



15 Как СПД остановит и удержит уровень добычи на Салымской группе месторождений

16 Миф о дешевом саудовском бензине обходится королевской казне примерно в 10% от ВВП

17 Тройка лидеров медиарейтинга российской нефтегазовой отрасли

17 Каким будет крупнейший в мире российский атомный ледокол «Лидер»

С начала года Россия заняла уверенное первое место в мире по добыче нефти — и это вопреки прогнозам правительства и компаний. За январь—май российские нефтяники добыли 220,356 млн тонн (10,697 млн баррелей в сутки), что на 1,2% больше показателей 2014 года. Анализ данных по нефтедобыче показывает, что основная заслуга в этом лидерстве принадлежит малым и средним независимым нефтяным компаниям. Впрочем, учитывая состояние ресурсной базы и налоговую систему, удержать это первенство будет сложно.

Третья нефтяная сила

— добыча —

Прочие равные

По данным ЦДУ ТЭК, майские показатели по добыче в России выросли до 1,6% (по отношению к майскому объему прошлого года) — до 10,708 млн баррелей в сутки. опередив Саудовскую Аравию с ее 10,25 млн баррелей в сутки.

По официальной статистике, наибольшая доля рекордных объемов добытой нефти принадлежит вертикально интегрированным нефтяным компаниям (ВИНК). Так, за первые пять месяцев текущего года компания «Роснефть» добыла 78,513 млн тонн нефти (в мае — 16,112 млн тонн), ЛУКОЙЛ — 35,787 млн тонн (в мае — 7,327 млн тонн), «Сургутнефтегаз» — 25,453 млн тонн (в мае — 5,235 млн тонн), «Газпром нефть» — 14,084 млн тонн (в мае — 2,910 млн тонн), «Татнефть» — 11,041 млн тонн (в мае — 2,276 млн тонн), «Славнефть» — 6,472 млн тонн (в мае — 1,317 млн тонн), «Башнефть» — 7,921 млн тонн (в мае — 1,630 млн тонн). Весь объем нефти, который с января по май добыли ВИНК, составляет 182 437,792 тыс. тонн нефти.

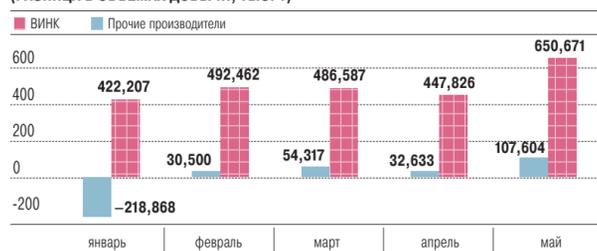
Однако если взять не фактические объемы добытой нефти, а динамику добычи, то ВИНК вряд ли можно назвать непосредственными виновниками рекордной нефтедобычи. Согласно подсчетам, предоставленным ассоциацией малых и средних нефтегазодобывающих организаций «Ассонефть», основной прирост добычи за первые пять месяцев текущего года приходится на компании, которые в отчетах ЦДУ ТЭК проходят в графе «прочие»: на их долю приходится 22,629 млн тонн.

Поэтому эксперты считают, что своему нефтяному рекорду российская нефтедобыча обязана в основном сегменту независимых нефтяных компаний, в то время как крупные компании в этот период демонстрировали гораздо более слабый рост, а некоторые из них — даже падение добычи. Для сравнения: официальные объемы добычи ВИНК в нынешнем году всего на 6,186 тыс. тонн больше того, что за тот же период эта группа компаний добыла в прошлом году (182 431,606 тыс. тонн нефти) — разница составляет менее 1%.

В то же время объем добычи группы компаний, входящих в раздел «прочие производители», за пять месяцев 2015 года составил 21 448 тыс. тонн (против 20 129,465 тыс. тонн), что составляет около 6,5% прироста добычи.

Графа «прочие производители» также неоднородна. В настоящее время в статистических материалах ГП ЦДУ

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ ВИНК И ПРОЧИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ В 2014–2015 ГОДАХ (РАЗНИЦА В ОБЪЕМАХ ДОБЫЧИ, ТЫС. Т.)



ТЭК недропользователи, которые занимаются добычей нефти и газового конденсата в России, условно разделены на три группы: ВИНК с разбивкой по нефтегазодобывающим компаниям, дочерним и зависимым предприятиям, входящим в их состав, операторы соглашений СРП, прочие производители.

При этом далеко не все предприятия из списка прочих производителей интегрированы называться драйверами роста нефтяной отрасли России по результатам последних пяти месяцев. Обычно подразумеваются, что в эту графу вносятся независимые нефтяные компании. Однако фактически часть компаний этого списка в той или иной мере интегрированы с различными вертикально интегрированными компаниями — «Роснефть», ЛУКОЙЛом и т. д. (ООО «Тарховское», «Салым Петролеум», НК «Нефтиса») и пр. Если взять эту группу, то результаты их работы в текущем году пока трудно назвать выдающимися. Небольшой рост показали лишь несколько компаний, афилированных с «Роснефтью» и «Зарубежнефтью». Общий же показатель добычи этой группы оказался отрицательным по сравнению с прошлым годом. Если в прошлом году компания этой группы добыла 11 537 тыс. тонн нефти, то в текущем году этот результат снизился до 11 325 тыс. тонн (на 212 тыс. тонн).

Более производительной можно назвать компании из другой части списка «прочих» — группы так называемых независимых нефтепроизводителей Татарстана, которая состоит из 38 компаний. По сравнению с прошлым годом татарские нефтяники улучшили свои показатели, добыв в текущем году 4652,069 тыс. тонн нефти, что на 18,2 тыс. тонн больше аналогичного периода прошлого года. Однако по словам советника по экономике ассоциации независимых нефтегазодобывающих организаций «Ассонефть» доктора экономических наук Маргариты Козеняшевой, хотя компании Татарстана считаются независимыми производителями, си-

стема акционирования многих из них такова, что в этих компаниях так или иначе присутствует либо капитал «Татнефти», либо ее менеджмент. Кроме того, руководство республики также патронирует деятельность некоторых нефтепроизводителей в республике и оказывает различное влияние и содействие. Поэтому назвать все компании, работающие на территории Татарстана, независимыми, было бы большим преувеличением.

Третью часть списка прочих нефтепроизводителей составляют компании, которые действительно относятся к независимым нефтяным компаниям и условно обозначены как независимые малые и средние нефтегазодобывающие организации. На долю этих компаний за пять месяцев текущего года пришлось 5470,6 тыс. тонн, что примерно на 440 тыс. тонн больше добычи за тот же период прошлого года. Говоря об этой группе компаний, следует понимать, что, конечно, далеко не все ее представители продемонстрировали рост добычи. Так, значительное снижение показали компании «Таймыр газ», «Матюшинская вертикаль», «Севернефть-Уренгой», «Нефтебурсервис», «Доннефть» и другие. Однако ряд нефтепроизводителей достаточно резко нарастил добычу в нынешнем году. Среди таких компаний: Кунгурская нефтяная компания, НК «Развитие регионов», ООО ИНК, Энергетическая компания РИФ, «Комсомольскнефть» и т. д.

Таким образом, именно третью группу — независимые малые и средние нефтяные компании — можно назвать наиболее активными и динамичными игроками нефтяного российского рынка.

По словам гендиректора «Ассонефти» Елены Корзун, сегодня число действительно независимых малых и средних компаний составляет около 250. «Их количество постоянно меняется: одни поглощаются, другие появляются», — говорит сопосла Корзун. — Но лишь около сотни компаний из этого числа ведут добычу нефти, газа и конденсата. c14

«Мы ожидаем удвоения спроса на российскую нефть»

— рынки —

По словам АРКАДИЯ ДВОРКОВИЧА, зампреда российского правительства, несмотря на развитие неуглеродной экономики и создание условий для энергетической независимости все большего числа стран, у российской нефтегазовой отрасли сохраняются перспективы расширения влияния и экспорта.

— Каковы основные подходы правительства к регулированию нефтяной промышленности в условиях сохранения низких цен на мировых рынках?

— На данный момент российская энергетическая стратегия предусматривает поддержание добычи на уровне 525 млн тонн нефти в год до 2035 года. В силу юридических, технологических, геологических, климатических и иных факторов у России су-



Для Аркадия Дворковича перспективы российской нефтегазовой отрасли очевидны — как по части экспорта нефти, так и инновационных технологий

ществуют ограниченные возможности оперативно варьировать объемы нефтедобычи. За последние четыре года компании на 4% сократили объем экспорта сырой нефти. Таким образом, российская добыча не оказывает на мировые цены понижающего давления. В нынешних макроэкономических условиях считаем целесообразным достижение договоренности между ведущими экспортными нефтяными компаниями о стабилизации уровня ее добычи. — Принес ли налоговый маневр в нефтяной отрасли искомый результат?

— Большой налоговый маневр оказал в целом положительное влияние на нефтяную отрасль. В нефтепереработке по итогам первого квартала 2015 года увеличилось производство бензина (на 3,2%) и дизельного топлива (на 1,8%), при этом на 1% сократилась первичная переработка и на 3,4% — выпуск точечного мазута. c17

Глубины роста

— шельф —

Шельфовые месторождения ЛУКОЙЛа становятся одним из основных факторов роста добычи компании в среднесрочной перспективе. Общий объем инвестиций по всем морским проектам крупнейшей отечественной частной нефтегазовой компании, по данным на конец 2014 года, составлял 178 млрд руб., а в ближайшие десять лет ЛУКОЙЛ оценивает свои вложения в этом направлении еще в 700 млрд руб.

Морская экспансия

С 1995 года ЛУКОЙЛ ведет активные геологоразведочные работы на шельфе России. Ранее сообщалось, что обнаруженные ЛУКОЙЛом морские месторождения обладают потенциалом более чем в 1 млрд тонн условного топлива (т.у.т.). Весной текущего года оценки ресурсов (только уже открытые восемь каспийских месторождений) компании увеличились до 1,6 млрд тонн по категориям С1 + С2. Руководство дочерней «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» сообщили об обнаружении за последние годы 14 перспективных структур с запасами в 810 млн т.у.т.

ЛУКОЙЛ успешно работает и в сложных климатических условиях Северного Каспия. Отличительной особенностью каспийских месторождений являются малые глубины, что предопределяет необходимость применения нестандартных технологических решений. В результате геологоразведочных работ, проведенных ЛУКОЙЛом, на шельфе Каспия были открыты восемь месторождений, шесть из которых крупнейшие: имени Юрия Корчагина, Хвалынского, 170-й км, Ракушечное, Сарматское и имени Владимира Филановского. В рамках СП «Каспийская нефтяная компания» (ЛУКОЙЛ, «Роснефть» и «Газпром») было открыто Западно-Ракушечное месторождение, а «Центр-

каспнефтегаз» (СП «Газпрома» и ЛУКОЙЛа) обнаружил месторождение Центральное. Кроме того, по словам генерального директора дочерней компании «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» Николая Ляшко, на шельфе Каспийского моря за последние годы было выявлено дополнительно 14 перспективных структур.

Согласно стратегии компании, освоение каспийских месторождений станет основным фактором роста российской добычи компании в среднесрочной перспективе. Суммарно по всему Каспию компания намерена выйти на добычу в 25 млн т.у.т. в год и довести накопленную добычу до 500 млн тонн. Ставка на прирост нефтедобычи сделана главным образом на месторождения им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского, вводимые в строй в первую очередь. Для освоения запасов Северного Каспия компания собирается построить 25 платформ общей массой более 100 тыс. тонн и проложить порядка 1,5 тыс. трубопроводов, в основном подводных.

