

14 Сколько можно сэкономить на правильно подобранных смазочных материалах

15 Какие основные проекты реализует крупный российский нефтесервисный подрядчик «Газпром бурение»

16 О достижении ЛУКОЙЛом нового уровня добычи на Пякяхинском месторождении



Россия несколько месяцев подряд активно наращивает поставки газа в Европу: за шесть с половиной месяцев они увеличились на 12% и уже превысили 100 млрд кубометров. Высокий спрос поддерживают холодная погода, низкие цены на газ и сокращение европейскими производителями собственной добычи. Так что в «Газпроме» рассчитывают на очередной рекордный максимум экспортных поставок в дальнее зарубежье. Помимо этого компания, уверенная в том, что поставки продолжат расти, стала увеличивать добычу, которая по итогам года может достичь 454 млрд кубометров.

Газ нарасхват

— тенденция —

Экспорт «Газпрома» в дальнее зарубежье за первую половину июля составил около 7,2 млрд кубометров газа, следует из оперативных данных «Газпрома». Это на 11% больше, чем за аналогичный период 2016 года, несмотря на то что с начала июля на ужгородском газотранспортном коридоре (транзит через Украину — одно из основных направлений российского экспорта) проводились ремонтные работы и транспортровка по нему упала почти в два раза. Добыча монополии за первые 15 дней июля выросла на четверть, до 16 млрд кубометров газа.

С начала года, как сообщил «Газпром», объем поставок в дальнее зарубежье увеличился на 12,3%, до 102,9 млрд кубометров газа. В частности, компания нарастила экспорт в страны Северо-Западной и Центральной Европы: в Германию — на 16,7%, Австрию — на 77,2%, Чехию — на 24,8%, Словакию — на 25,8%. У компании очень оптимистичные прогнозы в отношении экспорта в этом году. «Газпром» готов побить свой исторический рекорд прошлого года, когда компанией в Европу было поставлено на 12,5% больше, чем в 2015 году, — 179,3 млрд кубометров. То есть в 2017 году поставки в дальнее зарубежье могут превысить 180 млрд кубометров.

Основной причиной рекордного экспорта «Газпрома» и в 2016 году, и в текущем является холодная погода в Европе. Непривычные к низким температурам европейские потребители оказались к началу периода закачки газа с пустыми подземными хранилищами, так что спрос на российский газ остается высоким с конца прошлого года, и экспорт «Газпрома» постоянно растет. К тому же, считают на рынке, в ЕС опасаются возможного укрепле-



Повышенный спрос в Европе может помочь «Газпрому» поставить новый рекорд экспорта по итогам 2017 года

ния цены на нефть (и, следовательно, с лагом в несколько месяцев — на газ), поэтому сейчас закупают максимальные объемы. Цена поставок газа в Европу в 2016 году составляла \$167 за 1 тыс. кубометров, а в 2017 году, по прогнозу «Газпрома», она вырастет на 8–14%, до \$180–190 за 1 тыс. кубометров.

Помимо этого, как отмечал глава компании Алексей Миллер в конце июня, Европа продолжает испытывать нужду в импортном газе из-за падения собственной добычи. По прогнозу австрийской OМV, производство газа в Европе будет сокращаться на 50 млрд кубометров в год. За последние десять лет объемы добычи газа европейскими странами упали с 310 млрд до 240 млрд кубометров в год. В частности, су-

щественно снизилось производство газа в Нидерландах. Правительство страны с октября 2016 года ограничило добычу на гигантском газовом месторождении Гронинген с 27 млрд кубометров в год до 24 млрд. Это месторождение крупнейшее в Европе, оно удовлетворяло почти 10% спроса в ЕС. Ранее из-за увеличения количества землетрясений в северной части страны власти уже снижали добычу на Гронингене на 24% (до 2012 года она составляла в среднем 49 млрд кубометров в год). Помимо этого, падает добыча в Норвегии в Северном море, а также сокращаются поставки из Африки.

Еще одной причиной роста спроса на трубопроводный газ стало разочарование участников европейского рынка в СПГ. Как считают в Platts, в основном это произошло из-за роста потребления газа на Ближнем Востоке и нестабильности поставок с крупных СПГ-заводов.

Не оправдались и ожидания существующих поставок сжиженного газа из США: в 2016 году в Европу поступило всего две партии — в Португалию и в Испанию.

Так что, по расчетам IHS Markit, «Газпром» сможет наращивать свою долю на европейском газовом рынке на 1% в год до 2020 года и к этому времени занять там около 38%. При этом, как уверяют в «Газпроме», монополия не боится конкуренции со стороны американского СПГ на европейском рынке. Как заявлял Алексей Миллер, «российский газ на европейском рынке конкурентоспособен был, есть и будет». Он напомнил о том, как несколько лет назад все утверждали, что у «Газпрома» наступит очень трудное время из-за наращивания европейскими странами добычи сланцевого газа. Иронично воспринял заявление Белого дома о том, что США намерены стать глобальным игро-

ком в области экспорта СПГ и потеснить Россию на основных рынках сбыта.

«Газпром» настолько уверен в постоянном высоком спросе со стороны Европы, что начал, в отличие от прошлого года, когда уже была положительная динамика экспорта, активно наращивать производство. С 1 января по 15 июля 2017 года добыча выросла почти на 19%, до 248,8 млрд кубометров газа. В связи с активным наращиванием поставок в Европу «Газпром» даже увеличил прогноз добычи в 2017 году на 1,7–2,6%, до 450–454 млрд кубометров (ранее прогнозировалась добыча 442,3 млрд кубометров газа). То есть по сравнению с прошлым годом она может вырасти на 5,5% (в 2016 году компания произвела 419,1 млрд кубометров), тогда как годом ранее рост составил всего 0,14% — в 2015 году было добыто 419,07 млрд кубометров газа.

Ирина Салова

Бензин притормозили на взлете

— динамика цен —

Стоимость топлива постоянно росла до середины июля. Сначала такая динамика была связана со снижением запасов и объема поставок на фоне планового ремонта основных российских НПЗ. Но затем поддерживать высокую цену на нефтепродукты стали производители, считают на рынке. Проверить законность роста стоимости топлива уже пообещали в Федеральной антимонопольной службе (ФАС), а эксперты считают, что нужно увеличивать объемы биржевой торговли, чтобы таких ситуаций не возникало.

Биржевые цены на нефтепродукты к середине июля продемонстрировали снижение по всем видам товара впервые за последний месяц. Это случилось после заявления ФАС о возможных мерах в отношении вертикально интегрированных нефтяных компаний. По данным Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи (СПбМТСБ), на 10 июля в сравнении с 7 июля цены на топливо по индексу «Москва» снизились: 92-й и 95-й бензины подешевели на 0,03%, дизтопливо — на 0,07%. В то же время авиакеросин подорожал на 0,13%. По национальному индексу СПбМТСБ, который отражает средневзвешенные цены нефтепродуктов на всех крупных НПЗ, снижение цен составило: на АИ-92-й — 0,22%, АИ-95 — 0,46%, дизтопливо — 0,41, цена на авиакеросин выросла на 0,12%. Небольшое снижение ненамного обогатило положение потребителей, так как незадолго до этого, в первых числах июля, цены на бензины на оптовом рынке достигли пиков сезонного спроса и, по прогнозам экспертов, будут держаться на таком уровне до конца лета с минимальными колебаниями.

В рознице, по данным Росстата, к началу июля средняя стоимость бензина на российских АЗС стабилизировалась на уровне 38,07 руб. за литр. Цена АИ-92 осталась на уровне 36,98 руб. за литр, стоимость марки АИ-95 и выше увеличилась на 1 коп., до 40,02 руб. за литр. Дизтопливо в среднем по России также подорожало на 1 коп., до 38,01 руб. за литр. При этом, по данным Московской топливной ассоциации, в Москве средние цены на дизельное топливо в конце июня снизились впервые за восемь месяцев — на 3 коп., до 38,31 руб. за литр. Перед этим дизельное топливо подешевело в Московском регионе в середине октября 2016 года и всего на копейку. Но, прогнозируют эксперты, это может быть затишье перед бурей — угроза повышения цен никуда не миновала.

