от операционной деятельности — транспортировки нефти.

Ред.: Когда окупятся затраты на расширение системы? Может ли быть отложен выход на уровень окупаемости в связи с нынешними проблемами нефтяной отрасли?

Н.Г.: Рассчитываем, что это произойдет в третьем квартале 2020 года, когда полностью погасим заем и начнем начислять дивиденды. Конечно, все зависит от объемов прокачки. Чем больше выручка, тем быстрее расплатимся с акционерами. Если объемы будут падать, сроки, скорее всего, сдвинутся.

Ред.: Сколько нефти планируете прокачать в этом году? Какая доля придется на казахстанское, а какая — на российское сырье?

Н.Г.: На сегодняшний день производителями заявлено в общей сложности около 65 млн тонн. С территории Казахстана поступит 54,7 млн, в том числе 10,4 млн с Кашагана. Из России ожидаем около 11 млн тонн, из них 5,4 млн с месторождений Филановского и Корчагина. На проектный объем в 67 млн, наверное, выйдем в будущем году.

Ред.: К 2019 году ЛУКОЙЛ намеревался добывать на Филановского 6 млн тонн в год. Будет ли вся эта нефть поставляться в КТК?

Н.Г.: Такие договоренности есть, об этом говорил и президент ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов при запуске месторождения в октябре прошлого года. Сегодня все объемы с месторождения Филановского идут к нам. Надеюсь, ситуация в дальнейшем не изменится.

Ред.: Будут ли востребованы расширенные мощности КТК, если компании скорректируют планы по добыче? Например, по последней информации Минэнерго Казахстана, в этом году на Кашагане будет добыто менее 9 млн тонн нефти...

Н.Г.: У нас есть заявка от операторов месторождения. Надеюсь, все заявленные объемы будут поставлены.

Отмечу, что вскоре в КТК может вступить в силу принцип «качай или

плати». До завершения Проекта расширения на действие этого принципа был наложен мораторий. Окончательное решение по данному вопросу будут принимать акционеры.

Ред.: Операторы Кашагана решили, что нефть месторождения пойдет по трем экспортным каналам. Почему нельзя было направить все объемы в КТК? И не опасаетесь ли Вы в этой связи сложностей с загрузкой системы?

Н.Г.: Маршрутом КТК могут пользоваться только акционеры либо аффилированные с ними компании. Среди участников Кашаганского проекта есть те, кто не входит в эти категории. Их объемы будут поставляться по другим направлениям. Тем не менее основная доля кашаганской нефти пойдет по нашему маршруту.

Ред.: Возрастут ли и в какой мере поставки с двух других казахстанских месторождений — Тенгиза и Карачаганака?

Н.Г.: Мы рассчитываем на рост. Тенгиз сейчас готовится к реконструкции своих мощностей. Насколько мне известно, эти работы будут реализованы к 2021 году, что даст прибавку примерно в 12 млн тонн.

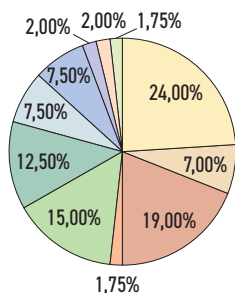
Ред.: Выходит, тогда и расширенной пропускной способности КТК может не хватить?

Н.Г.: Как только получим соответствующие заявки от производителей, будем принимать технические меры для приема дополнительных объемов. Рассчитывая мощность трубы, мы исходим из практической необходимости и не считаем нужным нести затраты, которые на сегодняшний день представляются нецелесообразными.

Ред.: Какие задачи будет решать Консорциум после 2017 года, когда проект расширения будет завершен? Никакой головной боли больше не ожидается?

Н.Г.: Трубопроводная система — это всегда головная боль. Наша основная задача — обеспечить стабильную транспортировку. Нефтепроводу КТК 15 лет — оборудование изнашивается, нуждается в замене, капитальном ремонте, реконструкции. Поддержание системы в работоспособном состоянии — технологический процесс, требующий постоянной заботы. □

Акционеры КТК



- Российская Федерация
 - Доверительное управление ПАО «Транснефть»
 - «КТК Компани»
- Республика Казахстан
 - КазМунайГаз
 - Kazakhstan Pipeline Ventures LLC
- Другие
 - Chevron Caspian Pipeline Consortium Company
 - Lukargo B.V.
 - Mobil Caspian Pipeline Company
 - Rosneft-Shell Caspian Ventures Limited
 - BG Overseas Holding Limited
 - Eni International N.A. N.V.
 - Oryx Caspian Pipeline LLC



05-08 ИЮНЯ
МОСКВА
РОССИЯ **2017**

Место проведения:
 **ЭКСПОЦЕНТР**
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

ЛИТМАШ

Международная выставка литейных технологий, материалов и продукции

МЕТАЛЛУРГИЯ

Международная выставка металлургических технологий, процессов и металлопродукции

Специальная экспозиция



**ТРУБЫ
РОССИЯ
2017**

NI
в мире



При поддержке
The Bright World of Metals

www.metallurgy-russia.ru
www.litmash-russia.ru

Металл-Экспо
Тел.: +7 (495) 734-99-66

Messe Düsseldorf GmbH
Tel.: +49 (0) 2 11/45 60-77 93



НА МАШИНЕ БЫСТРЕЕ

«Газпром» расширяет экспорт газа в Казахстан с помощью автоперевозок

Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

Непривычный масштаб

«Газпром трансгаз Екатеринбург» — распределительная «дочка» главной газовой компании России. Импортером российского СПГ для Казахстана выступает TOO Global Gas Regasification, входящее в группу компаний Global Gas Group, офис которой располагается в Астане.

Это первый в торговой истории РФ и РК контракт на поставку СПГ российского производства. ООО «Газпром экспорт» и TOO Global Gas Regasification подписали его 30 декабря прошлого года со сроком действия в течение трех лет. Ожидается, что в нынешнем году в Астану привезут 5 тыс. тонн сжиженного газа, сообщили в Министерстве энергетики Казахстана.

Заместитель начальника департамента «Газпрома» Сергей Скрынников отметил, что «произошла не только отгрузка первых тонн СПГ, но и запуск масштабной программы по развитию малотоннажного производства и строительству инфраструктуры на территории РФ».

Куаныш Серсекеев, заместитель директора департамента газовой промышленности Минэнерго РК, сказал журналистам: «Благодаря производству СПГ отпадает необходимость в огромных расходах на строительство трубопроводов. Для Казахстана, при его огромной территории и больших расстояниях между населенными пунктами, развитие рынка СПГ помогло бы снять многие проблемы».

Проект удовлетворения спроса за счет российского СПГ предполагает, что к 2021 году его поставки могут превысить в газовом эквиваленте 1–1,1 млрд м³. Энтузиазм представителей «Газпрома» по поводу даже относительно небольшого первоначального контракта на дополнительные

Несколько лет назад Казахстан отложил на неопределенный срок проект газификации своей столицы и северных областей за счет российского газа. Затем появился альтернативный — в три раза более дорогостоящий — вариант строительства трубопровода с юга на север страны для доставки газа казахского. Подпитывала национальный энтузиазм Генеральная схема газификации Республики Казахстан до 2030 года, принятая правительством летом 2014 года. Схема предполагает, что в огромном по площади, но непропорционально заселенном Казахстане число газифицированных населенных пунктов вырастет с 988 до 1621.

Падение в 2014–2015 годах мировых цен на углеводороды, а вслед за ними доходов нефтегазовых стран, резко сократило их инвестиционные аппетиты и возможности. Отправился в дальний ящик и проект осевого казахского газопровода. Зато в драйверы развития газового рынка РК выдвинулся проект поставок сжиженного природного газа из России.

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» начало поставлять в Казахстан сжиженный природный газ (СПГ). Газ доставляется в столицу РК автомобильным транс-

портом. Февральским планом было предусмотрено ежедневно отправлять по 18 тонн сжиженного газа. Объем мартовских поставок увеличен до 34 тонн в сутки.

поставки российского газа в РК показывает, что российский гигант интересуется не только мегапроектами вроде «Турецкого» и «Северного» потоков. В своей нынешней экспортной политике «Газпром» стал прагматичнее и изобретательнее, чем до недавнего ценового кризиса, и такие изменения могут открыть перед компанией новые сбытовые возможности.

Их университеты

Чиновники в Казахстане любят сравнивать его с Китаем: по площади двух стран, темпам экономических перемен, этажности построенных небоскребов, особенно в столице. Но Астану сближает с Пекином и менее приятные свойства.

В обеих столицах производство тепла и электричества основывается на использовании угля, а также преимущественно темных нефтепродуктов. Начиная с 2011 года Астану периодически накрывает смог от трех угольных ТЭЦ, наподобие того, что окутывает Пекин. Загрязнение воздуха уже стало не только болезненной экологической, но и политической, муниципальной проблемой.

С другой стороны, постоянный дефицит топлива (из-за проблем с доставкой сырья и распределением тепла) в холодной Астане привел к тому, что все сколько-нибудь респектабельные структуры стараются обеспечить себе автономное отопление и энергоснабжение. Продажа автономных энергогенераторов — один

из самых развивающихся сегментов здешней торговли.

Но теплоэнергогенерация на газе — более экономичный и чистый способ решения проблем. Неслучайно первыми потребителями российского СПГ станут престижные учебные заведения — АО «Назарбаев Университет», Национальный университет обороны имени Первого Президента РК, а также нацкомпания «Казахстан Гарыш Сапары» и другие учреждения, компактно расположенные в нескольких элитных кварталах столицы.

Global Gas Group (GGG) получила к ним доступ, скорее всего, после подписания Меморандума о сотрудничестве с АО «Национальная компания «Социально-предпринимательская корпорация «Astana» (100% принадлежит акимату — мэрии Астаны). Он предусматривает «долгосрочное и взаимовыгодное сотрудничество», направленное на запуск проекта «Комплексная газификация г. Астана на базе сжиженного природного газа».

Проект включает в себя поэтапный ввод в эксплуатацию шести регазификационных станций — сначала в административных, а затем в нескольких жилых районах, и в кластере «Индустриальная зона». Представитель Минэнерго РК, комментируя этот проект, заявил, что «реализация программы газификации улучшит экологический климат столицы и повысит уровень качества жизни населения. Также это позволит создать центральное

газоснабжение Астаны — закрыть дефицит тепловой мощности, откроет возможности для дальнейшего расширения и развития города».

ГАЗ ДОСТАВЛЯЕТСЯ В СТОЛИЦУ РК АВТОМОБИЛЬНЫМ ТРАНСПОРТОМ. ФЕВРАЛЬСКИМ ПЛАНом БЫЛО ПРЕДУСМОТРЕНО ЕЖЕДНЕВНО ОТПРАВЛЯТЬ ПО 18 ТОНН СЖИЖЕННОГО ГАЗА. ОБЪЕМ МАРТОВСКИХ ПОСТАВОК УВЕЛИЧЕН ДО 34 ТОНН В СУТКИ

Корпоративная программа GGG предполагает на следующем этапе газификацию еще четырех городов Северного Казахстана со строительством станций регазификации и всей необходимой инфраструктуры.

Названия населенных пунктов не разглашаются, что может быть связано с учетом Global Gas рисков освоения новых рынков — например, в виде неплатежей потребителей или нехватки инвестиционных ресурсов. Но, скорее всего, среди объектов второго этапа газификации есть областной центр Кокшетау (Кокчетав) и популярный в РК горнолыжный курортный центр Боровое.

Необходимые инвестиции в полномасштабную реализацию проекта оцениваются в \$900 млн. В разработке Программы участвовали и специалисты «Газпрома», который хочет

Восточный вариант

Министерство нефти и газа Казахстана, включенное в 2014 году в состав Минэнерго, незадолго до этого направило российским коллегам предложения о сотрудничестве в строительстве трубопровода, соединяющего РФ и РК на Алтае. Они предусматривают сооружение газопровода от российского приграничного города Рубцовск до нынешнего казахстанского областного центра Усть-Каменогорск.

Предполагается, что от этого газопровода будут протянуты отводы до планируемых распределительных сетей на территории трех северных приграничных районов. Кроме того, магистральный газопровод будет продолжен на запад до Семей (бывшего Семипалатинска).

Как явствует из документов, сопровождающих предложение, от Рубцовска до границы с РК всего 25 км. От границы до Семей — 67 км, до Усть-Каменогорска — 187 км.

Главными потребителями газа станут две новые ТЭЦ и газотурбинная установка, которые проектируются в Усть-Каменогорске и Семей. Они должны обеспечить переход Восточно-Казахстанской области с угольной энергогенерации на газо-

вую, а также устранить дефицит энергоснабжения металлургических и горнодобывающих предприятий ВКО.

Еще один проект предусматривает перевод в течение двух лет с угля на природный газ действующих Усть-Каменогорской ТЭЦ и ГКП «Теплокоммунэнерго» Семей. Благодаря этому в ВКО сформируется газовый рынок объемом около 1,5 млрд м³ в год.

От Семей может быть построен МГ до Павлодара и далее, из Усть-Каменогорска — на юг и восток области и за ее пределы. Развитие трубопроводной сети увеличит спрос сначала до 2,2 млрд м³, а при продлении до Астаны и по северу Казахстана — до 5 млрд м³ с лишним...

Для реализации этих далеко идущих планов необходимо сооружение газопровода Барнаул-Рубцовск. Он предусматривает поэтапную реализацию путем последовательной газификации 20 муниципальных районов и трех городов Алтайского края. Общая протяженность газопроводов-отводов — 1250 км. Ожидаемый объем потребления — 1,17 млрд м³ в год.

Строительство первого участка этого МГ Барнаул-Рибриха стартовало в октябре 2016 года.



стать главным поставщиком СПГ для будущего рынка северной части РК.

Трубопроводный узел

У российского гиганта ранее был совместный проект с казахской профильной компанией «КазТрансГаз», предусматривающий трубопроводную

ПРОЕКТ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ СПРОСА ЗА СЧЕТ РОССИЙСКОГО СПГ ПРЕДПОЛАГАЕТ, ЧТО К 2021 ГОДУ ЕГО ПОСТАВКИ МОГУТ ПРЕВЫСИТЬ В ГАЗОВОМ ЭКВИВАLENTE 1–1,1 млрд м³

газификацию Северного Казахстана. Речь шла о строительстве Центрально-Казахстанского газопровода по маршруту Тобол–Астана с пропускной

способностью 5,44 млрд м³, стоимостью (вместе с распределительной сетью в столице) \$1,3 млрд. Эта труба стала бы продолжением межрегионального магистрального газопровода Карталы–Кустанай, идущего из Челябинской области России. Впоследствии предполагалось сооружение еще одной ветки из РФ — через Петропавловск с севера.

Реализация этих планов позволила бы ежегодно отправлять по новым маршрутам на север РК порядка 6 млрд м³. В Казахстане также рассматривались планы продолжения трубы от Астаны до Павлодара и от туда до Семей (бывшего Семипалатинска) и Усть-Каменогорска в восточном приграничье с Россией. Были планы, расчеты, техническая документация, но в середине 2014 года президент Нурсултан Назарбаев отказался от проекта Центрально-Казахстанского газопровода.

Тогда в мае был подписан Договор о Евразийском экономическом союзе, к которому значительная часть казахов относится негативно, не принимая укрепление сотрудничества с Россией. Назарбаев, желая продемонстрировать независимость и многовекторность политики Астаны, решил воспрепятствовать увеличению влияния «Газпрома».

А еще через год с небольшим — в начале ноября 2015 — во время визита Назарбаева в Лондон «КазТрансГаз» (КТГ) и английская Independent Power Corporation PLC подписали меморандум. Он предусматривал партнерство в строительстве магистрального газопровода «Сарыарка», предназначенного для газификации столицы Казахстана, а также северного и центрального регионов республики. Трубопровод предполагалось строить с юга страны от другого частично сооруженно-

го МГ Бейнеу–Бозой–Шимкент/Акбулак (ББШ).

ББШ призван доставлять газ из западной Мангистауской области в Южный Казахстан. Пропускная способность «Сарыарка» от компрессорной станции Караозек на трассе ББШ до Астаны провозглашалась в 10 млрд м³. Следующим этапом должно было стать сооружение магистрального газопровода от столицы на северо-запад в Кокшетау, Петропавловск и в Костанай. Англичане обещали найти \$3,1 млрд, чтобы инвестировать в проект.

Вместе с тем в неофициальных беседах представители КТГ признавались, что ясности в объеме поставок через «Сарыарку» нет. Во-первых, при будущей пропускной способности самого ББШ 10 млрд м³ в год половина из них отводится для потребителей Южного Казахстана и южной столицы — Алматы, другая половина — для экспорта в Китай. Для севера газа в ББШ нет. Во-вторых, у недропользователей Мангистауской области совокупное товарное производство газа ниже 10 млрд м³, и с получением недостающих объемов у нацкомпании «КазМунайГаз» есть идеи, о которых будет сказано ниже, но они не предусматривают поставки на север.

Завершилась эта трубопроводная история закономерно. В марте 2016 года директор департамента развития газовой промышленности Минэнерго РК Галым Нургазиев сделал достоянием гласности новую правительственную позицию: «У нас есть два проекта газификации Астаны: это строительство МГ Карталы–Тобол–Кокшетау–Астана и второй — подключение к нашему казахстанскому газопроводу Бейнеу–Бозой–Шымкент и создание маршрута Кызылорда–Жезказган–Темиртау–Астана. По первому газопроводу уже проведена работа, есть проектно-сметная документация. По второму есть небольшие технико-экономические расчеты. На сегодня принято решение приостановить данные проекты, пока на неопределенный срок».

Правда, через некоторое время было объявлено, что рассматривается еще один проект — получение угольного метана в Карагандинском бассейне и строительство трубопровода до Астаны уже оттуда. Но на самом деле этот проект рассматривается с советских времен, инвестор до сих пор

не найден, и отраслевые характеризуют его как «инструмент пиара».

Источник в нефтегазовом истеблишменте Казахстана пояснил «Вертикали» специфику региональной газификации: «В бюджете нет денег на значительные государственные инвестиции, и на большие новые трубопроводы тоже. Но с газификацией Северного Казахстана есть и другая проблема: с нынешним уровнем спроса на газ строить сюда большие газопроводы — это иметь полупустые трубы. Нужны дополнительные потребители, но их невозможно формировать, пока не появится газ. Сегодня и государство не может рисковать, и частные промышленные инвесторы не станут. Поэтому возникает замкнутый круг: без потребителей нет труб, а без газа недостаточно потребителей».

Шаг за шагом

Цепочка партнерства, выстроенная «Газпромом», Global Gas Group и мэрией Астаны, способна этот круг разорвать. Использование СПГ позволяет наращивать рынок потребления газа постепенно, то есть минимизировав инвестиционные риски. При этом дело начинается с небольших поставок респектабельным бюджетным клиентам.

Эксперты Global Gas оценивают потенциал газового рынка Северного Казахстана с перспективой развития до 2025 года в 2,5 млрд м³. Специалисты Минэнерго РК подсчитали: при расширении районов газоснабжения за счет Акмолинской (столичной), Карагандинской, Костанайской, Северо-Казахстанской областей и курорта Боровое объемы прокачки и потребления могут возрасти до 3 млрд м³.

Группа Global Gas с продажей российского СПГ рассчитывает занять 40–45% расчетного рынка потребления. Между тем, как показывало развитие газового хозяйства и рынка России в прежние годы, во многих случаях автономные распределительные сети под сжиженный газ затем подключались к трубопроводам и переводились на сухой метан. Развитие потребления в Северном Казахстане с помощью СПГ также неизбежно готовит рынок под трубопроводный газ из России.

Причина в том, что появление в РК российского СПГ отражает сразу две тенденции. Одна из них: в Казах-

стане провалились попытки создания собственных мощностей для производства малотоннажных партий сжиженного природного и углеводородного (попутного) газа.

Участник рынка рассказал «Вертикали»: «В Казахстане было несколько таких проектов, но все попытки оказались неудачными — требуются дешевое сырье, десятки миллионов долларов на создание мощностей подготовки и переработки газа и честный партнер, который возьмет на себя сбыт и справедливую оплату поставок. Пробовали даже китайские инвесторы с их низкой себестоимостью всего — не получилось».

НАЧИНАЯ С 2011 ГОДА АСТАНУ ПЕРИОДИЧЕСКИ НАКРЫВАЕТ СМОГ ОТ ТРЕХ УГОЛЬНЫХ ТЭЦ. ЗАГРЯЗНЕНИЕ ВОЗДУХА УЖЕ СТАЛО НЕ ТОЛЬКО БОЛЕЗНЕННОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ, НО И ПОЛИТИЧЕСКОЙ, МУНИЦИПАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМОЙ

Похоже, российско-казахстанский проект состоялся, поскольку «Газпром трансгаз Екатеринбург» закупает метан по низким внутрикорпоративным ценам, а Global Gas решил свои задачи, потому что заручился поддержкой мэрии Астаны.

КОРПОРАТИВНАЯ ПРОГРАММА GGG ПРЕДПОЛАГАЕТ НА СЛЕДУЮЩЕМ ЭТАПЕ ГАЗИФИКАЦИЮ ЕЩЕ ЧЕТЫРЕХ ГОРОДОВ СЕВЕРНОГО КАЗАХСТАНА СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ СТАНЦИЙ РЕГАЗИФИКАЦИИ И ВСЕЙ НЕОБХОДИМОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Вторая тенденция имеет фундаментальный характер и замедляется в том, что в Казахстане замедлился рост производства товарного газа. Около 45% добытого сырья закачивается обратно в пласт для увеличения нефтеотдачи, и объем закачки растет.

С 2005 по 2010 годы объем товарного газа увеличился с 14,1 до 21,0 млрд м³, а в следующие пять лет — только до 24,8 млрд м³. В течение 2016 года казахстанские представители официально заявляли, что ожи-

дают получить 18 млрд м³ товарного газа. Поэтому еще в 2015 году национальная отраслевая компания «КазМунайГаз» предложила «Газпрому» использовать одну из двух ниток газопровода Бухара–Урал в реверсном режиме для поставок российского сырья в построенный трубопроводный участок Бозой–Шимкент.

В КАЗАХСТАНЕ ЗАМЕДИЛИСЬ РОСТ ПРОИЗВОДСТВА ТОВАРНОГО ГАЗА. ОКОЛО 45% ДОБЫТОГО СЫРЬЯ ЗАКАЧИВАЕТСЯ ОБРАТНО В ПЛАСТ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, И ОБЪЕМ ЗАКАЧКИ РАСТЕТ

Этот газ, по предложению КМГ, может быть использован и для южноказахстанских потребителей и для поставок в КНР по МГ Центральная Азия — Китай. Газ в Китай пока не пошел, но «Газпром» существенно увеличил поставки на казахстанский рынок по челябинской ветке Бухара–Урал, которую реверсировали в конце 2014 года и чья пропускная способность составляет 3,5 млрд м³ в год.

Азиатская альтернатива

Рост поставок из России в РК по имеющимся трубопроводам и начало поставок СПГ, несмотря на различия этих энергоносителей, все

равно свидетельствуют о расширении доли «Газпрома» на казахском рынке. В долгосрочной перспективе спрос на газ в Казахстане увеличится с примерно 11–12 млрд м³ сейчас до 18 млрд м³ в 2030 году.

То есть потребность в импорте газа из РФ будет усиливаться в Казахстане с каждым годом еще в течение многих лет. Официальная Астана уже предложила российскому правительству и «Газпрому» рассмотреть вопрос строительства в РК газопровода со стороны Алтая (см. «Восточный вариант»).

Вопрос в том, насколько интересен «Газпрому» казахский рынок. Похоже, интерес гиганта растет. Свидетельство тому не только цифры и факты наращивания экспорта в РК, приведенные ранее в этой статье.

В 2014 году «Газпром» приобрел отраслевую компанию «Кыргызгаз» с рынком сбыта менее 1 млрд м³. Тем не менее «Газпром» намерен инвестировать и развивать киргизское потребление. Дело, очевидно, в том, что России и ее главной газовой компании нужны новые рынки, поскольку становится все сложнее работать с традиционным покупателем — ЕС.

Рекордные поставки в 2016 году благодаря повышению загрузки «Северного потока» получили быстрый и болезненный удар от Польши, потребовавшей под надуманным предлогом ограничить использование

этого маршрута «Газпромом». Представляется, что русофобская политика Варшавы оказывается столь эффективной, поскольку поддерживается руководством ЕС в Брюсселе. А это значит, что «Газпрому» вряд ли удастся реализовать свои мегапроекты в Европе и будет очень сложно сохранить нынешний объем экспорта на этот рынок.

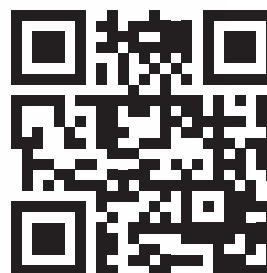
Смягчить негатив данного сценария помогает наращивание прямых и своповых поставок «Газпрома» в страны Центральной Азии — в Казахстан, Киргизию. Кроме того, российский газ хочет покупать Азербайджан, готов Иран — для своих северных провинций. В более отдаленной перспективе к ним, скорее всего, присоединится Узбекистан, у которого сокращаются запасы собственного газа. Для большей части этих проектов не требуется в качестве технического обеспечения строительство новых газопроводов.

Да, для формирования рынка трубопроводного газа в Северном и Центральном Казахстане новые магистрали необходимы. Однако начавшееся развитие систем газоснабжения под СПГ авансирует общие инвестиции в газовое хозяйство и делает менее дорогим трубопроводное освоение этой части РК в будущем. А сама организация новых поставок газа из России в Казахстан свидетельствует о том, что потребность в данных контрактах растет у обеих сторон. □



**ДОСТУПНАЯ
АНАЛИТИКА
ВЫСОЧАЙШЕГО
КАЧЕСТВА**

ngv.ru



IV ежегодный конгресс и выставка

СПГ 2017 конгресс РОССИЯ

15–17 марта, Москва

Организатор: VOSTOCK CAPITAL

Среди докладчиков и участников 2017:



Кирилл Молодцов,
заместитель
Министра
энергетики РФ



Евгений Кот,
генеральный директор,
Ямал СПГ



Сергей Густов,
генеральный директор,
Газпром СПГ
Санкт-Петербург



Марк Джетвей,
финансовый директор,
заместитель председа-
теля правления и член
совета директоров,
НОВАТЭК



Сергей Соловьев,
генеральный директор,
Арктик СПГ-2



Михаил Лихачев,
генеральный
директор, **Газпром**
газотопливное
топливо

- Возможности расширения проекта «Сахалин-2» и строительства 3-й технологической линии. Какие преимущества по монетизации газа на шельфе о. Сахалин такое расширение обеспечит?
- Позиция операторов проекта «Сахалин-1» и планы по реализации проекта «Дальневосточный СПГ». Существует ли объективная возможность взаимодополняемой реализации обоих проектов?
- Арктические СПГ проекты. «Ямал СПГ», «Арктик СПГ – 2», «Печора СПГ» – обзор текущей ситуации, какие проекты на стадии проработки, какие начнут реализовываться, какие строятся?
- **Рынки экспорта** и конкурентоспособность российского СПГ. СПГ и трубопроводный газ.

www.Ingrussiacongress.com

events@vostockcapital.com

+44 207 394 30 90

+7 (499) 505 1 505



Среди спонсоров и участников 2017:

SIEMENS



FMC Technologies



НЕСТАНДАРТНЫЕ ПОДХОДЫ К ВЫСОКИМ ШИРОТАМ



Освоение Арктической зоны является важнейшей задачей социально-экономической политики России. Реализация ее богатейшего ресурсного потенциала планируется на основе формирования минерально-сырьевых центров. Однако специфические условия Арктики требуют не шаблонного, а особого осознанного подхода к развитию этого макрорегиона.

Во-первых, необходимы комплексное планирование и взаимная увязка проектов с учетом интересов всех заинтересованных сторон: государства, бизнеса и местного населения.

Во-вторых, требуется подняться на уровень выше и создавать не просто отдельные минерально-сырьевые центры, а их совокупности на основе существующей и планируемой инфраструктуры.

По сути, Арктика должна стать «полигоном» для отработки новых моделей государственного управления развитием отдельных территорий.

В частности, речь идет о выделении сети опорных зон развития, представляющих собой наиболее освоенные и перспективные районы Арктической зоны, способные стать драйверами освоения и экономического роста всего макрорегиона. Их развитие будет происходить в проектной логике, посредством реализации перечня скоординированных и взаимодополняющих проектов, а также точечного применения инструментов государственной поддержки.

Необходимо также внедрять новые механизмы государственно-частного партнерства. С одной стороны, государство должно прилагать усилия для снятия инфраструктурных ограничений и предоставления преференциальных режимов. С другой стороны, предпринимателям предстоит принять на себя безотзывные обязательства по инвестированию.

Вместе с тем государственные подходы к развитию Арктики нуждаются в серьезной ревизии. Требуется выделить опорные точки, где государству действительно необходимо поддерживать или даже наращивать присутствие, вкладывать дополнительные средства в создание благоприятных условий. Одновременно предстоит проанализировать, в каких случаях можно перенаправить финансирование в другие регионы России и переселить туда граждан, высказавших такое желание.

Согласно Стратегии развития геологической отрасли России до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства РФ от 21 июня 2010 года №1039-р, программно-целевое планирование в сфере разведки и освоения недр осуществляется на основе выделения минерально-сырьевых центров

(МСЦ). Они определяются как «совокупность разрабатываемых и планируемых к освоению месторождений и перспективных площадей, связанных общей существующей и планируемой инфраструктурой и имеющих единый пункт отгрузки добываемого сырья или продуктов его обогащения в федеральную или региональную

ДМИТРИЙ ФИШКИН

Заместитель директора Департамента
Минэкономразвития России

транспортную систему (железнодорожный, трубопроводный и морской транспорт) для доставки потребителям» (см. «Проектный потенциал»).