Первым морским активом, введенным в эксплуатацию ЛУКОЙЛом в 2004 году, стало Кравцовское на Балтике. Это самое крупное месторождение на балтийском шельфе было открыто в 1983 году на структуре D-6 в 22 км западнее Куршской косы. По итогам прошлого года морская добыча дочерней компании «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», разрабатывающей Кравцовское, составила 427,044 тыс. тонн нефти, а всего на месторождении уже извлечено более 6 млн тонн. Однако для того, чтобы поддержать производственные объемы добычи на шельфе Балтики, компании необходимы новые ресурсы. На лицензионных участках ЛУКОЙЛа в Балтийском море два своих первых буровых сезона отработала принадлежащая «Газфлоту» СПБУ «Арктическая», введенная в эксплуатацию в 2012 году. По результатам бурения на Корчагине горизонтальных скважин протяжен-

ности до 8 км. месторождений на структурах D-29 и D-41. По словам руководства компании «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», строительство новых нефтедобывающих платформ для морских проектов на шельфе Балтийского моря должно начаться в 2017 году, а добыча — в 2021 году. Государство весной текущего года гарантировало получение лицензий на разработку полезных ископаемых при установлении факта открытия месторождений, расположенных на участках в Балтийском море, по которым право пользования недрами в целях геологического изучения было получено до введения в 2008 году ограничений на доступ частных компаний к шельфу. Что открыло дополнительные возможности для работы ЛУКОЙЛа на Балтике.

В 2010 году компания приступила к добыче нефти на первом месторождении — имени Юрия Корчагина. Запасы углеводородов по категории 3R на месторождении превышают 270 млн баррелей нефтяного эквивалента. Глубина моря в месте установки добывающей платформы составляет всего 11 м. В зимнее время здесь наблюдаются подвиги льда: ширина ледовых торосов достигает 1 м. Поэтому платформа огорожена специальным защитным ограждением. ЛУКОЙЛ планировал пройти бурением на Корчагине порядка 26 добывающих горизонтальных скважин, большая часть из которых уже пробурена. Накопленная добыча на месторождении уже превысила 4 млн тонн нефти. Компания рассчитывает выйти на Корчагине на максимальный уровень добычи в 2,5 млн тонн нефти и 1 млрд куб. м газа в год.

Разработка месторождения оценивается ЛУКОЙЛом как очень сложная — как с геологической, так и технологической точек зрения, что потребовало от компании бурения на Корчагине горизонтальных скважин протяжен-

От сложных задач к простым решениям



+7 (495) 514-16-51, www.vtb-leasing.ru

ВТБ ЛИЗИНГ

ОАО ВТБ Лизинг

нефть и газ ТЕНДЕНЦИИ

Глубины роста

— шельф —

С13 Как утверждают представители ЛУКОЙЛа, без применения уникальных технологий освоение месторождения было бы невозможно. В феврале при бурении скважины №108 на морской ледостойкой стационарной платформе на Корчагине был установлен новый мировой рекорд по количеству метров, пройденных при бурении с большим смещением от забоя, — 4908 м. Вертикальная глубина скважины составила 1565 м, а общая протяженность ствола превысила 8000 м.

Следующий проект — обустройство северо-каспийского месторождения имени Владимира Филановского с извлекаемыми запасами в 153 млн тонн нефти и 32,2 млрд куб. м газа. Месторождения Корчагина и Филановского будут иметь единую трубопроводную инфраструктуру для транспортировки нефти и газа на побережье Калмыкии. Реализовать проект предполагается в несколько очередей. В прошлом году на месторождении были установлены четыре платформы, проложены трубопроводы, соединяющие месторождение Филановского с имени Корчагина и береговой инфраструктурой. В текущем году на платформах ведется монтаж оборудования. Впереди у компании пуско-наладочные испытания, начало промышленного бурения и запуск месторождения в эксплуатацию. Как ранее объявляла компания, до конца года планировалось начать бурение первой многостойковой скважины, а всего на месторождении имени Владимира Филановского собираются ввести в эксплуатацию 18 добывающих скважин. Проект освоения месторождения предполагает выход на добычу до 6–8 млн тонн нефти и 1 млрд куб. м в год. По информации дочерней «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», компания планирует до конца года инвестировать до 62,5 млрд руб. в обустройство Филановского. Суммарные капиталовложения на обустройство месторождения составят 102 млрд руб. Запуск Филановского ранее планировался на конец 2014 года, однако из-за отставания от графика подрядчиком ЛУКОЙЛ стал передвигать сроки его ввода.

На встречных исках

На Каспии компания столкнулась с рядом проблем, и это не только традиционные для отечественных проектов издержки из-за нестыковок и задержек с подрядчиками. Не угле-



Освоение каспийских месторождений становится основным фактором роста российской добычи ЛУКОЙЛа в среднесрочной перспективе. Морская платформа на месторождении имени Юрия Корчагина в Северном Каспии

блываясь в перипетии реализации в России сложных технологических проектов, достаточно будет отметить, что на 16 июня в Московском арбитражном суде назначено рассмотрение объединенных в одно дело двух встречных исков, которые вчинили друг другу основные подрядные организации — ОАО «Судостроительный завод „Красные Баррикады“» и ОАО «Глобалстрой-Инжиниринг» (ГСИ). Судозавод «Красные Баррикады» подал иск к ГСИ о взыскании стоимости работ по строительству опорной части Центральной технологической платформы для Филановского в размере 322,8 млн руб., а ГСИ — встречный иск к судозаводу о взыскании стоимости работ по изготовлению скелетов на сумму 80,3 млн руб. Тем временем подрядчики ведут строительство объектов второй очереди обустройства Филановского, запуск которых планировался на следующий год. 1 июня на ОАО «ССЗ „Красные Баррикады“» был произведен спуск на воду опорной части стационарной морской платформы жилого модуля (ПЖМ-2) для обустройства второй очереди месторождения им. В. Филановского. Верхнее строение ПЖМ-2, так-

же строящееся на «Красных Баррикадах», как сообщает судостроительный завод, будет транспортировано в море для установки на опорную часть в третьем квартале 2016 года.

Нужно отметить, что на месторождении еще более жесткие ледовые условия, чем на Корчагине. Глубина моря в месте установки платформ составляет 7 м. Образующиеся здесь так называемые стамухи несут в себе угрозу пропавания дна на глубину до 1 м. ЦНИИ имени Крылова проводил исследования по воздействию льда на производственные объекты Филановского. В результате ЛУКОЙЛ внес корректировки и укладывает трубопроводы ниже возможного уровня воздействия льда: на 2 м.

Еще одно месторождение на Каспии, к разработке которого ЛУКОЙЛ планирует приступить с 2020 года, — Сарматское, которое не так давно было переименовано в честь геолога компании Юрия Кувькина. Углеводородное сырье также будет транспортироваться с использованием инфраструктуры месторождения имени Филановского. Газовое месторождение — Хвалынское, с запасами, превышающими 329 куб. м газа, расположено на границе с Казахстаном. Однако ЛУКОЙЛ до сих пор обещает с казахской стороны условия СРП по его разработке. В компании началась проработка планов освоения месторождения Ракушечное,

расположенного на глубине 4 м и еще севернее Филановского. Не так давно на Ракушечном, примыкающем к Филановскому, были открыты две новые структуры, которых не было на балансе, общим объемом более чем 30 млн тонн нефти. «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» собирается продолжить здесь сейсморазведку и пробурить несколько скважин.

Но самая большая проблема, с которой столкнулась компания в этом регионе, связана с природными условиями. Каспийское море — уникальный живой организм, существующий по своим правилам, сейчас в очередной раз проходит период обмеления. Из-за обмеления Волго-Каспийского канала компания сдержками проводила ряд морских операций. За 2014 год глубина в канале выше 4 м была лишь 160 дней, а с учетом ветра и штормовой ситуации проходная глубина может снижаться до 3,4 м. И прогноз неутешительный: по данным ФГУП «Росморпорт», водная наполняемость Волги в нынешнем году составит лишь 70% от уровня прошлого года. В конце марта и начале апреля ЛУКОЙЛ испытывал определенные проблемы с доставкой продуктов питания и воды на платформы, на которых в то время находилось порядка 500 человек. «Росморпорт» собирается провести в текущем году дополнительные дноуглубительные работы в Волго-Каспийском канале.

Снижение цен на нефть стало чувствительным ударом для многих морских проектов, не только в России. Сейчас компания добивается продления льгот по налогу на добычу полезных ископаемых на Каспии на десять лет. Как утверждают представители компании, без соответствующих налоговых льгот, предоставленных государством, даже при высоких ценах на нефть — в районе \$100 — проект был бы за гранью рентабельности.

Арктический статус

Для ЛУКОЙЛа пока закрыта самостоятельная работа на шельфе Арктики, хотя на шельфе Печорского моря у крупнейшей российской частной компании расположен и успешно функционирует первый в мире арктический морской ледостойкий нефтяной комплекс — Варандейский нефтяной отрубочный терминал (ВНОТ); введен в эксплуатацию в июне 2008 года в 21 км от береговой черты в районе острова Варандей, Ненецкий АО). Запуск Варандейского терминала был осуществлен одновременно с началом эксплуатации месторождения Южное Хельвучу в Ненецком округе. Использование собственной транспортной инфраструктуры позволяет ЛУКОЙЛу продавать на международном рынке нефть с этого месторождения с премией к цене сорта Urals. По мере падения добычи на Южном Хельвучу к ВНОТ были подключены и другие сухопутные месторождения на севере страны. По итогам 2014 года посредством ВНОТ морским путем было отправлено на экспорт 5,9 млн тонн нефти.

Среди арктических планов можно также отметить партнерство с «Газпромом», о котором компания договорилась в рамках прошлогоднего Петербургского экономического форума. В подписанном соглашении речь шла о «совместной реализации проектов по поиску, разведке, добыче, подготовке, транспортировке и переработке углеводородного сырья в пределах Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов, российского континентального шельфа, в Каспийском море, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также в других регионах». Затем была конкретизирована информация о первом возможном проекте на шельфе Баренцева моря. По словам главы ЛУКОЙЛа Вагита Алекперова, переговоры велись о создании совместного предприятия для освоения участка Медвежий с прогнозными запасами в 183 млрд куб. м газа и 2 млн тонн газового конденсата. Еще одно

интересное направление арктической экспансии ЛУКОЙЛа — Таймыр. Здесь компания претендует на разработку Восточно-Таймырского участка и уже обнародовала возможные планы по строительству еще одного полярного терминала по вывозу нефти.

Что касается арктического шельфа, компания решила зайти с другой стороны: получила несколько лет назад статус квалифицированного недропользователя на норвежском континентальном шельфе и открыла свой офис в Осло. Соглашение между Россией и Норвегией, ратифицированное в 2011 году, помимо разграничения наших морских границ в Баренцевом море предполагает определенные условия разработки месторождений, расположенных на границе между двумя странами. Огромная территория, которая не исследовалась и не разрабатывалась в Баренцевом море, теперь открыта для работы добывающих компаний. ЛУКОЙЛ успешно принял участие в лицензионном раунде и получил две лицензии в Норвегии в рамках СП с несколькими зарубежными компаниями. В планах компании бурение нескольких скважин на самом восточном участке из когда-либо разведывавшихся на шельфе Норвегии. Не так давно ЛУКОЙЛ присоединился к консорциуму, который взялся за региональные геологоразведочные работы в Баренцевом море. В частности, российская компания пристально изучает полученные сейсмические данные в центральной части бывшей серой зоны вблизи с границей РФ. ЛУКОЙЛ собирается принять участие в 23-м лицензионном раунде, на который выставлено 57 блоков, из которых 34 расположено у норвежско-российской границы.

Нужно отметить, что за прошедшие годы компания накопила впечатляющий опыт реализации геологоразведочных проектов в самых различных климатических условиях и на разных глубинах воды. За рубежом ЛУКОЙЛ работает в акватории Черного моря в Румынии, на глубоководье Западной Африки, а недавно решил выйти на шельф Мексиканского залива. В конце весны текущего года дочерняя компания LUKOIL Overseas Netherlands прошла предварительный отбор для участия в конкурсе на разработку нефтяных месторождений в Мексике, где сейчас на фоне падения добычи нефти правительство решило открыть доступ иностранным компаниям к разработке углеводородных ресурсов страны.