Цены с потолка

Основным фактором влияния на стоимость топлива традиционно является объем предложения на рынке. Снижение поставок в апреле — мае из-за весенних плановых ремонтов на НПЗ подстегнуло рост цен. В мае топливо в рознице подорожало на 0,7%, и к концу мая бензин на АЗС в среднем по РФ стоил 37,6 руб. за литр. К концу мая производитель продолжал снижать выпуск (за пять месяцев с начала года он сократился на 5,1%, до 15,5 млн тонн), а падение запасов автобензина продолжалось уже семь недель. Это поддерживало стоимость топлива до июня. Но и в июне, как следует из данных Thomson Reuters Kortes, цены на бензин продолжили расти. К 23 июня стоимость АИ-95 в среднем по России выросла до 39,84 руб. за литр, что на 0,55% выше, чем в конце мая. Такое происходит ежегодно, но в последние годы российские нефтекомпаниями провели модернизацию НПЗ, и это должно было гарантировать, что при полной загрузке мощностей рынок станет профицитным по бензину. Однако пока этого не происходит.

И вряд ли стоит ждать снижения цен, полагают трейдеры: нефтекомпаниями смогут поддерживать текущий уровень, уравнивая поставки с потребительским спросом. В то же время сейчас уже нет поводов для роста цен на оптовые партии бензинов на внутреннем рынке, так как масштабные ремонты на НПЗ завершили, а продажа товара на внутреннем рынке выгоднее его экспорта. По данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса, к концу июня выпуск нефтепродуктов российскими компаниями повысился с 500 тыс. тонн в неделю во время ремонтов почти до 750 тыс. тонн автобензина. Одновременно запасы бензина на НПЗ и нефтебазах выросли за две недели, начиная с 5 июня, на 7,5% — до 1,72 млн тонн. Несмотря на это, произошла лишь небольшая коррекция цен на оптовом рынке в середине июня (в пределах 1%), и рассчитывать на снижение цен в рознице не стоит. Напротив, полагают на рынке, стоимости топлива на АЗС еще есть куда расти. Обычно лаг между ростом оптовых и розничных цен — около месяца. Но уже в июне, поясняет гендиректор «Аналитики товарных рынков» Михаил Турукалов, российские потребители оказались не готовы к тем ценам, по которым нефтяные компании предлагают нефтепродукты. К тому же, напоминает он, почти весь июнь в центральной части России был холодным, так что на рынке не было характерного для лета спроса на бензин.

с14

Деньги на ветер

— альтернативная энергетика —

Возобновляемые источники энергии на базе использования солнца, ветра и воды набирают все большую популярность в мире. И если вначале альтернативная энергетика во многих странах развивалась при существенной финансовой поддержке властей, то сейчас стоимость выработки энергии из возобновляемых источников существенно снизилась, сделав инвестиции рентабельными. Уже к 2040 году некоторые страны готовы полностью перейти на потребление альтернативной энергии. И России, где пока сектор ВИЭ представлен в основном только крупными ГЭС, необходимо развивать альтернативную энергетика, чтобы не отставать от глобальных трендов.

Центр глобальной энергетической политики Колумбийского университета The Geopolitics of Renewable Energy провел исследование и опубликовал доклад, в котором говорится, что развитие альтернативной энергетики и широкое использование электромобилей приведут к сокращению спроса на нефть и газ. По мнению экспертов, результатом этого станет изменение отношений между странами импортерами и экспортерами углеводородного сырья. В перспективе новые технологии в энергетике помогут обеспечить доступ к современным и дешевым энергетическим услугам в тех регионах, где сейчас наблюдается

УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ВИЭ В МИРЕ 2000–2016 ГОДАХ (Тыс. МВт)



с их дефицит, будут способствовать сокращению бедности, связанных с ней рисков социальной нестабильности и миграции. Но сегодня возможность использовать энергию из возобновляемых источников в значительной степени зависит от доступа к технологиям и финансам, что создает преимущество для стран с высокой инновационной культурой и доступными инвестициями.

Эксперты Колумбийского университета прогнозируют, что доля ВИЭ в мировом производстве энергии достигнет 30–45% в 2035–2045 годах и 50–70% к 2050 году. Россия, где, по другим прогнозам, этот уровень не превысит 4% (если не учитывать широко распространенную гидроэлектростанцию), входит в число стран, чья экономика и общество могут в значительной степени пострадать от перехода к новой энергетике. Среди других государств, чье благополучие под угрозой, ведущие страны — производители углеводородного сырья: Саудовская Аравия, Катар, Египет, Алжир, Казахстан, Ливия, Венесуэла, Бразилия. В наиболее выигрышной ситуации импортеры углеводородного сырья — Китай, Индия, ряд европейских стран — или технологические лидеры, такие как США. Таким образом, переход к новой глобальной энергетической системе, в которой будут доминировать возобновляемые источники энергии, приведет к укреплению геополитических лидеров.

роductive сырья: Саудовская Аравия, Катар, Египет, Алжир, Казахстан, Ливия, Венесуэла, Бразилия. В наиболее выигрышной ситуации импортеры углеводородного сырья — Китай, Индия, ряд европейских стран — или технологические лидеры, такие как США. Таким образом, переход к новой глобальной энергетической системе, в которой будут доминировать возобновляемые источники энергии, приведет к укреплению геополитических лидеров.

На пути к энергетической независимости

Уже сейчас ежегодные инвестиции в альтернативную энергетику в мире достигли \$300 млрд, что сопоставимо с финансовыми потоками, направляемыми на добычу нефти и газа. А в ближайшие десять лет глобальные инвестиции в создание и развитие генерирующих мощностей на основе альтернативных источников энергии могут достичь \$1,9 трлн.

Перспективность этого направления понимают и в странах, богатых традиционными энергоресурсами, которые с развитием ВИЭ могут потерять свое влияние на мировой арене. К примеру, у Саудовской Аравии уже есть масштабные планы развития альтернативной энергетики к 2030 году. Инвестиции в программу уже к 2023 году могут достичь \$30–50 млрд, а доля вырабатываемой за счет ВИЭ электроэнергии должна составить 30%.

«Весь развитый мир уже давно идет по пути декарбонизации своей экономики. Интенсивное внедрение новых видов генерации на основе использования возобновляемых источников энергии было выбрано ключевым, позволяющим достичь этой поставленной цели. ВИЭ уже давно являются неотъемлемым элементом энергосистем многих стран мира, и все меньше остается сомнений в том, что возобновляемая энергия способна обеспечить современный образ жизни человека при приемлемом уровне затрат. И перед Россией напрямую встает вопрос: а какое место в данном «забере» достанется нам? Факты говорят, что мы уже отстали от лидеров отрасли ВИЭ именно в вопросе ее развития, и, как это зачастую бывает, мы вновь пытаемся их догнать», — отмечает Алишер Каланов, заместитель руководителя Инвестиционного дивизиона А — руководитель Блока развития перспективных проектов в ТЭК «Роснано». В 2016 году в мире было

введено 50 ГВт ветряных и примерно 70 ГВт солнечных электростанций, всего же в мире производится около 450 ГВт на ветряных электростанциях (ВЭС) и 290 ГВт на солнечных электростанциях.

Рост производства энергии из возобновляемых источников может повлиять под угрозу перспективы поставок российского газа на рынки АТР. Согласно прогнозу компании ВР, потребность Китая в газе растут, но еще быстрее в стране увеличивается спрос на солнечные панели и ветрогенераторы. Уже к 2035 году в КНР газ полностью проиграет конкуренцию ВИЭ по показателю стоимости производства электроэнергии, и газовая энергетика будет способна конкурировать лишь с самыми дорогими вариантами солнечной электрогенерации. Производство электроэнергии из возобновляемых источников становится дешевле с каждым годом, поэтому рост ВИЭ, по мнению главного экономиста компании Владимира Дребенцова, может резко сократить потребность в газе не только на китайском рынке, но и на других, в том числе на рынках Европы.

Солнечные перспективы

«ВИЭ — это мировой тренд. Мощности ветряных станций с 2007 года до 2016-й увеличилась в пять раз — до 466 ГВт (в два раза больше установленной мощности всех станций в России), солнечных станций — более чем в 30 раз, до 295 ГВт. Мировые инвестиции в производ-

ство энергии из возобновляемых источников выросли с \$62 млрд до \$288 млрд», — говорит президент «Русэнергосбыта» Михаил Андронов. По его словам, развитие этой отрасли в России — залог будущего нашей энергетики и промышленности. «У нас в стране есть места, где цена ВИЭ будет в разы дешевле выработки старых дизельных станций, — это Дальний Восток и Север. Согласно нашим оценкам, вложение в строительство ВИЭ в изолированных районах окупается за семь лет без дополнительной нагрузки на рынок, а если дать часть той надбавки, что платит потребитель в ценовых зонах, то гораздо быстрее», — утверждает господин Андронов.