Однако когда речь идет о труднодоступных и экстремальных с точки зрения ведения хозяйственной деятельности территориях (в первую очередь, об Арктической зоне России, включая шельф арктических морей), мы сталкиваемся с рядом существенных факторов, влияющих на рентабельность разработки минерально-сырьевой базы.

Проектный потенциал

Согласно итогам ревизии, проведенной Минэкономразвития, в Арктической зоне РФ реализуется или намечено к реализации в срок до 2030-х годов более 150 приоритетных проектов. Их общая стоимость — почти 5 трлн рублей. Причем большая часть средств (около 4 трлн) приходится на внебюджетные источники.

Почти 2/3 всех проектов напрямую связаны с разработкой минерально-сырьевой базы. На добычу и переработку полезных ископаемых приходится порядка 50% проектов, еще по 7% — на геологоразведку и освоение шельфа.

Концентрация усилий

Перспективы развития того или иного МСЦ определяются исходя из увязки с возможностями существующей или планируемой инфраструктуры (транспортной, энергетической), а также наличия кадрового ресурса (см. «*Инновационное программно-целевое планирование государственного управления освоением ресурсной базы — востребованность регионами*», НГВ #6/2010).

При этом Арктическая зона характеризуется отсутствием развитой инфраструктуры (транспорт, энергетика, связь), слабой геологической изученностью и крайне низкой плотностью населения. Кроме того, экстремально низкие температуры и, как следствие, сложность освоения территории диктуют необходимость применения специальных, адаптированных под арктические условия технологий и техники. Предъявляются также повышенные требования к уровню подготовки и профессионализму кадров.

Учитывая неразвитость инфраструктуры и то, что Северный морской путь является практически единственным доступным маршрутом, через который можно осуществлять доставку добытых в Арктике ресурсов потребителям, формирование МСЦ на труднодоступных арктических территориях в большей степени завязано на экспорт, чем на потребление внутри страны. Следовательно, оно более зависимо от колебаний цен на мировых рынках.

Эти факторы оказывают определяющее влияние на перспективы проектов. Если бы они осуществлялись в более южных широтах, за возможность участия в них шла бы ожесточенная борьба. В Арктике же эти проекты балансируют на грани рентабельности (их реализация постоянно откладывается) или вовсе остаются невостребованными.

Однако геополитическая значимость макрорегиона, являющегося для России единственным «свободным» выходом к Мировому океану, а также наличие в арктических недрах значительного объема стратегических ресурсов (зачастую не имеющих для нашей страны альтернативных источников) диктуют необходимость принимать меры по социально-экономическому развитию Арктической зоны РФ. Следует также отметить, что в перспективе (по мере истощения

Арктические богатства

По данным Роснедр, извлекаемые ресурсы нефти (категории C₃+D) в Арктической зоне России (включая шельф) составляют 45% от общероссийских, природного газа — более 70%.

Кроме того, здесь сосредоточен широкий спектр твердых полезных ископаемых: железо, хром, марганец, титан, вольфрам, свинец, медь, кобальт, никель, цинк, золото, серебро, платина, ртуть, олово, сурьма, бокситы, апатиты, уголь, редкоземельные металлы, алмазы и пр. Причем по многим позициям 100% приходится на Арктическую зону.

ресурсной базы на «традиционных» территориях освоения) значимость Арктики будет только возрастать «см. *«Арктические богатства»*».

Все это требует особого осознанного подхода к пространственному развитию Арктического макрорегиона. Необходимы комплексное планирование и всесторонняя взаимная увязка проектов с учетом интересов всех акторов: государства (как на федеральном, так и на региональном уровне), бизнеса и экспертно-научного сообщества.

Такая концентрация усилий позволит значительно оптимизировать расходы и сроки реализации проектов. Во-первых, каждый инвестор не строит сам для себя (или запрашивает у государства) необходимую инфраструктуру, а учитываются потребности всех заинтересованных. Во-вторых, оптимально вовлекаются в процессы территориального развития уже существующие проекты и объекты. В-третьих, проекты и регионы не конкурируют между собой, а взаимно дополняют друг друга.

По сути, мы должны от минерально-сырьевых центров подняться на уровень вверх. И говорить не только о «совокупности разрабатываемых и планируемых к освоению месторождений и перспективных площадей...», а о совокупности МСЦ и их увязке с существующей и планируемой инфраструктурой, технической, технологической и кадровой базой.

Именно связь проектов между собой может дать необходимую рентабельность. Ведь в арктических условиях логистика формирует, как правило, 60–70% стоимости и способна

Примеры синергии

Показатели доходности проекта по разработке уникальных месторождений цинка и свинца на Новой Земле (для его успешной реализации требуется строительство портовых мощностей для отгрузки сырья) повышаются в случае его сопряжения с проектами по разработке близлежащих лицензионных участков «Роснефти». Существенный эффект даст также использование инфраструктуры двойного назначения.

Достижению синергетического эффекта будет способствовать формирование транспортного коридора с континентальной части ЯНАО в направлении порта Сабетта с выходом на трасы СМП. Проект включает строительство железнодорожной линии Бованенково–Сабетта, реконструкцию принадлежащей «Газпрому» ж/д магистрали Обская–Бованенково и развитие порта Сабетта. Это придаст дополнительный импульс развитию функционирующих МСЦ (проект «Ямал СПГ» и разработка крупнейшего Бованенковского газового месторождения), а также будет способствовать освоению перспективных месторождений полуострова Ямал (Харасавэйское, Круженштернское, Малыгинское и прочие) и близлежащих шельфовых участков (Русановское и Ленинградское месторождения).

«создать» самый перспективный проект (см. «*Примеры синергии*»).

Идеальный «полигон»

Условия хозяйствования в Арктике изначально диктовали необходимость ее освоения проектно-очаговым способом, когда усилия государства концентрируются не на регионе в целом, а на определенных

Арктическая зона характеризуется отсутствием развитой инфраструктуры, слабой геологической изученностью и крайне низкой плотностью населения, что негативно сказывается на рентабельности многих проектов

перспективных проектах, драйверах экономического роста, под которые создаются своя техника, технологии, кадровая база и т.д. (пример — освоение Норильского промышленного района). В связи с этим Арктическая зона должна стать идеальным полигоном для апробации проектного подхода к управлению социально-экономическим развитием, принятого в настоящее время за основу в РФ.

Представляется целесообразным сформировать вокруг «очагов хозяйственного освоения» арктических территорий (наиболее крупных комплексных проектов) «каркас» социально-экономического развития. Это можно сделать посредством выделения опорных зон развития (ОЗР). При чем «зоны» здесь мы понимаем не только как территории, а в первую

Геополитическая значимость макрорегиона, а также наличие в арктических недрах значительного объема стратегических ресурсов диктуют необходимость мер по социально-экономическому развитию Арктической зоны

очередь как перечень скоординированных и взаимодополняющих проектов, а также инструментов государственной поддержки, совокупно влияющих на развитие регионов и макрорегиона в целом.

Необходимы комплексное планирование и всесторонняя взаимная увязка проектов с учетом интересов всех акторов: государства, бизнеса и экспертно-научного сообщества

Это могут быть как проекты, реализуемые в Арктической зоне, так и вне Арктики, но для нее (техника и технологии для арктических нужд, кадровое и научное обеспечение). А также проекты, для которых Арктическая зона формирует грузопоток или, наоборот, выступает транспортным коридором. Таким образом, будет создан положительный импульс для так называемых зон тяготения/влияния и зон обслуживания.

Мы говорим о своего рода новом уровне государственно-частного партнерства, основанного на взаимных обязательствах. Государство прилагает усилия по снятию инфраструктурных ограничений или/и предоставлению преференциальных режимов (там, где это необходимо), а предприниматели принимают на себя обязательства по инвестированию.

Следует отметить, что рассматриваемый подход имеет под собой глубокие исторические корни. Например, в Советском Союзе социально-экономическое развитие строилось вокруг территориально-производственных комплексов (ТПК). Под ними понималась совокупность расположенных рядом друг с другом взаимосвязанных и взаимообусловленных производств, от размещения которых на определенной территории достигался дополнительный экономический эффект — за счет использования общей инфраструктуры, энергетических мощностей, кадровой базы и т.д.

В недалеком прошлом по этому принципу реализовывался ряд крупных проектов, таких как развитие Нижнего Приангарья, «Урал промышленный — Урал полярный», Комплексное развитие Южной Якутии.

Однако опыт многих амбициозных проектов показывает, что зачастую их осуществление было отложено на неопределенный срок по причине отказа ключевых участников от своих обязательств. При этом получается, что добросовестная сторона (как правило, госу-

дарство) просто теряет уже произведенные вложения.

В связи с этим необходимо установить соответствующую ответственность для участников проектов опорных зон за невыполнение взятых на себя обязательств (условно безотзывных обязательств).

При этом и бизнесу есть что предъявить государству. Компании, работающие в Арктической зоне России, отмечают, что не ухудшение правил игры со стороны регулятора является ключевым условием реализации долгосрочных комплексных инвестиционных проектов.

Неотвратимость перемен

Применение проектного подхода потребует ревизии всей арктической политики государства. В сложных северных условиях необходимо будет сконцентрироваться на наиболее крупных и рентабельных проектах. При этом их реализация по определению будет долгосрочной и комплексной. Это окажет положительное влияние на проекты-спутники (как в Арктической зоне, так и в стране в целом). Но при этом потребует

«Цена» Крайнего Севера

В настоящее время к районам Крайнего Севера и приравненным к ним местностям с ограниченными сроками завоза грузов относятся полностью или частично территории 25 субъектов РФ. Северный завоз охватывает почти 3,2 млн человек.

По предварительным оценочным данным Минэкономразвития (на основании информации субъектов РФ), в 2016 году общие расходы на поддержку труднодоступных районов Крайнего Севера (включая непосредственно Северный завоз, субсидии, муниципальные и региональные гарантии, а также бюджетные кредиты) составили более 50 млрд рублей. Необходимо учитывать, что финансовые средства, выделяемые на указанную поддержку из федерального бюджета, в настоящее время «не окрашены» и «защиты» в общие дотации регионам на выравнивание бюджетной обеспеченности.

Поддержка районов Крайнего Севера осуществляется также по линии компаний, ведущих хозяйственную деятельность на этих территориях. Кроме того, министерства, ведомства и бюджетные организации, имеющие свои отделения и подведомственные структуры на труднодоступных территориях, также участвуют в этих процессах.

Таким образом, 50 млрд рублей — это достаточно приблизительная сумма, не учитывающая весь объем финансовых средств, направляемых на поддержание жизнедеятельности на Крайнем Севере и приравненных к нему территориях. При этом основная часть от нее (почти 80%) приходится на арктические регионы: Якутию, Красноярский край, ЯНАО, НАО и Чукотку (охватывает более 1,5 млн человек).

Необходимо отметить, что эти средства ежегодно выделяются не на проекты, которые в будущем принесут отдачу, не на развитие новых производств или образовательных программ. Они идут на поддержание населенных пунктов, перспективы многих из которых зачастую не определены и население которых имеет тенденцию к оттоку.

консолидации усилий, значительных финансовых вложений, а также подготовки специалистов и создания новых технологий и отечественной техники, адаптированной к условиям экстремально низких температур.

Вместе с тем представляется, что в современных технологических условиях перед государством не должна стоять задача повсеместного заселения северных просторов и покрытия Арктической зоны сетью дорог, промышленных объектов, поселков и городов (см. «Цена Крайнего Севера»).

Мы ни в коем случае не призываем отказаться от поддержки северных территорий! Однако назрела необходимость определиться с теми опорными точками, где государству действительно необходимо по тем или иным причинам поддерживать (или даже наращивать) присутствие и создавать соответствующие условия для хозяйствования, пусть даже ценой значительного удорожания жизни. Одновременно надо проанализировать, в каких случаях можно перенаправить средства (и переселить граждан, высказавших такое желание) в более экономически благоприятные районы центральных областей России. Ведь последние тоже зачастую «страдают» от убыли населения и нехватки финансовых средств.

Данная работа потребует комплексной переоценки экономиче-

ской эффективности освоения ресурсной базы Арктики, и собственно оценки ее состояния. Напомним, что геологическая изученность восточной части Арктической зоны нередко не превышает 2–10% (а на шельфе моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей и вовсе приближается к нулю).

При этом надо учитывать особенности разведки и добычи на труднодоступных территориях, экстремальные условия хозяйствования и то, что значительное количество месторождений, фактически находясь в сухопутной зоне, имеет возможность для промышленного доступа к ним только с акваторий арктических морей и рек. Поэтому целесообразно подготовить Концепцию и План комплексного развития минерально-сырьевой базы труднодоступных территорий, включая острова и шельфовую зону.

Ключевую роль в повышении рентабельности проектов способно сыграть развитие принципиально новых отечественных технологий, не имеющих аналогов за рубежом, а также импортозамещение. Отметим, что реализация проектов на арктическом шельфе была заморожена не только по причине падения цен на энергоносители, но и ввиду подавляющей зависимости от иностранных технологий и техники (по ряду позиций более 90%). А доступ

к ним для отечественных компаний оказался весьма затруднен вследствие санкционного давления.

При этом требуется подчеркнуть, что в первую очередь в проектах опорных зон должны «увидеть себя» компании, уже присутствующие в Арктике, арктические регионы, а также граждане, проживающие и работающие в этих суровых условиях.

Назрела необходимость определиться с теми опорными точками, где государству действительно необходимо по тем или иным причинам поддерживать (или даже наращивать) присутствие и создавать соответствующие условия для хозяйствования

Функции государства, помимо стратегического планирования, определения вектора развития Арктической зоны и ее места в общей системе хозяйствования, должны заключаться в создании прозрачных и справедливых правил игры, донстройке нормативно-правовой базы. Это особенно актуально в условиях бюджетных ограничений и недостатка возможностей по финансированию инфраструктурных проектов (см. «Правовые шаги»). □

Правовые шаги

Совершенствование нормативно-правовой базы деятельности на территории Арктической зоны РФ и арктическом шельфе может включать в себя проработку следующих вопросов:

- Разработка концепции изменения законодательства РФ и проектов нормативных правовых актов в области государственного управления (регулирование, экспертиза, надзор) безопасностью морских нефтегазовых объектов.
- Рассмотрение перспектив создания нового или наделения существующего надзорного органа исключительными правами и обязанностями по надзору за соблюдением всех требований государства к проектам по геологоразведке и добыче углеводородов на континентальном шельфе РФ;
- Законодательное определение внутренних границ внутренних морских вод, а также выработка четких критериев отнесения лицензионных участков к шельфовым;
- Возможность повышения категории сложности для месторождений на арктическом шельфе и совершенствование классификации участков континентального шельфа по сложности освоения для целей налогообложения;
- Установление особенностей регулирования отдельных правоотношений, связанных с созданием сооружений, строительством, реконструкцией объектов на континентальном шельфе;

- Возможность консолидации расходов в рамках одной группы компаний для исчисления налога на прибыль;
- Введение отсрочек лицензионных платежей для объектов недр, расположенных на труднодоступных территориях;
- Возможность расширения сроков применения (верхних границ) адвалорных ставок НДПИ и освобождения от вывозных таможенных пошлин для новых морских месторождений (по причине переноса сроков реализации проектов на арктическом шельфе). При этом сама практика постоянного переноса сроков представляется пагубной — держатели лицензий должны определиться с целесообразностью тех или иных шельфовых проектов, а не «замораживать» их в ожидании более выгодных условий на рынках сырья и снятия санкций;
- Установление возможности неоднократного увеличения границ участка недр в течение действия лицензии на пользование недрами, а также объемов всех присоединяемых запасов полезных ископаемых (в процентах от запасов данного месторождения);
- Снятие очевидных правовых дублирований и избыточных требований, предъявляемых к деятельности добывающих компаний, совершенствование природоохранного, таможенного и налогового законодательства.

АРКТИЧЕСКАЯ ДОБЫЧА: ПРОЕКТЫ И РИСКИ

ВАСИЛИЙ БОГОЯВЛЕНСКИЙ
ИГОРЬ БОГОЯВЛЕНСКИЙ
Институт проблем нефти и газа РАН



Отгрузка нефти с терминала «Ворота Арктики» на танкер
Источник: ПАО «Газпром нефть»

Арктическая зона России на протяжении уже ряда десятилетий является одним из крупнейших в мире регионов добычи углеводородного сырья, преимущественно газа. Однако основная доля производства УВС приходится на сухопутные месторождения.

В последние годы в стране был реализован целый ряд проектов, направленных на дальнейшее увеличение добычи в этом регионе. Введено в эксплуатацию несколько месторождений, предприняты важные шаги по развитию логистической инфраструктуры. Вместе с тем объемы ГРП на морских лицензионных участках в Арктике явно недостаточны. Их динамика — самая низкая за последние десятилетия. Согласно мировому опыту, от открытия шельфовых месторождений в северных акваториях до начала их промышленной эксплуатации в среднем проходит более двух десятилетий. Это позволяет предположить, что морские арктические проекты до 2035 года не внесут существенного вклада в баланс российской нефтедобычи.

Освоение арктических ресурсов связано с высокими техногенными рисками. Последствия аварий на морских платформах в Северном Ледовитом океане могут значительно превзойти даже тот колоссальный ущерб, который был нанесен экосистеме Мексиканского залива при катастрофе на платформе *Deerwater Horizon* компании BP. Поэтому надо воспользоваться задержкой в реализации отечественных нефтегазовых проектов на шельфе Арктики для того, чтобы разработать комплексную систему мониторинга и минимизации экологических рисков.

На протяжении многих лет наша страна занимает ведущие позиции по добыче и экспорту нефти и газа. Ввод в разработку крупных и уникальных месторожде-

ний углеводородов Западной Сибири позволил СССР достичь максимальных долей в мировой нефтегазодобыче: 22,4% к 1983 году по нефти и 40% к 1987 году по газу. При этом

максимальные доли России составили: по нефти — 20,6% в 1983 году, а по газу — 31,1% в 1990 году.

Арктика лидирует

Около 40 лет основной объем добычи газа в стране обеспечивает Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО), полностью входящий в Арктическую зону Российской Федерации (АЗРФ), как и Ненецкий автономный округ (НАО). По данным местных администраций, доля нефтегазового сектора в валовом продукте ЯНАО и НАО в последние годы составляет, соответственно, около 83 и 98%. Эта ситуация не вызывает особого удивления, так как практически аналогична аляскинской. По данным ADR (Alaska Department of Revenue), доля доходов от нефтегазовой отрасли на Аляске в 1982–2008 годах изменялась в зависимости от стоимости УВ в диапазоне 68–90,3%. А в 2013 году она достигла 91,6%. Аляска — са-

мый зависимый от нефтегазовой индустрии штат в США.

До 2010 года практически 100% добычи газа в АЗРФ приходилось на ЯНАО. В 2014 году за счет извлечения и утилизации попутного нефтяного газа на Ванкорском месторождении доля ЯНАО в общей добыче арктического газа немного снизилась и составила 98,7%.

Начиная с 1979 года доля газа АЗРФ (ЯНАО) превышает добычу в остальных регионах страны. При этом максимальное значение (90%) было достигнуто в 1995 году, после чего последовало снижение до 75% в 2016 году (см. «Доли добычи УВ в Арктике в общем объеме добычи России»).

Интересен факт, что в период 1992–2002 годов газ АЗРФ в пересчете на нефтяной эквивалент давал стране свыше половины добычи всех УВ (в 2016 году эта доля составила 39%). Доля газа АЗРФ по отношению к мировой газодобыче достигла максимального значения 27,6% в 1992 году, а к 2016 году она снизилась до 13,3%.

Уже давно звучат прогнозы о приближении в России стадии падения добычи жидких углеводородов (ЖУВ — нефть и конденсат). Эта тенденция подтверждается постепенным снижением с 2008 года объемов производства нефти в ключевом регионе Западно-Сибирского бассейна — ХМАО. Тем не менее в 2016 году был установлен очередной рекорд добычи — 547,5 млн тонн.

Достижению такого результата односторонне способствовали новые проекты в АЗРФ: в ЯНАО, НАО и на севере

Красноярского края (см. «Динамика добычи нефти (с конденсатом) в ЯНАО и других регионах АЗРФ»). В 2016 году добыча ЖУВ в ЯНАО выросла на 7,4% (в основном за счет нефти) и составила 46,2 млн тонн (26,9 млн тонн нефти и 19,3 млн тонн конденсата). А в Красноярском крае она зафиксировалась на уровне около 22 млн тонн с перспективой дальнейшего увеличения в 2017 году.

Начиная с 2009 года растет доля ЖУВ АЗРФ по отношению к общероссийской добыче. В 2016 году она составила 15,2%. А ее доля в мировом нефтяном балансе достигла 1,9%.

Среди новых проектов в АЗРФ особого внимания заслуживают Ванкорское, Ново-Портовское и Приразломное месторождения. Последние два находятся на стадии роста добычи и способны совместно на пике обеспечить свыше 10 млн тонн в год.

Начавшееся в 2016 году снижение добычи на Ванкорском месторождении компенсируется вводом Сузунского. Оно способно увеличить общую нефтедобычу в Красноярском крае в 2017 году.

В 2016 году в ЯНАО введен в эксплуатацию новый трубопровод протяженностью 96 км и мощностью 7 млн тонн в год для транспортировки нефти с Мессояхской группы месторождений АО «Мессояхнефтегаз» (СП «Газпром нефти» и «Роснефти»).

Морские проекты

На шельфе Арктики с декабря 2013 года ведется добыча нефти на

единственной в мире заполярной платформе гравитационного типа «Приразломная» ПАО «Газпром нефть». В начале 2016 года Федеральное агентство «Роснедра» утвердило новую технологическую схему разработки Приразломного.

ОКОЛО 40 ЛЕТ ОСНОВНОЙ ОБЪЕМ ДОБЫЧИ ГАЗА В СТРАНЕ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ, ПОЛНОСТЬЮ ВХОДЯЩИЙ В АРКТИЧЕСКУЮ ЗОНУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Максимальный уровень нефтедобычи снижен с 5,5 до 4,8 млн тонн. Но за счет этого производственный пик будет продлен с трех до пяти лет, а весь период добычи составит 36 лет (до 2050 года). При этом будет уменьшено количество добывающих скважин (с 36 до 32), что позволит снизить стоимость проекта и себестоимость добычи.

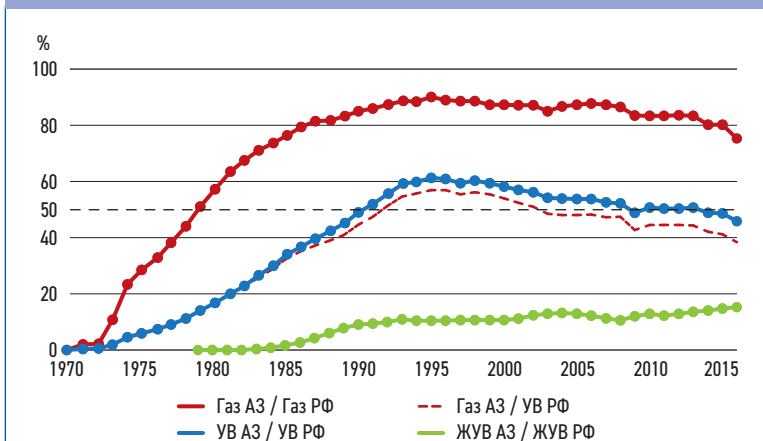
В НАЧАЛЕ 2016 ГОДА РОСНЕДРА УТВЕРДИЛИ НОВУЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ СХЕМУ РАЗРАБОТКИ ПРИРАЗЛОМНОГО. МАКСИМАЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ НЕФТЕДОБЫЧИ СНИЖЕН С 5,5 ДО 4,8 МЛН ТОНН

По состоянию на 30 ноября 2016 года накопленная добыча составила 3 млн тонн (отгружено 45 танкеров). Всего за 2014–2016 годы извлечено из недр и экспортировано 3,2 млн тонн (0,3, 0,8 и 2,1 млн тонн), а в 2017 году планируется рост производства на 20–25%.

В мае 2016 года начал действовать новый уникальный объект — морской терминал по отгрузке нефти «Ворота Арктики» ООО «Газпромнефть-Ямал». Нефть сорта Novy Port (содержание серы до 0,1%) поставляется на терминал с одноименного месторождения по трубопроводу длиной 103 км.

В 2015–2016 годах арктические проекты «Газпром нефти» получили не только значительное технологическое и техническое развитие, но и логистическое совершенствование. Для оптимизации экспорта нефти

Доли добычи УВ в Арктике в общем объеме добычи России



Источник: составлено авторами

Приразломного и Новопортовского месторождений с января 2016 года «Газпром нефть» стала использовать танкер-накопитель «Умба» дедевейтом 300 тыс. тонн, установленный в Кольском заливе (оператор ООО «РПК «Норд»). Он способен принимать до 15 млн тонн нефти в год с небольших танкеров ледового класса и отгружать ее на более крупные танкеры для экспорта, что значительно выгоднее.

В 2015–2016 ГОДАХ АРКТИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ПОЛУЧИЛИ НЕ ТОЛЬКО ЗНАЧИТЕЛЬНО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И ТЕХНИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ, НО И ЛОГИСТИЧЕСКОЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

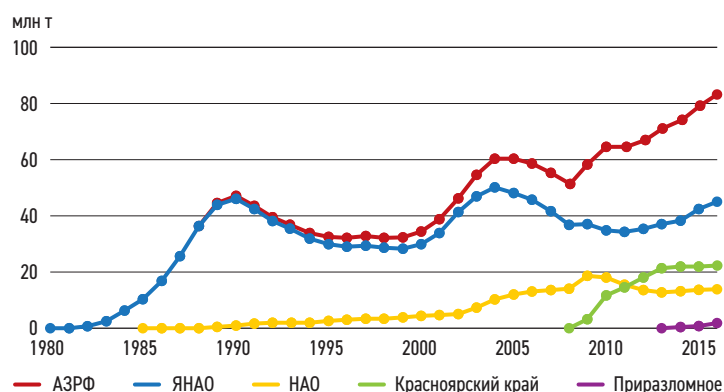
Большой вклад в добычу арктического газа вносит освоение субаквальных залежей Юрхаровского НГКМ в Тазовской губе. Оно разрабатывается НОВАТЭКом с 2003 года с использованием горизонтальных скважин большого диаметра (168 мм в залежи), пробуренных с берега Тазовского полуострова. При этом начальные дебиты газа достигают 3–5 млн м³ в сутки.

БОЛЬШОЙ ВКЛАД В ДОБЫЧУ АРКТИЧЕСКОГО ГАЗА ВНОСИТ ОСВОЕНИЕ СУБАКВАЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЮРХАРОВСКОГО НГКМ В ТАЗОВСКОЙ ГУБЕ

В 2014 году здесь добыты рекордные 38,8 млрд м³ газа (около 6,1% общероссийского объема), после чего началось естественное снижение производства, до 35 млрд м³ в 2016 году. За счет разработки Юрхаровского НГКМ Россия с 2005 года является лидером по объемам добычи товарных УВ на шельфе Арктики, опережая США (девять месторождений) и Норвегию (месторождения Snøhvit с 2007 года и Goliat с 2016 года).

Разработка первого морского месторождения в Арктике Endicott (Аляска) началась в 1987 году. За 30 лет добыча в акваториях Арктики составила 540,9 млн тонн н.э., в том числе в России — 300,85 млн тонн (55,6%), в США — 188,4 млн тонн

Динамика добычи нефти (с конденсатом) в ЯНАО и других регионах АЗРФ



Источник: составлено авторами

(34,8%), в Норвегии — 51,6 млн тонн (9,6%). При этом Юрхаровское НГКМ обеспечило 55% общей морской добычи УВ (см. «Добыча углеводородов на шельфе Арктики»).

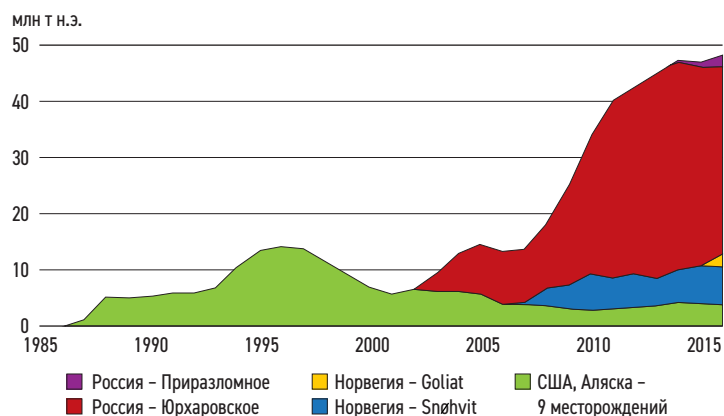
В конце 2017 года планируется начать производство сжиженного природного газа на строящемся в порту Сабетта заводе «Ямал СПГ». Согласно проекту, будет сооружено три линии мощностью по 5,5 млрд м³ каждая. Газ будет поступать с Южно-Тамбейского ГKM с запасами более 900 млрд м³. Возможно расширение объемов производства.

Для вывоза СПГ строятся газовозы ледового класса Yamalmax с осадкой до 11 метров, длиной около 300 метров и вместимостью 172 тыс. м³,

способные самостоятельно преодолевать льды толщиной до 2,1 метра. Первый из них логично получил имя Christophe De Margerie (в память главы Total Кристофа де Маржери, трагически погибшего в 2014 году) и уже проходит испытания. Партнерами НОВАТЭКа в этом проекте являются компании Total и китайские CNODC и Silk Road Fund (49,9%).

В 2017 году ООО «Газпром добыча Ямбург» завершит проектирование ледостойкой стационарной платформы свайно-гравитационного типа для освоения ГKM Каменномысское-море в Обской губе (проектировщик ООО «Красноярскгазпром нефтегаз-проект»). Месторождение имеет запасы в 535 млрд м³ и может обеспечить

Добыча углеводородов на шельфе Арктики



Источник: составлено авторами

13-летний добычной пик на уровне 15 млрд м³. Предполагается построить платформу и три блок-кондуктора на российских верфях и в 2025 году начать добычу газа. В 2027 году планируется приступить к добыче на ГКМ Северо-Каменномыское, а в 2028-м — на ГКМ Семаковское.