Мария Кутузова

Третья нефтяная сила

— добыча —

С13 Анализируя деятельность независимых малых и средних нефтяных компаний, в «Асонефть» небезосновательно полагают, что отказываться от использования потенциала таких компаний было бы неразумно при развитии отечественной нефтяной сферы, особенно если учитывать, что время легкой нефти в России заканчивается, а в среднесрочной перспективе все больше будет расти необходимость разработки малых месторождений, которые неинтересны ВИНК, или месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. «Как показывает мировая практика, именно небольшие компании, не связанные бюрократией государства и крупными государственными структурами, имеют опыт и склонность осваивать неудобные, трудные запасы, — уверена Елена Корзун. — Недаром же в Мин-



С начала года «Роснефть» (на фото) добывает нефти больше других в стране. Однако основной прирост добычи приходится не на ВИНК (прирост менее 1%), а на компании, которые в отчетах ЦДУ ТЭК попадают в графе «прочие» (прирост около 6,5%)

природы в последнее время часто говорят о значении небольших, юниорских компаний в разведке и освоении трудноизвлекаемых запасов. Но чтобы это реализовать на практике, необходимо законодательно

учесть специфику сектора независимых нефтяных компаний (ННК). Только тогда потенциал этих компаний будет реально раскрыт».

Налоговый призрак

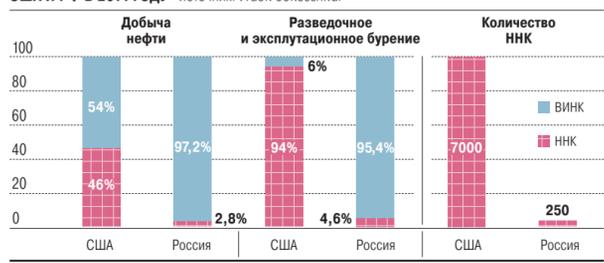
Однако сегодня пока трудно прогнозировать оптимистичный сценарий развития деятельности ННК в среднесрочной перспективе, если не изменятся условия для их работы. Даже несмотря на высокий потенциал, который малые и средние компании демонстрируют сегодня, в период экономического кризиса.

Во-первых, о перспективах ННК сложно говорить из-за существующей системы налогообложения в нефтяной отрасли. По мнению директора по развитию бизнеса компании VYGON Consulting Антона Рубцова, действующая налоговая система никак не дифференцирует ННК и ВИНК. «Проблемы налоговой системы для тех и других в общем смысле одинаковые, — поясняет эксперт. — Из-за особенностей активов в среднем ВИНК имеют более высокую эффективную льготу по НДС, чем ННК, из-за более высокой работности своих месторождений. ННК достаточно активны в поисково-разведочном бурении (17% от общепромышленного объема работ при доле в добыче менее 3%). При этом из-за сравнительно небольших финансовых возможностей им значительно тяжелее, чем ВИНК, уплачивать разовый платеж за пользование недрами по факту открытия месторождения».

Кроме того, по мнению Антона Рубцова, дополнительные проблемы у ННК возникают из-за роста ставки НДС в результате налогового маневра. Теоретически рост ставки НДС должен был компенсировать снижение ставок таможенных пошлин, но на практике из-за падения цен на нефть рост ставки НДС оказался несколько выше и, кроме того, снизилась доходность поставок нефти на свободный рынок.

Отсутствие государственного стимулирования независимых компаний также не играет на руку независимым нефтяным компаниям. Хотя им, как считает эксперт VYGON Consulting, оно необходимо, так как ННК создают конкурентную среду,

МАЛЫЕ И СРЕДНИЕ «НЕЗАВИСИМЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ» США И РФ В 2014 ГОДУ ИСТОЧНИК: VYGON CONSULTING



способствуют развитию технологий, повышению коэффициента извлечения нефти за счет занятия специфических ниш, в которых эффективность ННК выше по сравнению с ВИНК. «Отсутствие доходов от нефтепереработки, низкий уровень дифференциации активов, отсутствие эффекта масштаба, более высокая стоимость заимствования и проблемы доступа к региональной инфраструктуре ВИНК — ключевые факторы, негативно влияющие на капитализацию и возможности развития сектора ННК в России. Поэтому государственное стимулирование крайне необходимо, — говорит Антон Рубцов. — В развитых странах ННК — это локомотив развития отрасли. В сравнении с США российский сектор ННК практически не существует».

При этом по сравнению с США в России более сложные административные условия для развития ННК. В России фактически отсутствует оборот прав пользования недрами (только путем продажи юридических лиц) и оборот геологической информации, часто устанавливаются лицензионные требования, которые для небольшой компании оказываются невыполнимыми.

В то же время, как утверждает Антон Рубцов, законодательством США, например, предусмотрены специфические льготы для ННК. В частности, Кодекс внутренних доходов США предусматривает для ННК льготные условия вычета для геологических и геофизических затрат, 100-процентный мгновенный вычет нематериальных затрат на бурение. В качестве незави-

симых признаются добывающие компании, переработка нефти на которых не превышает 75 тыс. баррелей в сутки (3,75 млн тонн в год) и выручка от розничных продаж нефтепродуктов и других УВ не превышает \$5 млн. Для малых ННК (добыча нефти менее 1 тыс. баррелей в сутки или 50 тыс. тонн в год) предусмотрен вычет из налогооблагаемого дохода в размере 15% (Small Producers Exemption). В России налоговые преференции для ННК отсутствуют.

Российские независимые нефтяные компании неоднократно обращались в профильные ведомства с просьбой предоставить им некоторые преференции. Минприроды России также неоднократно представляло в правительство различные инициативы, которые могли бы прямо или косвенно поддержать развитие сектора ННК. Среди таких инициатив — вычеты затрат на геологоразведочные работы при исчислении налога на прибыль, снижение или отмена разового платежа за пользование недрами для ННК, особые условия при согласовании с ЦКР технического проекта для технологических юниоров (общие традиционные требования к проектным документам и ключевые лицензионные обязательства не должны сковывать полет инновационной мысли, но при этом стимулируются к высоким темпам работ).

Однако на сегодняшний день никаких преференций правительство России для ННК не предоставляет. Получается, что говорить о новых рекордах в добыче углеводородов пока преждевременно.

Константин Анохин

13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЬ И ГАЗ

МИОГЕ

23-26 ИЮНЯ 2015
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР

ПРИГЛАШАЕМ СПЕЦИАЛИСТОВ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЕ ВЫСТАВКИ
www.mioge.ru

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ: НОВЫЕ ВЫЗОВЫ – НОВЫЕ СТРАТЕГИИ

12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

RPGC

23-25 ИЮНЯ 2015
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР

ПАРТНЕРЫ ДНЯ ГАЗА НА КОНГРЕССЕ

ГАЗПРОМ IGU

• ВЕДУЩАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В РОССИИ

• 1 000 КОМПАНИЙ-УЧАСТНИКОВ ИЗ 40 СТРАН МИРА

• 30 000 ПОСЕТИТЕЛЕЙ – СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

• ДЕНЬ НЕФТИ (24 ИЮНЯ) И ДЕНЬ ГАЗА (25 ИЮНЯ)

• КРУПНЫЙ СТОЛ «КАК СТАТЬ ПОСТАВЩИКОМ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ»

• ТЕХНИЧЕСКИЕ СЕКЦИИ: НЕФТЕСЕРВИС И БУРЕНИЕ; ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

ITE МОСКВА
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
og@ite-events.com

РЕКЛАМА

нефть и газ тенденции



«Люди — наш основной потенциал»

Главным преимуществом «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД), совместного предприятия концерна Shell и компании «Газпром нефть», всегда являлась успешная интеграция иностранного и отечественного опыта. СПД занимает девятое место по объему добычи в России. Генеральным директором СПД впервые за 12 лет стал бывший топ-менеджер «Газпром нефти» (до этого должность руководителя компании занимали представители концерна Shell) **Алексей Говзич**.

— экспертиза —

Уровни роста

— Какие задачи ставит перед собой компания в рамках реализации Салымского проекта?

— Основная задача — удержать текущий уровень добычи в течение ближайших трех-пяти лет, а также закрепить лидерство компании в области промышленной безопасности и охраны окружающей среды. Ни для кого не секрет, что подавляющая часть западносибирских месторождений находится в третьей или четвертой фазе разработки, то есть уровень производства нефти на них падает. «Салым Петролеум» здесь не исключение. Пика добычи на Салымской группе месторождений мы достигли в 2011 году, добыв за год более 8,4 млн тонн нефти. В следующие два года уровень нефтедобычи стал падать. Но если в 2012 году снижение составило 12%, то в 2013–2014 годах нам удалось замедлить этот негативный тренд. В 2016 году мы ставим себе задачу остановить падение добычи и в течение нескольких лет поддерживать ее на уровне около 6,3 млн тонн.

Мы уверены, что нам под силу остановить, а в перспективе даже развернуть вспять негативный тренд. В настоящее время «Салым Петролеум» заканчивает формирование долгосрочной программы работ, в которой компания расставит приоритеты: какие из проектов мы будем реализовывать в первую очередь. СПД планирует в ближайшие годы сосредоточить свои усилия на вовлечении в разработку новых участков и горизонтов Салымского нефтепромысла. В частности, сейчас мы ведем работы по изучению перспективности разработки тюменской и ачимовских свит. Согласно последним данным наших специалистов, эти залежи можно разрабатывать экономически эффективно. Мы рассчитываем своевременно исключить возможные технологические риски при разработке этих участков. Кроме того, мы намерены более активно реализовывать программу бурения боковых стволов.

Естественно, интенсификация разработки Салымской группы месторождений потребует от нас дополнительных усилий в вопросах обеспечения промышленной безопасности и охраны окружающей среды. В связи с этим СПД планирует реализовать ряд проектов, направленных на поддержание целостности активов и повышения культуры безопасного производства.

— Как вы можете оценить результаты деятельности компании СПД?

— В нынешнем году мы отмечаем десять лет с начала промышленной эксплуатации на Салымской группе месторождений. За эти годы «Салым Петролеум» прошла путь от небольшой компании в 15 человек до нефтепромысла, где одновременно работает более 3 тыс. наших сотрудников, а также представителей подрядных и субподрядных организаций. За годы реализации Салымского проекта мы построили современный нефтепромысел, свыше 950 скважин, суммарно добыли более 58 млн тонн нефти. В настоящее время годовая добыча СПД составляет около 1,2% от всего производства нефти в Российской Федерации: мы входим в десятку крупнейших добывающих компаний страны. Кроме того, за эти годы «Салым Петролеум» пополнила российский бюджет на 380 млрд руб. посредством налоговых выплат, а также направила около 1 млрд руб. на реализацию социальных проектов в регионе нашего присутствия. Мне кажется, все эти цифры намного красочнее каких-либо наград и премий.

Когда в 2007 году я вернулся в Россию и стал работать в «Газпром нефти», то постоянно слышал отличные отзывы о Салымском проекте. СПД рассматривается как одна из самых современных и передовых компаний российской нефтяной отрасли. Многие из того, что делала «Салым Петролеум», она выполняла первой в России. Например, компания впервые в стране полномасштабно внедрила концепцию интеллектуального месторождения — у нас эта технология называется «умные месторождения». Все началось в 2008 году с двух пилотных скважин на Западно-Салымском месторождении, а сегодня весь фонд скважин СПД — добывающий, нагнетательный, водозаборный — оборудован технологией удаленного мониторинга и контроля. Это позволяет нам не только оптими-



Алексей Говзич не скрывает амбициозных задач: удержать текущий уровень добычи в компании

зировать добычу (ежегодно увеличивая ее на скважине на 2–2,5%), но и существенно снижать риски в области промышленной безопасности.

— Как вы оцениваете опыт сотрудничества Shell и «Газпром нефти» в реализации Салымского проекта?