Страны Евросоюза договорились увеличить долю энергии, вырабатываемой на основе возобновляемых источников, до 27% к 2035 году. Однако, по данным Eurostat, многие члены ЕС уже достигли этого показателя. Так, в Швеции ВИЭ обеспечивают более половины потребностей страны в энергии. К 2040 году Швеция собирается вырабатывать 100% электроэнергии на основе ВИЭ. В 2015 году было объявлено, что Швеция намерена стать первым в мире государством, полностью отказавшимся от ископаемого топлива. Можно также отметить Финляндию, Латвию, Австрию и Данию, где доля ВИЭ в конечном потреблении энергии превысила 30%. Еще в конце 2011 года правительство Дании приняло программу развития ветрогенерации.

с14

нефть и газ

«Потенциал для снижения крупнооптовых цен есть»

Резкий рост цен на нефтепродукты в Крыму в мае привлек пристальное внимание Федеральной антимонопольной службы и местных властей. После того как глава антимонопольного регулятора Игорь Артемьев пригрозил продавцам бензина в регионе «безумными штрафами», стоимость топлива пошла вниз. О том, есть ли проблемы с ценами в других регионах, и поможет ли бороться с их ростом биржевая торговля, «Ъ» рассказал начальник управления регулирования ТЭКа **Дмитрий Махонин**.

— мнение —

— В каких еще регионах цены слишком быстро растут?

— Правильнее говорить, где цены выше среднероссийских. Нас традиционно беспокоит рынок Дальнего Востока. Но там во многом вопрос логистики. С точки зрения изменения цен в стране мы констатируем, что они подросли с начала года темпами немного выше инфляции. Но ничего критичного мы в этом не видим. Во-первых, год еще не закончился и мы находимся в сезоне высокого спроса и одновременно в период ремонта НПЗ. Поэтому на розницу влияет рост цен в оптовом сегменте. Во-вторых, фактором изменения цены является усиление налоговой нагрузки. Традиционно после окончания сезонного спроса мы видим стабилизацию цен и их корректировку в сторону снижения. Но уже сегодня можно констатировать, что потенциал для снижения крупнооптовых цен есть. Внутренний рынок более премиальный, чем экспортная альтернатива. Поэтому компании должны увеличивать предложения на внутреннем рынке в том числе через биржевую площадку. И это тема для серьезного разговора с ними. Тем более заводы вышли из ремонтов, значит, увеличились объ-

емы производства. Все это должно давить на оптовые цены.

Есть отдельные факторы на рынке, которые связаны с крупными покупателями. Например, «Татнефть», которая, имея развитую сеть АЗС, не имеет собственного производства бензина и вынуждена покупать на рынке. И тут мы считаем, что такая крупная компания имеет все возможности и переговорные позиции для заключения прямых договоров либо покупки товара в дополнительной торговой сессии на бирже. Заставить их мы не можем, но рекомендацию такую уже дали.

— Но крупные компании, наоборот, говорили практически об убыточности розничного бизнеса...

— В данном случае мы понимаем, что вертикальная компания зарабатывает в другом сегменте. В более сложном положении оказываются так называемые независимые сети АЗС. Так или иначе, у нас же не корректируется розница в сторону снижения, когда опт проседает. А это означает, что кто-то получает по сети АЗС приемлемую маржинальность. Это нормально, потому что потом сети также не имеют права резкого роста цены, когда оптовая цена пошла вверх. Так устроен рынок.

— Есть мнение, что нефтекомпаниям поддерживают высокие це-



Евгений Ткачев

ны с помощью сокращения объемов на бирже. Вы это видите?

— Нет. Мы следим за рынком и можем с уверенностью сказать, что объем предложения на бирже не снизился. Вопрос в другом. Почему он не растет в условиях премиальности рынка?

— А как повлияла на него покупка «Роснефтью» «Башнефти»?

— Эта сделка, конечно, меняет конфигурацию рынка, но мы можем констатировать, что объемы продаж на базисах сейчас не ниже, чем в прошлом году. Скорее речь идет о том, что мелкооптовые договоры и прямые договоры, которых было очень много у «Башнефти» до

приобретения «Роснефтью», перестраивались. И все эти юридические моменты оказывали влияние на логистику снабжения. Поэтому, может быть, спрос на биржевых базисах был больше, чем предложение, что повлияло на повышение котировок. Но сейчас все уже устаканилось и мы этого фактора больше не видим.

После слияния доля компании ни по одному из крупнооптовых рынков не превышает 50%. В розничном сегменте присутствуют регионы, где «Роснефть» должна продать небольшое количество АЗС. До конца июля мы их определим. А торговые политики компании остаются

неизменными, они работают. Жалоб как таковых нам не поступало. — Вы довольны тем, как работает биржевая система продажи нефтепродуктов? Не планируется ее менять?

— Мы постоянно вносим какие-то корректировки в биржевую систему. Создали дополнительную сессию, работаем в рамках совета секции биржи с участниками рынка. Идут еженедельные совещания в рамках биржевого комитета. Знаем, что на рынке ведется дискуссия относительно увеличения параметров ликвидности биржевого рынка. Скажу честно, для нас этот вопрос не является очевидным. Есть и радикальные мнения, что надо 70% объема нефтепродуктов на внутренний рынок продавать через биржу, а вертикальным компаниям разрешить покупать друг у друга. Но это будет полный конец розницы. Объемы нефтепродуктов будут дороже выкупать дочерние структуры ВИНК, делая маржинальность внутри группы. Мне кажется более правильным искать решение этой проблемы через увеличение нефтепереработки и насыщения рынка товаром, а также развития срочного рынка, то есть торговли деривативами. Опять же вопрос выработки нефтепродуктов очень зависит от фискальной политики государства.

— Пока не планируется повышать налоговую нагрузку?

— У меня нет информации по внесению изменений. Но мы неоднократно говорили о возможности введения гибкого акциза.

— Существует идея создать мелкооптовую биржу. На каком она этапе?

— Мы сейчас очень активно продвигаемся в этом вопросе. Идет дискуссия по правилам и объемам продаж, проходят региональные семинары в Башкирии, Иркутске, Санкт-Петербурге. «Роснефть», например, уже регулярно выставляет объемы на мелкооптовых базисах. Ряд нефтяных

компаний также проявляет интерес к этому процессу. Наша задача — обеспечить через механизм биржевых торгов поставку нефтепродуктов с нефтебаз партиями 6–10 тонн в течение пяти дней вместо 30, как сейчас. Считаем, что в этот процесс должны быть вовлечены частные нефтебазы. Также осенью мы считываем завершить процесс получения «Транснефтепродуктом» статуса оператора товарных поставок. Это позволит запустить процесс торгов с использованием инфраструктуры трубопроводного транспорта, при котором дизель можно будет виртуально перемещать, например, из Башкирии в Московскую область. А это существенная экономия на транспортных издержках и серьезный толчок для развития рынка.

— А идею создания российского бенчмарка вы еще рассматриваете?

— Этот проект реализуется уже второй год, хотя задумывался значительно раньше. Совершенно очевидно, что Россия, имея огромные запасы ресурсов, таких как нефть, газ, уголь, минеральные удобрения, должна реализовывать их на экспорт на российской биржевой площадке, принимая непосредственное участие в формировании цены. При этом на основе сформированных котировок мы можем создавать финансовые инструменты и формировать в России финансовый центр. Сейчас в проекте по бенчмарку на нефть мы набьем шишки, а потом будем его тиражировать и на другие продукты. Руководство службы уделяет этому проекту большое внимание. Думаю, что очень скоро в процесс будут вовлечены не только российские нефтяные компании и финансовые институты, но и международные участники рынков. Не за горами первая танкерная отгрузка российской нефти, реализованной на торгах.

Интервью взяла
Ольга Мордюшенко

Все как по маслу

— экономика —

Вопросы экономической эффективности производства и сокращения издержек вышли для энергетических и промышленных компаний на первый план на фоне мирового кризиса. А поломки и простои техники могут повлечь многомиллионные убытки для производителей. Зачастую причиной выхода оборудования из строя становятся плохо подобранные или неправильно применяемые смазочные материалы, показало исследование международного концерна «Шелл».