Потенциалы роста

С учетом всех видов углеводородов АЗРФ в течение 22 лет (1991–2013) обеспечивала свыше половины нефтегазодобычи страны. А на пике, в 1995 году, — 61,1%. Небольшие локальные снижения — до 49% в 2009 году и 46% в 2016-м — были обусловлены уменьшением объемов газодобычи. Это было вызвано снижением спроса на внутреннем и внешнем рынках.

В добываемых в АЗРФ углеводородах превалирует газ — его максимальная доля (93,7%) была достигнута в 1996 году. А в 2016 году за счет роста производства ЖУВ она снизилась до 83,9%.

В 1995 году доля газа АЗРФ в общей добыче УВ в стране составляла 57,2%, а в объеме газодобычи — 90%. С учетом гигантских запасов и ресурсов не вызывает сомнений, что добыча на суше и акваториях Арктики имеет огромный потенциал роста. Он будет определяться, главным образом, масштабами спроса на отечественном и зарубежном рынках.

Однако доля ЖУВ в общем объеме нефтегазодобычи в АЗРФ продолжит расширяться. Резервом роста

служат еще недостаточно исследованные нижние горизонты большинства месторождений ЯНАО, содержащие крупные запасы нефти и конденсата. Средняя глубина скважин «Газпрома» на протяжении 40 лет составляет всего около 1650 м, что обусловлено неглубоким залеганием основного газоносного горизонта сеномана.

Анализируя ситуацию с нефтегазодобычей во всех странах Циркумарктического региона, отметим, что за почти полувековую историю из недр Арктики (в России, США, Канаде и Норвегии) извлечены гигантские объемы УВ — 20,8 млрд тонн н.э. Из них около 85,9% добыто в АЗРФ, а 13,6% — на Аляске. При этом по всей Арктике доля накопленной добычи ЖУВ составляет 19,7%, а газа — 80,3% (см. «Добыча углеводородов в арктических зонах России, США, Норвегии и Канады»).

Согласно мировому опыту реализации шельфовых проектов, в самом оптимистичном варианте потребуется не менее 10–15 лет с момента открытия северных морских месторождения до начала добычи УВ. Так, для месторождения Приразломное этот период составил 24 года, Одоту-море — 33, Чайво — 26, Лунское — 25, Аркутун-Дагинское — 25, Кириносое — 21, Snohvit — 23, Hibernia — 18, Goliath — 16, Пилтун-Астохское — 13.

Для 35 широко известных в мире морских месторождений среднее время от открытия до получения первого продукта превысило 21 год. Таким образом, в России до 2025–2030 годов добыча нефти может быть на-

чата только на уже открытых месторождениях Печорского моря, да и то не на полную мощность. При этом уровень добычи ЖУВ на шельфе Арктики по пяти открытым месторождениям (Юрхаровское, Приразломное, Долгинское, Медыньское и Варандейское) даже согласно оптимистичному сценарию не превысит 13 млн тонн, что эквивалентно 2,4% общероссийской добычи в 2016 году (см. «Оптимистичный прогноз добычи жидких УВ на месторождениях в Печорском и Карском морях»).

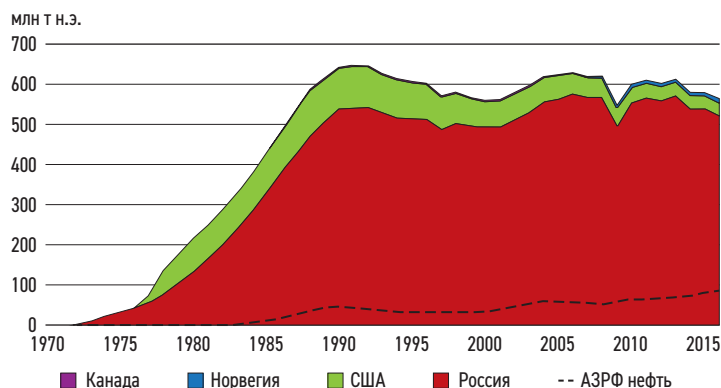
В КОНЦЕ 2017 ГОДА ПЛАНИРУЕТСЯ НАЧАТЬ ПРОИЗВОДСТВО СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА СТРОЯЩЕМСЯ В ПОРТУ САБЕТТА ЗАВОДЕ «ЯМАЛ СПГ»

При подготовке обновленного в 2017 году сценария учтен перенос начала освоения Долгинского месторождения на 2031 год. Это было обусловлено негативным результатом бурения в 2014 году (открыт газ, а не нефть), а также реальными объемами добычи ЖУВ в 2003–2016 годах.

В 2017 ГОДУ ЗАВЕРШИТСЯ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛЕДОСТОЙКОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ПЛАТФОРМЫ СВАЙНО-ГРАВИТАЦИОННОГО ТИПА ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ГКМ КАМЕННОМЫССКОЕ-МОРЕ В ОБСКОЙ ГУБЕ

Первоочередные для освоения объекты на шельфе Арктики расположены в пределах мелководья и транзитных зон суша-море, вблизи районов с развитой береговой инфраструктурой. Наибольший интерес в ближайшей перспективе будут иметь месторождения, на которых бурение скважин может проводиться с берега, искусственных островов или платформ гравитационного типа горизонтальными скважинами, как на Юрхаровском и ряде других месторождений России и США. При этом бурение горизонтальных стволов с берега — наиболее экологически безопасный и экономически рентабельный путь нефтегазодобычи в ледовых условиях.

Добыча углеводородов в арктических зонах России, США, Норвегии и Канады



Источник: составлено авторами

Нужны новые ГРП

По состоянию на конец 2014 года общероссийские запасы категорий C_{1+2} (нефть и конденсат) составляли 29,4 млрд тонн. Из них около 95,7% расположено на суше и лишь 4,4% — на шельфе. При этом только около 2% запасов сосредоточено в акваториях Арктики (в основном в Печорском море). Сказанное позволяет утверждать, что до 2030–2035 годов морские ресурсы Арктики не смогут внести существенный вклад в добычу ЖУВ в России.

В РОССИИ ДО 2025–2030 ГОДОВ ДОБЫЧА НЕФТИ МОЖЕТ БЫТЬ НАЧАТА ТОЛЬКО НА УЖЕ ОТКРЫТЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ, ДА И ТО НЕ НА ПОЛНУЮ МОЩНОСТЬ

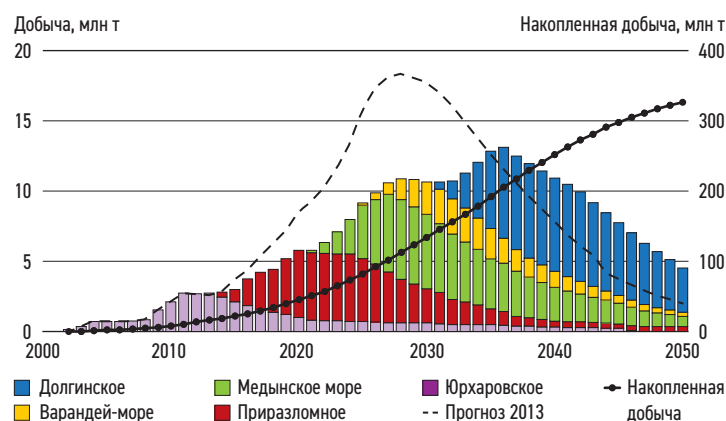
Нефтегазовые компании России получили 75 лицензий на поиск, разведку и разработку ресурсов УВ шельфа Арктики (включая транзитные участки суша-море). Большая их часть выдана после 2008 года. Эти участки охватывают гигантскую площадь акватории Северного Ледовитого океана — около 1,52 млн км². При этом 98,7% этой площади контролируется двумя отечественными лидерами: «Роснефть» (80,5%) и «Газпром» (18,2%). Несмотря на

ДО 2030–2035 ГОДОВ МОРСКИЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ НЕ СМОГУТ ВНЕСТИ СУЩЕСТВЕННЫЙ ВКЛАД В ДОБЫЧУ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИИ

это наблюдается небывалое за последние 35 лет снижение активности геологоразведочных работ на шельфе Арктики. В 2011–2016 годах пробурено всего три скважины: в 2011 году в Карском море на морском продолжении Харасавэйского месторождения; в 2014 году в Печорском море на Долгинском месторождении и в Карском море на Университетской структуре, на которой открыто месторождение, получившее название Победа.

По данным МПР, на 75 упомянутых лицензионных участках, согласно ли-

Оптимистичный прогноз добычи жидких УВ на месторождениях в Печорском и Карском морях



Источник: составлено авторами

цензионным обязательствам, в 2014–2020 годах должна быть пробурена 51 скважина, включая 36 поисковых и 15 разведочных. При этом в 2014–2016 годах было пробурено всего две скважины. Очевидно, что за оставшиеся четыре года (2017–2020) пробурить 49 скважин (по 12 в год) в короткий летний сезон (2–4 месяца) невозможно даже теоретически. Налицо принятие отечественными нефтегазодобывающими компаниями нереалистичных планов ГРП, утвержденных государством (Агентство Роснедра).

В 2009–2016 годах в России наблюдалось значительное сокращение объемов поисково-разведочного бурения (ПРБ) на суше и акваториях на фоне увеличения эксплуатационного бурения (ЭБ).

В результате индикативный параметр воспроизводства минерально-сырьевой базы страны $K_{ПРБ} = ПРБ/ЭБ$ (В.И.Богоявленский, 2013) превысил 27 (см. «Характеристика ГРП в России, Норвегии и Великобритании по индикативному параметру $K_{ПРБ}$ »). В более чем 10 исследованных странах этот параметр находится в диапазоне 2–5, редко достигая 10. Опыт СССР и других стран подсказывает нам, что для реального ВМСБ необходимо увеличить объем ПРБ как минимум в 3–5 раз.

По данным ВНИГНИ, в 2008–2015 годах объем сейсморазведки 2D снизился в 2,5 раза (с 143,4 до 56,3 тыс. пог. км), а количество скважин ПРБ уменьшилось в 2,2 раза (с 422 до 196 шт.). ВМСБ в нефтегазовой отрасли в основном обеспечивается доразведкой ра-

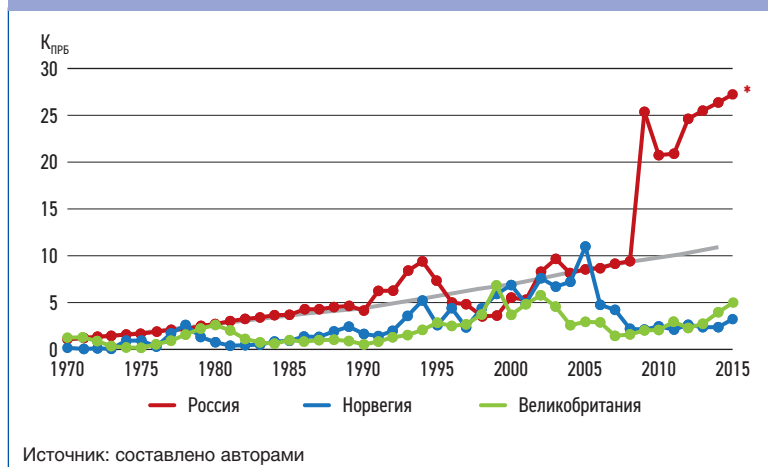
нее открытых месторождений, а вклад новых месторождений составляет всего 15–20% (по данным В.П.Орлова, А.И.Варламова и других).

Но самое плохое то, что наибольшая часть новых запасов нефти является нерентабельной или низкорентабельной. В 2014 году из 710 млн тонн приращенных запасов 435 млн тонн оказались нерентабельными (61,3%), 169 млн тонн — низкорентабельными (23,8%) и только 106 млн тонн — рентабельными (14,9%) (А.И.Варламов, 2016). В 2015 году рентабельными было лишь 18,4% запасов (110 из 597 млн тонн). Таким образом, ВМСБ нефтегазовой отрасли обеспечивается рентабельными запасами лишь на 20–22%.

«Мы должны решать вопросы восполнения сырьевой базы, активизировать геологоразведочные работы в малоизученных, но перспективных районах», — верно отметил Президент России на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности 13 февраля 2013 года. Однако на практике для реального ВМСБ делается очень мало. Снижение объемов ГРП на суше и акваториях России началось до введения санкций, во время высоких цен на УВ. Нефтегазодобывающие компании не заинтересованы в увеличении масштабов ГРП.

Что делать? Необходимо возвращение активной роли государства в организации и финансировании геологоразведки. Нужны правильные волевые решения.

Характеристика ГРП в России, Норвегии и Великобритании по индикативному параметру $K_{ГРП}$



Экологические аспекты

Несмотря на новейшие технологии бурения и нефтегазодобычи, при разведке и разработке месторождений на суше и акваториях Мирового океана ежегодно происходят выбросы смесей УВ. Это часто сопровождается пожарами, взрывами, загрязнениями экосистем, травмами и гибелью людей.

В 2010 году катастрофа на платформе Deepwater Horizon при бурении на месторождении Macondo (оператор BP) преподнесла самый большой урок всему человечеству. На пике активности в ликвидационных работах в заливе и на берегу, по данным BP, было задействовано 6,5 тыс. судов разного назначения, 125 самолетов, более 4 тыс. км заградительных бонов и 48 тыс. человек. Подобные силы и средства невозможно мобилизовать в Арктике даже в летнее время.

По информации BP, подтвержденной администрацией США, в ходе ликвидационных работ было собрано только около 16% разлившейся нефти и сожжено на воде 4,5–6,3%. Уже в середине 2013 года ущерб превысил \$40 млрд, а в 2016 году он вырос до \$61,6 млрд. Стало очевидно: если подобная катастрофа случится в арктических широтах, то последствия будут несравнимо более трагичными и глобальными.

На основе комплексного анализа имеющейся информации авторы данной статьи пришли к заключению, что над многими разрабатываемыми месторождениями сформировались крупные техногенные зале-

жи, угрожающие экосистемам осваиваемых регионов и экономической безопасности страны. Необходимы анализ и мониторинг в реальном времени состояния многих десятков тысяч ликвидированных и законсервированных скважин.

При этом на некоторых из них существуют техногенные выходы смесей УВ в водную среду и атмосферу. Поэтому следует отнести к особо опасным явлениям заколонные перетоки и техногенные залежи углеводородов. Их необходимо выявлять и устранять.

Задержка с широкомасштабным освоением ресурсов УВ шельфа Арктики дает время на более серьезную технологическую и техническую подготовку.

Современное российское законодательство в области природопользования обладает рядом существенных недостатков. Часть из них обусловлена недоучетом угроз, исходящих от идущих процессов в недрах при нефтегазодобыче.

Для обеспечения экологической и экономической безопасности страны необходимо решение стратегически важных задач рационального природопользования в арктических условиях и на всем шельфе страны, согласующихся со Стратегией развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года:

- выявление основных рисков и угроз жизнедеятельности человека и экосистеме с ретроспективным анализом результатов полувекового недропользования;

- разработка технологий выявления, мониторинга и снижения природных и техногенных угроз экосистеме при освоении ресурсов углеводородов;
- обеспечение контроля экологической обстановки при недропользовании с помощью аэрокосмического, геоэкологического и геофизического (сейсморазведка 4D) мониторинга в реальном времени;

В 2009–2016 ГОДАХ В РОССИИ НАБЛЮДАЛОСЬ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ СОКРАЩЕНИЕ ОБЪЕМОВ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА СУШЕ И АКВАТОРИЯХ НА ФОНЕ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ

- разработка и реализация мер по предотвращению возможных катастрофических событий природно-техногенного характера, неоднократно имевших место на территории СССР, в том числе в АЗРФ;

- создание государственного и корпоративных фондов устранения негативных последствий вмешательства человека в природную среду, в том числе для ликвидации скважин, промыслов, трубопроводов и проведения геоэкологического мониторинга состояния околоскважинного пространства.

ЗАДЕРЖКА С ШИРОКОМАСШТАБНЫМ ОСВОЕНИЕМ РЕСУРСОВ УВ ШЕЛЬФА АРКТИКИ ДАЕТ ВРЕМЯ НА БОЛЕЕ СЕРЬЕЗНУЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ И ТЕХНИЧЕСКУЮ ПОДГОТОВКУ

Представляется целесообразным формирование на базе РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина межведомственного центра, ориентированного на решение вопросов рационального природопользования, экологической и экономической безопасности освоения ресурсов УВ. Такой центр должен быть наделен полномочиями по анализу истинного состояния дел с разливами жидких УВ и накопленным экологическим ущербом (наземным и подземным), а также обеспечен целевым финансированием. □

БОЛЬШАЯ НЕФТЬ АРКТИКИ

Не только мечта, но и реальная перспектива

ВАЛЕРИЙ КАМИНСКИЙ

ОЛЕГ СУПРУНЕНКО

АНДРЕЙ ЧЕРНЫХ

ТАТЬЯНА МЕДВЕДЕВА

ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,

Санкт-Петербург



Действующая Энергетическая стратегия России на период до 2030 года ориентирует на серьезный прогресс в организации добычи нефти в арктической зоне нашего континентального шельфа — до 22 млн тонн жидких углеводородов в год к концу периода. Известный нам проект новой редакции Энергетической стратегии страны также поддерживает эту линию: к 2035 году нужно довести уровень морской арктической добычи нефти до 33 млн тонн нефти в год.

Надо признать, у части экспертного сообщества перспектива, очерченная авторами Энергостратегии, вызывает определенный скепсис. Нынешнее положение дел не внушает оптимизма в отношении перспектив. Однако, как нам представляется, намеченные цели вполне достижимы. Правда, для этого необходимо разработать четкий план действий, поддержать его мерами государственного регулирования и обеспечить действенный контроль.

А возглавить этот процесс могла бы недавно созданная Государственная комиссия по вопросам развития Арктики. Ведь именно она призвана, среди прочего, обеспечивать расширение ресурсной базы Арктической зоны России, в том числе и по углеводородному сырью.

Любой серьезный прогноз должен учитывать целый ряд факторов, различных по степени влияния на анализируемый процесс, стабильности или изменчивости это-

го влияния, возможности заинтересованных структур ослаблять или усиливать действие того или иного фактора и т.д. Особенно сложно прогнозировать в периоды перемен, по-

добные переживаемому нами в конце XX — начале XXI века.

Тем не менее применительно к нефтегазовым проектам существуют основополагающие позиции, разделяемые большинством исследователей. Одна из главных позиций — нефть и газ еще долго будут входить в число важнейших источников энергии в нашем беспокойном мире.

Специалисты BP, Shell и других ведущих мировых компаний сходятся в том, что ископаемые виды топлива будут обеспечивать до 60% ожидаемого прироста спроса и составят почти 80% всех мировых поставок энергоносителей в 2035 году. Наиболее быстро будет расти спрос на природный газ (1,8% в год), меньше — на нефть (0,9% в год).

Будет интенсивно развиваться рынок сжиженного природного газа (с 250 млн тонн в 2015 году до 460 млн тонн к 2030 году), резко превосходя рост объемов трубопроводного газа. Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР), по крайней мере до 2030–2035 годов, останется основным рынком для СПГ (69–70%).

Иными словами, невзирая на скачки мировых цен на углеводороды, споры по поводу политики ОПЕК, мировая конъюнктура способствует развитию нефтегазовых проектов.

Определяющие различия

В России ситуация значительно разнится в зависимости от того, нефть это или газ.

Выявленные у нас, преимущественно в северных районах Западной Сибири, запасы и ресурсы природного газа обеспечивают внутреннее и экспортные потребности страны на десятилетия вперед. Причем

проект НОВАТЭКа предусматривает экспортные поставки СПГ с прибрежных месторождений уже в 2017 году. Транспортировка СПГ будет осуществляться морскими газовозами в направлении стран Западной Европы и государств Азиатско-Тихоокеанского региона.

Высокий уровень запасов, выявленных на территории России, и высокая стоимость освоения морских арктических месторождений газа снижают актуальность задачи целенаправленных поисков новых газовых месторождений на российском арктическом шельфе сегодня и, по крайней мере, в ближайшей перспективе.

Совершенно иная ситуация с долгосрочной обеспеченностью внутренних и экспортных потребностей России нефтью. Она в конце 2016 года весьма обстоятельно была проанализирована директором ведущего нефтяного института страны ВНИГНИ А.И.Варламовым.

Главные выводы этого анализа:

- ⊙ качественные характеристики сырьевой базы нефти сильно ухудшаются (существенное истощение запасов гигантских и крупных месторождений с высокодебитными коллекторами традиционного типа);
- ⊙ степень разведанности ресурсного потенциала чрезвычайно низка (порядка 50%);
- ⊙ более 85% приращиваемых запасов составляют запасы по данным разведочных работ на старых месторождениях, а число и средние запасы вновь открываемых месторождений ежегодно уменьшаются (в частности, в 2015 году в России открыто всего 16 месторождений с общими запасами нефти 32,6 млн тонн);
- ⊙ в периоды стабильной цены на нефть объем рентабельных запасов составляет порядка 50%.

И, как итог, «... при сложившейся системе производства нефтегазопроисковых работ среднегодовой прирост запасов не будет превышать 600–650 млн тонн в год, а средний прирост рентабельных запасов — 300 млн тонн в год, что приведет к существенному истощению рентабельных балансовых запасов, а после 2020 года — к падению объемов добычи».

Иными словами, необходима постоянная напряженная работа по наращиванию сырьевой базы нефтедобывающей промышленности страны вне зависимости от действующих се-

годня цен на нефть. Обеспечение развития сырьевой базы углеводородов как основы сырьевой безопасности страны — одна из важнейших стратегических задач Правительства России, убежден А.И.Варламов, и здесь он безоговорочно прав.

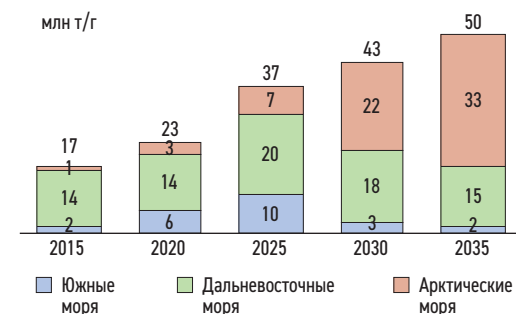
Однако предлагаемый им рецепт решения проблемы — безотлагательные масштабные поисковые работы за счет средств федерального бюджета «в перспективных нефтегазопроисковых зонах нераспределенного фонда недр» — не видится нам исчерпывающим. Мы убеждены, что без освоения нефтяных ресурсов континентального шельфа задача долгосрочного поддержания достигнутого уровня добычи нефти решена быть не может.

Источники роста

Действительно, при анализе возможных источников наращивания сырьевой базы углеводородов России обычно фигурируют в порядке очередности недоизученные районы и нефтегазосные комплексы Западной Сибири, Восточная Сибирь, континентальный шельф. В последние годы надежды на серьезное увеличение запасов нефти за счет Восточной Сибири, как представляется, заметно снизились, а роль ресурсов шельфа, преимущественно усилиями СМИ, нередко определяется чуть ли не решающей, сулящей быстрый и грандиозный успех.

Подобные ожидания, как стало очевидным на 12-й Международной конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS Offshore 2015, Санкт-Петербург, сентябрь 2015 года), разделяют Минприроды и Минэнерго РФ. На этом форуме заместители глав обоих министерств, демонстрируя один и тот же слайд, подчеркивали, что и действующая Энергетическая стратегия России до 2030 года, и проект ЭС-2035 исходят из того, что для поддержания внутренних и экспортных потребностей страны к 2035 году добыча нефти на континентальном шельфе РФ должна достигнуть 50 млн тонн в год, увеличившись примерно втрое по отношению к современному уровню. В том числе на арктическом шельфе — 33 млн тонн, что предполагает 30-кратный рост (см. «Прогноз морской добычи нефти»).

Прогноз морской добычи нефти



Источник: RAO/CIS Offshore 2015, Санкт-Петербург, сентябрь 2015 г.

Предполагается, что общая добыча в южных и дальневосточных морях к этому времени сохранится практически на современном уровне и весь рост общей добычи на шельфе будут обеспечивать месторождения арктических морей. То есть на уровне Правительства РФ осознана необходимость создания к 2035 году на арктическом шельфе достаточно мощного нефтегазодобывающего комплекса.

Высокий уровень запасов, выявленных на территории России, и высокая стоимость освоения морских арктических месторождений газа снижают актуальность задачи целенаправленных поисков новых газовых месторождений на российском арктическом шельфе

Рассмотрим поставленную задачу по нефти и предпосылки ее решения последовательно. В соответствии с завершенной в 2012 году под общим руководством ФГУП «ВНИГНИ» количественной оценкой углеводородных ресурсов территории и континентального шельфа нашей страны, извлекаемые ресурсы УВ арктического шельфа России составляют около 100 млрд тонн н.э. Однако доля нефти и конденсата в этом суммарном потенциале скромна — всего около 16%.

Второе важное обстоятельство — в связи с отсутствием параметрического и вообще глубокого бурения на большей части арктического шель-

фа, прогноз нефтегазоносности строится на геофизических данных и материалах по геологии арктических островов и прибрежной суши, что определяет невысокую надежность всех выполненных количественных оценок ресурсов УВ. Ресурсы низших (по временной классификации 2001 года) категорий D_1

ми старейшего нефтяного института страны — ВНИГРИ (В.Д.Наливкин с коллегами) и была недавно подтверждена открытием нефтегазового месторождения Победа на структуре Университетская.

Совершенно очевидно, что этих двух районов для решения сформулированной задачи недостаточно. Тем более что ограниченные размеры и высокий уровень изученности востока Печорского моря мало располагают к новым большим открытиям.

Решая задачу обоснования новых существенно нефтеносных участков арктического шельфа (за пределами вышеназванных), ветеран арктической геологии В.И.Устрицкий совместно с коллегами из ВНИИОкеангеологии, «Севморгео» и МАГЭ предложил еще два района Баренцево-Карского шельфа:

- восточный борт впадины Святой Анны — моноклинали (ступень) Тегеттгофа, где установлена мощная толща палеозойских карбонатов в восточной части моноклинали, доступная для бурения (не более 4 км глубины);

- Сальминская зона поднятий (она же часть Альбановской седловины) в северной части Баренцева моря, где постепенная смена континен-

тальных отложений на морские с юга на север в поздней перми, триасе и юре позволяет предполагать присутствие в ловушках не только газа и конденсата, но и нефти.

Кроме того, в итоге многолетнего анализа накопленных геолого-геофизических материалов, выполняемого специалистами ВНИИ-Океангеологии, в качестве еще одного перспективного региона мы уже называли море Лаптевых. В настоящее время здесь трудно говорить о преимущественной нефтеносности разреза (в том числе из-за наличия нескольких исключающих друг друга стратиграфических схем региона и, соответственно, разных историй геологического развития и т.д.). Но существенная доля нефти в сумме УВ не исключается.

Добываемый газ в силу расположения моря в центральной части Северного морского пути может успешно транспортироваться в виде СПГ на рынки АТР. В то же время попутно открытые газовые месторождения, согласно Морской доктрине РФ, могут сохраняться в качестве участков недр федерального фонда резервных участков недр, к которым в декабре 2016 года отнесены газовые

Необходима постоянная напряженная работа по наращиванию сырьевой базы нефтедобывающей промышленности страны вне зависимости от действующих сегодня цен на нефть

и D_2 составляют здесь более 80% начальных суммарных ресурсов УВ, в том числе D_2 — 60%. Это вполне закономерно, поскольку акватории с доказанной нефтегазоносностью присутствуют лишь в западноарктических морях — Баренцевом (с Печорским) и Карском.

Приоритетные направления

В связи с поставленной задачей (добывать по 33 млн тонн нефти в год) возникает вопрос, где, в каких районах обширного арктического шельфа следует сосредоточить ГРП по поиску и освоению существенно нефтеносных ловушек.