— На мой взгляд, совместный проект двух компаний в Западной Сибири уникален. Команде СПД вместе с нашими акционерами действительно удалось создать эффективное сочетание лучших практик российской и мировой промышленности. Востока и Запада. «Газпром нефть» имеет богатый опыт работы в России и за рубежом, а международный концерн Shell — лидер в плане инноваций, реализации и управления сложными, масштабными проектами. У нас есть уникальная возможность воспользоваться этими двумя библиотеками знаний, почерпнуть в них лучшее и достичь превосходных результатов.

— Какие изменения в стратегии компании намечаются в связи с приходом на пост генерального директора «Салым Петролеум» менеджера из «Газпром нефти»?

— Я хотел бы отметить, что стратегия развития СПД остается неизменной. Наша цель на 2016–2018 годы — выход добычи на уровень «полюс» и ее удержание, а также быть лучшими в регионе в сфере промышленной безопасности и охраны труда. Мы продолжим максимально эффективно и безопасно разрабатывать традиционные запасы Салымской группы месторождений, наращивая объем нефтедобычи за счет разработки новых участков.

Мы намерены активно использовать те возможности, которые открываются перед нами на текущем этапе развития проекта. Я уже говорил о разработке новых залежей, но это также касается и технологии повышения нефтеотдачи пласта на основе химического заводнения, пилотный проект по внедрению которой «Салым Петролеум» реализует в настоящее время. Мы нацелены на рост — технологии известны, коллектив готов.

Местный колорит

— В каких масштабах возглавляемая вами компания пользуется услугами отечественных сервисных предприятий и оборудованием, производимым в РФ?

— СПД всегда позиционировала себя как российская компания и делала ставку на местных подрядчиков. Я хотел бы отметить, что выстроенная система взаимоотношений с подрядными организациями — один из секретов успеха Салымского проекта. Взаимодействие компании с подрядчиками строится на концепции «Россия+». Мы стремимся аккумулировать все лучшее, что могут предложить российские и иностранные предприятия, привлекая как крупных признанных производителей, так и небольшие местные организации. Благодаря этому симбиозу нам удается находить лучшие технологические и технические решения для

Салымских месторождений. Наша компания заключает долгосрочные контракты, минимизирующие общие расходы и стимулирующие поставщиков вкладывать средства в совершенствование своих услуг. Мы стараемся обеспечить здоровую конкуренцию между поставщиками по каждой из них.

При прочих равных условиях «Салым Петролеум» отдает предпочтение российским и региональным предприятиям, на долю которых сегодня приходится до 90% контрактов. На услуги и оборудование, получаемые от отечественных компаний, расходуется более 80% нашего бюджета. Высокие требования СПД к выполняемым партнерами подработкам способствуют быстрому росту качества предоставляемых ими услуг. Работая с нами, российские компании приобретают опыт, помогающий им на равных конкурировать с международными игроками.

«Салым Петролеум» опирается не только на опыт отечественных сервисных компаний, но и на продукцию российской промышленности. Все материалы и оборудование, с помощью которых СПД строит скважины, в том числе обсадные трубы, устьевого оборудования и оборудования для заканчивания скважин, произведены в России.

Мы помогаем подрядчикам в поиске новых возможностей ведения бизнеса с нашими акционерами. Так, после сотрудничества с «Салым Петролеум» ряд компаний уже получил доступ к участию в проектах производственных подразделений «Газпром нефти» и Shell (в том числе в других странах), тем самым подтвердив, что они лучшие в своем классе.

Я бы не хотел создавать кому-то дополнительную рекламу, но приведу два наиболее ярких примера. Так, на Салымском нефтепромысле выполняются буровые работы две компании — российская и иностранная. С одной стороны, это способствует их здоровой конкуренции и позволяет СПД постоянно оптимизировать процесс бурения, улучшая производственные показатели строительств скважин, так как оба подрядчика заинтересованы в совершенствовании своих бизнес-процессов и внедрении современных технологий бурения. С другой стороны, иностранная буровая компания получает ценный опыт реализации проекта в российской нефтегазовой провинции, а у наших соотечественников появляется отличная возможность узнать требования к работе зарубежных компаний и соответствовать им, чтобы быть конкурентоспособными на мировом рынке. Также поощрение здоровой конкуренции помогает нам постоянно улучшать наши показатели бурения. Если в начале проекта мы тратили на строительство скважины около 30 дней, то теперь на это уходит менее девяти дней, причем скважины стали технологически сложнее.

Повышение нефтеотдачи

— Как вы оцениваете потенциал западносибирских месторождений?

— В недрах Западной Сибири остается еще большое количество ресурсов, которые мы можем добыть с использованием новейших технологий, несмотря на то что большинство из этих месторождений находится в фазе падающей добычи. Например, десять лет назад, когда СПД только начинала коммерческое производство нефти, никто не предполагал, что Салымский проект станет настолько успешным. Такие технологии, как «умные скважины» и «умные месторождения», большеобъемный гидроразрыв пласта (ГРП), позволили разработать Салымскую группу месторождений на качественно новом уровне. Сегодня в дополнение (а иногда и на смену им) приходят новые технологические решения, позволяющие рационально подойти к освоению ресурсов наших месторождений: многоствольные скважины с открытым стволом, геофизические системы нового поколения, компоновки для многостадийного ГРП, кольтюбинг, бурение боковых стволов в нижнюю четверть и многое другое.

Мы постоянно ищем и адаптируем новые технологические решения для наших месторождений. «Газпром нефть» делает очень много интересных проектов в России, Shell внедряет большое количество инноваций по всему миру. Например, перспективной технологией, еще не испытанной на Салымских месторождениях, является бурение горизонтальных скважин и заборка боковых стволов мультистадийным гидроразрывом пласта.

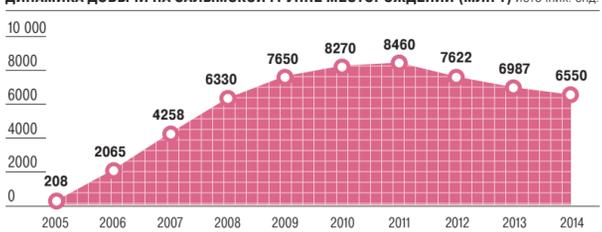
— Какие из технологий повышения нефтеотдачи пласта, по вашему мнению, наиболее перспективны для применения в России?

— В настоящее время разработка нефтяных месторождений во многом связана с реализацией сложных масштабных проектов, требующих колоссальных инвестиций, создания разветвленной инфраструктуры, передовых технологий. Время так называемой легкой нефти прошло. Вместе с тем в мире стабильно растет спрос на энергоресурсы. Поэтому технологии повышения добычи на уже разрабатываемых месторождениях привлекают все больше внимания со стороны компаний по всему миру. Самыми интересными сегодня являются так называемые третиные методы добычи, позволяющие рационально разрабатывать месторождения. Согласно результатам одного из исследований, увеличение КИН в глобальном масштабе всего на 1% приведет к приросту традиционных запасов нефти на 88 млрд баррелей, что в три раза больше, чем сегодня добывается за год.

Для России применение методов повышения нефтеотдачи пласта — одно из актуальных направлений развития нефтяной промышленности. Главным образом это связано с тем, что, как я уже говорил, подавляющее большинство месторождений Западной Сибири — главного нефтяного региона Российской Федерации — находится в фазе падающей добычи. А методы повышения нефтеотдачи могут открыть второе дыхание для разработки этих месторождений. Один из многообещающих методов повышения нефтеотдачи пласта — метод химического заводнения АСП. Его название — это аббревиатура, образованная от начальных букв трех компонентов смеси, которая закладывается для увеличения нефтеотдачи: анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера. Технология АСП позволяет добыть дополнительно до 30% нефти. Таким образом, эффективность разработки сотен месторождений в мире можно увеличить практически вдвое, ведь при обычном заводнении добывается порядка 30–35% нефти, остальная часть навсегда остается в пласте. Применение этой технологии открывает возможность еще более рациональной и экологичной разработки природных ресурсов по сравнению с традиционными методами добычи. Здесь следует выделить три важных момента. Во-первых, это техническое решение связано с использованием уже существующей инфраструктуры нефтепромысла. Во-вторых, с помощью АСП нефть извлекается в течение трех лет, а при заводнении на это требуются десятилетия. Все это значительно снижает нагрузку на экосистему. В-третьих, все компоненты, входящие в состав смеси, аналогичны веществам, применяемым в быту. Поэтому они безопасны как для человека, так и для окружающей среды.

Это технологическое решение сейчас активно используется в таких странах, как США, Канада, Катар, Оман. Наша компания первой внедряет эту технологию в России. В настоящее время мы реализуем пилотный проект. Его цель — это не прибыль, а минимизация многочисленных технических рисков и проверка эффективности технологии в реальных условиях. Под пилотную фазу мы выбрали участок на Западно-Са-

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ НА САЛЫМСКОЙ ГРУППЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (МЛН Т) ИСТОЧНИК: СПД



лымском месторождении с обводненностью 98%, где построили семь скважин. В настоящее время заканчиваем сооружение специального трубопровода, установки смешения компонентов смеси АСП и блока разделения эмульсии. До конца текущего года мы планируем запустить эти объекты и начать закачку АСП, а в 2016 году рассчитываем получить первые результаты нашего пилотного проекта. В случае успеха мы должны добывать на Салымской группе месторождений дополнительно от 250 тыс. до 500 тыс. тонн нефти в год. Кроме того, тиражируем технологию дав надежду на сохранение высокого уровня добычи на многих западносибирских месторождениях. По оценкам экспертов, потенциал этой технологии — дополнительно 2,4 млрд тонн нефти в Ханты-Мансийском автономном округе.

Однако есть одно «но»: широкое применение этого метода в условиях существующей системы налогообложения убыточно. Поэтому в данный момент мы тесно работаем с законодательными органами по изменению налогового режима. Это необходимо не только нашему пилотному проекту, но и для тиражирования технологии в Западной Сибири, что продолжит жизнь нескольким десяткам месторождений региона.

Умная скважина

— Вы уже упоминали технологию «умных месторождений». Расскажите, пожалуйста, в чем суть этого технологического решения? Каковы результаты его внедрения в рамках Салымского проекта?

— Это технологическое решение — главный предмет нашей гордости. Внедрение этой технологии позволяет нам экономить, даже экономить, в режиме реального времени наблюдать за параметрами работы всех наших скважин на месторождениях. В любой момент, если что-то пойдет не так, мы можем моментально отреагировать. «Умные месторождения» способствуют оптимизации системы добычи компании «Салым Петролеум» за счет контроля состояния скважин и позволяют управлять их разработкой в целях улучшения показателей эффективности и продуктивности. Внедрение этой технологии позволило СПД из года в год увеличивать коэффициент эксплуатационной готовности наших объектов — в настоящее время он превышает 97%. Например, ранее для повторного запуска и стабилизации работы скважин требовалось до двух суток, сегодня «умные месторождения» позволяют сделать это менее чем за час.

«Салым Петролеум» улучшила показатели защиты оборудования и скважин. Теперь мы можем быстро выявлять аномалии, выходы из строя, а также отклонения от рабочих диапазонов на ранних этапах и предотвращать их. В рамках системы «умных месторождений» действует принцип визуализации (как на световом поле): операторы получают наглядную информацию о состоянии скважин. Улучшено качество контроля над разработкой скважин и месторождений, целостностью коллектора. «Умные месторождения» позволяют компании снизить эксплуатационные расходы. Значительно сократились риски в области промышленной безопасности и охраны труда. Автоматизация позволила компании исключить частые поездки персонала на скважины (сократить их число в среднем с 40 до 7–8) — все мероприятия осуществляются в режиме удаленного доступа. Это весьма значительное достижение, учитывая тот факт, что несчастные случаи на транспорте являются наиболее распространенными происшествиями в нефтегазовой промышленности. Мы также внедрили наглядную систему наблюдения за добычей по всем скважинам Exception Based Surveillance и систему удаленного мониторинга и контроля по закачке химических реагентов (например, ингибиторов солеотложения).

— Как ваша компания решает проблему, которой в России в последнее время уделяется особое внимание, — утилизации попутного газа?