Каждый автовладелец знает, насколько важен выбор моторного масла, — от него напрямую зависит долговечность и эффективность работы двигателя. Так что на промышленных предприятиях выбор смазочных материалов становится принципиальным вопросом. Ведь правильный подбор масел позволяет предотвратить внеплановые простои, возникающие из-за отказа оборудования. Это касается таких основополагающих отраслей, как энергетика, промышленное производство, горная добыча, металлообработка, авиация и морское судоходство, производство легковых и грузовых автомобилей. Везде есть механизмы, которым нужны качественные смазочные материалы.

Как отмечает руководитель отдела технической поддержки «Шелл» в Восточной Европе и России Мария Болталлина, «в сфере энергетики каждый день имеет значение». «Когда люди щелкают переключателем, они ждут, что свет загорится немедленно. Энергетические компании находятся под сильнейшим давлением, поскольку должны обеспечивать надежное и бесперебойное поступление энергии. Тем не менее компании из-за отсутствия нужных знаний часто недооценивают потенциальное значение смазочных материалов для оборудования», — поясняет она.

Обвал нефтяных цен и глобальный экономический кризис, вызвавший существенное снижение потребления, заставили промышленные компании задуматься об экономии и повышении эффективности. И помимо дорогостоящей модернизации и автоматизации производства, замены оборудования на более современное и применения новых технологий одним из путей снижения издержек является применение качественных смазочных материалов. Мировой опыт показывает, что внедрение высокотехнологичной смазки дает снижение потребления электроэнергии в целом по производству (коммунальному хозяйству) на 3–10% от общей величины.

Изначально применять передовые смазочные материалы начали в военной и космической отраслях, где надежность имеет критическое значение. А затем их применение началось и в промышленности, где одним из главных вопросов является экономическая эффективность. Использование качественных смазок не только снижает операционные расходы на содержание и обслуживание оборудования. Помимо очевидной экономии электроэнергии уменьшаются расходы на техническое обслужи-

вание оборудования, которое при правильном уходе еще и прослужит дольше. Так, при использовании правильных смазочных материалов период бесперебойной работы может возрасти в несколько раз.

По данным международного исследования концерна «Шелл» (проводилось среди энергетических компаний Азии, Европы, включая Россию, и Америки), из-за поломки оборудования предприятия несут значительные убытки. Участники опроса признали, что около шести из десяти случаев простоя техники за последние три года, скорее всего, связаны с некорректным выбором смазочных материалов. При этом 26% компаний считают, что подобные простои за этот период обошлись их бизнесу в \$250 тыс. и более. А 13% респондентов заявили, что расходы превысили \$1 млн, говорится в исследовании «Шелл».

Основным препятствием для перехода даже крупных компаний на качественные ГСМ зачастую является их высокая стоимость. Хотя, как отмечают на рынке, такой подход недальновиден. В истории есть очевидный пример разницы между потреблением дешевых неэффективных смазок и переходом на качественную продукцию, когда компания DuPont предложила производителям гофрокартона заменить масло стоимостью около \$1 на тефлоновые смазки (PFPE / PTFE) по \$350 за 1 кг. При очевидной невыгодности такого решения на первый взгляд стоит отметить, что расход смазок снижился с примерно 1 тыс. л до 1–2 кг в год, а количество поломок уменьшилось в разы.

Но даже готовность производителя закупать дорогие и качественные материалы не всегда гарантирует их правильный выбор. Для этого, отмечают в «Шелл», требуется совместная работа компаний-потребителей со специалистами производителей смазочных материалов. При этом, рассказали в «Шелл», только 43% компаний считают, что правильно организовали процесс работы со смазочными материалами. Согласно исследованию компании, чуть больше чем на половине опрошенных предприятий признают, что правильный выбор смазки сокращает расходы на 5% и более, только 28% компаний считают, что экономия может превысить 10%. Лишь 22% предприятий на постоянной основе встречаются с техническим персоналом компании-поставщика смазочных материалов, отмечают в «Шелл».

Но, считают эксперты, сейчас производители все больше задумываются о том, какие смазочные материалы они используют. Компании понимают, что качественная продукция гарантирует им большую надежность оборудования и сократит издержки за счет снижения поломок. Тем более, отмечают эксперты, сейчас на рынке можно найти смазки даже для самой специфической техники, а также наиболее суровых природных и производственных условий. По мнению экспертов, промышленные компании будут в перспективе все теснее сотрудничать с производителями смазочных материалов, так как это выгодно обеим сторонам.

Ольга Матвеева

Деньги на ветер

— альтернативная энергетика —

Согласно ей, ВЭС должны будут обеспечить к 2020 году 50% потребностей страны в электроэнергии, а к 2050 году планируется полностью отказаться от ископаемых источников энергии. Но динамика изменений говорит о том, что эта цель будет достигнута раньше.

В Австрии примерно 75% электроэнергии генерируется благодаря ВИЭ. Среди других лидеров альтернативной энергетики — Германия и Испания, в которых доля электрогенерации из возобновляемых источников составляет около 30%. Генерация энергии на основе ВИЭ растет и в Германии, делая ее менее зависимой от традиционных видов топлива.

Быстрый рост альтернативной энергетики в ЕС связан с поддержкой государства: там широко применяются «зеленые» тарифы и сертификаты, налоговые послабления и специальные ставки кредитов. Технологии производства энергии на основе ВИЭ становятся дешевле и набирают популярность в странах, связывающих с альтернативной энергетикой не только улучшение экологической ситуации, но и возможность быстрого прогресса в самых неблагоприятных с точки зрения развития экономики регионах и борьбы с бедностью.

ВИЭ — это дешево?

Как отмечает норвежская экологическая организация Bellona, 2016 год стал поворотным моментом для альтернативной энергетики: затраты на производство энергии из ВИЭ и из углеводородного сырья сравнялись. По информации International Renewable Energy Agency (IRENA), альтернативная энергетика побила очередной рекорд: в 2016 году в этом сегменте был введен в строй 161 ГВт новых мощностей. По объемам лидирует солнечная (71 ГВт) и ветрогенерация (51 ГВт). Как отмечает IRENA, этот рост доказывает, что альтернативная энергетика становится все более конкурентоспособной и экономически оправданной. Согласно прогнозу агентства, к 2025 году средняя стоимость производства электроэнергии из энергии солнца и ветра может снизиться до 59% в случае реализации благоприятных для отрасли сценариев.

Альтернативная энергетика демонстрирует непрерывное технологическое развитие. Также играет роль эффект масштаба — чем



Виктор Корольков

больше используются ВИЭ, тем производство на их основе становится дешевле и позволяет сократить издержки. По данным МЭА, стоимость выработки энергии на солнечных электростанциях за последние десять лет сократилась на 80%, а согласно результатам последнего исследования компании Lazarus показатель нормированной стоимости электроэнергии (LCOE) за последние восемь лет упал на 66% для ветроэнергетики и на 85% для солнечной. По прогнозам экспертов, уже в следующем десятилетии в ряде стран будет достигнут паритет ВИЭ и традиционных видов генерации по цене их использования. Это является мощным стимулом для дальнейшего развития альтернативной энергетики без оказания ей государственной поддержки.

Мария Кутузова

Бензин притормозили на взлете

— динамика цен —

Дороже России

Но если почти во всей России динамика цен обесценилась сезонными и рыночными факторами, то в Крыму стоимость топлива росла, не подчиняясь общим правилам. Активное повышение цен и существенное их отличие от стоимости нефтепродуктов в соседних регионах привлекло внимание как местных властей, так и федерального регулятора. По мнению ФАС, цены на бензин в Крыму должны быть близки к московским. Глава службы Игорь Артемьев в начале июля отмечал, что «им надо снижать не на рубль, конечно, значительно больше, потому что они улетели вперед. И пока они не доведут цены до экономических обоснованных, мы будем их долбить, причем безумными размерами штрафов». «Если нужно, будем разорять их собственников, которые ведут себя неприлично, чтобы другие собственники приходили, покупая этот бизнес, вели свою приличную политику, чтобы люди были довольны и бизнес крымский не страдал от высоких цен на нефтепродукты», — заявлял он.