Без освоения нефтяных ресурсов континентального шельфа задача долгосрочного поддержания достигнутого уровня добычи нефти решена быть не может

Сегодня, на наш взгляд, с достаточной уверенностью можно назвать всего лишь два района: (1) восточную часть Печорского моря с уже осваиваемым первым на арктическом шельфе введенным в разработку Приразломным нефтяным месторождением и (2) приновоземельскую часть Карского моря, высокая нефтегазоперспективность которой предсказывалась уже давно учены-

www.ngv.ru

НЕФТЕ
ГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
ngv.ru

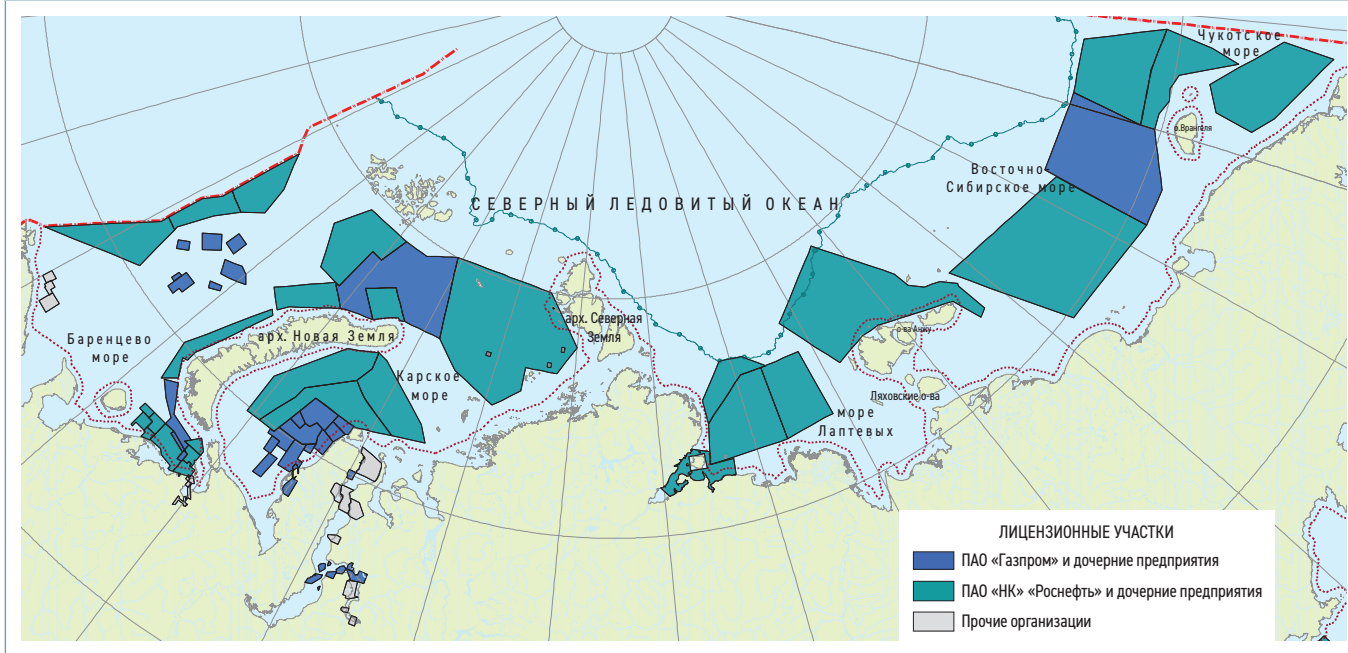


АНАЛИТИКА

ОТ ГРОССМЕЙСТЕРОВ

ОТРАСЛИ

Лицензионное состояние арктического шельфа РФ



месторождения нераспределенного фонда недр Мурманское и Северо-Кильдинское в Баренцевом море и Изильметьевское в Японском море.

С чего начать?

Как в современных условиях осуществить выбор первоочередного района для освоения (а начинать этот процесс следует безотлагательно, до 2035 года менее 20 лет)? Какой должна быть последовательность дальнейших действий?

Нам представляется, что сегодня, когда отечественное оборудование для бурения на значительных глубинах моря отсутствует, а на применение зарубежных буровых установок западными странами введены санкции, работы следует начинать с наиболее мелководных перспективных районов арктического шельфа, где возможно использование отечественной наземной буровой техники типа «Уралмаш-5Д».

Естественно, что для ее применения потребуются дополнительные усилия в виде устройства насыпных и намывных островов, использование затопляемых списанных судов, свайных или иных оснований. Отечественные наука и промышленность способны решить эту задачу.

Поэтому первоочередным районом для морских поисково-разведоч-

ных работ представляется море Лаптевых, где на значительной площади глубины моря не превышают первых десятков метров. Начинать здесь следует с бурения параметрической скважины вблизи дельты р. Лены.

В дальнейшем, по мере создания отечественной техники для бурения на больших глубинах моря либо аренды ее (приобретения) у наших восточных соседей (КНР, Южная Корея), поисково-разведочные работы будут перемещаться в другие вышеперечисленные районы арктического шельфа.

Как осуществить этот план, когда практически все перспективные участки арктического шельфа охвачены лицензиями ПАО «НК «Роснефть» и, в меньшей степени, ПАО «Газпром» и его дочерних компаний?

Последовательность действий

В настоящее время распределение 78 арктических шельфовых лицензий выглядит следующим образом: ПАО «НК «Роснефть» (включая дочерние общества) принадлежит 28 совмещенных лицензий, выданных на условиях предпринимательского риска на геологическое изучение недр, разведку и добычу углеводородного сырья, ПАО «Газпром» — 34 (добычные и совмещенные лицензии), включая транзитные лицензии губ и заливов Карского моря, а

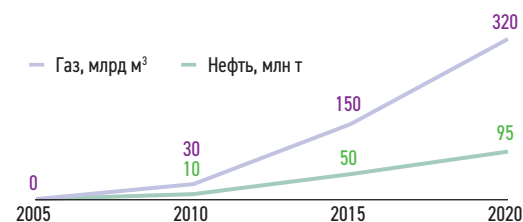
остальные 16 распределены между дочерними обществами НОВАТЭКа, ЛУКОЙЛа и «Севернефтегаза» (см. «Лицензионное состояние арктического шельфа РФ»).

К 2035 году добыча нефти на континентальном шельфе РФ должна достигнуть 50 млн тонн в год. В том числе на арктическом шельфе — 33 млн тонн, что предполагает 30-кратный рост

В лицензионный процесс вовлечено 38% от всей площади арктического шельфа, им охвачены практически все наиболее перспективные участки. Впечатляют огромные площади отдельных лицензионных участков, особенно принадлежащих НК «Роснефть», — такого не увидишь на шельфах стран с наиболее развитым лицензионным процессом (США, Норвегия и др.).

Вместе с тем на всех этих площадях за последнее десятилетие (напомним, с 2008 года началась массовая выдача лицензий на шельфе двум недропользователям — госкомпаниям «Газпром» и «Роснефть») за пределами территориального моря

Предполагаемый объем добычи УВС на континентальном шельфе РФ



Источник: Доклад Минприроды РФ, 2015 г.

пробурена всего одна поисковая скважина. Первоначально намеченный в действующих сегодня лицензиях старт бурения поисковых скважин при их актуализации перенесен в ряде случаев с 2021–2023 годов на 2024–2025 и даже на 2027–2029 годы.

Извлекаемые ресурсы УВ арктического шельфа России составляют около 100 млрд тонн н.э. Однако доля нефти и конденсата в этом суммарном потенциале скромна — всего около 16%

Ясно, что при таком состоянии дел рассчитывать на заявленные в Энергостратегии уровни добычи нефти не приходится. Работающие сегодня на арктическом шельфе ПАО при сохранении действующих условий не способны выполнить задачу добычи 33 млн тонн нефти к 2035 году. В процесс освоения шельфа напрашиваются срочные и решительные изменения.

Работы следует начинать с наиболее мелководных перспективных районов арктического шельфа, где возможно использование отечественной наземной буровой техники типа «Уралмаш-5Д»

Для начала, на наш взгляд, необходимо достаточно широкое обсуждение проблемы добычи на арктиче-

ском шельфе существенных объемов нефти с принятием в конечном счете обязательных к исполнению решений. Последовательность действий представляется следующей:

- ⊙ признание необходимости добычи на арктическом шельфе к 2035 году 33 млн тонн нефти в год;
- ⊙ создание Государственной программы освоения шельфа с определением перспективных районов освоения нефтяных ресурсов и обоснованием необходимых видов и объемов ГРП для завершения регионального этапа ГРП и последующего выполнения поисково-оценочного этапа;
- ⊙ параллельно с этим — внесение изменений в Федеральный закон «О континентальном шельфе», предусматривающих возможность создания консорциумов (с участием государственных и частных нефтегазодобывающих компаний, государственных геологоразведочных предприятий, зарубежных компаний), возможное приостановление или прекращение действия ряда выданных лицензий и т.д. (на наш взгляд, стоит рассмотреть вопрос создания структуры (условно Главморнефть), аналогичной сверхуспешному Главморнефтегазу конца 1970–1980-х годов;
- ⊙ выполнение принятой Государственной программы освоения шельфа с подготовкой в качестве конечного результата необходимых запасов нефти;
- ⊙ последовательный ввод в разработку открытых преимущественно нефтяных месторождений.

Учитывая сформулированную задачу (33 млн тонн нефти в 2035 году), уже к 2030 году должно быть подведено к пику добычи не менее пяти-семи месторождений масштаба Приразломного.

Слово и дело

Казалось бы, вышеприведенное упоминание об обязательности принятых решений является излишним. Однако ее необходимость диктуется сегодняшним состоянием дел на шельфе и печальным опытом многозатратной подготовки в недавнем прошлом аналогичных программ освоения шельфа, не получивших развития.

Первая из них — проект Государственной стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа РФ — обсуждалась на заседании Правительства РФ 12 мая 2005 года по докладу ми-

нистра природных ресурсов РФ Ю.П.Трутнева и получила одобрение. Предложенный в ней прогноз добычи УВ до 2020 года сегодня может вызывать разные чувства, за исключением удовлетворения достигнутыми на сей день результатами (см. «Предполагаемый объем добычи УВС...»).

Второй пример — судьба подготовленного по указанию Минприроды РФ в конце 2011 года проекта Программы разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов, который в целом был одобрен на заседании правительства 2 августа 2012 года. В этом проекте намечалось к 2030 году довести добычу нефти на шельфе до 66,2 млн тонн в год, газа — до 231 млрд м³ в год. Также предлагалось увеличить число недропользователей на шельфе за счет частных компаний, разрешить мультиклиентные съемки и т.д. Однако проект встретил резкое неприятие главных шельфовых недропользователей, и его печальная судьба была предreshена.

Последовательная сдача Минприроды России перечисленных нововведений завершилась публикацией 2 февраля 2015 года на портале Правительства России подготовленного Минприроды законопроекта: суть его сводилась к тому, что вообще не нужно никаких программ освоения шельфа, достаточно того, что Минприроды будет контролировать выполнение лицензионных обязательств недропользователями — ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром». Собственные ГРП Минприроды РФ сместит с шельфа на прибрежное мелководье и будет готовить там участки для аукционов.

Подобный отказ министерства от руководства грандиозным проектом освоения шельфа с учетом современного состояния дел напоминает бегство с театра военных действий накануне решающего сражения и, на наш взгляд, лишний раз подчеркивает необходимость четкой программы работ на шельфе и грамотного руководства ее реализацией.

Представляется, что должна и сможет решить эту сложнейшую задачу недавно созданная Государственная комиссия по вопросам развития Арктики, поскольку именно она призвана, среди прочего, обеспечивать расширение ресурсной базы Арктической зоны России, в том числе и по углеводородному сырью. □

НОВЫЕ ОПОРЫ ЗАПОЛЯРЬЯ



ЮРИЙ БАНЬКО
Журналист

российский экспорт составляет порядка 25%.

Эксперты ООН оценивают стоимость запасов основных видов полезных ископаемых России в \$28 трлн (в США, для сравнения, только \$8 трлн), из них на Север приходится около 80%. Только на арктическом шельфе содержится 100 млрд тонн у.т. углеводородного сырья, открыто 15 уникальных и крупных месторождений нефти и газа.

В советские годы в Арктике был создан мощный производственный потенциал, основу которого составляют предприятия горно-металлургического и горнодобывающего комплексов, геологоразведочные компании и нефтегазовые объекты, а также мощная инфраструктура, включающая магистральные трубопроводы, железные дороги, аэродромы, морские и речные порты.

Огромное значение имеет Северный морской путь, который может и должен превратиться в транзитный морской коридор, соединяющий Европу в страны АТР.

Задача сегодняшнего дня — не потерять, а приумножить этот потенциал.

Первые шаги

Основные объемы сейсморазведочных работ на российском арктическом шельфе пришлось на 1970–1990-е годы. Именно тогда было открыто более 400 локальных структур, выявлено 19 крупных и уникальных месторождений углеводородного сырья. В последние же годы, по словам главного геолога ОАО «Севморнефтегеофизика» Ильи Образцова, ситуация с геофизическим изучением шельфа арктических морей РФ остается безрадостной.

Морские сейсмические исследования в 2016 году сократились на треть, а в 2017 году их объем может упасть на 44%. При этом основным заказчиком работ 2D является «Роснефть», на которую приходится 80% выполненных исследований.

Несмотря на падение цен на нефть и на западные санкции, Россия не отказывается от амбициозных планов по освоению арктических месторождений. Проекты по добыче и транспортировке углеводородного сырья должны дать импульс комплексному развитию арктических территорий. На это направлен целый ряд принятых и разрабатываемых государственных актов.

Однако динамика геологических исследований в Арктике снижается. Возникает риск того, что компании не смогут выполнить объемы ГРП, заложенные в их лицензионных обязательствах. Это, в свою очередь, не позволит выйти на те рубежи морской нефтедобычи, которые указаны в проекте Энергетической стратегии РФ до 2035 года.

Помимо санкций и недостатка финансирования, серьезным препятствием для реализации шельфовых проектов остается неразвитость отечественного судостроения, ориентированного на нужды НГК. Несмотря на отдельные успехи, достигнутые в этой сфере, в целом отечественные судостроители пока не в состоянии обеспечить отрасль достаточным количеством разведочных и добычных платформ и судов снабжения. Центрами экономического роста для Арктики должны стать опорные зоны, в первую очередь в Мурманской области. Они же способны стать надежной базой для производства и обслуживания морской техники, а также для перевалки углеводородного сырья на экспорт.

В последние годы судьбе северных регионов России уделяется особое внимание. Определена стратегия развития. Создан координирующий орган — Государственная комиссия по вопросам развития Арктики. Предложен новый подход к развитию арктических территорий — проектный

(он заложен в проекте федерального закона «О развитии Арктической зоны РФ», который 17 ноября направлен на рассмотрение правительства РФ).

Арктический регион обеспечивает около 12% национального дохода страны, притом что здесь проживает всего 2 млн человек. Его вклад в

Российские нефтегазовые компании до 2020 года в рамках лицензионных обязательств должны будут пробурить на шельфе 36 поисковых и 15 разведочных скважин, отработать 193 тыс. пог. км 2D-сеймики и 39 тыс. км² сеймики 3D. Но не исключено, что из-за падения цен на нефть и западных санкций этих результатов достигнуть не удастся.

Между тем плотность проведенных ГРП на арктических акваториях РФ в несколько раз ниже, чем в Норвежском и Северном морях. Можно сказать, что отсутствует целостная геологическая картина отечественного шельфа. И без расширения государственного финансирования геологоразведочных работ ситуация будет только усугубляться. Особое внимание необходимо уделить параметрическому бурению на шельфе Карского, Восточно-Сибирского морей и моря Лаптевых.

рождении с запасами нефти 236 млн тонн выполнено 12806 пог. км сейсморазведки 2D, пробурено четыре разведочные скважины. В ближайшей перспективе здесь предстоит выполнить сейсморазведку 3D и пробурить две разведочные скважины.

**МОРСКИЕ СЕЙСМИЧЕСКИЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ
В 2016 ГОДУ СОКРАТИЛИСЬ
НА ТРЕТЬ, А В 2017 ГОДУ
ИХ ОБЪЕМ МОЖЕТ
УПАСТЬ НА 44%**

Две скважины планируется построить на Харасавэйском лицензионном участке, запасы которого оцениваются в 2,22 млрд тонн н.э. Значительными ресурсами обладает Северо-Врангелевский участок — свыше 3 млрд тонн н.э.

Осенью 2015 года на полуострове Ямал введен в строй морской ледостойкий нефтеперевалочный терминал для круглогодичной отгрузки нефти с Новопортовского месторождения (извлекаемые запасы жидких углеводородов по категории C₁+C₂ более 250 млн тонн, газа — 320 млрд м³). В настоящее время сырье с Новопортовского доставляется до побережья Обской губы по напорному нефтепроводу протяженностью свыше 100 км, а там перегружается на танкеры.

Надежды на НОВАТЭК

Оптимизм вызывает приход в Арктику НОВАТЭКа, который ведет строительство СПГ-завода на Ямале мощностью 15 млн тонн в год и порта Сабетта. Эти проекты обеспечили заказами целый ряд отечественных предприятий. В частности, «Уралмаш» разработал уникальные буровые установки «Арктика», Уральский трубный завод поставляет трубы, и т.д.

После запуска завода «Ямал СПГ» компания намерена приступить к реализации второго СПГ-проекта, предусматривающего разработку газовых месторождений полуострова Гыдан. Планируется, что новый СПГ-завод будет размещен на железобетонном основании гравитационного типа морского базирования. Платформа будет иметь размеры 324x152x30 метров и весить вместе с оборудованием около 600 тыс. тонн. А 25 модулей верхнего

строения, каждый весом от 2 до 7 тыс. тонн, в общей сложности «потянут» на 120 тыс. тонн. Внутри платформы будут располагаться два резервуара: для СПГ объемом 213 тыс. м³ и для газоконденсата объемом 120 тыс. м³.

В России нет сухих доков для создания такой крупногабаритной техники. НОВАТЭК выступил с инициативой создания Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС) в Мурманской области, в селе Белокаменка.

Распоряжение Правительства РФ о строительстве ЦСКМС было подписано 17 июня 2015 года. Впоследствии был утвержден перечень первоочередных мероприятий по этому проекту. Федеральный центр рекомендовал властям Мурманской области рассмотреть вопрос о предоставлении налоговых льгот по региональным и местным налогам для организаций, осуществляющих создание и эксплуатацию центра. Предполагаемые инвестиции могут достигнуть 25 млрд рублей.

А 30 апреля 2016 года был подписан Указ Президента РФ, в соответствии с которым село Белокаменка с прилегающей к нему территорией, а также населенный пункт Ретинское выведены из состава ЗАТО «Александровск». То есть создана обособленная площадка для ЦСКМС.

Центр будет включать в себя два сухих дока длиной 415 метров, шириной 175 метров и глубиной 20 метров, а также причал длиной 1 км. Для обеспечения проекта бетоном будет построено три бетонных завода. Предстоит также возвести цеха механического оснащения, металлоконструкций и технических модулей, окраски, изготовления трубопроводов, окончательной сборки модулей верхнего строения. В производственном процессе будет задействовано 80 кранов, часть из которых грузоподъемностью 450 тонн. Для электроснабжения объектов потребуется построить подстанцию на 150 кВ и две линии электропередачи протяженностью 18 и 55 км. Будет также сооружен жилой комплекс для размещения 6700 человек.

Планируется, что на ЦСКМС будет выполнено 80% работ по строительству платформы и завода СПГ. Остальные операции предстоит завершать в Обской губе, подключая новые сооружения к созданной там инфраструктуре.

Плотность проведенных ГРП на арктических акваториях РФ в несколько раз ниже, чем в Норвежском и Северном морях. Можно сказать, что отсутствует целостная геологическая картина отечественного шельфа

Тем не менее добыча на арктическом шельфе уже началась. Она осуществляется в Печорском море с МЛСП «Приразломная». К настоящему времени с платформы пробурено восемь скважин, из которых четыре добычных. Уже получено более 20 млн барр нефти, которые отправлены на экспорт 42 рейсами танкеров усиленного ледового класса.

Как заявил Алексей Фадеев, начальник управления по обеспечению производства ООО «Газпромнефть-Сахалин» (оператор проекта), платформа будет находиться в эксплуатации не менее 36 лет, на пике добычи отгружая потребителям 5 млн тонн нефти в год.

Кроме того, «Газпром нефть» ведет активные геологические исследования на других участках в Печорском море — Долгинском, Харасавэйском, Северо-Врангелевском и Северо-Западном. Так, на Долгинском место-

По предварительным оценкам, создание ЦСКМС обеспечит работой до 10 тыс. человек и позволит загрузить заказами предприятия Мурманской области. НОВАТЭК уже озабочен вопросами подготовки кадров. При Минобрнауке создана рабочая группа, налажены контакты с руководством Мурманского государственного технического университета.

Активно ведутся подготовительные работы. На строительной площадке пробурено 20 км скважин, утвержден генеральный план верфи и другие технические решения. Произведен демонтаж незавершенных объектов, находившихся на территории будущего Центра судостроения. Ведется выбор подрядчиков для проведения буровзрывных и земляных работ, которые начнутся летом 2017 года.

Планируется, что при создании центра и самого СПГ-завода будет максимально использовано отечественное оборудование. Но авторы проекта признают, что не обойтись и без закупок иностранной техники.

Хочется верить, что этот проект будет реализован в полном объеме и в срок. Уверенность в этом придают темпы, которые демонстрирует НОВАТЭК при сооружении своего первого СПГ-завода на Ямале. Докладывая Владимиру Путину о ходе работ, глава компании Леонид Михельсон сказал: «Проект идет по плану. Общий объем заказов по России оценивается в 580 млрд рублей. Работают порядка 650 предприятий. Создано, по нашей оценке, 60 тыс. рабочих мест». С учетом накопленного опыта и при условии господдержки может быть осуществлен и второй СПГ-проект компании, который даст мощный импульс развитию промышленности Мурманской области.

Импортзамещение для шельфа

В 2015 году на российском шельфе было добыто 18,8 млн тонн нефти, в том числе 16 млн тонн в Охотском море. В проекте Энергетической стратегии РФ указывается, что этот показатель к 2035 году должен возрасти до 50 млн тонн в год. Более реальной представляется перспектива роста годовой добычи до 31–35 млн тонн. Но и в этом случае речь идет о двукратном росте.

Возможно ли этого добиться без развитого морского судостроения?

Очевидно, что нет. Поэтому необходимо создавать собственную морскую технику, не надеясь на аренду западных СПБУ и ППБУ (которые, кстати, обходятся в \$600 тыс./сут.).

Надо признать — дальнейшему развитию арктических проектов сегодня мешают не только западные санкции, но и нерасторопность, проявленная нефтегазовыми компаниями, машиностроительными предприятиями, да и государством в целом. Они не уделили должного внимания этой проблеме, не использовали «тучные годы», когда стоимость нефти зашкаливала за \$100/барр. В первую очередь это относится к компаниям, имеющим доступ к освоению шельфа, — «Газпрому» и «Роснефти».

НОВАТЭК ВЫСТУПИЛ С ИНИЦИАТИВОЙ СОЗДАНИЯ ЦЕНТРА СТРОИТЕЛЬСТВА КРУПНОТОННАЖНЫХ МОРСКИХ СООРУЖЕНИЙ В МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, В СЕЛЕ БЕЛОКАМЕНКА

Так и не были созданы отечественные мощности по строительству самодельных и полупогружных буровых и добычных платформ, подводных добычных комплексов, оборудования для проведения сейсморазведки 3D, судов обеспечения. Это является существенным препятствием на пути расширения разведочного и эксплуатационного бурения на морских лицензионных участках.

«Роснефть», «Газпром» и НОВАТЭК использовали в основном зарубежные технологии. Как результат, сейчас шельфовые проекты на 90% зависят от западного оборудования. Поэтому необходимо направить силы и средства (которых, впрочем, не хватает) на возрождение отечественной промышленности.

Межведомственная рабочая группа по импортзамещению в ТЭК ставит амбициозные задачи: снизить к 2020 году долю импорта в НГК с 60 до 43%. Но, к сожалению, разработка прорывных отечественных шельфовых технологий пока не началась, хотя и предусмотрена в федеральной целевой программе «Развитие гражданской морской техники».

Премьер-министр поручил Минэнерго РФ провести вместе с заинтересованными нефтяными компаниями анализ потребностей России в судах и морской технике для разведки, бурения и транспортировки углеводородов. Анализ будет включать прогнозы по добыче углеводородов на шельфе, предложения о видах и количестве судов, их технических характеристиках и потребности в такой технике по годам вплоть до 2030 года.

Затем федеральные министерства дадут оценку реализуемости этих планов и подготовят несколько сценариев — от оптимистического до пессимистического — с учетом состояния мирового судостроения, экономических и политических факторов. Главное же, будут предложены варианты развития отечественного судостроения.

Планы или прожекты?

Хотелось бы, чтобы эти планы не стали пустой декларацией о намерениях. Конечно же, их реализация потребует колоссальных средств и немало времени. Так, строительство одной СПБУ стоит от \$220 млн и занимает до 25 месяцев. Полупогружная буровая установка обойдется уже в \$600 млн, на ее создание уходит 35 месяцев. А ведь еще нужно время для сооружения верфей, где они будут возводиться. Так что собственные СПБУ и ППБУ мы увидим не скоро.

Развитию арктических проектов мешают не только западные санкции, но и та нерасторопность, которую проявили нефтегазовые компании, машиностроительные предприятия, да и государство в целом

Аналогичная ситуация и с «начинкой» для новых платформ. В России действует более 200 предприятий, выпускающих нефтегазовое оборудование, но предоставить необходимые образцы техники для освоения шельфа они смогут не ранее 2018–2020 годов. Это при условии, что вплотную этим заниматься они начнут уже сейчас.

Отечественные монополисты в области освоения арктического шельфа — «Газпром» и «Роснефть» — заявляют о своих масштабных планах в сфере импортозамещения. Но зачастую реализация конкретных проектов тормозится. В частности, «Роснефть» в 2015 году подписала с Мурманской областью соглашение о создании промышленного парка шельфовой разведки и добычи углеводородов. Компания намерена создать береговую базу обеспечения шельфовых операций на базе 82-го судоремонтного завода в поселке Росляково. Бюджет первой очереди этого проекта оценивается в 5,4 млрд рублей, второй — свыше 18 млрд (в период до 2025 года). К сожалению, средства на эти цели «Роснефть» практически не выделяет, сдвинув сроки начала работ на 2017 год.

Столицей освоения арктического шельфа, центром строительства морской добычной техники может и должен стать Мурманск

Конечно, руководство «Роснефти» можно понять. По оценкам экспертов, рентабельность добычи нефти на арктическом шельфе обеспечивается при цене свыше \$100/барр. Поэтому в нынешних условиях нет никакого смысла форсировать разведочные работы в этой акватории. В результате «Роснефть» попросила об отсрочке выполнения своих обязательств на десяти лицензионных участках арктического шельфа.

СПБУ «Арктическая» и МЛСП «Приразломная» строились в Северодвинске. Как говорится, можем, если захотим

Кроме того, возникает вопрос, какие буровые установки будут обслуживаться у причалов 82-го судоремонтного завода. Собственных буровых платформ для ведения работ на арктическом шельфе у «Роснефти» нет.

Раньше надежды возлагались на западных партнеров. Так, норвежская North Atlantic Drilling Ltd. обещала в период до 2022 года при-

влекать к работам на российском шельфе шесть морских буровых установок. Но после того как Норвегия объявила о присоединении к европейским санкциям против России, этот проект был перенесен на неопределенный срок.

Уроки ЛУКОЙЛа

Нашим гигантам, «Газпрому» и «Роснефти», следовало бы обратиться к опыту ЛУКОЙЛа. В свое время, получив лицензию на разработку шельфового месторождения Кравцовское (Д-6) на Балтике, компания не стала закупать буровые платформы за рубежом, а с нуля построила современный завод по производству стальных металлоконструкций. На нем была сооружена первая морская ледостойкая стационарная буровая платформа для российского шельфа. Причем проектировали ее отечественные инженеры и конструкторы. Она успешно эксплуатируется уже около десяти лет.

На этом же заводе построен еще один уникальный объект — Варандейский нефтеотгрузочный терминал, установленный в Печорском море для транспортировки нефти Тимано-Печоры.

Аналогичной стратегии ЛУКОЙЛ придерживается и на Каспии. Заказы на строительство морских платформ были размещены на астраханских верфях: на заводах «Лотос», «Красные Баррикады» и в Астраханском судостроительном производственном объединении. В общей сложности для освоения месторождений Северного Каспия ЛУКОЙЛ планирует построить более 25 платформ, общий объем инвестиций составит свыше 350 млрд рублей.

Безусловно, некоторый задел имеется и в арктическом регионе. Так, СПБУ «Арктическая» и МЛСП «Приразломная» строились в Северодвинске. Как говорится, можем, если захотим. И сегодня очень важно использовать имеющиеся наработки для налаживания масштабного производства шельфового оборудования.

Морские буровые платформы для шельфовых проектов в России могли бы строить Выборгский судостроительный завод, калининградский «Янтарь», петербургская «Северная верфь», «Севмашпредприятие» и «Звездочка» в Северодвинске, Астра-

ханское судостроительное производственное объединение.

Одним из флагманов морского судостроения должен стать строящийся в Приморском крае завод «Звезда». По подсчетам Минпромторга, «Газпром» и «Роснефть» могут в период до 2030 года разместить на этом предприятии заказы на строительство 153 буровых платформ, судов снабжения и танкеров на общую сумму около 4 трлн рублей. Среди потенциальных заказчиков также и ЛУКОЙЛ, которому может понадобиться примерно 46 судов на 200 млрд рублей, а также другие компании с потенциальными потребностями в 15 судов на 40 млрд рублей.

Опорные зоны для Арктики

Столицей освоения арктического шельфа, центром строительства морской добычной техники может и должен стать Мурманск. Здесь еще в советские годы были созданы компании, работающие на шельфе. Это «Арктикморнефтегазразведка», «Севморнефтегеофизика», Морские арктические геологические экспедиции, Арктические морские инженерные геологические экспедиции. Их усилиями были открыты почти два десятка месторождений нефти и газа, в том числе относящиеся к уникальным. К примеру, Штокман с запасами в 3,7 трлн м³ газа, что превышает суммарные запасы соседней Норвегии.

Уже в постсоветский период в Мурманске обосновались структурные подразделения «Газпрома» — ООО «Газпром добыча шельф», «Газпром добыча нефть», ООО «Газфлот». В управлении последнего находятся ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние», СПБУ «Арктическая» и «Амазон» и буровой комплекс для работ на мелководье «Обский». В регионе создана береговая база снабжения «Газфлота».

В марте 2016 года в Мурманске на заседании президиума госкомиссии по вопросам развития Арктики вице-премьер Дмитрий Рогозин озвучил идею создания восьми опорных зон в арктических регионах. Для их формирования предполагается выделить господдержку — ориентировочно 260 млрд рублей. Кроме того, намечается предоставить налоговые и иные льготы потенциальным инвесторам.

Минэкономики предлагает выделить восемь таких опорных зон, по

одной в каждом арктическом регионе РФ: Кольская, Архангельская, Ненецкая, Воркутинская, Ямало-Ненецкая, Таймыро-Туруханская (или Норильская), Северо-Якутская и Чукотская. Уже в 2018–2020 годах предполагается создать две пилотные зоны для отработки данного механизма — в Якутии и Мурманской области.