— В настоящее время уровень утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) на Салымской группе месторождений составляет 97%. Мы поддерживаем такой высокий уровень в течение нескольких лет. Это стало возможным благодаря реализации комплексного проекта по ра-

циональному использованию ПНГ в партнерстве с Ханты-Мансийским автономным округом и двумя частными компаниями.

Первый этап проекта был реализован еще в 2008 году, когда мы запустили на месторождении газотурбинную электростанцию (ГТЭС). Второй этап программы — строительство и запуск комплекса по переработке попутного нефтяного газа. Его уникальность заключается в том, что установка расположена прямо на месторождении, что исключает строительство протяженной системы газопроводов. Этот комплекс, построенный и эксплуатируемый нашим партнером, получает ПНГ с Салымской группы месторождений, а также с соседней Шапшинской группы, разрабатываемой «Русснефть». Газ перерабатывается в сухой отбензиненный газ, который мы используем на ГТЭС, а также газовый бензин и пропан-бутан, которые идут на продажу.

Спутниковый эскорт

— Каковы основные подходы компании к решению вопросов промышленной безопасности и экологии?

— Промышленная безопасность и охрана окружающей среды являются приоритетами нашей деятельности. Мы стремимся работать без происшествий и травм. Наша стратегия в этом направлении строится на трех принципах: лидерство, культура и планирование. Без привлечения топ-менеджеров, руководителей подразделений организаций, глав бригад и групп на местах добиться стабильно высоких показателей в этой области нельзя. Культура — это ответственное понимание необходимости следования правилам безопасности и личной ответственности за следование им. Каждый должен понимать, что человеческая жизнь важнее добытых баррелей нефти. У человека не должен возникать выбор между безопасностью и скоростью или стоимостью выполнения работ. Тщательное планирование обеспечивает нам стабильность показателей безопасности. Необходимо понятная долгосрочная стратегия развития, которая позволяет компании заранее подготовиться к тем или иным работам, найти необходимые ресурсы для качественного и безопасного их выполнения.

Даже в нефтяной отрасли, сопряженной с множеством других рисков, большинство происшествий происходит на объектах, напрямую не связанных с нефтедобычей, зачастую в бытовых условиях. В частности, одна из самых распространенных травм — падение. Причина таких травм не только банальное несоблюдение правил, но и отсутствие навыка по оценке рисков вокруг нас. Каждый из нас должен уметь принимать меры по минимизации этих рисков. Во-вторых, дорожная безопасность на нефтепромыслах. На наших месторождениях мы особо следим за безопасностью дорожного движения. В частности, на территории Салымских месторождений введено ограничение скорости в 40 км/ч. Каждое транспортное средство оснащено спутниковой системой контроля, благодаря ей мы в любое время знаем, кто и на какой скорости движется по территории промысла. Кроме того, каждый водитель, работающий у нас, обязательно проходит курс обучения защитному вождению с подтверждением полученных знаний, а также программу управления усталостью. Безопасность нельзя гарантировать — она начинается с личной ответственности.

Последнее, но не менее важное. Нельзя добиться безопасности, не создав комфортных условий для сотрудников и не обеспечив их всем необходимым: спецодеждой, инструментом, оборудованием. Поэтому мы огромное внимание уделяем быту наших сотрудников, которые работают у нас по вахтовому методу: 30 дней на промысле, 30 — отдыхают. Салымская группа месторождений удалена от больших городов и населенных пунктов, у нас на промысле есть и спортивный зал, и спутниковое телевидение, и беспроводной интернет. Превосходно организовано питание, обеспечен быт. Люди — это наш основной потенциал, многие из них сотрудничают с нами уже более десяти лет, с самого первого дня работы компании.

Беседовала Мария Кутузова

нефть и газ тенденции

Смесь раздора

Вместе с сырой нефтью российские нефтяные компании ежегодно отправляют на экспорт миллионы тонн сернистых соединений, содержание которых в смеси Urals составляет около 1,35%. В экспортных трубопроводах «Транснефти» поволжская нефть с повышенным содержанием серы смешивается с более качественной западносибирской нефтью. Отсюда правило: чем выше содержание серы в нефти, тем ниже цена. Потому что в процессе переработки серу приходится удалять, что требует от перерабатывающих предприятий дополнительных затрат. Возникшая идея насчет разделения нефтяных потоков развела нефтяников страны по разные стороны. Хотя бы потому, что разделение потоков приведет к огромным потерям поволжских нефтяных компаний — производителей высокосернистой нефти, объемы добычи которой растут.

— технологии —

В статистике Еврокомиссии нефть, импортируемая из России, уже разделяется на две группы — Urals и «другие смеси». Ко второй группе относятся в основном партии с превышением порога в 1,3%. Так, по трубопроводу «Дружба», по данным агентства Argus, экспортируется преимущественно нефть с содержанием серы выше 1,5%. Зато по некоторым другим направлениям поставляется более качественная нефть — например, по ВСТО прокачивается сорт ESPO с содержанием серы менее 0,5%.

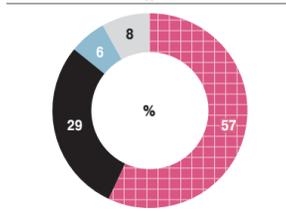
Поддерживать постоянную долю серы в экспортной смеси «Транснефти» становится все сложнее, так как объем добычи высокосернистой нефти (с содержанием серы выше 1,8%) в России постепенно растет. Если в 2014 году «Транснефть» приняла в трубопроводную систему 81,1 млн тонн такой нефти, то в 2015 году прогнозируемый объем составит почти 85 млн тонн. В системе «Транснефти» сырье с повышенным содержанием серы смешивается с более качественной нефтью, поступающей из Западной Сибири, и отправляется на экспорт.

Чтобы сохранить стандартный уровень серы в российской экспортной смеси, есть несколько способов. Наиболее радикальный из них предлагает «Транснефть»: выделить для нефти с содержанием серы выше 2,3% отдельное направление экспорта через балтийский порт Усть-Луга, что позволит снизить содержание серы на остальных направлениях транспортировки и получить за счет этого дополнительный доход.

«Транснефть» заверяет, что проблем со сбытом высокосернистой нефти не предвидится. Николай Токарев, глава компании, в июне заявил в интервью ТАСС, что многие европейские заводы «были ориентированы на нашу нефть и высокую серу» и что «сомнений в том, что рынок у этой нефти будет, никаких нет». Данные Еврокомиссии, по крайней мере в настоящее время, подтверждают этот вывод: импорт нефти с содержанием серы более 1,97% составил в 2014 году солидный объем — 73 млн

Сегментация рынка импорта сырой нефти странами ЕС в 2014 году по содержанию серы

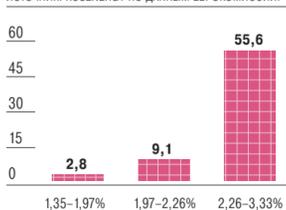
ИСТОЧНИК: RUSENERGY ПО ДАННЫМ ЕВРОКОМИССИИ.



● до 1,35% ● 1,35-1,97% ● 1,97-2,26% ● больше 2,26%

Величина среднего дисконта цены высокосернистой нефти к средне-европейской импортной цене в зависимости от содержания серы в 2014 году (\$/т)

ИСТОЧНИК: RUSENERGY ПО ДАННЫМ ЕВРОКОМИССИИ.



тонн, или около 14% всего объема нефтяного импорта стран ЕС. Причем большая часть поставок (41 млн тонн) пришла на нефть с содержанием серы более 2,26%.

Сейчас этот сегмент европейского рынка заполняют преимущественно производители стран Ближнего Востока и Латинской Америки. Если на Балтийском море появится специализированный порт для высокосернистой нефти, то наши экспортеры смогут эффективно конкурировать с нынешними поставщиками за счет короткого транспортного плеча, что позволит им занять часть рыночной ниши. Таким образом, российские нефтяники сохраняют за собой сегмент рынка нефти с содержанием серы от 1,35% до 1,96% (который сегодня в основном и заполняют), а кроме этого расширят сбыт в сегменте нефти с содержанием серы выше 2,26%.

Казалось бы, выгода налицо, но дьявол, как всегда, кроется в деталях. Анализ статистики Еврокомиссии показывает, что европейские потребители охотно покупают высокосернистую нефть, но требуют при этом весьма значительных скидок. Если в сегменте от 1,97% до 2,25% содержания серы средняя скидка к средне-европейской цене импортной нефти составляет приемлемые \$9,1 за тонну, то в сегменте содержания серы выше 2,26% она стремительно растет и достигает \$52,7 за тонну. Это очень много. Если для арабских компаний с их низкой себестоимостью добычи такие цены приемлемы, то для российских могут оказаться критическими.

Поэтому производители высокосернистого сырья — нефтяники Татарстана, Башкортостана, Удмуртии, Коми, Самарской, Пермской областей — настроены не так благостно, как в «Транснефти». Поскольку предполагают, что в случае разделения потоков скидки на их продукцию могут достигнуть таких величин, что значительную часть промыслов Поволжья и Прикамья придется закрыть из-за нерентабельности добычи со всеми вытекающими экономическими и социальными последствиями.

Есть и еще один фактор, который необходимо принять во внимание при решении вопроса о выделении экспортного потока высокосернистой нефти в направлении Усть-Луги, — долгосрочные тенденции на европейском нефтяном рынке. Политика ЕС нацелена на поощрение потребления дизтоплива, что крайне осложняет жизнь европейским переработчикам: им приходится пристраивать «лишний» бензин, который неизбежно образуется в процессе перепорки и не находит сбыта в Европе. Если до недавних пор европейский бензин уходил в США (до 22 млн тонн в год), то сейчас в связи с ростом добычи сланцевой нефти и этот рынок для него закрывается.

В сложившихся противоречивых условиях (которые в мировом прогнозе ОПЕК за 2014 год названы «кошмаром нефтепереработчика») европейские компании вынуждены закрывать НПЗ. Так, в период с 2008 по 2012

год включительно были выведены из эксплуатации 16 европейских НПЗ. Франция потеряла 25% мощностей переработки, Германия, Великобритания и Италия — 11%, 11% и 8% соответственно. И эта тенденция продолжится. В феврале нынешнего года Патрик де Ла Шевардь, главный финансовый директор французской Total, заявил, что в европейской нефтепереработке должно быть сокращено дополнительно около 10% мощностей.

Неудивительно, что импорт нефти странами ЕС неуклонно снижается (в период с 2005 по 2014 год на 13%) и будет сокращаться и в дальнейшем. Дефицит дизтоплива Евросоюз предпочитает покрывать за счет импорта нефтепродуктов и повышения эффективности их потребления, а не за счет поддержки местной переработки. А на перспективу и вовсе делает ставку на электромобили и возобновляемые источники энергии, постепенно отказываясь от ископаемых видов топлива.

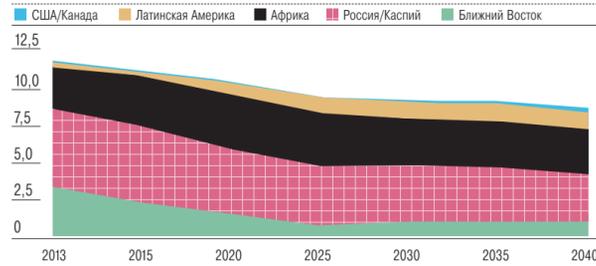
Как результат Международное энергетическое агентство ожидает сокращения спроса на сырую нефть в ЕС в 2020 году на 4% по сравнению с 2014 годом и предполагает, что повышение энергоэффективности и ужесточение экологического законодательства могут привести к дальнейшему снижению этого показателя. ОПЕК в ежегодном Мировом нефтяном прогнозе (World Oil Outlook) за 2014 год прогнозирует значительное снижение импорта нефти странами ЕС — с 10,2 млн баррелей в сутки (мбс) в 2013 году до 7,9 мбс в 2040 году, или на 23%.