По данным Росстата, бензин АИ-95 в Симферополе в середине июня стоил 45,11 руб. за литр, в Севастополе — 42,34 руб., за май они в среднем прибавили 60 коп. Стоимость бензина в Крыму остается самой высокой в России:

он примерно на 2,5 руб. за литр дороже, чем на Дальнем Востоке. В среднем с начала года цены на бензин в Крыму выросли на 1,5 руб. за литр, что соответствует росту в целом по РФ (в среднем до 39,9 руб. за литр АИ-95). В самом регионе это объясняют дороговизной перевозок топлива. Согласно позиции минтопэнерго Крыма, из-за дополнительных расходов экономически обоснованной является цена литра бензина на полуострове на 3 руб. выше, чем в соседнем Краснодарском крае. Стоимость топлива вырастает после его прохождения через Керченскую паромную переправу, кроме того, трейдеры терпят убытки из-за сбоя в работе паромов. Обоснованный участники рынка считают цену бензина на 2–2,5 руб. выше, чем на Кубани.

Все на биржу!

Но, если Крым является скорее исключением, то в других регионах России бороться с ростом цен эксперты предлагают путем повышения объемов продаж нефтепродуктов через биржу. В частности, они предлагают продавать на СПбМТСБ больше половины нефтепродуктов, направляемых на внутренний рынок России. Агентство «Аналитика товарных рынков» и производственно-коммерческое предприятие МОБойл предложили ФАС и Минэнерго выпустить соответствующий приказ. По текущим нормам компании, занима-

ющие доминирующее положение на рынке, должны продавать на бирже 10% производимого бензина, 5% дизтоплива, 10% авиакеросина и 2% производимого мазута. Повышение нормативов, по мнению экспертов, позволит насытить рынок товаром в необходимых объемах и лишить производителей возможности многократно менять объемы продаж. Также это заставит нефтекомпании учитывать потребности третьих лиц при планировании производства и распределения нефтепродуктов, поскольку если товара на бирже окажется недостаточно, то без топлива останутся их собственные сбытовые подразделения. Но ведомства эту идею пока не поддержали.

Впрочем, в Европе собираются еще более радикально решать вопрос обеспечения нефтепродуктами — полностью отказаться от них. Как заявил в начале июля министр по энергетическому переходу Франции Никола Юло, к 2040 году в стране перестанут продаваться автомобили с дизельными и бензиновыми двигателями. По словам министра, многие французские автомобилестроители уже сейчас отказываются от таких двигателей в пользу электрических. Недавно шведская автомобилестроительная компания Volvo Cars заявила, что с 2019 года все новые автомобили компании будут оснащаться электрическими двигателями.

Ольга Матвеева

Review **Нефтесервис**



«Прошлый год для нас стал рекордным по производственной программе»

С падением цены на нефть и курса рубля российские сервисные компании попали в сложную ситуацию, когда заказчики пытаются сэкономить на их услугах. При этом вместе со стоимостью бурения и переходом на все более сложные с точки зрения геологии регионы повышаются риски, а заключать долгосрочные контракты российские нефтекомпании до сих пор не готовы. О том, как может нефтесервису помочь государство, сколько стоит скважина в России и зачем нужны многолетние соглашения с подрядчиком, рассказал гендиректор компании «Газпром бурение» **Дамир Валеев**.

— от первого лица —

— Как компания прошла непростой для российской экономики 2016 год? Какие основные события можно назвать?

— Прошлый год для нас стал рекордным по производственной программе, мы перешагнули определенный порог. Вошел в производственную фазу очень сложный проект — Чайндинское месторождение, природный газ которого пойдет по газопроводу «Сила Сибири» (оба принадлежат «Газпрому»). — «Б»). Мобилизация к нему началась еще в 2015 году, а в 2016 году стартовала реализация всего проекта. Одновременно 13 установками начали работу по эксплуатационному бурению на Чайнде. Это, конечно, дало нам огромный скачок в увеличении производства и обеспечило хорошую загрузку производственных мощностей. Кроме того, мы зашли на часть проектов «Роснефти» и выиграли пару тендеров «Газпром нефти», в том числе приступили к работе на проекте «Мессояха», где строятся сложные скважины — так называемые fishbones (скважина с множеством ответвлений от горизонтального ствола, технология актуальна в тех случаях, когда не применима технология гидроразрыва пласта. — «Б»). И сейчас у нас там работают пять буровых установок. Также из интересных проектов я бы выделил восточносибирские проекты «Роснефти», это Юрубчено-Тохомское месторождение, освоение которого началось в прошлом году. Мы увеличили объемы на проекте «Роспан» (также проект «Роснефти»). — «Б»). То есть прошлый год у нас был очень динамичный в плане расширения работ, несмотря на общее падение рынка. Во многом это произошло за счет эффекта масштабности нашей компании. Ведь основная проблема в том, что очень многие заказчики сейчас в силу экономических причин не хотят и зачастую не имеют возможности платить авансы. Для этого нужно иметь внутренние резервы. Мы себе можем это позволить, в том числе за счет кредитования. У нас кредитная история хорошая и небольшая нагрузка. Нам это позволяет работать в сложной ситуации, и у нас сохраняется очень хорошая динамика реализации проектов в этом году.

— Какой объем контрактов в денежном выражении вы ожидаете на 2017 год, какая будет динамика на фоне проседающего рынка?

— У нас в портфеле 16 проектов, но один проект — это не всегда один контракт (все в год мы заключаем более 500 доходных договоров, включая дополнительные соглашения). Какого-то значительного роста заказов не происходит, потому что одни проекты заканчиваются, другие появляются. Некоторые соглашения переходят из разряда геолого-разведочных в эксплуатационные. То есть примерно остается один и тот же уровень контрактов, по количеству проектов можно рассматривать рост в 10–15%. Кроме того, это зависит от количества задействованного парка основных средств, так как мы лимитированы в количестве буровых, которые можно предложить.

— Сколько у вас их сейчас?

— У нас порядка 150 буровых установок — это общий парк. В работе в среднем в 2017 году будут 97 буровых бригад. Это те установки, которые непосредственно бурят, так как часть буровых установок постоянно находится в движении: они переезжают с места на место, часть находится в монтаже, некоторые — в консервации. У нас большой парк, и мы ведем его модернизацию. За шесть лет самостоятельного существования (компания вышла из состава «Газпрома» в 2011 году. — «Б») акционеры инвестировали в компанию порядка 18 млрд руб., купили 28 буровых установок — это существенные обновления. Правильная инвестиционная политика акционеров позволила нам сохранить объемы работ для нашего стратегического заказчика ПАО «Газпром» и выйти на новые проекты и новых заказчиков. Текущая стратегия предусматривает покупку до пяти новых буровых установок в год. Но может быть, динамика и вырастет — все зависит от того, как будет расти потребность в этих услугах.

— Какие вы закладываете сроки реализации ваших текущих крупнейших проектов?

— Если брать конкретно Чайнду, то это еще три года. Эти проекты имеют преемственность. Если рассматривать Восточную Сибирь, то изначально там мы начинали геолого-разведочные работы и готовили тем самым фундамент для выхода на эксплуатационное бурение. На Чайндинском месторождении сначала это было разведочное бурение, затем опытно-промышленное, с 2016 года — эксплуатационное. Такой плавный переход из одного в другое позволил получить огромное опережение по срокам. Мы были абсолютно готовы ко второму и третьему этапам работ технологически, технически, логистически и с точки зрения персонала.

Что касается удаленных автономных проектов, очень важно обеспечить постоянную



снабжение, бесперебойную работу, так как 13 буровых установок — это порядка 1 тыс. человек, и мы там все делаем «под ключ». Мы не только бурим, но еще и готовим площадки, строим дороги к ним. То есть это в полной мере ЕРС-подряд, включающий в себя все: начиная с разведки и заканчивая вводом этих скважин в эксплуатацию. А затем запланирован массовый выход на Ковыктинский проект, который находится рядом, в Иркутской области.

— Чайнду долго не начинали разрабатывать из-за ее сложной геологии, нефтяных оторочек и отсутствия необходимых технологий. Остались ли трудности с проектом?

— Сложности есть. Помимо того что это естественный заповедник со своими ограничениями, там трудная логистика и очень сложная геология. В процессе бурения на Чайнде мы сталкивались с нестабильностью ствола, сложно было добиться циркуляции раствора и обеспечить стабильное крепление стенки скважины. Применили новые системы, ввели роторные управляемые компоновки для бурения, новую систему раствора, экологически чистую систему утилизации бурового раствора, чтобы конечным продуктом после этого стал готовый строительный материал. Был решен целый комплекс задач в плане геонавигации, наклонно направленного бурения, технологий по цементированию скважин и так далее. Все это теперь успешно применяется. Так что половину скважин мы закончим бурить к концу этого года — и все с опережением.