Мурманской области отводится роль интеллектуального региона-лидера и центра сервисного обеспечения морехозяйственной деятельности в Арктике. Основой для опорной зоны в этом регионе должно стать развитие судоходства и транспортной инфраструктуры. Второе дыхание получают порты и заводы, занимающиеся строительством и ремонтом судов.

Для включения в Кольскую опорную зону уже отобрано 30 приоритетных инвестиционных проектов. Один из важнейших среди них — формирование Мурманского транспортного узла, призванного стать крупнейшим арктическим логистическим центром.

Предполагается, что на восточном берегу Кольского залива будут построены и модернизированы перегрузочные комплексы мощностью

около 60 млн тонн, а на западном берегу — мощностью 43 млн тонн. Как заявил замминистра транспорта РФ Виктор Олерский, создание Мурманского транспортного узла будет завершено в конце 2018 года.

Узким местом для дальнейшего развития Мурманского транспортного узла является ограниченная пропускная способность железной дороги. Сейчас ведется сооружение ж/д ветки протяженностью 30 км от станции Выходной до будущего терминала Лавна.

В рамках этого проекта будут расширены возможности по перевалке нефти. Она уже почти полтора десятилетия ведется в акватории Кольского залива через рейдовые перевалочные комплексы на базе супертанкеров. Это временные и экологически небезопасные объекты.

К тому же с началом активной фазы эксплуатации Приразломного, Новопортовского и Печерского месторождений перевалка нефти через Кольский залив увеличится в разы — до 24–25 млн тонн в год. Понятно, что существующие рейдовые мощности с такими объемами могут не справиться. Да и угроза разливов нефти будет возрастать.

Поэтому на западном берегу Кольского залива намечается возведение нового нефтеперегрузочного терминала.

При этом нельзя не учитывать, что Норвегия ведет строительство нефтеперевалочного комплекса Norterminal в Киркенесе в расчете не только на свою, но и на российскую нефть. Планируется, что из этого терминала сырье будет направляться как в Европу, так и в Азиатско-Тихоокеанский регион по Северному морскому пути.

Ежегодно Norterminal сможет обслуживать до 300 танкеров дедевейтом до 300 тыс. тонн, в том числе танкеры класса VLCC. Объем перевалки достигнет 20 млн тонн в год.

Естественно, России необходимо предпринять меры, чтобы наша нефть отправлялась на экспорт не через норвежский порт, а с отечественных нефтеперевалочных комплексов. Кроме того, строительство нового перегрузочного терминала в Мурманской области способствовало бы созданию в регионе нефтеперерабатывающих мощностей для производства продукции с более высокой добавленной стоимостью, в первую очередь для внутреннего потребления. □



КЛЮЧИ К СЕВЕРНЫМ ВОРОТАМ

ЮРИЙ БАНЬКО

Журналист



Мурманск часто называют воротами в Арктику, а атомный ледокольный флот, который базируется у причалов столицы Заполярья, — ключами к этим воротам. При этом атомоходы нельзя рассматривать как обычные коммерческие суда. Они часть транспортной инфраструктуры, которую обязано поддерживать государство, обеспечивая нормальный цикл воспроизводства. К сожалению, он был нарушен. В результате пришлось принимать срочные меры по продлению ресурса работы ядерных энергетических установок действующих ледоколов. Лишь благодаря этому удалось начать реализацию в Арктике ряда нефтегазовых проектов. Сейчас по заказу Атомфлота на Балтийском заводе ведется строительство головного атомного ледокола «Арктика». Заложены корпуса ледоколов «Сибирь» и «Урал». Ввод в эксплуатацию этих судов позволит обеспечить круглогодичную эксплуатацию Северного морского пути на многие десятилетия вперед.

Одновременно создается целая флотилия судов для обеспечения проводки танкеров-газовозов с продукцией проекта «Ямал СПГ». Продолжается и модернизация старого атомного ледокольного флота. Один из примеров — восстановление атомного лихтеровоза «Севморпуть».

О необходимости возрождения арктического флота говорится уже не первое десятилетие. Примечательно, что Владимир Путин совершил свой первый визит в ранге Президента РФ (в апреле 2000 года) именно в Мурманск. На борту атомного ледокола «Россия» он обсудил перспективы возрождения Арктики и записал в книге почетных посетителей: «Северный морской путь, атомные ледоколы и будущее России неразрывно связаны между собой».

И уже 24 апреля 2000 года президент подписал распоряжение об источниках финансирования работ, направленных на продление ресурса действующих судовых атомных энергетических установок и сроков эксплуатации существующего атомного ледокольного флота. Но тогда страна, всего два года назад пережившая дефолт, не могла выделить значительные средства ни на строительство нового поколения атомных ледоколов и судов усиленного ледового класса, ни на развитие портовой инфраструктуры.

Тем не менее внимание президента к этой проблеме не ослабевало. В мае 2007 года на борту другого атомного ледокола — «50 лет Победы» — он провел заседание Президиума Госсовета и Морской коллегии, посвященное потенциалу СМП, развитию инфраструктуры морских портов и арктического флота, в том числе ледокольного.

В результате была принята масштабная программа возрождения арктического флота. Согласно Транспортной стратегии РФ, в период до 2020 года было запланировано строительство трех универсальных атомных ледоколов класса Icebreaker 9 A2 мощностью 60 МВт, трех дизель-электрических ледоколов класса Icebreaker 8, двух линейных ледоколов типа ЛК-16, трех гидрографических лоцмейстерских судов класса Arc7 и трех

мелкосидящих лоцмейстерских судов ледового класса Ice3.

Новые ледоколы

Безусловно, главная роль отводится развитию атомного флота. Сейчас активно строятся ледоколы нового поколения. Так, 16 июня 2016 года в Санкт-Петербурге был спущен на воду корпус головного универсального атомного ледокола «Арктика» (проект 22220), который был заложен на Балтийском заводе 5 ноября 2013 года. Строительство ледокола должно быть завершено в декабре 2017 года.

Выступая на церемонии закладки ледокола, гендиректор ФГУП «Атомфлот» Вячеслав Рукша отметил, что к 2017 году в строй останутся лишь два из четырех действовавших на начало 2010-х годов атомоходов. Поэтому именно ввод в эксплуатацию «Арктики» позволит открыть СМП для судоходства в круглогодичном режиме.

Это судно будет оборудовано атомной энергетической установкой нового типа РИТМ-200 и станет самым большим и мощным ледоколом в мире. Его длина составит 173,3 метра, ширина — 34 метра, осадка по конструктивной ватерлинии — 10,5 метра, минимальная рабочая осадка — 8,55 метра. А водоизмещение достигнет 33,54 тыс. тонн.

Благодаря новому конструктивному решению ледокол сможет работать

как на глубоководных участках Арктики (в том числе в Баренцевом, Печорском, Карском морях), так и в устьях сибирских рек — Енисея и Оби.

Кроме того, 27 мая 2014 года «Росатом» заключил контракт стоимостью 84,4 млрд рублей с ООО «Балтийский завод — Судостроение» на создание еще двух серийных атомных ледоколов под названиями «Сибирь» и «Урал». Они должны быть сданы в декабре 2019 года и декабре 2020 года, соответственно.

Технический проект атомоходов был разработан ЦКБ «Айсберг» еще в 2009 году. Основная задача новых судов — обеспечение круглогодичного судоходства по Северному морскому пути с преодолением льдов толщиной до 2,5 метров. В частности, им предстоит осуществлять проводку танкеров, транспортирующих углеводородное сырье с месторождений Ямальского и Гыданского полуостровов, шельфа Карского моря на рынки Европы и АТР.

В мае 2015 года на стапеле Балтийского завода в присутствии зампреда правительства Дмитрия Рогозина был заложен первый из этих двух ледоколов, «Сибирь». А 25 июля 2016 года — второй, «Урал».

«Закладка второго серийного атомного ледокола «Урал» — это важнейший этап создания арктической инфраструктуры будущего, — отметил В.Рукша. — На наших глазах

реализуются проекты, которые не имеют аналогов в мире. Нам особенно приятно, что ключевым партнером нефтегазовых компаний, работающих в Арктике, является атомный ледокольный флот».

БЫЛА ПРИНЯТА МАСШТАБНАЯ ПРОГРАММА ВОЗРОЖДЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ФЛОТА, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩАЯ СТРОИТЕЛЬСТВО БОЛЕЕ ДЕСЯТКА СУДОВ РАЗЛИЧНОГО ЦЕЛЕВОГО НАЗНАЧЕНИЯ

В перспективе потребуется создание еще одного, более мощного ледокола. Предполагается, что «Лидер» сможет прокладывать каналы для судов во льдах толщиной от 4 до 5 метров.

Вторая жизнь лихтеровоза

Говоря о строительстве и использовании атомного ледокольного флота, нельзя не вспомнить об атомном лихтеровозе «Севморпуть». Это уникальное судно длиной 260,23 метра, шириной 32,2 метра, высотой борта 18,3 метра, осадкой 11,8 метра и водоизмещением 61,88 тыс. тонн.

В интересах науки

Без атомных ледоколов сложно, если вообще возможно, проводить какие бы то ни было научно-исследовательские работы в Арктике. В последние годы ледокол «Ямал» обеспечивал экспедиции «Кара-зима», выполнявшиеся специалистами Государственного научного центра «Арктический и антарктический научно-исследовательский институт» по заказу «Роснефти» и ExxonMobil.

Исследования велись в Карском море, море Лаптевых и западной части Восточно-Сибирского моря. Их цель — рассчитать и минимизировать риски, связанные с влиянием льда на шельфовые сооружения, включая платформы и терминалы для подхода судов.

В частности, объектом особого внимания стали айсберги — их дрейф и геометрические размеры, включая подводную часть. Так, в ходе экспедиции 2014 года ученые обнаружили около 1 тыс. айсбергов, из них пять досконально изучили и подготовили трехмерные модели. Было также исследовано около 50 торосов.

В ходе изысканий осуществлялись спуски подводных аппаратов, а также запуски БПЛА, что позволило осуществлять аэрофотосъемку ледяного покрова морей.

Кроме того, в 2014 году атомный ледокол «Ямал» в течение 48 суток обеспечивал ледокольное сопровождение для научно-

исследовательского судна «Академик Федоров». Участники той экспедиции собрали геофизические данные по нефтегазоносности российского континентального шельфа за пределами 200-мильной зоны.

Геофизические исследования были проведены в прогибе Вилькицкого, котловинах Подводников, Амундсена, Нансена, Макарова и на внешнем шельфе морей Лаптевых и Восточно-Сибирского. Площадь участка работ составила около 350 тыс. км². Полученные научные данные легли в основу российской заявки в Комиссию по границам континентального шельфа при ООН.

В 2015 году в ходе комплексной экспедиции, продлившейся 55 суток, ученые исследовали ледники на архипелагах Новая Земля, Северная Земля, Новосибирские острова и Земля Франца-Иосифа. Были также изучены физико-механические свойства льда, морфометрические параметры ровного льда и торосистых образований. В программу экспедиции были включены и наблюдения за сейсмичностью на лицензионных участках в море Лаптевых.

Атомоходы не только обеспечивали науку ледокольной проводкой, но и спасали терпящих бедствие. Так, в октябре 2016 года атомный ледокол «50 лет Победы» вывел научно-исследовательское судно «Виктор Буйницкий» из ледового сжатия в районе островов Де-Лонга в Восточно-Сибирском море.

Атомный лихтеровоз «Севморпуть» — единственное в России ледокольно-транспортное судно с ядерной энергетической установкой. Оно было изготовлено в 1982–1988 годах на Керченском судостроитель-

на базе АЛВ «Севморпуть» бурового судна. По заказу ММП ученые и конструкторы ЦНИИ им. академика А.Н.Крылова и ЦКБ «Балтсудопроект» разработали соответствующий проект. В мае 2007 года он был рассмотрен на заседании ученого совета Института океанологии им. П.П.Ширшова, в целом одобрен и рекомендован для рассмотрения ученым советом при Морской коллегии РФ.

Атомная энергоустановка обеспечивала бы полную автономность бурового судна в течение длительного промежутка времени. Это в значительной мере сократило бы эксплуатационные расходы. Обновленное судно смогло бы бурить параметрические, поисково-оценочные, разведочные и эксплуатационные скважины глубиной до 5500 метров при глубине моря от 50 до 2000 метров.

По предварительным расчетам «Балтсудопроекта», превращение АЛВ «Севморпуть» в буровую «суперустановку» с использованием мощностей завода в Северодвинске обошлось бы примерно в 4 млрд рублей. Но выгода такого переоборудования была очевидной. Ведь сегодня стоимость аренды ППБУ достигает \$500 тыс./сут.! По сути, затраты на модернизацию «Севморпути» были соизмеримы со стоимостью строительства трех скважин, аналогичных той, которую построила на Штокмановском месторождении ППБУ Deepsea Delta, арендованная в Норвегии.

Но даже не это главное. России нечем бурить на арктическом шельфе. И поле деятельности для бурового судна «Севморпуть» открылось бы безграничное.

Однако в 2008 году было создано ФГУП «Атомфлот», которому были переданы все атомные суда и предприятия, занимающиеся их ремонтом и обслуживанием. В состав флота нового предприятия наряду с атомными ледоколами вошел и лихтеровоз «Севморпуть». В соответствии с приказом «Росатома» от 24.10.12 его ядерную установку должны были вывести в режим окончательной остановки.

Но судно все же оказалось востребованным для обеспечения возрастающего объема перевозок по СМП. Поэтому в конце декабря 2013 года был подписан приказ о восстановлении АЛВ «Севморпуть». В 2014 году на 82-м судоремонтном заводе

были проведены освидетельствование подводной части корпуса, ремонтные работы и продление ресурса атомного двигателя.

Затем были осуществлены ходовые испытания, которые завершились 1 декабря 2015 года. В свой первый рейс после 10 лет простоя лихтеровоз вышел в начале мая 2016 года с грузом стройматериалов и продуктами питания для острова Котельный (архипелаг Новосибирских островов).

Предполагается, что АЛВ «Севморпуть» еще как минимум 15 лет проработает в Арктике. При этом он будет использоваться не только для обеспечения северного завоза и выполнения рейсов в интересах Минобороны, но и в рамках нефтегазовых проектов. В частности, «Ямал СПГ».

При этом остается вполне актуальной идея переоборудования старых атомоходов в современные буровые суда, столь востребованные в арктическом регионе.

Ледовый флот «Ямал СПГ»

В октябре 2010 года Правительство РФ утвердило Комплексный план по развитию производства сжиженного природного газа на полуострове Ямал. Понятно, что для строительства и завода СПГ, и порта Сабетта необходима доставка грузов морским путем в Обскую губу, которая большую часть года покрыта льдом. Пройти к причалам Сабетты в осенне-зимний период без ледовой проводки невозможно.

Поэтому 2 февраля первый зампред правления НОВАТЭКа Михаил Попов и гендиректор Атомфлота Вячеслав Рухса подписали соглашение о сотрудничестве. В нем выделено три приоритетных направления.

Во-первых, совместная разработка схем и организация безопасной транспортировки грузов для обустройства месторождений НОВАТЭКа на полуострове Ямал.

Во-вторых, осуществление пилотного проекта по морской перевозке ямальского СПГ с привлечением атомного ледокольного флота.

В-третьих, организация ледокольной проводки судов при доставке стабильного газового конденсата НОВАТЭКа из порта Витино в порты стран АТР.

А 12 ноября 2012 года Леонид Михельсон и Сергей Кириенко (в то время — глава Росатома) подписали гене-

В 2017 ГОДУ В СТРОЮ ОСТАНУТСЯ ЛИШЬ ДВА ИЗ ЧЕТЫРЕХ ДЕЙСТВОВАВШИХ НА НАЧАЛО 2010-Х ГОДОВ АТОМОХОДОВ. ПОЭТОМУ НЕОБХОДИМ СРОЧНЫЙ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ СУДОВ

ном заводе «Залив» им. Б.Е.Бутомы и предназначалось для доставки грузов по Северному морскому пути в районы Крайнего Севера.

Всего судно могло взять на борт 74 лихтера грузоподъемностью по 300 тонн или 1328 двадцатифутовых контейнеров. Начиная с 1994 года АЛВ «Севморпуть» использовался для перевозки продукции Норильского комбината на Дудинском направлении. Но в декабре 2006-го нормативный энергозапас активной зоны ядерного реактора был пол-

В ДЕКАБРЕ 2017 ГОДА ДОЛЖНО БЫТЬ ЗАВЕРШЕНО СТРОИТЕЛЬСТВО ЛЕДОКОЛА «АРКТИКА». НА БАЛТИЙСКОМ ЗАВОДЕ ЗАЛОЖЕНЫ ТАКЖЕ ЛЕДОКОЛЫ «СИБИРЬ» И «УРАЛ»

ностью использован. Поэтому дальнейшая эксплуатация лихтеровоза без проведения дорогостоящего ремонта была невозможна.

Судьба уникального судна могла сложиться по-разному. Он мог бы стоять у стенки причала без работы. Или же перевозить небольшие партии грузов, в убыток своему владельцу. Либо же просто-напросто быть утилизированным (на что, кстати, необходимы огромные средства).

Когда атомный ледокольный флот находился в доверительном управлении у Мурманского морского пароходства, была выдвинута идея создания

ральное соглашение, закрепляющее и расширяющее ранее достигнутые договоренности. Наконец, 28 ноября 2014 года ОАО «Ямал СПГ» и Атомфлот заключили договор на оказание комплексных услуг портового флота сроком до 31 декабря 2040 года.

В январе 2015 года Атомфлот заключил контракт с финской компанией Aker Arctic Technology Inc на разработку концепт-дизайна портового ледокола для Сабетты. А уже 30 апреля было подписано соглашение с Выборгским судостроительным заводом о создании ледокола «Обь» (проект Aker Arc 124). Закладка судна состоялась 27 сентября 2016 года. Оно должно сойти со стапелей в ноябре 2018 года.

Ледопродоходимость «Оби» составит 2 узла в сплошном льду толщиной 1,5 метра. Ледокол будет оборудован инновационной системой движения, состоящий из четырех азиподов мощностью около 3 МВт каждый. Они обеспечат высокую скорость хода по чистой воде (15 узлов), максимально эффективную работу во льду как кормой, так и носом, а также отличную маневренность, что позволит выполнять специальные задачи в акватории порта Сабетта.

Кроме того, реализация проекта «Ямал СПГ» потребовала строительства трех буксиров ледового класса и одного ледокольного буксира. Их изготовление ведет ООО «Краншип» (г. Темрюк, Краснодарский край).

В январе 2016 года был спущен на воду первый многоцелевой буксир ледового класса, получивший название «Пур». А в феврале — второй, «Тамбей» (в честь Южно-Тамбейского газоконденсатного месторожде-

ния). Уже 23 мая «Пур» провел первые швартовые операции в порту Сабетта. Судно продемонстрировало отличную маневренность и готовность выполнять работы любой сложности. В конце июня «Тамбей» прибыл к берегам Ямала.

Построенные буксиры имеют ледовый класс Arc 4. Их мощность составляет 3,84 мВт, скорость на открытой воде — 13 узлов. Максимальная осадка — 4,93 метра, длина — 30,87 метра, ширина — 11,2 метра. Численность экипажа — 10 человек.

Совместно с атомными ледоколами они будут обеспечивать проводку в акватории Сабетты газозовозов вместимостью свыше 170 тыс. м³ каждый. Ожидается, что после ввода в эксплуатацию СПГ-завода такие танкеры будут заходить в порт каждые 40 часов.

В феврале 2016 года «Краншип» и Атомфлот подписали также контракт на строительство ледокольного буксира проекта T40105 с мощностью пропульсивной установки около 7 МВт. Он также предназначен для работы в порту Сабетта.

Но пока до обслуживания судов-газовозов дело не дошло, атомный ледокольный флот и портовые буксиры обеспечивают доставку в порт Сабетта стройматериалов и конструкций завода СПГ, а также вывоз нефти с Новопортовского месторождения.

С этой задачей блестяще справляется атомоход «Вайгач». В частности, он обеспечил проводку по акватории Чукотского моря судов RED ZED I и RED ZED II с модулями для «Ямал СПГ». Эти рейсы наглядно продемонстрировали преимущество грузоперевозок по СМП.

Так, переход RED ZED II из порта Батам (Индонезия) в Сабетту занял 35 суток. Для сравнения: судно KANG SHENG KOU шло из порта Пенлай (КНР) до Ямала через Суэцкий канал в течение 55 суток.

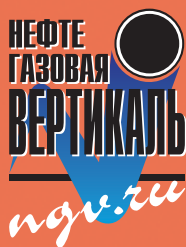
В ПЕРСПЕКТИВЕ ПОТРЕБУЕТСЯ СОЗДАНИЕ БОЛЕЕ МОЩНОГО ЛЕДОКОЛА «ЛИДЕР», СПОСОБНОГО ПРОКЛАДЫВАТЬ КАНАЛЫ ДЛЯ СУДОВ ВО ЛЬДАХ ТОЛЩИНОЙ ОТ 4 ДО 5 МЕТРОВ

В 2016 году проводку судов в Сабетту и Дудинку осуществляли также атомные ледоколы «Таймыр» и «Ямал». А в самом порту Сабетта были задействованы арендованные Атомфлотом ледоколы «Тор» и «Москва».

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АТОМНЫХ ЛЕДОКОЛОВ СДЕЛАЛО ВОЗМОЖНЫМ ПРОВЕДЕНИЕ МАСШТАБНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ АРКТИЧЕСКОЙ АКВАТОРИИ В ИНТЕРЕСАХ «РОСНЕФТИ»

Атомный ледокольный флот играет огромную роль в реализации нефтегазовых проектов в северных морях. Без современных атомоходов и судов ледового класса Арктику не освоить. ■

НГВ-2017



● 24 выпуска

● актуальные комментарии

● профессиональные дискуссии

● авторитетные мнения

● серьезная аналитика

● отраслевая информация

ПОДПИСКА НА «НЕФТЕГАЗОВУЮ ВЕРТИКАЛЬ» —

ВХОДНОЙ БИЛЕТ

В МИР ОТРАСЛЕВОЙ АНАЛИТИКИ

Тел./факс: +7(495)510-57-24, +7(499)750-00-70; podpiska@ngv.ru

Подписку на «Нефтегазовую Вертикаль» можно оформить также по каталогам «Роспечати» (индекс 47571), «Пресса России» (Е45380), «Деловая пресса» (06026DP)

РЫНКИ И ЛОГИСТИЧЕСКИЕ СХЕМЫ АРКТИЧЕСКОЙ НЕФТИ



Российский экспорт арктической нефти растет в течение пяти последних лет. Есть все основания ожидать, что восходящий тренд получит дальнейшее развитие. Соответственно, минеральное сырье будет играть определяющую роль в арктическом грузопотоке.

«Вертикаль» предлагает вниманию читателей эксклюзивные, никогда ранее не публиковавшиеся материалы исследования, посвященного оценке рынка арктической нефти и ее роли в арктическом грузопотоке. В обзоре дается подробная характеристика логистических схем и качества сырья, отправляемого на экспорт через действующие арктические терминалы. Помимо энциклопедичности, для обзора характерна высокая актуальность — вся информация дается по состоянию на середину февраля 2017 года.

Главный вывод — сложившаяся к настоящему времени система морской транспортировки арктической нефти способна обеспечить современные и планируемые на ближайшие годы объемы углеводородного сырья. Слабым звеном в перспективе может стать обеспеченность трафика ледокольной поддержкой.

Целью настоящей статьи является оценка рынка арктической нефти, ее роли в арктическом грузопотоке и характеристика логистических схем и качества сырья действующих в 2016 году арктических терминалов. Очевидно, что в среднесрочной перспективе минеральное сырье будет играть определяющую роль в арктическом грузопотоке. Несмотря на актуальность темы, систем-

ный анализ сложившейся логистики нефти, основного вида груза в настоящее время, ранее не проводился.

РАЗВИТИЕ РЫНКОВ АРКТИЧЕСКОЙ НЕФТИ

Начиная с 2012 года растет экспорт арктической нефти (см. «Объемы и направления экспортных поставок...»). Для этого было несколько

МИХАИЛ ГРИГОРЬЕВ

ООО «Гекон»,

Научный совет Российской академии наук по проблемам геологии и разработки месторождений нефти, газа и угля

предпосылок. В их числе — строительство нефтепровода Харьяга — Южное Хильчюю и ввод в эксплуатацию месторождений им. Романа Требса и Анатолия Титова (что обеспечило рост грузопотока Варандейского терминала), а также начало добычи на Приразломном и Новопортовском месторождениях.

Традиционным направлением морских поставок арктической нефти является европейский рынок. Поставки в Северную Америку (США и Канаду) прекратились в 2011 году. Основной объем нефти экспортируется в Нидерланды, второе место по поставкам занимает Великобритания (в 2013 году объем поставок в эту страну был доминирующим).

В различных объемах нефть поставляется в страны Западной Европы (Нидерланды, Великобритания,

Норвегия, Дания, Швеция, Бельгия, Франция, Германия). В Финляндию поставляется только газовый конденсат (в 2016 году осуществлены первые поставки конденсата в Нидерланды). Часть поставок на нерегулярной основе производится в европейские порты бассейна Средиземного моря — Италия, Испания, Хорватия, Румыния и Болгария. В 2013 году нефть экспортировалась в Алжир.

2016 год ознаменовался резким расширением географии поставок — были осуществлены трансатлантические перевозки в страны Латинской Америки (Тринидад и Тобаго, Колумбия) нефти ЛУКОЙЛа и его совместного предприятия с «Башнефтью» — «Башнефть-Полус» — с Варандейского терминала. Нефть в латиноамериканском направлении, по данным Федеральной таможенной службы, отгружалась, главным образом в суда типоразмера Афрамакс дедевейтом 105–117 тыс. тонн (18 судов); было также использовано одно судно типоразмера Суэцмакс дедевейтом 159 тыс. тонн.

Поставки в Тринидад и Тобаго могут быть обусловлены тем, что добыча нефти в стране, по данным BP Statistical Review of World Energy June 2016, с 2006 года снизилась почти вдвое — с 8,3 до 4,9 млн тонн в 2015 году, и высвобождаются мощности нефтеперерабатывающих заводов, рассчитанных на первичную переработку пиковых объемов. Стоит отметить, что в Латинскую Америку поставляется нефть премиального качества — средняя плотность 829 кг/м³ (38,5 градусов API) с содержанием серы 0,38%.

В настоящее время сложилась обширная география поставок арктической нефти (см. «Регионы поставок арктической нефти...»), что обусловлено гибкостью схем транспортировки морским транспортом. Производители и продавцы арктической нефти имеют возможность оперативно реагировать на изменения спроса на атлантическом рынке сырья.

РОЛЬ НЕФТИ В АРКТИЧЕСКОМ ГРУЗОПОТОКЕ

Перевозки нефти играют определяющую роль в развитии грузопотока по Северному морскому транспортному коридору (СМТК), который образуют акватории арктических морей и впадающих в них судоходных

рек России (см. «Динамика грузопотока...»). Основная грузовая база нефти формируется в Поморском секторе СМТК — на побережье и шельфе Печорского моря. Динамично развивающимся районом нефтедобычи в акватории сектора Северного морского пути является побережье Обской губы.

Основной объем нефти добывается и отгружается на морской транспорт с месторождений, расположенных на суше. На шельфе разрабатывается единственное месторождение — Приразломное. Весь вывоз нефти производится в западном направлении.

К началу 2017 года сложилось пять логистических схем транспортировки арктических углеводородов: 1. круглогодичные перевозки нефти дочерних предприятий «Газпром нефти» с Приразломного и Новопортовского проектов объединены в одну логистическую схему, использующую рейдовый перевалочный комплекс РПК «Норд» на рейде Кольского залива; наличие четырех сегрегаций у танкера-накопителя позволяет обрабатывать потоки нефти раздельно; 2. круглогодично отгружаемая с Варандейского терминала нефть ЛУКОЙЛа и «Башнефти» переваливается по схеме борт-о-борт на рейде Кольского залива; 3. круглогодичный вывоз конденсата Пеляткинского месторождения осуществляется танкером «Норильского никеля» как напрямую в Западную Европу, так и с перевалкой на рейде Кольского залива по схеме борт-о-борт; 4. сезонный вывоз нефти Песчанозерского месторождения «Арктикнефти» (остров Колгуев) осуществляется напрямую в Западную Европу; 5. сезонный вывоз части нефти, добываемой на Сандибинском месторождении ЛУКОЙЛа, осуществляется напрямую в Западную Европу.

КРУГЛОГОДИЧНАЯ ОТГРУЗКА НЕФТИ

Проект Варандей

Отгрузка нефти проекта является самой большой по размерам и растет. Логистическая схема сложилась во втором квартале 2016 года с началом перевалки нефти с челночных танкеров на танкеры-отвозчики на

Объемы и направления экспортных поставок арктической нефти, 2011–2016 гг.



Источник: ФТС России

рейде Кольского залива по схеме борт-о-борт.