В итоге наиболее быстрыми темпами будет сокращаться потребление европейским рынком именно высокосернистой нефти. Причина проста: страны ЕС и Норвегия (не входящая в ЕС) производят преимущественно качественную низкосернистую нефть, однако объемы ее добычи быстро сокращаются из-за истощения месторождений Северного моря. Чтобы поддержать стабильное качество смеси, направляемой на европейские НПЗ, компаниям приходится импортировать больше качественной нефти и отказываться от закупки сырья с высоким содержанием серы.

В рамках этой тенденции Европа в перспективе будет снижать импорт нефти из стран Персидского залива, поставляющих преимущественно высокосернистую нефть, а также России. Это признают аналитики ОПЕК, прогнозирующие, что импорт в Европу ближневосточной нефти сократится с 3,2 мбс в 2013 году до 0,9 мбс в 2030 году, или на 72%, и сохранится на этом уровне в течение следующего десятилетия. Импорт нефти из России и Каспийского региона снизится, по их мнению, с 4,9 мбс в 2015 году до 3,1 мбс в 2040 году, или на 37%.

Получается, что в Европе спрос на высокосернистую нефть будет быстро снижаться, причем темпами, опере-

ПРОГНОЗ ИМПОРТА СЫРОЙ НЕФТИ В ЕВРОПУ ПО РЕГИОНАМ В 2013–2040 ГОДАХ (МЛН БАРР./СУТКИ) ИСТОЧНИК: ОПЕК WORLD OIL OUTLOOK 2014.



жающими снижением спроса на нефть в целом. Высокосернистая нефть, направляемая из России в Европу через порт Усть-Луга, будет испытывать весьма жесткую конкуренцию со стороны таких производителей, как Ирак, быстро наращивающий добычу и экспорт, Саудовская Аравия, располагающая крупными резервными производственными мощностями, а возможно, и Иран, который ожидает снятия санкций со стороны стран Запада. Все эти страны производят нефть с содержанием серы в основном выше 1,97%.

Конкурировать за европейский рынок будут и страны Латинской Америки, которые готовятся к дальнейшему сокращению импорта нефти со стороны США ввиду развития сланцевой добычи и переориентировать потоки высокосернистой нефти в Европу и другие регионы. Еще одним конкурентом российской высокосернистой нефти может выступить высокосернистый мазут, в том числе российский, который европейские НПЗ используют в качестве альтернативного сырья, пользуясь низкими ценами на него.

Любопытно, что страны Азии проводят политику, диаметрально противоположную европейской, а именно поощряют создание мощностей для переработки высокосернистой нефти в расчете на реализацию готовой продукции, в том числе на европейском рынке. В странах Ближнего Востока, Индии, Китае, Южной Корее строятся или модернизируются заводы, рассчитанные на производство низкосернистого дизельного топлива и сбыт его в странах ЕС.

Но экспортное окно для высокосернистой нефти в Усть-Луге фактически отрезает российских производителей от азиатских рынков, предлагая поставлять сырье на сжимающийся высококонкурентный европейский рынок, скидки на котором за содержание серы будут с течением лет неуклонно расти. То есть обеспокоенность нефтяников Поволжья и других российских регионов можно понимать: цены на нефть и так находятся на невысоком уровне, но необходимость продавать сырье со значительной скидкой может добить старейшие нефтяные промыслы.

Особенно критичной может оказаться ситуация, если Евросоюз ужесточит санкции против России и ограничит импорт российской нефти. В этом случае остальные российские нефтяные компании смогут поддерживать свой бюджет, отправляя нефть на экспорт в азиатские страны по ВСТО или через Новороссииск и далее танкерами через Суэцкий канал. Но производители высокосернистой нефти будут лишены такой возможности: отправлять такое сырье танкерами грузоподъемностью до 120 тыс. тонн из Усть-Луги в Азию коммерчески невыгодно.

В связи с этим авторам проекта выделенного направления экспорта высокосернистой нефти через Усть-Лугу следовало бы еще раз внимательно проанализировать долгосрочные риски такой инициативы. Не исключено, что негативные последствия, в том числе социальные, могут перевесить сиюминутные коммерческие выгоды от перенаправления потока высокосернистой нефти на Усть-Лугу.

Тем более что у Усть-Луги есть и альтернативы. По оценке заместителя министра энергетики РФ Кирилла Молодцова, высказанной в марте, до 2020 года «существенного ухудшения ситуации по сере не будет», если использовать имеющиеся резервы в экспортных мощностях. Помочь решению проблемы могут и увеличение переработки высокосернистой нефти в регионах ее добычи, а также введение ограничений для первичной переработки качественной низкосернистой нефти на НПЗ с низкой глубиной переработки, в просторечье именуемых «самоварами».

В качестве одного из вариантов, возможно, следовало бы дополнительно изучить вопрос о том, как скажется на цене нефти, поставляемой в направлении Козьмино, умеренное увеличение содержания серы с учетом меньшей чувствительности цены нефти на азиатском рынке к этому показателю по сравнению с Европой. При этом необходимо принимать в расчет не только состояние рынков, сложившееся в настоящее время, но и долгосрочную перспективу их развития.

Юрий Котев, RusEnergy

АФРИКАНСКАЯ ПРИСТАНЬ

В начале июня глава Минэнерго Александр Новак заявил, что англо-голландская компания Shell предлагает инвестировать в строительство третьей очереди СПГ-завода «Сахалин-2». Сахалинский завод СПГ был запущен в 2009 году — две линии производят 9,6 млн тонн сжиженного природного газа (СПГ) в год. Являясь одним из мировых лидеров производства СПГ, Shell успешно тиражирует свой опыт по миру. Корреспондент «Ъ» КИРИЛЛ МЕЛЬНИКОВ увидел, как Shell реализует проект СПГ в Нигерии.

Обсуждение строительства третьей очереди «Сахалина-2» ведется последние два года. В отрасли констатируют, что Россия заметно отстает от других стран в производстве СПГ. Отстает еще не безнадежно, но все новые позиции на рынке завоевывают Австралия, Индонезия, Катар и страны Африки. Shell давно делает ставку на СПГ. Компания участвовала в строительстве первого в мире завода по сжижению газа в Алжире в 1964 году. В апреле Shell объявила, что приобретает другого крупного СПГ-игрока — BG Group — за \$70 млрд, что позволит ей увеличить запасы нефти и газа на 25%, а добычу — на 20%.

Nigeria LNG — второй по объему производства СПГ-завод в мире. И если на Сахалине акционеры обсуждают возможность строительства третьей очереди, то в Нигерии (завод тоже расположен на острове — Бонни) партнеры анализируют перспективы седьмой очереди.

В настоящее время мощность завода составляет 22 млн тонн в год. Основной акционер проекта — местная компания NNPC, которой принадлежит 49%, у Shell 25,6%, у французской Total 15%, у итальянской Eni 10,4%. Консорциум был создан в 1989 году. Для отправки первого танкера с СПГ понадобилось десять лет: первая партия была отгружена в октябре 1999 года. Как говорят в Nigeria LNG, проект сейчас занимает 8% мирового рынка СПГ, обеспечивая 4% ВВП Нигерии. В апреле завод отгрузил почти 3,5 тыс. партий. В нынешнем году также ожидается поставка 6 тысяч газозовозов (сейчас их 24).

От Лагоса — экономической столицы Нигерии — до острова Бонни лететь на самолете около часа. Это самый короткий путь — он летает этим маршрутом несколько раз в



Nigeria LNG — второй по объему производства СПГ-завод в мире. И это не предел. Акционеры анализируют перспективы строительства седьмой очереди

неделю, возя работников завода. Производство вместе с жилым комплексом занимает 4,5 кв. км. Отгрузка с завода осуществляется через два наливных причала. СПГ хранится в четырех резервуарах объемом 305 тыс. куб. м. Сам остров, расположенный в дельте реки Нигер, — СПГ-кластер. Рядом с Nigeria LNG находится производство ExxonMobil и отдельный проект Shell.

Nigeria LNG перерабатывает газ, который добывается на шельфе Атлантического океана CP Shell, Total и Eni. Сжиженный газ консорциум продает 11 покупателям. 43% составляют поставки Португалии и Испании, 35% — на рынок Северной Америки, а еще 22% — Франции, Италии и Турции. Цена на СПГ, согласно мировой практике, привязана к котировкам нефти и Henry hub. Кроме того, Nigeria LNG продает конденсат (5 млн тонн) и СУГ (250 тыс. тонн в год), полученные в результате переработки. С 2008 года она поставляет на внутренний рынок страны бутан.

Несмотря на падение стоимости нефти, мировые эксперты прогнозируют рост СПГ — газ даже новых проектов, которые еще не введены, уже законтрактован. У Nigeria LNG прогноз более консервативный. «Каждый завод СПГ — конкурент нашего проекта. Однако я думаю, что в долгосрочной перспективе спрос на СПГ будет расти. В текущей

ситуации не все проекты по производству СПГ, которые сейчас планируются, особенно в США, будут реализованы», — говорит глава Nigeria LNG Бэбс Омотова. При этом в компании прогнозируют и рост производства СПГ — на 3%, до 21 млн тонн. «СПГ — энергоноситель, спрос на который растет самыми быстрыми темпами. Несмотря на рост производственных результатов, выручка Nigeria LNG в текущем году из-за падения цен на нефть сократится на 20–25% — примерно до \$8 млрд. «Мы продаем значительный объем СПГ в Японию и Южную Корею, а цены там сильно упали», — говорит глава компании.

Впрочем, по его оценке, в следующие два года стоимость барреля нефти составит около \$80. Именно этот уровень необходим для баланса вложений в добычу. Однако акционеров компании падение цен не смущает: они «далеко продвинулись» в обсуждении возможности строительства на заводе седьмой очереди. Бэбс Омотова оценивает инвестиции в проект в \$8 млрд. «По текущим расчетам, седьмая очередь будет приносить компании выручку примерно на уровне \$3 млрд в год», — говорит господин Омотова. При этом будущий СПГ законтрактовали еще в 2008 году, когда акционеры только начали обсуждение строительства. «Важно, что у этого газа уже есть покупатели. Заключенные долгосрочные контракты — важный довод для начала реализации проекта седьмой очереди», — отмечает он. Время строительства Бэбс Омотова оценил примерно в четыре года.

КОРОЛЕВСКАЯ МИЛОСТЬ

Примерно полгода потребовалось возглавляющей Организацию стран-экспортеров нефти (ОПЕК) Саудовской Аравии для убеждения партнеров в правильности политики, нацеленной на сохранение картелем существующих квот на добычу нефти. И за этот довольно короткий промежуток времени королевству, прудемонстрировавшему всему миру способность ведения как переговоров, так и военных операций, удалось предотвратить уже было намечившееся разногласие в ОПЕК. Для достижения заветной цели на нефть действительно все средства хороши.

12 стран-участниц картеля оказались в ситуации, когда низкие цены на товар гарантируют поставщику его долю на рынке. И все бы ничего, если не брать во внимание тот факт, что экономики большинства государств, в частности арабских стран Персидского залива, привыкли существовать в реалиях цен на нефть, в полтора раза превышающих текущие цены. И средняя за 2015 год стоимость корзины ОПЕК чуть более \$50 за баррель не могла не вызвать негативный резонанс на национальном уровне.

В текущей ситуации снижения доходов страны Персидского залива пытаются по-тихому отправить мигрантов обратно на родину, несмотря на то что данные действия могут привести к социальным волнениям и гарантированно повлияют на темпы прироста экономики. Потому что валовой внутренний продукт монархий создавался, по сути, руками мигрантов из Индии, Пакистана и с Филиппин, численность которых возросла в разы за последние несколько лет.