— У вас есть планы по выходу на Сахалин, где много перспективных проектов «Роснефти» и «Газпрома»?

— Есть планы по выходу на стационарные платформы. Сейчас на «Сахалине-1» и «Сахалине-2» работают иностранные подрядчики. Насколько я знаю, у них те же долгосрочные контракты еще не закончились, но перспективы там есть. Тут я опять же рассчитываю на государственную поддержку. Если мы работаем на точно таком же по сути, но гораздо более сложном во многих планах подряде на арктической платформе «Приразломная», почему бы нам на «Сахалине-1» и «Сахалине-2» не оказывать такие услуги? Зачем кормить иностранные компании, когда есть российский подрядчик?

— Из-за колебаний рубля и падения нефтяных цен снижается ли стоимость подрядных контрактов?

— У нас контракты на один, два, максимум — три года, они все с твердой ценой, но никто ничего не индексирует или индексирует очень мало. Но при этом выросли все расходные части, в первую очередь авиаперевозки. Подорожало все, что связано с потреблением топлива, выросли ж/д тарифы, а также затратная часть. Как мы обеспечиваем балансирование на уровне рентабельности? Это в первую очередь сокращение внутренних затрат, оптимизация. Но приходится и снижать закупочную деятельность в том числе, сокращать инвестиции.

— Можно ли заменить часть зарубежной продукции российской для экономии?

— Мы очень многое заменили на российское или совместно российско-китайское.

Потому что в принципе все, кроме более сложной электроники, измерительных инструментов, которые применяются на буровой установке, производится и в России, и в Китае, или на совместных предприятиях. Многие внутрискважинные технологии также меняются на российские. Например, «Газпром» тоже очень активно работает сейчас над импортозамещением.

— Но не страдает ли от этого качество или эффективность?

— Я не вижу существенного снижения качества, баланс сохраняется. Если взять что-то высокотехнологичное, например отдельное оборудование — роторно-управляемые системы для наклонно направленного и горизонтального бурения скважин, то они все пока импортные. За один-два года их не поменять. Но что касается более простого оборудования, самих буровых установок, то есть железа, то тут в РФ такое же качество, что и за границей — только цена ниже. На самом деле производители на Западе «сами себе наступили на хвост» своими санкциями, их рынок существенно снизился. Если раньше у них была большая перспектива в РФ, то теперь практически никакой. Сейчас иностранные, в основном сервисные, компании на свои услуги делают дисконт по текущему рынку — до 25–30%, чтобы просто остаться здесь.

— У них остается хоть какая-то маржа?

— Я думаю, остается, маржа высокотехнологичных компаний в среднем около 40%. Высокие технологии всегда высокорентабельный сегмент.

— А у вас какой показатель рентабельности?

— Есть серьезные проекты, на которых у нас не то что нулевая, а отрицательная рентабельность. Это геолого-разведочные проекты, где мы работаем в минус, потому что держимся за этот проект, осознавая перспективы. Есть проекты, где у нас плюс. Это нивелируется, и в целом мы получаем небольшую прибыль. Сейчас на нас сильно давят заказчики. «Выдавливание воды из камня» в последние два с половиной-три года превратилось просто в какое-то бесконечное шоу. Когда они уже вроде у себя все оптимизировали, начинают искать, где еще сэкономить — вспоминают о нефтесервисе. И сейчас заказчики очень сильно опустили по цене сервисов.

— В связи с такой ситуацией на рынке усилилась ли конкуренция?

— Мелкие компании начали вымирать. Они не могут обеспечить собственное финансирование, сохранность персонала и так далее на таком волатильном рынке, когда все падает или вдруг подымается. Из крупных компаний, наверное, с нами может сравниться только Eurasia Drilling, но с ней, к счастью, у нас нет какой-то сильной конкуренции: она в основном ориентирована на нефтяной рынок. Их ключевой заказчик — ЛУКОЙЛ, с которым мы исторически не работаем. Единственный проект, где мы с Eurasia Drilling работаем бок о бок, — месторождения имени Требса и Титова. Это было решение заказчика, чтобы использовать две крупные компании, которые могли бы такой проект вытянуть физически.

И нас stalkивают лбами, в том числе опуская по цене. Вот такой вот рынок.

— Геология в России очень разная от региона к региону, сколько примерно стоит в среднем сейчас скважина?

— От 50 млн до 3 млрд руб. Если брать наклонно направленную скважину, которую буровики называют колодцем где-нибудь в Ханты-Мансийском регионе, с забоем в 1,5–2 тыс. м, она стоит от 50 млн руб. Может быть, даже чуть меньше. Если брать Татарстан, там есть скважины, которые на порядок меньше стоят. Татары очень в этом плане экономный народ — они освоили новую технологию бурения малым диаметром с использованием мобильных установок для ремонта скважин.

Если брать самые дорогие скважины — это, конечно, шельф. Рядом с шельфом по цене это геологоразведка в Арктике и на севере Ямала. С той геологической нагрузкой и теми задачами, которые мы там решаем, одна скважина с бурением и испытаниями — полтора-два года. Из-за геологической и логистической нагрузки это очень дорого. «Газпром» выполняет стратегическую задачу по наращиванию запасов на Ямале в триллион кубометров. Там еще десять наших бригад продолжают работать до сих пор, так что притормозит продолжаться. Это Северный полюс практически. Просто что-то завезти или вывезти оттуда, содержать людей, оборудование стоит очень дорого. Завозится все один раз в сезон, и ты должен четко посчитать, сколько тебе всего надо, и, не дай бог, заказчик изменит задание. Все, что дополнительно, ты везешь вертолетами. С учетом стоимости топлива это просто огромные деньги. Любая наша самая маленькая железка весит 2 тонны.

— Если говорить о наиболее сложных регионах, у вас уже есть планы по работе в Арктике. Есть планы по заключению контрактов?

— Сейчас у нас есть перспективный проект по выходу на шельф Обской губы и арктический шельф с «Газпромом». Это верхняя часть Ямала или нижняя часть Обской губы, ближе к Ямбургу. Основное, что мы делаем, — это бурение скважин с большим углом от вертикали с берега в шельф, и сейчас много тратится на перспективные технические решения — их надо развивать. Я думаю, что перспектива на самом деле недалекая: мы планируем на этот проект выйти уже в 2020 году.

— При этом на фоне санкций альтернатив российскому оборудованию для шельфа нет. Это не остановит бурение на шельфе?

— Нельзя сказать, чтобы у нас шельфовые проекты не работали. Даже под санкциями продолжалось бурение на Южно-Киринском месторождении «Газпрома». Наверное, что-то стало делать сложнее, но зато меры против России подстегнули импортозамещение.

— Да, но за пару лет отставание в этой сфере не сократишь. И будет ли добыча на шельфе рентабельной при необходимости вложений в развитие технологий?

— Даже в лучшие времена на перспективных проектах в Арктике себестоимость добычи нефти рассчитывалась исходя из \$50–70 за баррель. Чтобы этот проект стал рентабельным, нефть должна подорожать, но пока остается много проектов на суше, которые нужно реализовывать. Это часть так называемого сухопутного шельфа, который можно охватить с берега, его запасы тоже надо разбурить. Сейчас нельзя говорить, что есть насущная необходимость бежать на шельф. Но все перспективные проекты в любом случае прорабатываются. Геологоразведку на шельфе продолжает «Газпром», «Газпром нефть» и «Роснефть», насколько я знаю. Так что перспектива есть, но все будет ждать в любом случае отскака цены. Это как раз то время, которое надо потратить на русификацию технологий, что и делается очень активно.

Чтобы выйти на бурение на шельфе, нужно купить платформу. Раньше полупогружная буровая платформа для работы в Арктике стоила \$750–800 млн. Те, которые осуществляли круглогодичное бурение, могли стоить до \$1 млрд. Сейчас же стандартная ППБУ со всеми дисконтами с учетом того, что рынок по их приобретению практически рухнул, стоит \$450 млн, уже можно найти и дешевле. Потому что те крупнейшие компании, в основном корейские, которые их выпускали, остались фактически без заказов. Некоторые из них на грани банкротства, многие морские буровые подрядчики тоже. У них активность сократилась в два с половиной-три раза. И, соответственно, зачем нам в эту яму влезать. Сейчас есть шанс посмотреть, какие технологии мы сможем применять в перспективе. На это время тратится, это не стоит дорого пока.