Круглогодичная отгрузка добываемой на суше в северной части Тимано-Печорской провинции нефти производится со стационарного морского ледостойкого отгрузочного

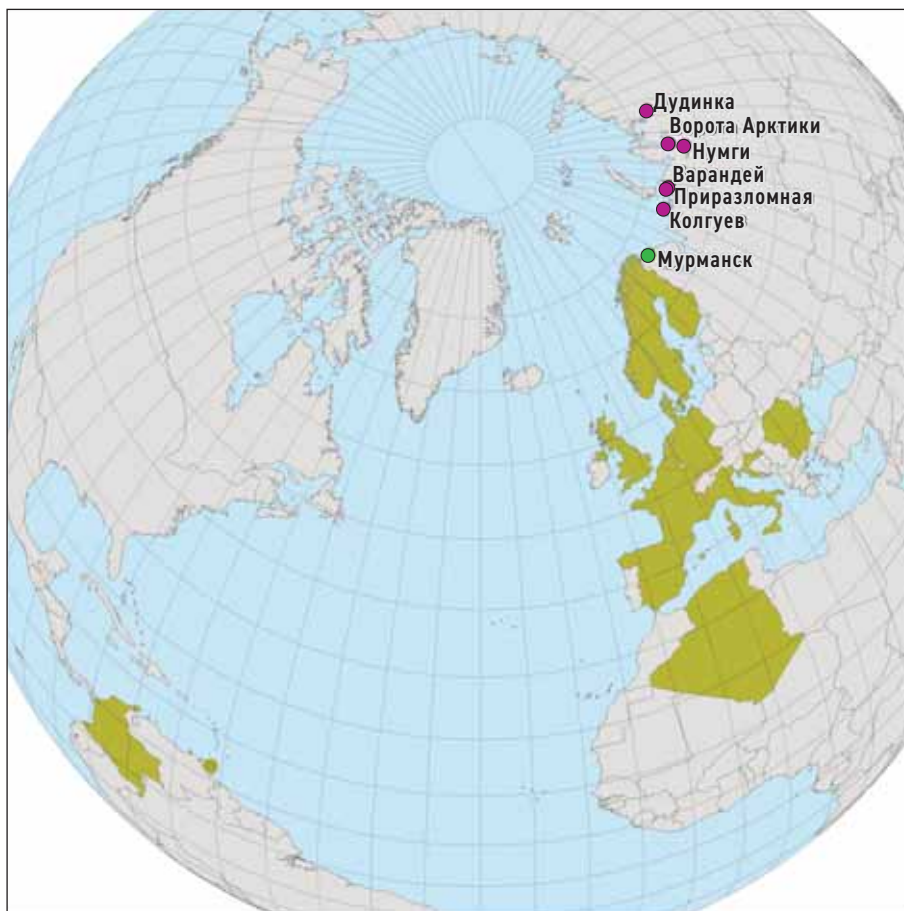
Начиная с 2012 года растет экспорт арктической нефти. Для этого было несколько предпосылок

причала (СМЛОП) «Варандей», расположенного на шельфе Печорского моря, на челночные танкеры ледового класса Arc6 типоразмера Панамакс дедевейтом 73 тыс. тонн. Вывоз обеспечивают три танкера ПАО «Совкомфлот», построенные для этого проекта.

Традиционным направлением морских поставок арктической нефти является европейский рынок. Поставки в Северную Америку (США и Канаду) прекратились в 2011 году

Размеры танкерных партий колеблются от 66 до 69 тыс. тонн, в среднем за 2016 год — 69 тыс. тонн. Средняя продолжительность кругового рейса

Регионы поставок арктической нефти и конденсата, 2012–2016 гг.



танкеров-челноков составляет девять с половиной суток. Танкеры следуют по трассе самостоятельно, без ледокольного обеспечения, в связи со сравнительно легкими ледовыми условиями плавания в восточной части Баренцева моря.

танкерами типоразмера Суэцмакс дедевейтом 150–159 тыс. тонн.

Классификация нефти по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»: легкая малосернистая. Параметры отгружавшейся в 2016 году нефти: плотность (кг/м³) от 828 до 839, средняя 829 (38,5 градусов API); содержание серы (весовые проценты) от 0,29 до 0,58, среднее 0,38.

В последние годы качество нефти имеет устойчивую положительную динамику, что связано с поступлением высококачественных нефтей по нефтепроводу Харьяга — Южное Хыльчю, введенному в строй осенью 2012 года (см. «Динамика объемов и плотности нефти...»).

Снижение добычи на Южно-Хыльчюском месторождении, ради которого в основном и сооружался СМЛОП, привело к падению качества отгружаемой Южно-Хыльчюской смеси (ЮХ смесь) за счет роста доли поставок низкокачественной нефти остальных месторождений Варан-

дейского минерально-сырьевого центра нефти (см. «Динамика центров нефтедобычи Тимано-Печоры», НГВ #4/2005).

Ввод в эксплуатацию нефтепровода Харьяга — Южное Хыльчю радикально изменил ситуацию, обеспечив отгрузку нефтей премиального качества (см. «Сопоставление качества арктических нефтей...»). На графике пересечение координат соответствует параметру сорта Юралс, отгружавшегося из Приморска в третьем квартале 2016 года.

Поставки нефти осуществлялись на условиях FCA Варандей. В 2016 году преобладали поставки в Нидерланды (64%), в Великобританию (14%), осуществлялись отдельные поставки во Францию, Хорватию и Германию. Знаковым событием 2016 года явились поставки в Южную Америку (Тринидад и Тобаго, Колумбия), которые составили 18% всех поставок.

Проект Приразломное

Отгрузка нефти увеличивается. Действующая логистическая схема сформировалась в начале 2016 года, когда 4 февраля танкер «Кирилл Лавров» доставил 62 тыс. тонн нефти с платформы «Приразломная» на РПК «Норд» на рейде Кольского залива.

Круглогодичная отгрузка добываемой на Приразломном месторождении нефти производится через два комплекса устройств прямой отгрузки нефти (КУПОН) морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная» на челночные танкеры ледового класса Arc6 типоразмера Панамакс дедевейтом 70 тыс. тонн. Вывоз обеспечивают два танкера ПАО «Совкомфлот», построенные для этого проекта.

Размеры танкерных партий колеблются от 62 до 68 тыс. тонн, в среднем за 2016 год — 67,2 тыс. тонн. Средняя продолжительность кругового рейса танкеров-челноков составляет 18,5 суток (большая длительность обусловлена тем, что мощности используемых танкеров избыточны при текущих объемах добычи). При росте отгрузки длительность рейсов будет сокращаться — в 2016 году длительность самого короткого рейса составила 11 суток.

Как и танкеры Варандейского проекта, суда с Приразломной обходятся без ледокольного обеспечения на трассах — это связано как с отно-

2016 год ознаменовался резким расширением географии поставок — были осуществлены трансатлантические перевозки в страны Латинской Америки (Тринидад и Тобаго, Колумбия)

На рейде Кольского залива перевалка производится на рейдовом перевалочном комплексе РПК-2 в районе пункта Мишуково в конвенционные танкеры типоразмера Афрамакс дедевейтом 103–117 тыс. тонн; несколько отвозок осуществлялось

сительно легкими ледовыми условиями, так и с достаточно высоким ледовым классом.

На рейде Кольского залива перевалка производится на РПК «Норд», использующем танкер «Умба» дедвейтом 300 тыс. тонн, расположенном в акватории морского порта Мурманск в среднем колене Кольского залива, между мысом Тухмачкин и мысом Краснощелье.

РПК «Норд» в 2016 году обеспечивал перевалку нефти Приразломного месторождения на конвенционные танкеры-отвозчики типоразмера Афрамекс дедвейтом 105–116 тыс. тонн; была осуществлена отгрузка на танкер типоразмера Суэцмакс дедвейтом 158 тыс. тонн и на два танкера типоразмера Хэндимакс дедвейтами 36 и 38 тыс. тонн.

Классификация отгружавшейся нефти сорта АРКО (ARCO — аббревиатура Arctic Oil): битуминозная высокосернистая (см. «Сопоставления качества арктических нефтей...»). Параметры отгружавшейся в 2016 году нефти: плотность (кг/м³) от 907 до 910, средняя 908 (23,9 градусов API); содержание серы (весовые проценты) от 2,2 до 2,3, среднее 2,3.

В 2016 году поставки нефти осуществляются на условиях CIF порт поставки. В 2016 году преобладали поставки в Нидерланды (86%), осуществлялись отдельные поставки в Италию (Аугуста и Милаццо) и Испанию.

Проект Новопортовское

Отгрузка нефти увеличивается. Действующая круглогодичная логи-

стическая схема сформировалась в 2016 году за два этапа:

⊙ 28 января первый танкер с нефтью Новопортовского месторождения «Ice Condor» ошвартовался на ледовом перегрузочном комплексе РПК «Норд»;

⊙ 25 мая началась отгрузка со стационарного морского ледостойкого отгрузочного терминала (СМЛОТ) «Ворота Арктики».

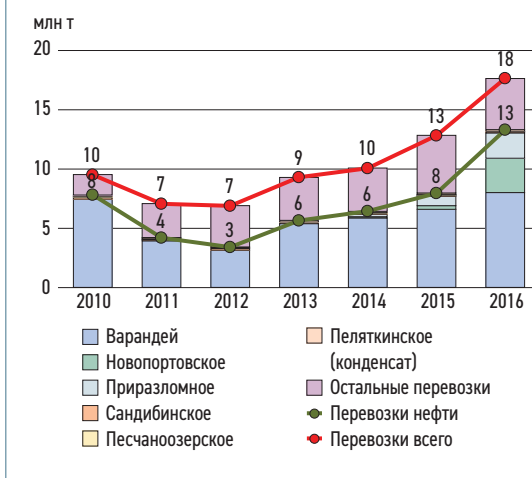
Используемый в качестве накопителя РПК «Норд» танкер «Умба» располагает четырьмя сегрегациями, что позволяет обрабатывать различные сорта нефти без их смешения. Таким образом, нефть, поступающая с Новопортовского месторождения, переваливается раздельно от менее качественной нефти Приразломного.

Вывоз круглогодично отгружаемой нефти с СМЛОТ «Ворота Арктики» планируется осуществлять шестью специально построенными для проекта танкерами ледового класса Arc7 дедвейтом 41–42 тыс. тонн. С сентября 2016 года на линии стал работать первый танкер, с ноября — второй, с января 2017 года — третий. Опыт эксплуатации челночных танкеров показал, что размер партий составляет 35 тыс. тонн.

В течение 2016 года вывоз нефти по временной схеме, а в последствии со стационарного терминала, осуществляла также флотилия из 10 зафрахтованных танкеров:

⊙ один малый танкер дедвейтом 16 тыс. тонн ледового класса Arc5;
⊙ четыре судна типоразмера Хэндисайз дедвейтом 18 тыс. тонн ледового класса Arc5/Arc4;

Динамика грузопотока по Северному морскому транспортному коридору, 2010–2016 гг.



⊙ два судна типоразмера Хэндимакс дедвейтом 30 тыс. тонн ледового класса Arc5;

⊙ три судна типоразмера MR дедвейтом 47 тыс. тонн ледового класса Arc4.

Транспортировка нефти этими судами имела ряд особенностей:

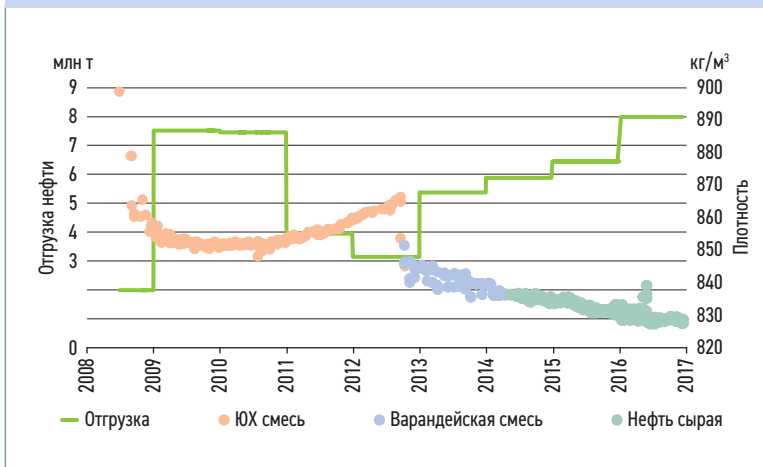
⊙ крупные суда загружались не на полную грузоподъемность (типоразмера MR партиями размером 27 тыс. тонн, типоразмера Хэндимакс партиями 24 тыс. тонн), что было обусловлено, очевидно, недостаточными проходными глубинами Обской губы в районе терминала;

Производители и продавцы арктической нефти имеют возможность оперативно реагировать на изменения спроса на атлантическом рынке сырья

⊙ суда типоразмера Хэндисайз с переменным ледовым классом (ледовый класс снижается при увеличении осадки груженого судна) имели изменяющуюся в зависимости от сезона загрузку: в летне-осеннюю навигацию партии составляли 18 тыс. тонн, а в зимне-весеннюю снижались до 16 тыс. тонн.

Доставлявшаяся на РПК «Норд» нефть переваливалась на танкеры-отвозчики различных типоразмеров — преимущественно Афрамекс (дедвей-

Динамика объемов и плотности нефти, отгружаемой с СМЛОП «Варандей»



том 105–117 тыс. тонн), но также на судно типоразмера Суэцмакс (дедвейт 158 тыс. тонн) и меньших размеров (суда типоразмеров MR и Хэндисайз дедвейтом 39–47 тыс. тонн).

Перевозка нефти в зимне-весенний период требует ледокольного сопровождения, которое осуществляют атомные ледоколы Атомфлота. Ледоколы типа «Таймыр» обеспечивают сопровождение танкеров по акватории Обской губы, ледоколы типа «Арктика» — в акватории Карского моря.

Основная грузовая база нефти формируется в Поморском секторе СМТК — на побережье и шельфе Печорского моря. Динамично развивающимся районом нефтедобычи является побережье Обской губы

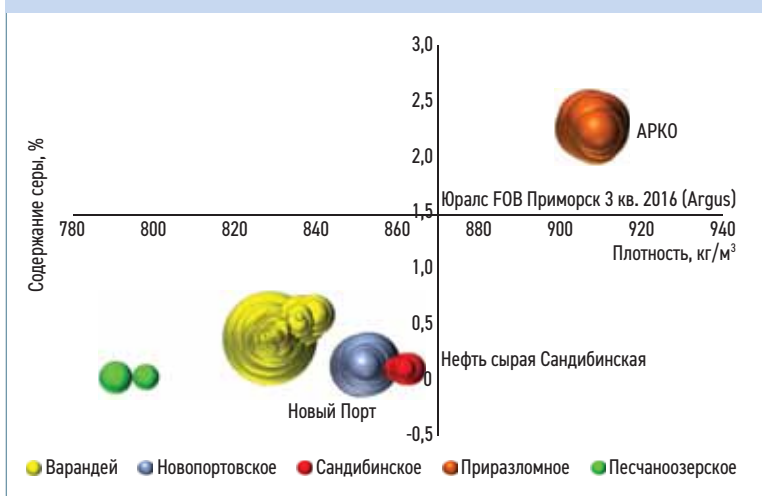
В легких ледовых условиях суда следуют через пролив Карские Ворота, при ухудшении условий плавания — мимо мыса Желания. Подобная схема транспортировки с передачей грузовых судов между ледоколами различных типов требует согласованности движения судов.

Интенсивное перемещение льдов в северном колене Обской губы в связи с отсутствием припая приводит к ледовым сжатиям, затрудняющим судоходство. В январе 2017 года ледокол «50 лет Победы» в течение почти трех суток проводил караван из четырех судов, в составе которого были два танкера Новопортовского проекта ледового класса Arc5 дедвейтом 16 и 30 тыс. тонн, по участку длиной чуть более 100 км.

Классификация отгружавшейся нефти сорта Новый порт (Novy Port): средняя малосернистая (см. «Сопоставления качества арктических нефтей...»). Параметры отгружавшейся в 2016 году нефти: плотность (кг/м³) от 851 до 854, средняя 852 (34 градуса API); содержание серы (весовые проценты) от 0,12 до 0,016, среднее 0,13.

Поставки нефти осуществляются на условиях CIF порт поставки. В апреле-декабре 2016 года преобладали поставки в Нидерланды (65%), осуществлялись поставки в Италию (13% — Аугуста и Лаверна), Данию (13%) и Швецию (8%).

Сопоставления качества арктических нефтей, отгруженных в 2016 г.



Проект Пеляткинское

Круглогодичный вывоз конденсата, добываемого «Таймыргазом», дочерним предприятием «Норильского никеля», обеспечивается собственным танкером компании ледового класса Arc7 дедвейтом 18,9 тыс. тонн. Отгрузка производится с фронтального нефтеналивного причала в порту Дудинка. Конденсат поставляется либо напрямую в Европу, либо переваливается на рейде Колыского залива в танкеры дедвейтом 15,2–16,7 тыс. тонн.

Ледокольное обеспечение вывоза заключается в основном в том, что атомные ледоколы типа «Таймыр» обеспечивают поддержание судоходного канала (за зимнюю навигацию последовательно прокладывается несколько каналов) на реке Енисей и в Енисейском заливе; по акватории Карского моря судно следует самостоятельно.

Средний размер танкерной партии — 12,7 тыс. тонн. Плотность конденсата — от 729 до 750 (среднее 737) кг/м³ (59,5 градуса API).

Особенностью добычи конденсата является его сезонность, поскольку конденсат добывается как компонент природного газа, потребление которого в летний период падает (см. «Динамика добычи и отгрузки газового конденсата...»). Это обуславливает необходимость складирования объемов конденсата, добытого в пиковый зимний период, для обеспечения равномерности отвозки в течение года, но в отдельные месяцы

обеспечивается вывоз двух танкерных партий.

Поставки конденсата осуществляются на условиях FOB Дудинка. В 2016 году поставки осуществлялись в Нидерланды (55%) и Финляндию (45%).

СЕЗОННАЯ ОТГРУЗКА НЕФТИ

Проект Песчаноозерское

Отгрузка нефти незначительна. Для отгрузки используется рейдовый терминал для перегрузки нефти, расположенный северо-восточнее острова Колгуев, через дюкер. Вывоз обеспечивают суда ледового класса Arc4 типоразмера Хэндимакс дедвейтом 36–37 тыс. тонн.

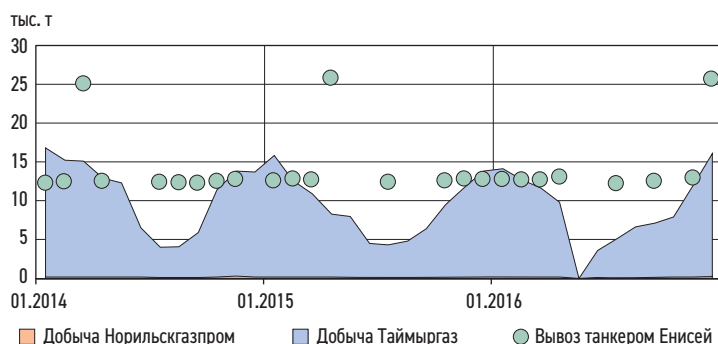
Размеры двух танкерных партий в 2016 году составили 18 и 28 тыс. тонн. Классификация отгружавшейся нефти: очень легкая малосернистая (см. «Сопоставления качества арктических нефтей...»). Параметры отгружавшейся в 2016 году нефти: плотность (кг/м³) от 791 до 798 (46,6–45,1 градуса API), содержание серы (весовые проценты) 0,02.

Поставки нефти осуществляются на условиях FOB остров Колгуев. Все поставки проводились в Нидерланды.

Проект Сандибинское

Морские транспортировки обеспечивают частичный вывоз нефти, добываемой на месторождении. Отгрузка производится с причала нефтеналивного пункта Нумги на реке

Динамика добычи и отгрузки газового конденсата Пеляткинского месторождения



Объ в речные танкеры типа Лена-нефть, и затем нефть переваливается по схеме борт-о-борт в районе мыса Каменный на морские танкеры для вывоза. В 2016 году использовались два танкера: малый танкер дедвейтом 15,9 тыс. тонн и типоразмера MR дедвейтом 47 тыс. тонн — оба ледового класса Arc4.

Размеры грузовых партий — 14,5 и 27,4 тыс. тонн; в связи с ограничениями по глубинам, танкер типоразмера MR загружался не полностью.

Классификация отгружавшейся нефти, именуемой «нефть сырая сандибинская»: средняя малосернистая (см. «Сопоставления качества арктических нефтей...»). Параметры отгружавшейся в 2016 году нефти: плотность (кг/м³) от 859 до 863, средняя 861 (32,3 градуса API); содержание серы (весовые проценты) 0,09.

В 2016 году поставки нефти осуществлялись на условиях FOB мыс Каменный, Обская губа. Все поставки направлялись в Нидерланды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Действующая в настоящее время система морской транспортировки нефти, добываемой на арктическом шельфе и его побережье, обеспечивает незатрудненный вывоз добываемых объемов сырья. Нет основания полагать, что в ближайшие годы будут реализованы новые арктические добычные проекты с вывозом нефти морским путем.

Наиболее вероятно, что новые терминалы будут созданы на Енисее в районе мыса Таналау и в Хатангском заливе. Но сейчас об этом говорить преждевременно, поскольку в этих районах проводятся геологи-

ческие работы поисково-оценочного этапа и величина возможной грузовой базы нефти не определена.

Производящие большие объемы нефти проекты (Варандей, Приразломное, Новопортовское) используют специально построенные для проектов суда высоких ледовых классов Arc6 и Arc7 (последний класс является самым высоким для действующих грузовых судов). В качестве вспомогательного флота проекта Новопортовское задействованы также суда ледовых классов Arc5 и Arc4, как ранее построенные для «ЛУКОЙЛ-Арктик-Танкера» с целью обеспечения арктических перевозок нефти, так и привлекаемые Совкомфлотом.

Опыт построенных специально для Новопортовского проекта танкеров серии «Штурман Альбанов» показал, что даже при завершении строительства всех шести судов они не смогут обеспечить вывоз всей добываемой нефти. Таким образом, необходимость привлечения дополнительных судов останется.

Из действующих проектов только два (Новопортовское и Пеляткинское) требуют ледокольного обеспечения для транспортировки в зимне-весеннюю навигацию. Вывоз из Дудинки происходит наряду с перевозками рудного концентрата «Норильского никеля», который обеспечивают однотипные танкеру пять контейнеровозов ледового класса Arc7. Они обладают достаточной ледопроемкостью, и транспортная схема требует привлечения атомных ледоколов типа «Таймыр» только для периодического обновления судовой базы на Енисее.

Вывоз нефти Новопортовского проекта обеспечивается ледоколь-

ным сопровождением судов от терминала «Ворота Арктики» через акваторию Обской губы и в Карском море.

Очевидно, что построенные для проекта суда ледового класса Arc7 смогут самостоятельно двигаться в проложенном ледоколом канале в губе. Обладая схожими техническими характеристиками с норильскими судами, они способны самостоятельно передвигаться и в юго-западной части Карского моря.

Ввод в эксплуатацию нефтепровода Харьяга — Южное Хильчуку радикально изменил ситуацию, обеспечив отгрузку нефти премиального качества

Однако суда ледового класса Arc5 могут ходить по Карскому морю в зимне-весеннюю навигацию самостоятельно только в легких ледовых условиях (под проводкой ледокола — в легких и средних), а суда класса Arc4 — только под проводкой ледокола и только в легких ледовых условиях.

Как и танкеры Варандейского проекта, суда с Приразломной обходятся без ледокольного обеспечения на трассах — это связано как с относительно легкими ледовыми условиями, так и с достаточно высоким ледовым классом

Последнее обстоятельство, с учетом роста грузопотока проекта «Ямал СПГ» и высокой востребованностью атомных ледоколов для его обеспечения, может негативно сказаться на обеспечении регулярного вывоза нефти Новопортовского проекта.

Одним из решений может стать согласование движения судов проекта с судами проекта «Ямал СПГ». Но это относится только к движению по Обской губе ниже Сабетты и в Карском море. Необходимость ледокольного сопровождения судов ледовых классов Arc4–Arc5 от Новопортовского до Сабетты останется. □



РАЗВИТИЕ АРКТИЧЕСКОГО ГРУЗОПОТОКА УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Оценки действующих и будущих добычных проектов в Арктической зоне Российской Федерации позволяют выполнить прогноз грузопотока углеводородного сырья в акваториях арктических морей. Согласно полученной оценке, он достигнет максимума (39 млн тонн) в 2022 году, после чего начнется его плавное снижение.

Компенсировать падение грузопотока призваны заявленные проекты — «Арктик СПГ», «Печора СПГ» и Таналау. Если исходить из утвержденного проекта «Печора СПГ», принять мощность завода «Арктик СПГ» равной мощности «Ямал СПГ», а также учесть транспортировку сырья с Пайяхских месторождений (с учетом ранее заявленной мощности терминала), то общий поток углеводородов может достичь к 2025 году 65 млн тонн. Большие надежды связываются с результатами геологоразведочных работ, проводимых «Роснефтью» и ЛУКОЙлом в районе Хатангского залива, продукция из которого будет вывозиться по акватории Северного морского пути. Но компании только приступают к поисково-оценочному бурению и любое прогнозирование грузопотока пока преждевременно. Устойчивое развитие проектов в регионе Северного морского пути, в первую очередь в Обской губе, зависит от ледокольного обеспечения. Ожидаемое увеличение объемов вывоза продукции ГМК «Норильский никель» до 1,5 млн тонн, а главное, планируемая разработка месторождений угля на Западном Таймыре силами УК «ВостокУголь» (оценочный объем отгрузки — 10 млн тонн в год), потребуют привлечения дополнительных сил атомного ледокольного флота. Решение одно — строительство по меньшей мере двух дополнительных атомных ледоколов типа ЛК-60Я, которое должно начаться сразу после спуска со стапеля строящихся в настоящее время судов.

Экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации обоснованно связывается с реализацией крупных инвестиционных проектов по освоению минеральных ресурсов. Основную роль будут играть проекты по добыче нефти и газа. Но будут также осуществляться и проекты по разработке руд и угля.

Особняком стоят проекты, реализуемые с использованием мор-

ской схемы транспортировки. Рассмотрим подробно связанные с этим вопросы.

СОСТОЯНИЕ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

В настоящее время можно говорить о развитии 10 проектов в Арктической зоне РФ по освоению углеводородного сырья с последующей

МИХАИЛ ГРИГОРЬЕВ

ООО «Гекон»,

Научный совет Российской академии наук
по проблемам геологии и разработки
месторождений нефти, газа и угля

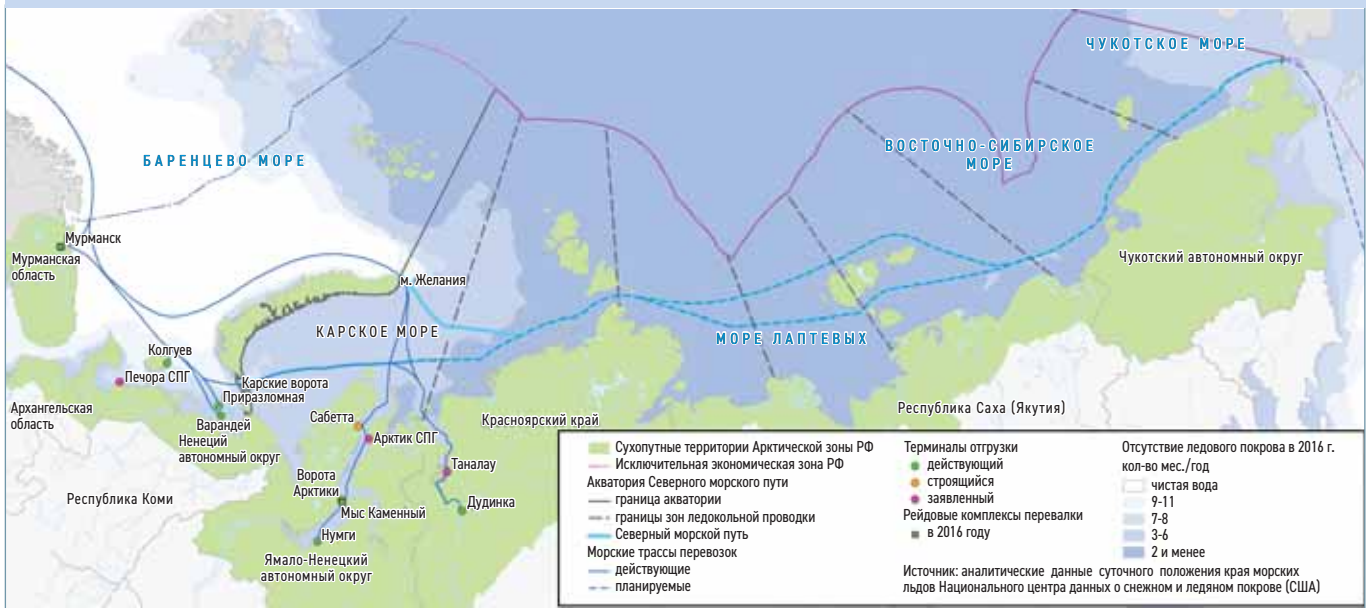
перевозкой морским транспортом (см. «Обзорная карта терминалов и трасс транспортировки»).

Часто упоминаемые Штокмановское и Долгинское месторождения в качестве проектов рассматриваться не могут — как в силу отсутствия технического проекта и принятия инвестиционного решения (Штокмановское), так и в силу еще недостаточной геологической изученности (Долгинское). Оба проекта могут рассматриваться как возможные, со сроком реализации за горизонтом 2030 года.

Все проекты можно классифицировать по двум показателям — степень подготовленности ресурсной базы к освоению (по степени промышленного освоения месторождений) и готовность транспортной инфраструктуры — действующая, строящаяся, проектируемая или заявленная (см. «Ранжирование проектов освоения углеводородных ресурсов...»).

Необходимость оценки развития транспортной инфраструктуры при планировании проектов и управлении их развитием очевидна для арктических территорий, удаленных от систем магистральных нефте- и газопроводов. При освоении месторождений этих регионов необходимо

Обзорная карта терминалов и трасс транспортировки



расширение обеспечивающей транспортной инфраструктуры.

С точки зрения Минприроды России, в арктическом регионе мы имеем дело с развитием минерально-сырьевых центров, определяемых как «совокупность разрабатываемых и планируемых к освоению месторождений и перспективных площадей, связанных общей существующей и планируемой инфраструктурой и имеющих единый пункт отгрузки добываемого сырья или продуктов его обогащения в федеральную или региональную транспортную систему (железнодорожный, трубопроводный и морской транспорт) для доставки потребителям» (Стратегия геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 21.06.2010 N1039-р).