Важным остается вопрос о субсидировании потребления местным населением ископаемого топлива. Ежегодно страны-члены ОПЕК тратят сотни миллиардов долларов на то, чтобы обеспечить население и домохозяйства необходимой энергией. В частности, Саудовская Аравия известна своими королевскими субсидиями: население обеспечено качественными нефтепродуктами, электроэнергией, чистой водой и продовольствием. По данным Международного энергетического агентства, субсидии на потребление первичных источников энергии составили в Саудовской Аравии \$61 млрд в



В верхней части бензоколонки на заправочной станции в городе Джидда (Саудовская Аравия) надпись: «Не забудь восхвалить Аллаха». Бензин 91 «замечательный», стоит 0,45 саудовского риала (порядка 8 руб.) за 1 л

2011 году, а в 2014 году этот показатель мог достигнуть и \$90 млрд. Из них 75% приходится на потребление нефтепродуктов, 25% — на потребление электроэнергии. Прямые субсидии в стране направлены на продажу

Резервы ряда стран-членов ОПЕК (\$, с учетом запасов золота)

Алжир	201436605684
Ангولا	32780375986
Эквадор	4345840372
Ирак	77747259730
Кувейт	3241060396
Ливия	119714243055
Катар	42082172851
ОАЭ	737796506890
Каса	68202651336
Венесуэла	20275218555

Источники: Всемирный банк. (Данные 2013 года.)

Резервы ряда стран-членов ОПЕК (% от величины внешнего долга)

Алжир	3850,6
Ангولا	136,6
Эквадор	21,4
Венесуэла	17,1

Источники: Всемирный банк. (Данные 2013 года.)

населению электроэнергии и продуктов нефтепереработки по заниженным ценам. Так, что бы ни происходило с мировыми ценами на нефть, стоимость отпусковой цены 95-го бензина составляет 8 руб. за литр, дизеля — 4 руб. за литр. (Бензоколонки выпускаются с уже написанными на них краской ценами, а над ценой указание: «Не забудь воздать хвалу Аллаху».) Примером ковенного субсидирования является политика, гарантирующая высокий доход (в размере 7–15% годовых) энергетическим компаниям.

В случае сокращения объема субсидирования в первую очередь подорожают опреснение и очистка воды и производство сельскохозяйственной продукции. В крайнем случае возможно постепенное увеличение тарифов на основные источники энергии, однако данный рост не должен негативно сказаться на проценте населения, проживающем за чертой бедности.

На рост бюджетных расходов также повлияли и рост военных расходов в связи с военной операцией, инициированной саудитами в Йемене, непростая ситуация вокруг «Исламского государства». Что, несомненно, скажется на росте военных расходов Саудовской Аравии, имеющей крупнейший военный бюджет в мире (в относительном исчислении) — порядка 10% ВВП.

Ни для кого не секрет, что Саудовская Аравия претендует на место лидирующей страны на Ближнем Востоке, а снизившиеся по сравнению с предыдущим годом цены на нефть явно не способствуют процветанию монопродуктовой экономики королевства. Видимо, с целью упреждения возможных негативных реакций со стороны населения, которому придется платить больше за энергоресурсы и воду, король Саудовской Аравии Салман ибн Абдул-Азиз аль-Сауд выплатил всему местному работающему населению государственную премию в размере двух месячных выплат и частично простил долги (всего на \$30 млрд).

Следовательно, можно предположить, что саудиты будут вынуждены запустить руку в собственные золотовалютные резервы (госблагающие США, иностранные ценные бумаги, депозитные счета в иностранных банках, драгметаллы), которые оценены менее чем в \$1 трлн.

Римма Субханкулова

нефть и газ тенденции

Публичный зачет

„Ъ“ представляет второй в текущем году ежеквартальный медиарейтинг добывающих, перерабатывающих и транспортных структур российской нефтегазовой отрасли, подготовленный компанией «Медиалогия». Тройка лидеров остается неизменной более года.

Место в рейтинге	Компания	Количество сообщений
1	ОАО «Газпром»	55495
2	ОАО «НК „Роснефть“»	27784
3	ОАО ЛУКОЙЛ	15220
4	ОАО «Газпром нефть»	10261
5	ОАО «Сургутнефтегаз»	7909
6	ОАО «АК „Транснефть“»	6568
7	ОАО НОВАТЭК	6474
8	ОАО «АНК „Башнефть“»	6286
9	ОАО «Татнефть»	5612
10	ОАО «Ямал СПГ»	3209
11	«Сахалин Энерджи»	1664
12	ОАО «Зарубежнефть»	1455
13	ООО «Газпром межрегионгаз»	1202
14	ОАО «Роснефтегаз»	1163
15	ОАО «Татнефть»	913
16	ООО «Газпром экспорт»	860
17	ГУП «РК „Черноморнефтегаз“»	766
18	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	713
19	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	617
20	ОАО «Танеко»	597

Источник: «Медиалогия»

Место	Персона	Компания	Количество сообщений
1	Алексей Миллер	ОАО «Газпром»	10248
2	Игорь Сечин	ОАО «НК „Роснефть“»	5378
3	Вагит Алекперов	ОАО ЛУКОЙЛ	2967
4	Геннадий Тимченко	ООО «Трансойл»	2907
5	Леонид Михельсон	ОАО НОВАТЭК	1543
6	Александр Дюков	ОАО «Газпром нефть»	1066
7	Николай Токарев	ОАО «АК „Транснефть“»	694
8	Михаил Гудериев	ОАО «Руснефть»	591
9	Виктор Зубков	ОАО «Газпром»	554
10	Денис Федоров	ООО «Газпром энергохолдинг»	469
11	Наиль Маганов	ООО «Татнефть»	409
12	Владимир Богданов	ОАО «Сургутнефтегаз»	406
13	Эдуард Худайнатов	ОАО НКК	391
14	Сергей Бейм	ГУП «РК „Черноморнефтегаз“»	236
15	Александр Корсик	ОАО «АНК „Башнефть“»	186
16	Александр Лейфрид	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	172
17	Рафинат Яруллин	ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг»	170
18	Александр Немилелов	ОАО «НК „Роснефть“»	146
19	Павел Крюков	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	128
20	Сергей Кудряшов	ОАО «Зарубежнефть»	120

Источник: «Медиалогия».

— рейтинг —

Лидерами медиарейтинга компаний за второй квартал текущего года стали «Газпром», ОАО «Роснефть» и НК ЛУКОЙЛ. Тройка эта более года удерживает медиалидерство.

К главным событиям, повлиявшим на медиареputацию «Газпрома», можно отнести следующие. В «Газпроме» сочли необоснованными претензии Европейской комиссии, обвинившей компанию в нарушении правил конкуренции ЕС и попытках доминировать на рынках Европы; глава «Газпрома» Алексей Миллер на конференции в Берлине признал, что модель работы газовой монополии в Европе разваливается, и переложил на власти ЕС ответственность за последствия вплоть до остановки поставок. Чikov «Газпрому» добавили, и многолетняя тема поставок газа на Украину, и относительно недавний «Турецкий поток» (пришедший на смену «Южному потоку»), в частности успешные переговоры о коммерческих условиях, начало строительства морского участка, сообщение о вводе в эксплуатацию газопровода «Турецкий поток» начиная с декабря 2016 года.

В основе второй медиапозитив «Роснефти» — решение совета директоров ОАО «НК „Роснефть“» о продлении полномочий президента ком-

пании Игоря Сечина еще на пять лет, открытие размеров ежемесячного оклада господина Сечина, который составил 15–20 млн руб. На рост медиарейтинга «Роснефти» повлияло и долгое эхо обсуждения в СМИ примирения компании с бывшими структурами ЮКОСа за \$3 млрд. Стало также известно, что «Сургутнефтегаз» может купить у государства 19,5% «Роснефти», что уменьшит давление на российский бюджет, поскольку в нынешнем году наступит срок погашения \$23,5 млрд долга «Роснефти».

ЛУКОЙЛ защитил свое место в тройке самых упоминаемых компаний с помощью президента компании Вагита Алекперова, заявившего на конференции в Техасе, что цена на нефть достигла дна «по одной причине»: активность объемов бурения не демонстрируется — реально цена давит на рынок. Также он сообщил о возможности покупки активов в Мексике и Иране после 2016 года, о продаже своих АЗС в Эстонии и снижении в среднесрочной перспективе добычи нефти в России. Поправить последнее, по мнению господина Алекперова, можно за счет Арктического шельфа: «Мы уверены, что при вводе крупнейших запасов в Арктике Россия снова выйдет в лидеры по производству нефти». На медиарейтинг господина Алекперова сработал и глава Министерства природных ресурсов Сергей Дон-

ской, который отверг упреки в лоббировании интересов ЛУКОЙЛа.

Не трудно догадаться, что главы компаний-медиаидолов, а именно Алексей Миллер («Газпром»), Игорь Сечин («Роснефть») и Вагит Алекперов (ЛУКОЙЛ) составили тройку победителей в номинации медиapersон. Их медиареputацию поддерживает в основном упоминаемые выше события. Игорь Сечин также отметилась на встрече с президентом Боливарианской Республики Николасом Мадуро в связи с выработкой соглашения между «Роснефтью» и Petroleos de Venezuela. Усилил свою медиареputацию господин Сечин и предложение ввести налог на добавленный доход для новых месторождений. Медиареputацию Вагита Алекперова усилил в плюс помимо упомянутых следующие события и заявления. Изменения в законодательство, позволяющие частным компаниям работать на шельфе, могут быть представлены уже осенью, заявил господин Алекперов. Вагит Алекперов упоминался также в связи с обсуждением дел в ФК «Спартак» и новым председателем совета директоров клуба.

● Подсчет медиарейтинга ведется на основе базы СМИ системы «Медиалогия», которая включает на данный момент более 25 тыс. источников: ТВ, радио, газеты, журналы, информационные агентства, интернет-СМИ и блоги.
Олег Трубецкий

«Мы ожидаем удвоения спроса на российскую нефть»

— рынки —

Проведенный в рамках мониторинга за тот же период анализ итогов макроэкономических условий в целом не позволяет сделать вывод о финансовой неустойчивости нефтяных компаний в условиях реализации налогового маневра в нефтяной отрасли при изменившихся макроэкономических условиях. Вопрос о корректировке маневра сейчас неактуален: для этого нет глобальных предпосылок. Кроме того, оценку стоит проводить только после проведения дополнительного мониторинга ситуации в отрасли в третьем и четвертом кварталах.

— **Каковы возможности введения налога на финансовый результат для российских добывающих компаний? Существует ли оценка возможных последствий введения НФР для бюджета?**

— Правительство приняло принципиальное решение о введении налога на финансовый результат (НФР) в рамках пилотных проектов. Поддержан соответствующий законопроект, который будет дорабатываться ко второму чтению в Госдуме. Сейчас в качестве потенциальных пилотных проектов рассматривается 24 месторождения, включая 17 одобренных Минэнерго России проектов («Газпром нефть» — 4 проекта, ЛУКОЙЛ — 5 проектов, «Роснефть» — 4 проекта, «Сургутнефтегаз» — 4 проекта), а также 7 перспективных проектов независимых нефтедобывающих компаний (в том числе проекты «Салым Петролеум Девелопмент»).

По предварительным оценкам, применение НФР только на 17 пилотных проектах начиная с 2016–2017 годов позволит увеличить уровень добычи нефти, что обеспечит совокупный положительный эффект. Так, дополнительный доход с действующей системой налогообложения прирост налоговых поступлений за весь период составит около 1 трлн руб., или примерно плюс 70 млрд руб. в среднем за год. Что касается возможных выпадающих доходов, то некоторый минус возможен только на начальном этапе тестирования, однако по итогам первых трех лет все расчеты по пилотным проектам показывают дополнительные поступления в бюджет.

— **Планируются ли изменения в отношении лицензионного законодательства и либерализация доступа к перспективным углеводородное сырье участкам?**
— На данный момент доступ негосударственных компаний к освоению шельфовых месторождений ог-

раничен. Основными нарушениями условий пользования недрами континентального шельфа являются невыполнение установленных объемов бурения поисковых скважин и отклонение от установленных объемов сейсморазведочных работ. Это требует государственного контроля над ресурсами и запасами участков недр. Разрабатываются различные изменения для внесения в нормативные акты, которые предполагают упрощение передачи прав пользования и переоформления лицензий, введение гарантий недропользователям, осуществляющим геологическое изучение участков недр, на право их промышленного освоения и другие меры. Что касается расширения субъектного состава недропользователей за счет допуска новых нефтегазовых компаний, то на данный момент решение по этому вопросу не принято.