— Но про «Газпром бурение» нельзя сказать, что оно на грани выживания...

— Как подрядчики к требованиям заказчика по цене, я думаю, мы более или менее адаптировались. Будем ждать, конеч-

но, лучших времен в плане прибыльности, но выжить мы уже в любом случае можем. Единственное, чего нам бы хотелось, — это государственного регулирования отношений заказчика с подрядчиком. В Канаде — крупнейшем нефтегазовом регионе — это регламентировано на уровне государства. Там определено на сколько можно штрафовать подрядчика, какие условия договора с ним заключать и так далее. Есть четкие правила. В РФ заказчики устанавливают лимиты ответственности подрядчиков — каждый на свое усмотрение, и нет четкого порядка и регулирования этих отношений. У нас лимит ответственности по договорам от 10% до неограниченного процента. То есть подрядчик может выполнить работу и не получить за нее вообще ничего. Мне кажется это не совсем правильно и уж точно не мотивирует.

— А разве это не регулируется на этапе тендера?

— Да, все идет уже в тендерном пакете, и ты можешь это принять, а можешь не принять и не участвовать тогда. Обязательное условие участия в тендере: ты должен принять типовую договор. И тут государство очень бы могло в развитии сервисов, если бы ограничило подобные вещи. А пока заказчик выставляет такие требования, подрядчик перестраховывается изначально: пытается иметь двойной запас всего, а это стоит денег. И получается, что на тендер идут те, кому нечего терять, и они ставят ва-банк, а крупные компании перекладываются либо не могут поехать на такой проект.

— Есть уже какие-то инициативы в этой сфере?

— Это обсуждается на уровне комитетов Госдумы. Но это законодательная власть, а нужно бы это инициировать на уровне правительства.

— У вас небольшая задолженность. Будет ли она расти?

— Нет, пока мы ее держим на уровне 0,3 или 0,4 ЕВБТДА. Но потолка нет. Его диктует рынок. Есть банки, которые без проблем дают и до 2,5 ЕВБТДА. Но мы пока стараемся не растить долговую нагрузку, ждем, как говорится, инвестиционные поводы — новые долгосрочные высокомаржинальные проекты, под которые можно было бы инвестировать в новые буровые установки. Сейчас высокая долговая нагрузка у компаний, которые начинали развиваться в период бурного роста цены нефти и вложились в огромное количество буровых. В это время мы тоже вложились, но не с «безумным» размахом: общее увеличение парка новыми станками составило менее 20% за три года, что для рынка 2010–2014 годов был бы пшик. А те компании, которые развивались с нуля, у них не было оборота, и они вложили все деньги в основные средства. Соответственно, у них теперь нет денег и долги, плюс проценты в этот момент росли очень сильно. Плюс ко всему надо же еще учитывать долговую нагрузку на текущую операционную деятельность. Чтобы выйти на проект, на котором не платят аванса, тебе надо заплатить за это собственные деньги. Если их нет в обороте — ты идешь в банк.

— Раньше многие активы, которые сейчас входят в состав независимых сервисных подрядчиков, принадлежали нефтегазовым компаниям. Как, по-вашему, эффективнее работать?

— Для нефтяных компаний иметь свой сервис не очень выгодно. Вообще весь рынок мировой подсказывает, что сервис и нефтедобыча должны находиться в разных корзинах. Заказчик заказчиком, подрядчик подрядчиком, но при этом всегда существует альянс между ними. Если заказчик и подрядчик имеют стратегическое партнерство и долгосрочные общие планы, то каждый может понести, во что инвестировать, и, имея определенные гарантии, тратить деньги на перспективу, не отвлекая их из оборота заказчика. У нас это отложено с «Газпромом». С другими заказчиками это сделать сложнее потому, что никто не хочет на перспективу давать какие-то гарантии, очень боятся, хотя это было бы правильнее. И для них тоже в том числе. Контракты больше двух-трех лет пока никто не осмеливается подписать. Но даже если есть соглашение на такой срок, то оно чаще всего без гарантий по цене, объемам, без четкого понимания размера ежегодной индексации.

Когда на Даевоо еще в 2015 году одновременно строились четыре буровых судна и пять полупогружных платформ, а это огромное количество, и рынок нефти рухнул, многие заказчики помогали софинансировать выкуп этих установок буровым подрядчикам, чтобы те не обанкротились. Представьте, у вас работает подрядчик, соответственно, он ведет работы по вашим основным средствам — скважинам — и вдруг он обанкротился. В результате пострадали оба: и заказчик, и подрядчик. У нас пока такого понимания нет. Если обанкротился один буровой подрядчик, просто берут другого.

Интервью взяла Ольга Мордюченко

Review Добывающая промышленность

Ямал да удал

Уникальная ресурсная база и передовые технологии бурения позволяют ЛУКОЙЛу наращивать добычу углеводородов в ЯНАО. Стремление России, ОПЕК и других стран поддержать цены на нефтяном рынке заставило отечественные компании сокращать объемы производства. ЛУКОЙЛ также заморозил часть низкодебитных скважин на старом фонде, но при этом принял решение нарастить добычу на новых высокопродуктивных залежах, в том числе на перспективном Пякяхинском месторождении в Западной Сибири. Несмотря на то что оно введено в эксплуатацию менее года назад, накопленная добыча уже превысила 1 млн тонн нефти и 1,5 млрд кубометров газа.



— новый проект —

● Расположенное в 150 км к северу от Полярного круга Пякяхинское месторождение — одно из крупнейших в ЯНАО по объемам разведанных запасов углеводородов, введенных в промышленную эксплуатацию за последние несколько лет. Уникальность проекта в том, что здесь одновременно добываются нефть, газовый конденсат и природный газ. Начальные извлекаемые запасы месторождения — 86 млн тонн нефти и газового конденсата и 261 млрд куб. м газа.

● В июне 2017 года на Пякяхинском месторождении ежемесячно добывалось 9,5 млн кубометров газа и более 4,4 тыс. тонн нефти и газового конденсата. По итогам 2017 года компания планирует добыть более 3 млрд кубометров газа и 1,5 млн тонн нефти и газового конденсата.

Север на заморозку не реагирует

Запуск Пякяхинского месторождения практически совпал с достижением договоренностей стран ОПЕК и других нефтедобывающих стран в конце 2016 года о сокращении добычи нефти в первом полугодии 2017

года суммарно на 1,8 млн баррелей в сутки с уровня октября 2016 года, из которых 300 тыс. приходится на Россию. В конце мая срок его действия был продлен на девять месяцев — до конца марта 2018 года.

Соглашение не повлияло на планы ЛУКОЙЛа по наращиванию добычи на новых участках. Компания предпочла выполнить свою квоту по снижению за счет наименее продуктивных зрелых месторождений, пояснил в июне первый вице-президент компании Александр Матвеев. По словам главы ЛУКОЙЛа Вагита Алекперова, планы капитальных затрат пока не меняются,

компания рассчитывает понять будущее сделки стран ОПЕК и не-ОПЕК по сокращению добычи. «Нефтяная отрасль инерционна. Мы не можем в один день остановить инвестиции, потому что десятки тысяч людей работают, и буровые, и строительные подрядчики и прочие. Поэтому мы сегодня не сократили нашу инвестиционную программу», — сказал господин Алекперов.

Сложные технологии для сложного проекта

При проектировании скважин ЛУКОЙЛ применяет продвинутые технологические решения. Так, для оп-



ФОТО: ЛУКОЙЛ

тимизации процесса бурения разработка месторождения ведется с использованием сложных горизонтальных и многозабойных скважин. При эксплуатационном бурении применяется технология строительства скважин многозабойной конструкции.

Использование многозабойных скважин позволило увеличить коэффициент продуктивности по сравнению с горизонтальными и наклонно-направленными. Средний коэффициент продуктивности, а следовательно, и потенциал добычи многозабойных скважин почти в два раза превышают возможности горизонтальных и более чем в десять раз — наклонно-направленных скважин.