Анализируя проекты, следует обратить внимание на следующие обстоятельства:

⊙ практически все проекты связаны с освоением месторождений суши, единственным шельфовым проектом является Приразломное; при развитии добычи газа и производства сжиженного природного газа на полуострове Гыдан (проект «Арктик СПГ») в освоение, возможно, будут вовлечены части месторождений, находящихся в акватории Обской губы (по российскому законодательству она определяется как «внутренние морские воды», в международном праве такое

понятие отсутствует, используется термин «внутренние воды»);

⊙ вывоз сырья предполагает использование для основных месторождений челночной схемы круглогодичной транспортировки судами усиленного ледового класса; вся перевалка нефти производится и будет производиться в дальнейшем на акваториях российских портов, а перевалка СПГ — за рубежом;

⊙ реализация проектов, круглогодичные логистические схемы которых используют Северный морской путь, требует ледокольной проводки судов.

ОПИСАНИЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ И СТРОЯЩИХСЯ ПРОЕКТОВ

Проект Новопортовское

Задача: разработка Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения и круглогодичный экспорт смеси нефти и конденсата (сорт Novu Port) в Западную Европу.

Недропользователи: ООО «Газпром-нефть-Ямал» (дочернее общество ПАО «Газпром нефть»).

Статус: действующий.

Терминал: стационарный морской ледостойкий отгрузочный терминал (СМЛОТ) беспричальной отгрузки нефти «Ворота Арктики».

Груз: нефть, впоследствии смесь нефти и газового конденсата.

Ожидаемый максимальный объем годовой отгрузки в соответствии с утвержденным проектом разработ-

ки: 6,3 млн тонн (см. «Прогноз отгрузки нефти»).

Навигация: круглогодичная.

Порт: Сабетта, участок №3.

Расположение месторождений: полуостров Ямал, Ямало-Ненецкий АО. Расположение терминала: Карское море, Обская губа.

Грузовой флот: шесть челночных танкеров ледового класса Arc7 дедвейтом 41–42 тыс. тонн (три в эксплуатации, один построен, два ожидаются постройкой в первом полугодии 2017 года).

Экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации обоснованно связывается с реализацией крупных инвестиционных проектов по освоению минеральных ресурсов

Владелец (оператор) грузового флота: «Совкомфлот».

Ледокольное обеспечение проводки судов: Атомфлот, поддержание канала в Обской губе, сопровождение на акватории Обской губы и в Карском море; долгосрочный контракт до 2040 года в стадии заключения.

Логистическая схема: вывоз челночными танкерами с перевалкой через РПК «Норд» (танкер типоразмера

Ранжирование проектов освоения углеводородных ресурсов по степени подготовленности ресурсной базы и состоянию развития транспортной инфраструктуры

Статус проекта (готовность инфраструктуры)	Навигация	Месторождения			Логистические схемы	Расположение лицензионных участков				Ледокольное обеспечение	Атомфлот
		Разрабатываемые	Подготовленные для освоения	Разведываемые		Суша	Внутренние морские воды	Территориаль- ное море	Континенталь- ный шельф		
Действующий	Сезонная	Песчаноозерское			5						
		Сандибинское			4						
	Круглогодичная	Варандей			2						
		Приразломное			1						
		Новопортовское									
			Пеляткинское		3						
		Строящийся		Ямал СПГ	план						
		Проектируемый									
Заявленный		Арктик СПГ									
		Печора СПГ									
			Таналау								

нефть

конденсат

СПГ

перевалка за рубежом

перевалка в России

1 номер логистической схемы

VLCC дедевейтом 300 тыс. тонн) заявленной мощностью 12 млн тонн в год на рейде Кольского залива в акватории порта Мурманск.

Проект Приразломное

Задача: разработка шельфового Приразломного нефтяного месторождения и круглогодичный экспорт нефти (сорт ARCO) в Западную Европу.

Расположение месторождений: Печорское море, континентальный шельф.
Расположение терминала: Печорское море, континентальный шельф.
Грузовой флот: два танкера ледового класса Arc6 дедевейтом 70 тыс. тонн.
Владелец (оператор) грузового флота: «Совкомфлот».

Ледокольное обеспечение проводки судов не требуется.

Логистическая схема: вывоз челночными танкерами с перевалкой через РПК «Норд» (танкер типоразмера VLCC дедевейтом 300 тыс. тонн) заявленной мощностью 12 млн тонн в год на рейде Кольского залива в акватории порта Мурманск.

Проект Варандей

Задача: разработка месторождений Варандейского минерально-сырьевого центра нефти и круглогодичный экспорт смеси добываемой нефти и нефти, поставляемой по трубопроводу Харьягинское месторождение — Южно-Хыльчукское месторождение в Западную Европу.

Недропользователи: ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «Башнефть-Полюс» (совместное предприятие ОАО «Башнефть» — 74,9% и ПАО «ЛУКОЙЛ» — 25,1%), ООО «Нефтегазовая компания «Развитие регионов» (дочернее общество ООО «Полар Ойл Продактс»).

Статус: действующий.

В настоящее время можно говорить о развитии 10 проектов в Арктической зоне РФ по освоению углеводородного сырья с последующей перевозкой морским транспортом

Недропользователи: ООО «Газпром нефть шельф» (дочернее общество ПАО «Газпром нефть»).

Статус: действующий.

Терминал: морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная».

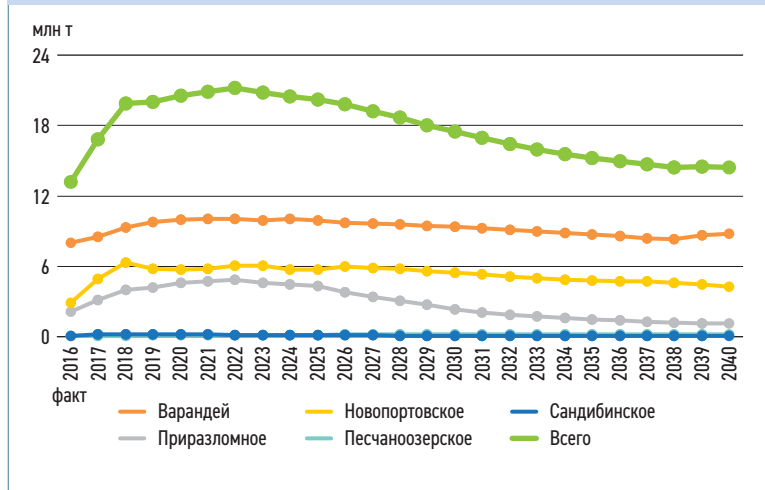
Груз: нефть.

Ожидаемый максимальный объем годовой отгрузки в соответствии с утвержденным проектом разработки: 4,8 млн тонн «Прогноз отгрузки нефти»).

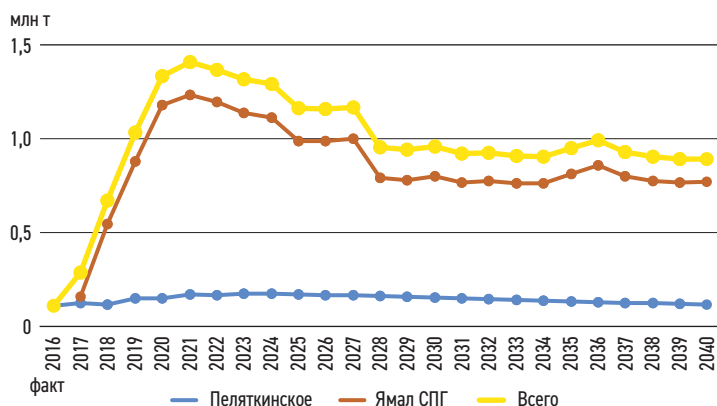
Навигация: круглогодичная.

Порт приписки МЛСП: Нарьян-Мар.

Прогноз отгрузки нефти



Прогноз отгрузки конденсата



Терминал: стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП) «Варандей».

Груз: нефть.

Ожидаемый максимальный объем годовой отгрузки в соответствии с утвержденным проектом разработки: 10 млн тонн — оценочно (см. «Прогноз отгрузки нефти»).

Навигация: круглогодичная.

Порт: Варандей.

Расположение месторождений: Ненецкий АО.

Расположение терминала: Печорское море, континентальный шельф. **Грузовой флот:** три танкера ледового класса Arc6 дедвейтом 73 тыс. тонн. **Владелец (оператор) грузового флота:** «Совкомфлот».

Ледокольное обеспечение проводки судов не требуется.

Логистическая схема: перевалка на рейде Кольского залива в акватории порта Мурманск по схеме борт-борт; с сентября 2017 года плани-

руется перевалка через РПК (танкер типоразмера ULCC дедвейтом 340 тыс. тонн заявленной мощностью 12 млн тонн в год).

Проект Песчаноозерское

Задача: разработка Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения и сезонный экспорт нефти в Западную Европу.

Недропользователи: ООО «Арктик-нефть» (дочерняя компания британской Urals Energy).

Статус: действующий.

Терминал: рейдовый терминал для перегрузки нефти, расположенный северо-восточнее острова Колгуев (дюкеры №1 и №2).

Груз: нефть.

Ожидаемый максимальный объем годовой отгрузки в соответствии с утвержденным проектом разработки: 0,2 млн тонн (см. «Прогноз отгрузки нефти»).

Навигация: сезонная.

Порт: Мурманск, участок №5.

Расположение месторождений: Ненецкий АО, остров Колгуев.

Расположение терминала: Печорское море, территориальное море.

Необходимость оценки развития транспортной инфраструктуры при планировании проектов очевидна для арктических территорий, удаленных от систем магистральных нефте- и газопроводов

Грузовой флот: фрахтуемые суда (в 2016 году два танкера ледового класса Arc4 дедвейтом 36 и 37 тыс. тонн). **Владелец (оператор) грузового флота:** в 2016 году Offen Group.

Ледокольное обеспечение проводки судов не требуется.

Логистическая схема: прямая поставка в Западную Европу.

Проект Сандибинское

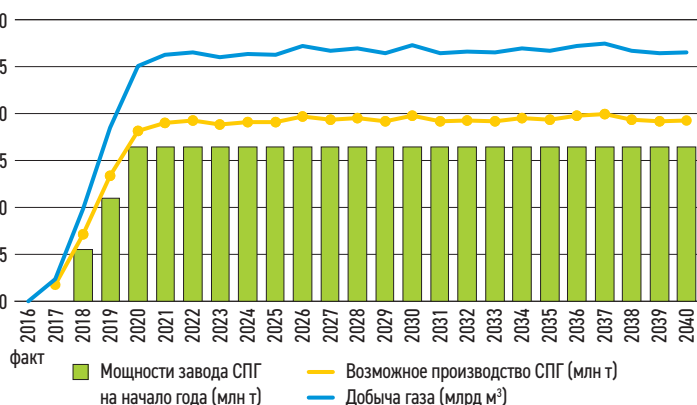
Задача: разработка Сандибинского нефтяного месторождения и отгрузка части добытой нефти в сезонную навигацию в Западную Европу (название «нефть сырая сандибинская»).

Недропользователи: ОАО «РИТЭК» (дочернее общество ПАО «ЛУКОЙЛ»).

Статус: действующий.

Практически все проекты связаны с освоением месторождений суши, единственным шельфовым проектом является Приразломное

Прогноз добычи газа и отгрузки СПГ



Терминал: причал нефтеналивного пункта Нумги.

Груз: нефть.

Ожидаемый максимальный объем годовой отгрузки в соответствии с утвержденным проектом разработки: 0,2 млн тонн (см. «Прогноз отгрузки нефти»).

Навигация: сезонная.

Порт: внутренние водные пути, пункт Нумги.

Расположение месторождений: Ямало-Ненецкий АО.

Расположение терминала: Ямало-Ненецкий АО.

Грузовой флот: фрахтуемые суда (в 2016 году два танкера ледового класса Arc4 дедвейтом 16 и 47 тыс. тонн).

Владелец (оператор) грузового флота: в 2016 г. Roswell Tankers Corp. и «Совкомфлот».

Ледокольное обеспечение проводки судов не требуется.

Вывоз сырья предполагает использование для основных месторождений челночной схемы круглогодичной транспортировки судами усиленного ледового класса

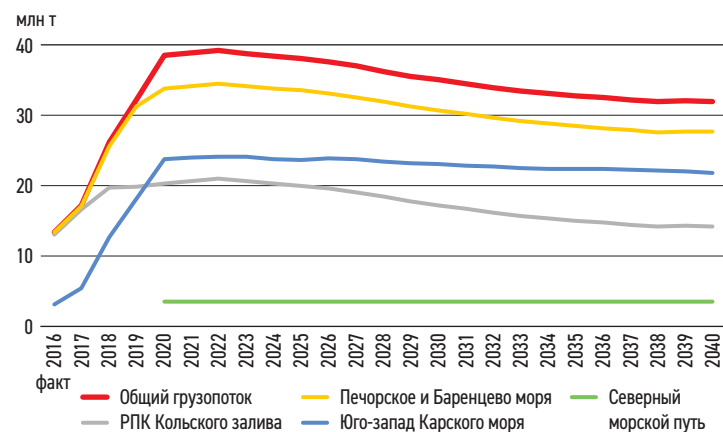
Логистическая схема: отгрузка на речные танкеры с последующей перевалкой на морские танкеры в районе мыса Каменный и прямая поставка в Западную Европу.

Проект Пеляткинское

Задача: разработка Пеляткинского газоконденсатного месторождения, поставка газа для нужд муниципальных образований города Норильск и Дудинки и круглогодичный экспорт стабильного газового конденсата в Западную Европу.

Недропользователи: ООО «Таймыр-газ» (дочернее общество ПАО «ГМК «Норильский никель»).

Прогноз распределения грузопотока



Статус: действующий.

Терминал: фронтальный нефтеналивной причал в порту Дудинка.

Груз: конденсат.

Ожидаемый максимальный объем годовой отгрузки в соответствии с утвержденным проектом разработки: 0,2 млн тонн (см. «Прогноз отгрузки нефти»).

Навигация: круглогодичная (с 1 января по 20 мая, с 15 июня по 31 декабря).

Порт: Дудинка.

Расположение месторождений: Красноярский край.

Расположение терминала: Красноярский край.

Грузовой флот: танкер ледового класса Arc7 дедвейтом 19 тыс. тонн.

Владелец (оператор) грузового флота: ГМК «Норильский никель».

Ледокольное обеспечение проводки судов: Атомфлот, поддержание судоходного канала на реке Енисей и в Енисейском заливе.

Логистическая схема: перевалка на рейде Кольского залива в акватории порта Мурманск или прямая поставка в Западную Европу.

Проект Ямал СПГ

Задача: обустройство и разработка большей части Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения, производство сжиженного природного газа (СПГ) и круглогодичный экспорт СПГ и стабильного газового конденсата на мировые рынки, в том числе в страны АТР через Северный морской путь.

Недропользователи: ООО «Ямал СПГ» (ОАО «НОВАТЭК» — 50,1%, Total — 20%, CNPC (China National Petroleum Corporation — Китайская национальная нефтегазовая корпорация) — 20%, Silk Road Fund (Фонд шелкового пути) — 9,9%). Доля Total в НОВАТЭК — 18,6%. *Статус:* строящийся.

Терминал: отгрузочная технологическая эстакада СПГ с двумя причалами, отгрузочный причал нефтеналива в порту Сабетта.

Груз: СПГ, конденсат.

Ожидаемый максимальный объем годовой отгрузки в соответствии с утвержденным проектом разработки: 17,7 млн тонн (см. «Прогноз отгрузки конденсата» и «Прогноз отгрузки газа и СПГ»).



Навигация: круглогодичная.

Порт: Сабетта.

Расположение месторождений: полуостров Ямал, Ямало-Ненецкий АО. Расположение терминала: полуостров Ямал, Ямало-Ненецкий АО.

Грузовой флот для перевозки СПГ: 15 газозовов ледового класса Arc7 дедвейтом 97 тыс. тонн, один построен; 11 дополнительных газозовов (зафрахтовано семь судов: шесть действующих — четыре судна ледового класса Arc4 дедвейтом 90 тыс. тонн, два судна ледового класса Arc4 дедвейтом 85 тыс. тонн и одно судно в постройке).

Грузовой флот для перевозки конденсата: два танкера ледового класса Arc7 (в постройке) дедвейтом 43 тыс. тонн.

Владелец (оператор) грузовых газозовов класса Arc7: Mitsui O.S.K. Lines (MOL) в партнерстве с China Shipping Development; Teekay LNG Partners в партнерстве с China LNG Shipping, Dynagas в партнерстве с Sinotrans и China LNG Shipping.

Владелец (оператор) дополнительных 11 газозовов: Dynagas (шесть судов) и Teekay (судно в постройке).

Владелец (оператор) танкеров для конденсата: Dynacom (дочернее Dynagas). Ледокольное обеспечение: проводка судов по акватории Обской губы и в Карском море; в летне-осеннюю навигацию — по всей акватории Северного морского пути.

Логистическая схема: прямой вывоз продукции в Западную Европу с последующей перевалкой на конвенционные газозовы либо сдача в газотранспортную систему; в летне-осеннюю навигацию — поставки в страны Азиатско-Тихоокеанского региона по Северному морскому пути.

ПРОГНОЗЫ ОТГРУЗКИ С ТЕРМИНАЛОВ

Прогнозирование грузопотока должно опираться на наиболее достоверные оценки добычи углеводородного сырья. В России ими яв-

ляются проектные документы, утверждаемые Центральной комиссией по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального

Основной объем добычи и отгрузки нефти обеспечат три проекта: Варандей, Приразломное и Новопортовское

агентства по недропользованию (ЦКР Роснедр по УВС).

Объемы отгружаемой нефти и конденсата принимаются в соответствии с их ожидаемой добычей. При оценке возможной величины отгрузки сжиженного природного газа необходимо проводить конвертацию объемов добываемого природного газа в вес производимого СПГ.

Грузовой флот проектов

Регион	Проект	Навигация	Груз	Максималь- ный объем перевозок, млн.т	Судовладе- лец/Оператор	Число судов	Дедвейт, тыс. т	Ледовый класс	Ледокольное обеспечение "Атомфлот"		
Печор- ское море	Песчаноозерское	сезонная	сырая нефть	0,2	фрахт	2*	36, 37	Arc4			
	Варандей		сырая нефть	10 (оценочно)	Совкомфлот	3	73	Arc6			
	Приразломная		сырая нефть	4,8		2	70	Arc6			
Карское море	Новый Порт		сырая нефть и конденсат	6,3		Совкомфлот	6	41	Arc7	заклучение контракта до 2040 г.	
	Ямал СПГ	круглого- дичная	сжиженный природный газ	16,5	Mitsui OSK Lines (MOL) 50%; China Shipping Devel- opment» («CSD») 50%		1	97	Arc7	контракт подписан до 2040 г.	
					Teekay LNG Partners 50%; China LNG Shipping (CLNG) 50%	3					
					Dynagas 49%; Sinotrans 25,5%; China LNG Shipping (CLNG) 25,5%	6					
					Dynagas	5					
					Dynagas	4	90				Arc4
					Dynagas	2	85				Arc4
					Teekay	1	н/д				н/д
					не определен	4					
	конденсат	1,2	Dynacom	2	43	Arc7					
	Сандибинское	сезонная	сырая нефть	0,2	фрахт	2*	16, 47	Arc4			
Енисей	Пелятинское	круглого- дичная	конденсат	0,2	Норильский Никель	1	19	Arc7	заклучение контракта до 2040 г.		

* фрахтованные суда в навигацию 2016 г.

Прогноз осуществлен до 2040 года. Этот год принят исходя из заключенных и заключаемых договоров Атомфлота на ледокольное обеспечение именно до этого срока, он не выходит за временные рамки действующих лицензий.

Согласно проектам разработки, максимальный объем грузопотока в 2022 году составит 39 млн тонн, а затем он будет снижаться

Основной объем добычи и отгрузки нефти обеспечат три проекта: Варандей, Приразломное и Новопортовское (см. «Прогноз отгрузки нефти»). Отгрузка Варандейского и Новопортовского терминалов будет достаточно устойчива. Общий объем отгрузки нефти достигнет максимума в 2022 году (21 млн тонн).

Зонами формирования грузовой базы будут шельф и побережье Печорского моря и Обская губа. Основной грузопоток будет направлен в Атлантику в западном направлении

Основной объем добычи и отгрузки конденсата обеспечит проект «Ямал СПГ» (см. «Прогноз отгрузки конденсата»). Добываемый в рамках Новопортовского проекта конденсат планируется отгружать в виде смеси с нефтью. Отгрузка конденсата достигнет пика в 2021 году (1,4 млн тонн), после чего начнет снижаться.

Основной и единственный объем добычи газа и отгрузки СПГ обеспечит проект «Ямал СПГ» (см. «Прогноз добычи газа и отгрузки СПГ»).

В соответствии с утвержденным проектом разработки будет добываться количество газа, превышающее потребности завода по производству СПГ заявленной мощности. Очевидно, часть газа будет использоваться для теплоэлектрогенерации для обеспечения производства. Уже ведется строительство ТЭЦ 376 МВт (восемь блоков по 47 МВт).

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГРУЗОПОТОКА

Согласно проектам разработки, максимальный объем грузопотока в 2022 году составит 39 млн тонн, а затем он будет снижаться — до 32 млн тонн в 2040 году.

Зонами формирования грузовой базы будут шельф и побережье Печорского моря и Обская губа. Основной грузопоток будет направлен в Атлантику в западном направлении. Транспортировка сжиженного природного газа проекта «Ямал СПГ» в восточном направлении через Северный морской путь в летне-осеннюю навигацию может составить, по оценке ПАО «Совкомфлот» (доклад на 7th Arctic Shipping Summit, London, 11.11.15), 3,5 млн тонн в год.

Исходя из грузовместимости газозовозов, для этого потребуется около 40 рейсов груженых судов. Столько же обратных рейсов судами будет выполнено в балласте. Транспортировка газового конденсата проекта «Ямал СПГ» в восточном направлении также возможна, но тоже в весьма ограниченных количествах.

На основе этих предпосылок можно оценить грузопотоки по районам Северного морского транспортного коридора (см. «Прогноз распределения грузопотока»).

В юго-западной части Карского моря грузопоток будет сформирован за счет вывоза из Обской губы и Енисея. Далее он будет распределен по двум направлениям: меньшая часть пойдет на восток по Северному морскому пути, большая — на запад через акватории Печорского и Баренцева морей.

В акватории Печорского моря грузопоток с востока будет дополнен отгрузкой нефти с терминалов Приразломное, Варандей и Колгуев. Это приведет к формированию самого крупного грузопотока в российской Арктике, далее выходящего в Северную Атлантику.

Основная часть нефтяного сырья будет вывозиться по челночным схемам и переваливаться на рейдовых перевалочных комплексах Кольского залива в акватории порта Мурманск.

Сжиженный природный газ проекта «Ямал СПГ» планируется доставлять на терминал в Зебрюгге (Бельгия), как для перевалки на конвенционные газозовозы для дальнейшей доставки потребителям, так и для регазификации с последующей подачей в газотранспортную систему.

Не только компенсацию падения объемов грузопотока, но и его рост должны обеспечить несколько терминалов. В первую очередь это заявленные проекты — «Арктик СПГ», «Печора СПГ», Таналау (нефть). Лишь для одного из них («Печора СПГ») утвержден проект разработки. Но ситуация с проектом неопределенная — основной акционер, «Роснефть», рассматривает возможность

Изменение численности группировки атомных ледоколов

Тип	Название судна	IMO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Число действующих ледоколов			4					5		6	5	4		
«Таймыр» (проект 10580)	Таймыр	8417481												
	Вайгач	8417493												
«Арктика» (проект 10520)	Ямал	9077549												
	50 лет Победы	9152959												
ЛК-60Я (проект 22220)	Арктика	9694725	заложен 5.11.2013											
	Сибирь	9774422	заложен 26.05.2015											
	Урал	9658642				заложен 25.07.2016								
			строительство			эксплуатация			продление срока эксплуатации					

строительства не только завода СПГ на гравитационной либо на плавучей платформе у берега мощностью около 4,3 млн тонн в год, но и газохимического предприятия мощностью 6,9 млн тонн метанола (либо 4,3 млн тонн метанола и 3,3 млн тонн карбамида). Отягчающим обстоятельством является отсутствие в настоящее время у проекта разрешения на экспорт СПГ.

Наиболее вероятна реализация НОВАТЭКом проекта «Арктик СПГ», развивающего производство СПГ на полуостровах Ямал и Гыдан. Но он находится в зависимости от результатов развития проекта «Ямал СПГ». Правда, к нему проявляют активный интерес различные инвесторы, в основном из Азиатско-Тихоокеанского региона.

Представленный Независимой нефтегазовой компанией проект разработки Северо-Пайяхского и Пайяхского месторождений, обеспечивающий развитие терминала Таналау, был утвержден ЦКР Роснедр по УВС. Но впоследствии компания полностью списала запасы основного месторождения проекта (Северо-Пайяхского), и ситуация с оценкой возможных объемов добычи и вывоза сырья не определена.

Возможное строительство отгрузочных терминалов в районе Хатангского залива увеличит грузопоток в западной части Северного морского пути. Однако его величина и дальнейшее распределение по направлениям транспортировки пока не ясны.

РАЗВИТИЕ ГРУЗОВОГО ФЛОТА

Для проектов с круглогодичной навигацией либо построен, либо строится специальный флот.

Сезонная навигация обеспечивается различными фрахтуемыми судами. Для вывоза нефти Новопортовского месторождения до завершения строительства флота проекта также привлекаются фрахтуемые суда. Потребность в части из них, очевидно, останется и после завершения строительства планируемых 6 судов (см. «Рынки и логистические схемы арктической нефти», стр. 68, «Грузовой флот проектов»).

Закончено формирование флота, обеспечивающего круглогодичную навигацию проектов Варандей, Приразломное и Пеляткинское. 16 февраля 2017 года завершена постройка

четвертого танкера-челнока для Новопортовского проекта «Штурман Скуратов», строительство остальных двух судов будет закончено в первой половине 2017 года.

Флот проекта «Ямал СПГ», начало отгрузки продукции которого намечено до октября 2017 года, находится в стадии формирования. Принят в эксплуатацию и проходит ледовые испытания головной газовоз серии ледового класса Arc7 вместимостью 172 тыс. м³ СПГ — *Christophe de Margerie*. Завершение строительства серии из 15 судов планируется в 2020 году, одновременно с выходом завода СПГ на проектную мощность 16,5 млн тонн в год. Ведется дополнительное фрахтование газовозов — из 11 необходимых судов уже зафрахтовано шесть действующих в настоящее время судов и заключен контракт на фрахт одного строящегося судна.

В рамках добычи газа проекта «Ямал СПГ» как попутный компонент извлекается газовый конденсат. Для его вывоза начато строительство двух танкеров, которое планируется завершить в 2017 и 2018 годах.

Выявившаяся недостаточность шести строящихся танкеров Новопортовского проекта для обеспечения вывоза ожидаемых объемов сырья позволяет предположить, что либо будет продолжено привлечение фрахтуемых судов (по крайней мере, на период пиковой добычи), либо построено как минимум два дополнительных судна этой серии.

АТОМНЫЙ ЛЕДОКОЛЬНЫЙ ФЛОТ

Движению судов в арктических районах препятствует не столько сплошной ледовый покров, сколько связанное с дрейфом сжатие льда, его торошение. Это требует обеспечения различных видов ледокольных операций с целью поддержания навигации в замерзающих бассейнах.

Ледокольное обеспечение является непременным условием реализации трех проектов по вывозу углеводородного сырья:

● «Ямал СПГ» (проводка осуществляется с 2014 года, контракт на период до 2040 года, по данным Атомфлота, подписан);

● Новопортовского, проводки для которого осуществляются с 2014 года;

● Пеляткинского, проводки выполняются с 1975 года (долгосрочные контракты на два последних проекта на период до 2040 года находятся в стадии заключения; при этом необходимо учесть, что вывоз конденсата

Не только компенсацию падения объемов грузопотока, но и его рост должны обеспечить несколько терминалов. В первую очередь «Арктик СПГ», «Печора СПГ» и Таналау

Пеляткинского месторождения — незначительная часть вывоза минерально-сырьевых ресурсов ГМК «Норильский никель» из порта Дудинка, где основной объем грузоперевозок приходится на рудный концентрат (см. «Грузовой флот проектов»).

Для проектов с круглогодичной навигацией либо построен, либо строится специальный флот

По правилам морского регистра судоходства, на прибрежных трассах арктических морей могут использоваться ледоколы ледовых классов Icebreaker7 и Icebreaker8, в арктических морях — только класса Icebreaker9. Фактически круглогодичная навигация в акватории Северного морского пути, в его западной части, обеспечивается ледоколами двух классов — Icebreaker8 и Icebreaker9.

Ледокольное обеспечение является непременным условием реализации трех проектов по вывозу углеводородного сырья: «Ямал СПГ», Новопортовского и Пеляткинского

В России есть всего шесть ледоколов этих классов — два дизель-электрических ледокола типа «Ермак» класса Icebreaker8, базирующихся на Дальнем Востоке, и четыре атомных ледокола — два мелкосидя-

щих типа «Таймыр» ледового класса Icebreaker8 и два типа «Арктика» класса Icebreaker9.

Дизель-электрические ледоколы обеспечивают летне-осеннюю навигацию в восточных районах Севморпути, в зимне-весенний период они работают либо в портах Дальнего Востока, либо выполняют рейсы в Антарктиду.

Рост грузопотока потребует развития ледокольного флота. Решение о финансировании создания новых ледоколов должно быть принято безотлагательно

Из четырех атомных ледоколов, в связи с проведением регламентных работ или по иным причинам, на трассах одновременно обычно находится три. Мелкосидящие обеспечивают работу на реках и в прибрежной зоне, типа «Арктика» — проводят по Карскому морю. Подобное разделение труда требует согласованной передачи проводимых судов от ледокола одного типа другому.