— **Какие механизмы государственного контроля будут действовать в отношении импортозамещения поставляемого в Россию оборудования, необходимой для российской нефтегазовой промышленности? Каким образом правительство собирается поддерживать отечественных производителей нефтегазового оборудования? Разрабатываются ли соответствующие программы? Планируется ли выделение средств на эти цели?**

— Весной в соответствии с Планом содействия импортозамещению Минпромторг утвердил отраслевые планы по гражданским отраслям промышленности, в том числе в отношении нефтегазового машиностроения. В соответствии с ними и идет дальнейшая работа. Один из основных инструментов контроля в отношении всех программ импортозамещения — постоянный мониторинг реализации проектов. Также можно отметить, что сейчас Фонд развития промышленности рассматривает заявки на предоставление льготного финансирования по конкретным программам по созданию конкурентоспособной отечественной нефтегазовой промышленности. К началу июня поступило более 30 заявок, что говорит о серьезном потенциале разработок в этих отраслях.

— **Ваш прогноз относительно дальнейшего развития мировых рынков энергоносителей и перспектив российского экспорта?**
— Сейчас мировые энергетические рынки меняются, в частности объемы и структуры спроса. Для развитых стран характерна нацеленность на достижение максимально

возможной энергетической независимости за счет значительного роста энергоэффективности на основе инновационного развития, ускоренной диверсификации структуры энергетики и экспорта энергоресурсов, декарбонизации и перехода к неуглеродной экономике. Это сужает рыночные ниши для России. Например, такие тенденции характерны для Европейского союза, хотя в силу падения собственной добычи Европа неизбежно будет увеличивать импорт ископаемого топлива, но политика ЕС предполагает снижение зависимости от поставок российских углеводородов.

Безусловным и очевидным растущим рынком сбыта нефти и природного газа являются сейчас и останутся в обозримой перспективе страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Это открывает новые возможности для российской ТЭКа, но требует больших инвестиций в развитие соответствующей энерготранспортной инфраструктуры. К 2035 году мы ожидаем удвоения спроса на российскую нефть на рынках АТР — до уровня 110 млн тонн ежегодно. Быстрорастущий спрос на газ также создает хорошие предпосылки для наращивания поставок из России.

С целью расширения географии и стабильности поставок энергетических ресурсов уже начато строительство газопровода «Сила Сибири», расширяется нефтепровод Восточная Сибирь—Тихий океан, прорабатывается строительство газопровода «Алтай» по западному маршруту экспорта газа в Китай и газопровода «Турецкий поток» для снабжения европейских потребителей. Продолжается строительство завода по сжижению природного газа (СПГ). В ближайшие пять лет общая мощность производства СПГ в стране может быть увеличена в три раза — до 30 млн тонн. Строятся магистральные линии электропередачи, запущены проекты по реконструкции БАМа и Транссиба, реализации которых в перспективе позволят увеличить объемы производства и экспорта угля для наших партнеров. Кроме того, российская атомная отрасль является одной из самых передовых в мире по уровню научно-технических разработок в области проектирования реакторов, ядерного топлива, опыту строительства и эксплуатации атомных станций, квалификации персонала АЭС. На международном рынке России — один из ведущих экспортеров инновационных технологий в данной области.

Записала Мария Кутузова

Ледокольная альтернатива

— логистика —

Северный морской путь заберет на себя долю экспортных потоков нефти и сжиженного природного газа (СПГ) убежден Вячеслав Рукша, генеральный директор ФГУП «Росатомфлот», уже сейчас вполне уверенно рассуждающий о темпах роста загрузки Северного морского пути. И последующих выгодах страны.

В ближайшем десятилетии привычная схема доставки нефти и газа на экспорт, сложившаяся в России, начнет постепенно меняться. Ряд крупных месторождений на севере страны расположен в зоне досягаемости побережья арктических морей, что делает возможной доставку сырья на рынки Азии и Европы танкерами по Северному морскому пути (СМП). Дело за «малым»: нарастить поставки до таких объемов, которые оправдывали бы строительство и эксплуатацию ледокольного сопровождения и другой необходимой инфраструктуры. Такие перспективы становятся вполне реальными с запуском нескольких крупных проектов, таких как «Ямал СПГ», освоение Новопортовского и Пайяхского месторождений.

— **Какое значение транспортировка нефти и СПГ может сыграть в становлении СМП как нового крупного маршрута для доставки российских грузов на экспортные рынки?**

— Сейчас объем грузоперевозок по трассам Северного морского пути не превышает 4 млн тонн в год. Для сравнения: в 2014 году объем перевезенных по Севморпути грузов составил 60% от значения 1987 года, когда было перевезено 6,58 млн тонн грузов.

По нашим прогнозам, в период 2020–2022 годов ожидается количественный и качественный скачок грузопотока углеводородной продукции. Он будет достигать 30 млн тонн в год. В первую очередь это свя-



Вячеслав Рукша убежден, что проект абсолютно нового отечественного ледокола должен быть подготовлен в ближайшие два года. А вот решение о его строительстве будет определяться исходя из текущего и перспективного грузопотока по Севморпути

К 2020–2021 годам подойдет срок окончания эксплуатации атомных судов «Амал», «Таймыр» и «Вайгач». Два из них — мелкосидящие, без которых не освоить речные участки Арктического бассейна. Продление ресурса позволит эксплуатировать эти ледоколы до окончания строительства новых, которые смогут работать в устьях рек.

В настоящее время на ООО «Балтийский завод — Судостроение» уже идет строительство двух атомных ледоколов проекта 22220. 5 ноября 2013 года был заложен головной универсальный атомный ледокол, он получил название «Арктика». Атомный ледокол будет оборудован атомной энергетической установкой нового типа РИТМ-200 и станет самым большим и мощным ледоколом в мире. Его длина составит 173,3 м, ширина — 34 м, осадка по конструктивной ватерлинии — 10,5 м, минимальная рабочая осадка — 8,55 м. Водоизмещение составит 33,54 тыс. тонн. Согласно условиям контракта, строительство головного ледокола должно быть завершено в декабре 2017 года.

26 мая состоялся закладка первого серийного атомного ледокола проекта 22220. Контракт на строительство двух серийных атомных ледоколов проекта 22220 был заключен между ООО «Балтийский завод — Судостроение» и госкорпорацией «Росатом» в мае 2014 года. Стоимость контракта составила 84,4 млрд руб. По условиям контракта атомоходы должны быть сданы в декабре 2019 года и декабре 2020 года.

— **Для проводки большегрузных танкеров нужны ледоколы с еще большей шириной корпуса, чем строящиеся в настоящее время. Каковы перспективы их появления?**

— В рамках государственного заказа ЦНИИ им. академика А. Н. Крылова (Санкт-Петербург) было поручено разработать проект крупнейшего российского ледокола «Лидер». Этот

атомоход будет способен в одиночку обеспечивать безопасную проводку судов приполюсным маршрутом напрямую от Европы. Его мощность составит 110 МВт, а ширина будет достигать 50 м.

Проект абсолютно нового ледокола должен быть подготовлен в ближайшие два года. После этого правительство примет решение о целесообразности строительства исходя из текущего и перспективного грузопотока по Севморпути.

— **Известно, что, после того как «Норильский никель» построил суда ледового класса для доставки своей продукции на внешние рынки, у «Атомфлота» убавилось работы на СМП. Сейчас «Амал СПГ» также строит газозавозы ледового класса. Останется ли место для работы атомоходов?**

— Без работы атомные ледоколы «Росатомфлота» не останутся. Действительно, «Норильский никель» обладает собственными судами ледового класса типа «Арктический экспресс», но от услуг атомного флота не отказывается. Нынешний договор действует до 2017 года. Атомоходы прокладывают и обновляют каналы для судов горно-металлургической компании, направляющихся в порт Дудинка.

В рамках проекта «Ямал СПГ» планируется построить 16 газозавозов грузоместимостью свыше 170 тыс. кубометров каждый. Эти мощные суда ледового класса Arc7 будут созданы для работы в арктических условиях. Но специалисты понимают, что только с привлечением атомных ледоколов можно говорить об эффективности транспортной системы по доставке продукции. Без атомоходов невозможно поддержание коммерческой скорости движения судов, а как следствие — выполнение контрактных обязательств.

— **Каковы перспективы использования СМП зарубежными поставщиками углеводородов и другой продукции из Европы в Азию? На**

какой объем поставок можно рассчитывать после завершения строительства ледоколов новой серии?

— В 2010 году была впервые подтверждена возможность прямых поставок углеводородов крупнотоннажными судами Северным морским путем на рынки сбыта в Азиатско-Тихоокеанский регион. Танкер «Балтика» водоизмещением более 100 тыс. тонн, принадлежащий ОАО «Совкомфлот», доставил из Мурманска в китайский порт назначения Нинбо 70 тыс. тонн газового конденсата. Проводку танкера осуществляли атомные ледоколы «50 лет Победы», «Таймыр» и «Россия». Танкер «Балтика» достиг порта назначения в Китае за 22 дня против обычных 44 дней, если идти через Суэцкий канал.

В 2012 году под проводкой атомных ледоколов «50 лет Победы», «Вайгач» и «Россия» крупнотоннажный танкер «Обь Ривер» выполнил первый транзит сжиженного природного газа по СМП. Судно вышло из норвежского порта Хаммерфест в японский порт Тобата. Переход по трассе Севморпути занял девять дней. Средняя скорость движения составила 12,5 узла.

«Росатомфлот» на практике доказал эффективность и безопасность проводок крупнотоннажных судов с углеводородной продукцией по трассам Северного морского пути. Зарубежные поставщики вправе выбирать, но зачастую в вопросы экономической эффективности и целесообразности вмешивается политика. Например, санкции в отношении России со стороны ЕС и США. В 2014 году, опасаясь проблем, отказались от использования Севморпути норвежские Statoil и Viking Supply Ships.

— **При каком уровне загруженности СМП этот маршрут становится более конкурентоспособным, чем альтернативные, с учетом стоимости ледокольной проводки?**

— В связи с изменением с 2013 года законодательства в части государ-

ственного регулирования мореплавания и тарифного регулирования в акватории СМП в ФСТ России разработаны тарифы для субъекта естественных монополий ФГУП «Атомфлот», оказывающего услуги по ледокольной проводке судов в акватории СМП. Действующие тарифы на ледокольную проводку судов сформированы по затратному методу, рассчитаны без инвестиционной составляющей, исходя из эксплуатационных затрат действующих атомных ледоколов и существующего грузопотока.

Тарифы одинаковые для всех пользователей услуг без выделения отдельных потребителей. Законодательством не предусмотрено установление тарифа для отдельного пользователя услуг, а также для конкретного вида груза.

Стоимость ледокольной проводки зависит от валового тоннажа судна, периода навигации и пройденного судном расстояния под проводкой ледокола в акватории СМП.

До настоящего времени расчеты по сравнительной экономике альтернативных маршрутов транспортировки грузов в зависимости от загруженности СМП не производились. Очевидно одно: государство, инвестируя средства в строительство новых атомных ледоколов, вносит значительный вклад в защиту национальных интересов страны в Арктическом регионе. Без ледокольного обеспечения невозможно представить безопасную проводку судов по трассам Северного морского пути, разработку углеводородов, создание инфраструктуры в Арктике. Инвестиции, вложенные в строительство ледоколов, будут возмещаться за счет налоговых поступлений в государственный бюджет от реализации крупнейших национальных проектов по добыче углеводородов в Арктике, в которых принимает участие «Росатомфлот».

Записал Юрий Котгев, «Русэнерджи»

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Приразломная» — первый проект
по добыче нефти на арктическом
шельфе России



На правах рекламы



www.gazprom-neft.ru

СТРЕМИТЬСЯ К БОЛЬШЕМУ