Рост грузопотока потребует развития ледокольного флота. В настоящее время для обеспечения линей-

ного судоходства силами ООО «Балтийский завод-Судостроение» ведется строительство трех двухосадочных атомных ледоколов ледового класса Icebreaker9 типа ЛК-60Я — «Арктика», «Сибирь» и «Урал». Его завершение, по данным верфи, планируется в мае 2019, конце 2020 и 2021 годов. Эти ледоколы с переменной осадкой смогут, по мнению создателей, обеспечивать непрерывную проводку судов — от речных мелководий до арктических морских трасс.

В связи с графиком строительства ледоколов и учитывая планы Атомфлота по продлению ресурса энергоустановок действующих ледоколов, численность группировки, в настоящее время насчитывающей четыре судна, будет расти и составит в 2022 году шесть судов. Но вывод из эксплуатации ледоколов «Вайгач» и «Ямал» снизит число ледоколов до четырех в 2024 году (см. «Изменение численности группировки атомных ледоколов»).

По мнению Атомфлота, этого количества будет недостаточно для обеспечения планируемых объемов грузоперевозок на трассах Севморпути. Необходимо строительство как минимум еще двух ледоколов. Эта позиция поддерживается Минтрансом, который начал обсуждение возможностей их строительства.

Как показывает опыт постройки ледоколов типа ЛК-60Я, она занимает пять-шесть лет. При этом надо учитывать, что на стапеле «Балтийского завода-Судостроение» могут одновременно формироваться корпуса только двух ледоколов. Головной ледокол «Арктика» (строительный номер 05706) был заложен 5 ноября 2013 года, а спущен на воду 16 июня 2016 года, то есть через три с половиной года.

Первый серийный ледокол «Сибирь» при таких условиях будет спущен на воду и освободит место на стапеле к началу 2019 года. Если строительство следующего ледокола будет начато незамедлительно, то его завершение произойдет в 2024 году, занявшего место «Урала» — в 2025. Эти обстоятельства говорят о том, что решение о финансировании создания новых ледоколов должно быть принято безотлагательно.

Определенную поддержку в ледокольной проводке на прибрежных арктических трассах и в составе караванов сможет оказать строящийся на том же «Балтийском заводе-Судостроение» дизель-электрический ледокол ледового класса Icebreaker8 «Виктор Черномырдин», спущенный на воду 30 декабря 2016 года. □



ПАНОРАМА: ТЕНДЕНЦИИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

ЗАПАДНАЯ АФРИКА ЗАМЕНИТ ОПЕК

Страны Западной Африки воспользуются снижением добычи ОПЕК и увеличат поставки нефти в Азию. По предварительным оценкам, в феврале экспорт из Нигерии, Анголы и других стран региона увеличился до 2,19 млн барр/сут. с 1,79 млн барр/сут. в январе. Это самый высокий уровень поставок западноафриканской нефти в Азию с 2011 года. Ведущими покупателями африканской нефти будут Китай и Индия. Предположительно, импорт Китая из Западной Африки в феврале увеличился на 14%, до 1,3 млн барр/сут., а Индии — на 39%, с увеличением закупок нефти из этого региона до 692 тыс. барр/сут. В марте поставки увеличатся, так как, по данным Bloomberg, трейдеры Trafigura Group и Vitol Group сконцентрировали 3,74 млн барр нефтяного груза для отправки в Азию.

Аналогичное движение нефти в восточном направлении наблюдаются в Северном море и в США.

КОМПАНИИ ДИВЕРСИФИЦИРУЮТ ИНВЕСТИЦИИ

Новое исследование консалтингового агентства DNV GL показывает, что нефтегазовые компании пересматривают бизнес-портфели и реорганизуются в ожидании новой эры. Из опрошенных высших руководителей нефтегазовой отрасли 49% предполагают диверсифицировать бизнес или увеличить инвестиции в сферы за пределами нефти и газа. 26% руководителей отрасли планируют в 2017 году развивать инвестирование в возобновляемые энергоносители, и около 60% опрошенных рассматривают инвестиции в эту область как долгосрочную стратегию. Большинство ожидают, что в 2017 году капиталовложения в нефтегазовые проекты продолжатся по всей цепочке отрасли, но в меньшем объеме, чем в 2016 году.

Примечательно, что 77% респондентов уверены, что доля газа в глобальном энергетическом балансе будет увеличиваться на протяжении всего следующего десятилетия. Более 78% опрошенных ожидают усиления консолидации отрасли в 2017 году, а 33% сообщили о грядущей активизации их организаций в области слияний и приобретений.

СЕВЕРНОЕ МОРЕ ВОЗВРАЩАЕТСЯ

Среднесрочная перспектива Северного моря выглядит более позитивной, чем раньше. Добыча нефти и, в меньшей степени, газа в 2016 году была выше, чем ожидалось, и подняла оценки роста на ближайшие несколько лет. Но генеральная траектория продолжает снижаться, и добыча все еще составляет малую часть того, что было 20 лет назад.

Однако в этом году будет введено семь новых проектов, санкционированных в период 2010–2014 годов, которые добавят минимум 100 тыс. барр/сут. н.э. нефти и газа. Самые крупные из них проект компании EnQuest, рассчитанный на добычу 50 тыс. барр/сут., и такой же производительности проект Premier Oil, а также новые проекты BP, Total и других компаний.

Правительство поощряет отрасль, снизив налоговую нагрузку на разведочные и добычные проекты. Недавно созданное Управление нефтью и газом активизирует процесс лицензирования и улучшает регулирование отрасли более эффективно, чем прежнее ведомство.

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА В ЕВРОПЕ

Еврокомиссия намерена массово развивать атомную энергетику в Европе, сообщает немецкий журнал Der Spiegel. Подготовлен документ, который ляжет в основу будущей политики Еврокомиссии в области атомной энергетики. Еврокомиссия заинтересована в скорейшей разработке «новых технологий создания реакторов», в том числе так называемых «гибких мини-реакторов», первый из которых должен быть введен в эксплуатацию не позднее 2030 года. Также в документе предлагается улучшить условия для инвестиций в отрасль.

ИНВЕСТИЦИИ В ЕГИПЕТ

Eni начнет в конце 2017 года добычу на гигантском газовом месторождении Зохр (Zohr) на шельфе Средиземного моря в Египте. В следующие пять лет компания планирует инвестировать в страну \$10 млрд.

BP, которая в прошлом году купила у Eni 10% месторождения, в 2016 году вложила в Египет больше, чем в какую-либо другую страну, и продолжит эту политику в нынешнем году. Весной компания намерена начать добычу в западной части дельты Нила.

В том же районе Shell во втором квартале возобновит бурение на газовом месторождении 9В, остановленное в прошлом марте по финансовым причинам.

В 2016 году добыча газа в Египте составила 3,8 млрд ф³. Правительство страны ожидает к концу 2018 года увеличения этого показателя на 50%, а с 2019 года Египет намерен вновь стать экспортером газа. До 2014 года он экспортировал СПГ, но из-за снижения добычи и политических беспорядков стал нетто-импортером.

В этом году в Египте планируется открытие нового лицензионного раунда, на который будет выставлено девять перспективных участков.

ТУРЦИЯ ПОШЛА НА СЖИЖЕНИЕ

КОНСТАНТИН АНОХИН
Журналист



В конце прошлого года турецкие власти объявили о пуске первого в стране плавучего блока для хранения и регазификации природного газа (Floating Storage Regasification Unit — FSRU). Власти заявили, что Турция и дальше намерена достаточно активно инвестировать в газовую инфраструктуру и наращивать свои мощности по регазификации. В дальнейшем Турция не только рассчитывает диверсифицировать газовые поставки в страну и заметно снизить зависимость внутреннего рынка от сырья, поступающего у «Газпрома», но и претендует на заметную роль в качестве поставщика СПГ на мировые рынки.

Судя по всему, запуск плавучего регазификационного СПГ-терминала в Измире не повлияет на строительство первой нитки «Турецкого потока» — газопровода из России в Турцию. Судьба же второй нитки, которую Россия планировала использовать для транзита своего газа в страны Евросоюза, будет полностью зависеть от ряда факторов, в числе которых финансовые выгоды Турции от этого проекта. Переговоры по продолжению его для российских переговорщиков вряд ли будут простыми.

В последнее время спрос на плавучие газовые терминалы резко возрос в мире в связи с их мобильностью и надежностью. Прибывший в декабре 2016 года в Турцию регазификационный блок — одно из 20 судов подобного класса, работающих в разных странах мира.

Плаванье под газом

«В ближайшие годы нам необходимо определить приоритеты инвестиций в СПГ с целью создания более здорового баланса в газовом бизнесе страны», — воодушевленно отметил во время торжественного вво-

да в эксплуатацию плавучего блока президент Турции Реджеп Тайип Эрдоган. По словам турецкого президента, терминал должен внести значительный вклад в безопасность энергоснабжения Турции.

О том, что запуску регазификационного терминала турецкие власти придадут особое значение, говорит и то, что весь проект, оцениваемый в \$100 млн, был реализован за достаточно короткий срок — всего за шесть месяцев. Однако, как добавил на торжественном открытии терминала премьер-министр Турции Бинали Йылдырым, плавающий блок сможет работать не только на внутреннее, но и на внешние рынки.

Оптимизм турецких властей по поводу плавучего регазификационного блока понятен. Мобильность и мощность по регазификации позволят властям Турции не только довести долю СПГ до 10% в структуре потребляемого объема газа в стране, но и за счет мобильности плавучего завода смогут обеспечивать поставки газа в различные регионы страны, а в дальнейшем и на внешние рынки.

В первую очередь, конечно, турецкие власти говорят о выгоде нового регазификационного блока для собственной экономики. В частности, по словам премьер-министра, Турция намерена утроить установленную мощность вырабатываемой энергии, в том числе за счет возобновляемых источников, до 33 МВт.

Сеть турецких газопроводов развивается бурными темпами. Еще несколько лет назад местная газотранспортная система имела протяженность около 4 тыс. км. Сейчас же она достигла 125 тыс. км. Благодаря этому появилась возможность газификации 78 провинций уже к 2018 году. Кстати, число компаний, занятых в секторе природного газа, увеличилось с семи до 68.

По всему похоже, что в решении своих вопросов в газовой сфере ту-

рекции власти настроены весьма амбициозно. Как заявил премьер-министр, в следующем году будут сданы в эксплуатацию еще три аналогичных плавучих регазификационных блока, а пропускная способность газового хранилища в Силиври удвоится (с сегодняшних 2,6 млрд м³). Кроме того, подземное хранилище для природного газа объемом около 1 млрд м³ создается на озере Туз (Соленое озеро) в Центральной Анатолии.

Турецкие чиновники вполне резонно заявляют о намерениях снизить в стране затраты на производство электроэнергии. Увеличение объемов сжижаемого газа укладывается в эту концепцию.

По словам министра энергетики Турции Берата Албайрака, за девять месяцев 2016 года Турции удалось увеличить объемы сжижения газа с 16 до 25 млн м³, что оказало значительный эффект. «В 2002 году только пять провинций получали природный газ, а на сегодняшний день в стране практически не осталось провинции, в которую бы не пришел природный газ», — отметил министр.

Одним из ближайших проектов по регазификации, по заявлению турецких властей, станет терминал по сжижению природного газа мощностью 6 млрд м³, который планируется создать в Мармаре, в заливе Измит в районе Алтынова. Это помимо двух уже существующих стационарных СПГ-терминалов: в Мармаре (в Эреглиси) мощностью 7,9 млрд м³/год и Алиага (в Измире) мощностью в 6 млрд м³/год.

Очень важно, что новый терминал будет находиться в регионе Мраморного моря, где потребляется около трети всего газа, поставляемого в Турцию. Как предполагается, часть газа, около 4 млрд м³, будет производится терминалом в Мармаре и подаваться в распределительную сеть турецкой государственной компанией Botas, остальной объем — различными частными компаниями. На сегодня реализация плавучего регазификационного проекта в Мармаре оценивается \$550–600 млн.

СПГ-диверсификация

Все возрастающий интерес Турции к СПГ объясняется достаточно просто. Во-первых, за счет диверсификации газовых поставок турецкие власти смогут снизить риски и упро-

стить схемы поставок так необходимо для дальнейшего развития национальной экономики «голубого топлива» на внутренний рынок. Во-вторых, возникает возможность начать зарабатывать на поставках газа на внешние рынки.

Что касается рынка внутреннего, то в Турции ежегодное потребление газа составляет около 50 млрд м³. Оно практически полностью покрывается за счет импорта. И самым крупным поставщиком ископаемого топлива в Турцию является Россия, которая поставляет около 30% всего потребляемого в стране угля, 15% — нефти и нефтепродуктов, более 50% — газа.

Вряд ли следует считать основной причиной начала активной диверсификации поставок газа напряженность между Турцией и Россией вследствие сбитого российского военного самолета. Тем не менее этот инцидент вполне мог послужить катализатором принятия турецким правительством соответствующих решений в сфере газовой политики страны.

Так или иначе, но в начале 2016 года частные турецкие компании-импортеры газа начали проявлять гораздо больший интерес к созданию консорциума и увеличению закупок СПГ, чем раньше. По данным Международного энергетического агентства, уже в первом квартале прошлого года Турция закупила СПГ почти на 30% больше, чем за тот же период предыдущего, 2015 года.

И тогда же, кстати, госкорпорация Botas получила поручение правительства не только начать поиск и ввести в работу два регазификационных судна (FSRU), но и ускорить строительство газопровода-интерконнектора с Болгарией, благодаря которому Турция смогла бы получать газ из Центральной Европы. Это также очень похоже на начало активного решения вопроса снижения зависимости турецкого рынка от российского газа. Хотя, конечно, на этом пути турецкому правительству придется преодолеть определенные трудности как экономического, так и технического характера.

Нелишняя предосторожность

«Газпромизация» турецкого сектора переработки стала следствием более тесного турецко-российского взаимодействия в сфере газа в течение последних лет. Однако если рань-

ше такая зависимость от поставок российского газа не особо волновала турецкие власти, то в последние пару лет поводов задуматься об этом у турецких властей явно стало больше.

Сеть турецких газопроводов развивается бурными темпами. Еще несколько лет назад местная газотранспортная система имела протяженность около 4 тыс. км. Сейчас же она достигла 125 тыс. км

Если не считать инцидента с российским военным самолетом, который тем не менее не мог не рассматриваться Турцией в качестве рисков для экономического взаимодействия с Россией, некоторые сложности между этими странами стали возникать в вопросах ценообразования на поставляемый Россией газ. Например, в феврале 2016 года «Газпром» заметно сократил объем поставок газа в Турцию: общее снижение объемов поставок достигало 50% по сравнению с аналогичным периодом 2015 года.

И хотя российская сторона объясняла снижение поставок неожиданным потеплением в Турции, неофициальные источники в качестве основной причины ссылались на отмену «Газпромом» действующей с 1 января 2015 года скидки на газ в размере 10,25% для шести частных турецких импортеров газа (Bosphorus Gaz, Enerco Enerji, Bati Hatti, Kibar Enerji, Avrasya Gaz и Shell Enerji).

Кроме того, определенную тревогу не могла не вызывать и логистика поставок российского газа в Турцию. Дело в том, что мощность входных точек для российского газа — «Западная линия 51» и «Голубой поток 47» — оценивается в 98 млн м³/сут., это почти половина всего объема. И сбой по поставкам в любой из этих точек грозит серьезными проблемами для газового энергобаланса страны — найти им замену в короткие сроки было бы вряд ли возможно.

«Развитие СПГ-проектов позволит Турции существенно повысить гибкость газовых поставок, а также воспользоваться выгодами от ожидаемого в среднесрочной перспективе снижения цен на СПГ в Европе, — считает эксперт Аналитического центра при

GDF Suez Neptune представляет собой 283-метровое (43 метра шириной) судно, работающее под норвежским флагом. Судно построено в 2009 году, имеет емкость для хранения 145 тыс. м³ сжиженного природного газа и мощности для сжижения около 5,3 млрд м³ газа в год. Регазификационный плавучий блок пришвартован у частного пирса, построенного в районе Измира (Алиага).

Правительстве РФ Олег Колобов. — Дополнительным положительным эффектом от запуска терминала станет увеличение (хотя и незначительное — на 82,8 млн м³) мощностей по хранению газа, по которым Турция испытывает существенный дефицит, наиболее остро ощущаемый в пиковые летний (кондиционирование) и зимний (отопление) периоды».

Поэтому принятие решения об инвестициях в газовую инфраструктуру страны со стороны турецких властей выглядит на этом фоне вполне объяснимым и логичным. Тем более в ситуации, когда сейчас в Турции есть более 4 млрд м³ в год недоиспользованной мощности регазификации СПГ, а цены на поставки спотового СПГ в страну из-за снижения цен на внешних рынках для импортеров выглядят вполне привлекательно. Поэтому при создании необходимой газовой инфраструктуры в Турции спотовые подпитки СПГ в страну из Катар, Норвегии, США никак не будут лишними в случае непредвиденных осложнений со стороны основного на сегодняшний день газового поставщика — России.

Можно и заработать

При создании в стране газовой инфраструктуры турецкие власти ставят еще одну цель — получить возможность зарабатывать на поставках газа на внешние рынки. И для этого у Турции есть все шансы.

В преимущества Турции можно записать ее географическое расположение. С одной стороны, благодаря ее короткому транспортному плечу, Турция вполне может получать газ от самых разных поставщиков,

включая Катар, Алжир, североафриканские страны, ближневосточный регион. С другой — ей ничего не будет мешать использовать свои регазификационные мощности для поставок газа на внешний рынок, очень гибко играя при этом на разнице в ценах между спотом и сетевым контрактным газом.

По мнению замгенерального директора по инвестициям ИГ «УНИВЕР Капитал» Дмитрия Александрова, Турция давно хотела бы примерить на себя роль газового хаба для европейского рынка. Но, вполне возможно, исполнение этой роли сегодня тормозится не только недостатком газовой инфраструктуры (эта проблема для Турции вполне решаемая с помощью инвестиций), но и отсутствием нормальных отношений с Европейским союзом. Что в итоге может обернуться для нее теми же рисками, с которыми сталкивается на европейском рынке «Газпром».

В то же время, поставляя на внешние рынки газ в качестве простого посредника, перепродавая его, Турции было бы гораздо легче обходить на европейском рынке проблемы, связанные с Третьим энергопакетом. «Трейдерские возможности Турции весьма интересны, — подчеркивает Дмитрий Александров. — Она сможет одновременно контрактировать на себя большие объемы газа по гибкой плавающей формуле и, играя на противоречиях «Газпром»–Евросоюз, войти на рынок Южной Европы».

Правда, для максимальной готовности стать крупным региональным газовым хабом Турции потребуются создать не только соответствующую физическую инфраструктуру, но и институциональную.

По оценкам аналитика Олега Колобова, в рамках первого направления потребуются существенное развитие инфраструктуры по транспортировке (как внутри страны, так и для осуществления транзитных поставок), импорту (диверсификация поставок) и хранению газа (в стране планируется увеличение мощностей по хранению газа до 10% от общего объема потребления газа в стране к 2019 году, а впоследствии до 20%).

В рамках второго направления потребуются изменение турецкого регулирования в газовой сфере. В частности, возникнет необходимость в реформе газовой отрасли, а именно ее функционального разделения с созданием независимого газотранспортного оператора, обеспечивающего прозрачные процедуры балансировки потоков газа и управления перегрузками газотранспортной системы, а также недискриминационного доступа к инфраструктуре по транспортировке и хранению газа всех участников оптового рынка. Это, в свою очередь, будет способствовать привлечению инвестиций в необходимую физическую инфраструктуру (СПГ-терминалы, газопроводы и газовые хранилища).

Что касается турецко-российских отношений, то, судя по всему, запуск плавучего регазификационного СПГ-терминала в Измире не повлияет на строительство первой нитки «Турецкого потока» газопровода (15,75 млрд м³) из России в Турцию. Уже потому, что она является необходимым условием газоснабжения Турции, в том числе из-за возможного отказа от поставок российского газа транзитом через территорию Украины после 2019 года (объем поставок российского газа в Турцию по этому маршруту составляет свыше 10 млрд м³ в год).

Судьба же второй нитки «Турецкого потока», которую Россия планировала использовать для транзита своего газа в страны Евросоюза, будет полностью зависеть от ряда факторов, в числе которых финансовые выгоды Турции от этого проекта. А при условии достаточно высокой степени диверсификации газовых поставок в Турцию и, соответственно, снижении зависимости внутреннего рынка от российского газа переговоры по продолжению этого проекта для российских переговорщиков вряд ли будут простыми. □

Кроме России, которая ежегодно продает Турции около 27 млрд м³ газа, «голубое топливо» в страну поставляют также Иран (18%), Азербайджан (13%), Алжир (9%), Нигерия (3%), и на начало прошлого года около 4% приходилось на спотовые поставки СПГ. Практически весь природный газ Турция получает по долгосрочным контрактам с условием «take or pay».

«НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ» —
ЖУРНАЛ ДЛЯ ХОРОШО
ИНФОРМИРОВАННЫХ
ПРОФЕССИОНАЛОВ

Нас ценят за то,
что из потока событий
мы отбираем главные

Мы выявляем тенденции
и анализируем
достоверные факты

О ПРОБЛЕМАХ
ПИШУТ МНОГИЕ

НГВ-2017:

24 выпуска

Актуальные комментарии
Профессиональные дискуссии
Авторитетные мнения
Серьезная аналитика
Отраслевая статистика

Оформить подписку очень просто:

Отправьте заявку по факсу
или электронной почте,
оплатите счет — и получайте журнал.

В заявке не забудьте указать:

период подписки,
количество экземпляров,
адрес доставки журнала,
название и банковские реквизиты компании,
Ф.И.О. и должность,
контактные телефоны,
факс, e-mail.



Тел./факс: +7(495)510-57-24
+7 (499)750-00-70

podpiska@ngv.ru

<http://www.ngv.ru/subscribe/>



Подписку на «Нефтегазовую Вертикаль»
можно оформить также по каталогам:
«Роспечать» (индекс 47571),
«Пресса России» (Е45380),
«Деловая пресса» (06026DP)

ПАНОРАМА: ШЕСТЬ МЕГАТРЕНДОВ ВР

1. ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГИИ И ДОМИНИРУЮЩЕЕ ТОПЛИВО

В этом видит первый тренд нашего будущего Доминик Эмери (Dominic Emery), руководитель долгосрочного планирования компании ВР. Энергетический сектор пережил несколько эпох, напоминает он. Когда-то были дрова, потом уголь, сейчас нефть. В XXI веке быстро растет использование газа, и еще быстрее -- возобновляемых энергоносителей. Добавьте сюда разнообразие цен, и вы получите сложный для прогнозирования сценарий. Мир драматически меняется во всех аспектах: в отношении спроса и предложения энергии, геополитики и, что особенно важно, в политическом подходе к проблеме изменения климата. Парижское соглашение 2015 года будет в определенном свете диктовать скорость всех этих трансформаций.

2. ПОСТАВКИ НЕФТИ

В течение последних 20 лет мир продвинулся от угрозы достижения пика и снижения добычи нефти, выразившихся в известной теории «Пик нефти», к ситуации изобилия нефти и резкого снижения цен. Из этого следует, что требуется изменить тип мышления. Переосмысление энергетической парадигмы должно фокусироваться на спросе, а не на добыче. Следует осознать, что впереди маячит период, когда мировой спрос на нефть достигнет пика и начнет снижаться. В широком консенсусе предполагается, что нефтяное окно достигнет максимума востребованности где-то между 2025 и 2040 годом.

3. ПОСТАВКИ ГАЗА

Природный газ отличается от нефти главным образом сферой использования -- в основном в индустрии и для выработки электричества, а не на транспорте. В не столь отдаленной перспективе эта ситуация начнет меняться. Второе отличие в том, что газ торгуется преимущественно регионально, а не трансконтинентально. Однако это ограничение быстро исчезает по мере роста объемов трансграничной торговли газом в форме СПГ. Поставки сжиженного газа превысят трубопроводный экспорт и станут доминирующей формой торговли в течение следующих 20 лет. Наконец, в отличие от нефти, в долгосрочных прогнозах ВР на несколько десятилетий не просматривается перспектива снижения спроса на газ.

4. РОСТ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ

Компания ВР готовится к миру, в котором энергия будет поступать в основном из возобновляемых источников. Рост возобновляемых энергоносителей превзошел все прогнозы. Использование ветра и солнечной энергии растет быстрее, чем ископаемых видов топлива, но с низкой базы и во многих странах с помощью государственных субсидий. В последние несколько лет спрос на ветер и солнце рос в темпе двузначных процентов. Поскольку цены на материалы и оборудование снизились, сокращение затрат на использование солнечной энергии сократилось на 80%, на энергию ветра -- на 50%. Во многих ситуациях уже сейчас эти два вида энергии приобрели конкурентоспособность и в перспективе займут существенную нишу в энергоснабжении.

5. ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ТРАНСПОРТА

Большие изменения должны произойти в транспортном секторе с появлением электрических двигателей, машин с автономным без водителей управлением и возникновением новых типов транспортного бизнеса. Абсолютно все прогнозы придают большое значение фактору роста доли электричества в балансе мирового энергопотребления. Уже сейчас зарождается класс потребителей продукта, создаваемого объединением электрификации транспорта с новыми методами движения, типа авто-пула и возможностей, предоставляемых компаниями Hailo и Uber.

6. ДЕМОГРАФИЯ

Демография развивающихся экономик и потребности поколения нового века изменят модель спроса и трендов производства. В старых экономиках модель спроса менялась с каждым поколением. В настоящее время в странах ОЭСР, за счет значительно повышения эффективности, энергопотребление практически не увеличивается. Интенсивный рост спроса на энергию в ближайшие десятилетия будет происходить в другой части мира, в странах вне ОЭСР. Кроме того, предстоят изменения характера спроса в поколении XXI века. Сфера их интересов и деятельности будет основываться на цифровых технологиях и на моделях, которые в настоящее время элементарно не существуют и трудно поддаются представлению.

НОВЫЕ РЕКЛАМНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ
НА СТРАНИЦАХ АНАЛИТИЧЕСКОГО ЖУРНАЛА
«НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ»:

Classified

РАЦИОНАЛЬНОЕ РЕКЛАМНОЕ РЕШЕНИЕ

Уважаемые коллеги!

Сообщаем вам, что в первом квартале 2017 года нами запланирован выход нового рекламного раздела «Classified: рациональное рекламное решение» — модульные рекламные объявления формата 1/16 полосы (последняя страница), размером 90х30 или 45х60.

Рекламная публикация в данной рубрике обеспечивает максимальный охват аудитории сегмента «нефтегаз» за минимальные деньги.

Первый «Classified» выйдет в шестом номере журнала «Нефтегазовая Вертикаль» (март 2017 г.).

Особо обращаем ваше внимание на то, что в течение января и февраля с.г. действует специальное предложение:

«1+1»: при покупке одного модуля «Classified» — модуль в подарок;

«2+1+1»: при покупке двух и более модулей «Classified» — модуль и пресс-релиз на сайте www.ngv.ru в подарок.

● Тематические блоки раздела «Classified»:

«Технологии и оборудование», «Консультационные услуги», «Недвижимость», «Торговые площадки и закупки», «Деловые предложения», «Работа», «Luxury» и т.д.

Технологии и оборудование Организация осуществляет продажу широкой линейки запорной арматуры для трубопроводов... 234543, Россия, г. Пенза, ул. Советская, д. 21 тел.: +7 (915) 915-91-59 www.penztrub.ru	Деловые предложения Продажа индустриального масла И-20А, ж/д, цистерна... 234543, Россия, г. Пенза, ул. Парковая, д. 1 тел.: +7 (915) 915-91-59 e-mail: mastrol@mail.ru , www.mastrolfrom.ru
Консультационные услуги Защита интересов клиентов при сделках M&A... 287623, Россия, г. Москва, ул. Шпынягина, д. 1 тел.: +7 (915) 915-91-59 e-mail: zachita@mail.ru , www.zachita.ru	Luxury Оригинальные картины из нефти — подарок для самого надежного и дорогого партнера... 234543, Россия, г. Сургут, ул. Музрукова, д. 2 тел.: +7 (915) 915-91-59 e-mail: karlino@mail.ru , www.oliris.ru
Торговые площадки и закупки Объявляется тендер на закупку силового кабеля с медными жилами (ВВГ)... 234543, Россия, г. Воронеж, ул. Лесная, д. 1 тел.: +7 (915) 915-91-59 e-mail: cabel@mail.ru , www.tender.ru	Недвижимость Продается земельный участок площадью 2 га (под гостиничный комплекс, производство)... 098765, Россия, г. Москва, ул. Астраханская, д. 31 тел.: +7 (915) 915-91-59 e-mail: zemli@ya.ru , www.zemli.ru



По вопросам размещения рекламы обращайтесь к Елене Маринич

тел.: + 7 (499) 750-00-70

e-mail: marinich@ngv.ru

НЕФТЕ
ГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ

ngv.ru

СИНЕРГИЯ ПРОЕКТОВ:
ВМЕСТЕ ЭФФЕКТИВНЕЕ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ —
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ПАРТНЕР

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

18–19 апреля 2017 г.

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

«Нефтегазовая Вертикаль» в каждом пакете
делегата и каждого участника выставочной экспозиции.

Для организаций — участников Выставки и Форума
мы предлагаем специальные условия
по размещению рекламы в апрельском номере
журнала «Нефтегазовая Вертикаль».

По вопросам размещения рекламы обращайтесь,
пожалуйста, к Елене Маринич (marinich@ngv.ru)
и Вере Зерновой (zernova@ngv.ru).

17-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2017



17–20 апреля 2017 г.

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

Тел./факс: +7(495)510-57-24;
+7 (499)750-00-70