Сейчас на Пякяхинском месторождении введены в эксплуатацию уже 57 нефтяных и 25 газовых скважин со среднесуточным дебитом более 70 тонн и 300 тыс. кубометров соответственно. В планах ЛУКОЙЛа на 2017 год — обустроить на месторождении кустовые площадки, которые соединят сеть трубопроводов общей протяженностью 30 км. Также запланирован ввод нефтяных эксплуатационных скважин, будут пробурены скважины системы поддержания пластового давления. Кроме того, в рамках программы обустройства производственной инфраструктуры проекта осенью текущего года планируется ввод в эксплуатацию системы нефтеналива.

Очевидно, что разработка такого масштабного проекта требует развития системы логистики. Сегодня нефть с месторождения поступает по промысловому трубопроводу протяженностью 2,5 км на головную нефтеперекачивающую станцию Заполярье для дальнейшей транспортировки по магистральному нефтепро-

воду Заполярье—Пурпе (запущен «Транснефтью» в конце 2016 года).

Газ, добываемый на месторождении, ЛУКОЙЛ продает «Газпрому» в рамках соглашения о стратегическом партнерстве в 2017–2024 годах. Продукция транспортируется по магистральному газопроводу до ГКС в районе Находкинского месторождения и далее по газопроводу до ГКС «Ямбургская». Часть добытого на Пякяхинском месторождении газа ЛУКОЙЛ использует для питания газотурбинных электростанций и компрессорных станций.

На благо общества

Реализация крупного инфраструктурного проекта на Севере выгодна и государству, поскольку будет способствовать экономическому развитию отдаленного Тазовского района — территории традиционной промышленности. В рамках обустройства месторождения будут трудоустроены 325 человек.

Не менее важна социальная поддержка региона в рамках соглашения с правительством ЯНАО в 2017–2019 годах. Средства будут направлены непосредственно в развитие спортивной и жилищной инфраструктуры Тазовского района, а также на оказание диагностической помощи больным детям в рамках помощи благотворительному фонду «Ямина». Компания также окажет содействие российскому центру освоения Арктики, Федерации легкой и сверхлегкой авиации «Крылья Арктики». Предусмотрено финансирование программ Федерации дзюдо Ямала, Федерации фигурного катания, Федерации хоккея, общественной организации «Ассоциация коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока».

Ирина Салова

нефть и газ

Нефть в одну корзину

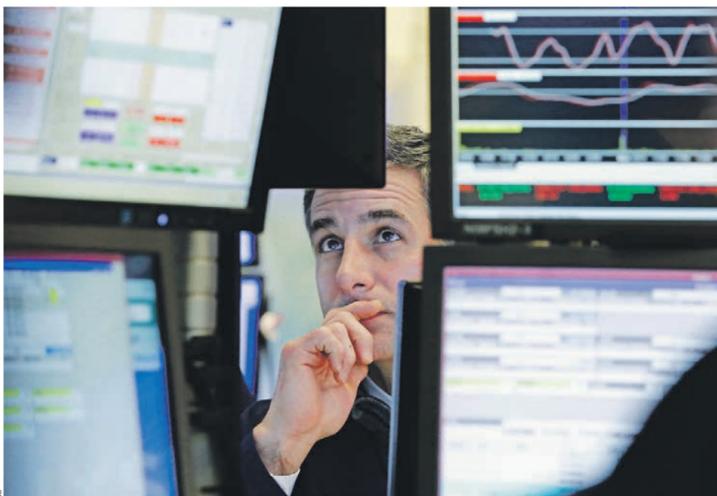
— предложение —

В связи с падением добычи нефти в Северном море на мировом рынке энергоресурсов уже не первый раз звучит предложение включить в бенчмарк Brent новые сорта нефти. Один из вероятных претендентов — популярное и в Европе, и в странах АТР российское сырье. Но на скорую реализацию такого предложения рассчитывать не стоит. Urals, несмотря на востребованность, отличается от североморской марки нефти высоким содержанием серы. Европейский бенчмарк на ближайшие годы сможет поддержать включение в него сырья с норвежского месторождения Troll.

Вице-президент компании Shell по трейдингу и поставкам Майк Мюллер предложил включить российский сорт нефти Urals в бенчмарк Brent. По словам топ-менеджера, на фоне падения добычи в Северном море нужно поддержать этот сорт, добавив в корзину нефть, извлекаемую за пределами старейшей европейской нефтяной провинции. Сокращение физических объемов добываемой нефти, составляющей главный для европейского рынка бенчмарк, создает серьезные риски возможных манипуляций.

Brent должен измениться за счет расширения корзины и включения в нее других сортов нефти. И русский Urals, который сегодня в больших объемах идет на европейские НПЗ, по мнению Shell, лучше всего подходит для этих целей. Это уже не первое подобное предложение создать релевантный бенчмарк, выходящий за пределы Северного моря. Еще в 2014 году глава крупнейшего мирового нефтетрейдера Vitol Ян Тэйлор выдвинул идею включить в Brent африканские, казахстанские, российские и даже американские сорта.

Но на пути такого нефтяного «слияния» есть препятствия. Нефть сорта Brent — легкая и малосернистая, благодаря ее переработке получается больше светлых нефтепродуктов, тогда как основной российский сорт Urals относится к среднесернистому и традиционно торговался с дисконтом к североморскому. Тем не менее этот эталон-



Включение в бенчмарк Brent сортов нефти из других регионов кроме североевропейского неизбежно

ный, маркерный сорт неизбежно будет эволюционировать по мере истощения запасов зрелых месторождений Северного моря. С 1 января 2018 года ценовое агентство Platts собирает включить в этот бенчмарк североморскую нефть норвежского месторождения Troll (оператор компания Statoil), что позволит увеличить на 20%, или 200 тыс. баррелей нефти в сутки, объемы торгуемой на рынке нефти сорта Brent и поддержит его в ближайшие десять лет. Более того, в ходе Московского энергетического форума S&P Global Platts представители ценового агентства предупредили: благодаря включению нефти этого норвежского месторождения в бенчмарк качества сорта улучшится и Platts будет настаивать на премии к цене торгуемых с начала следующего года объемов сорта Brent.

Нефтяной потоп

Существенное влияние на стоимость нефти разных марок оказывает «сланцевая ре-

волюция» в США. «Это серьезные перемены: нефть из Соединенных Штатов пришла на мировой рынок и стала привлекательной для потребителей», — говорит Джонти Раффорта, эксперт S&P Global Platts. Еще несколько месяцев назад эксперты недооценивали потенциал экспортных поставок из США, предполагая, что они вряд ли будут значительными. Но нефть США стали охотнее закупать крупные импортеры, в том числе главный мировой потребитель нефти — Китай. Несмотря на замедление динамики роста китайской экономики, за последние десять лет объемы импорта в КНР выросли в три раза. При этом российская смесь ESPO (Eastern Siberia Pacific Ocean), поставляемая по трубопроводу ВСТО, оказалась одной из самых востребованных на рынке АТР. В последние годы японцы покупали российское углеводородное сырье даже для производства электроэнергии. Но сейчас главным покупателем российской нефти, идущей на экспорт в восточном направлении, стал Китай. По данным «Роснефти», по итогам прошлого года поставки нефти в АТР выросли на 8,6%, до 43,1 млн тонн, и российские

компании сравнялись с Саудовской Аравией по объемам поставок нефти в Китай.

Экспорт легкой малосернистой нефти США на мировой рынок привел к тому, что спред между такими сортами, как Brent и Dubai, Urals и CPC (нефть Каспийского трубопроводного консорциума), достиг минимума. Например, сернистые сорта нефти (Dubai, Urals) оказались в большей степени востребованы и продаются сегодня гораздо дороже, чем несколько лет назад. «Сравнив динамику американской WTI и ближневосточной Dubai, мы видим, что существенный рост добычи в США привел к тому, что сегодня легкие сорта американской нефти стали торговаться дешевле высокосернистой нефти Ближнего Востока», — отмечает Джонти Раффорт. Это, в свою очередь, серьезно влияет на экономику мировой нефтепереработки. В выигрыше оказались современные или прошедшие модернизацию НПЗ, которые могут работать с тяжелыми сортами нефти.

Недоверчивые потребители

По словам Александра Ершова, главного редактора новостей товарных рынков и энергетики русской службы Reuters, нефтеперерабатывающие заводы стараются использовать как можно больше дешевого сырья. «Urals отлично подходит для европейских нефтепереработчиков. Здесь много современных НПЗ, адаптированных к переработке российской нефти. Переход на другие сорта для нефтепереработчиков непростой процесс, требующий значительных инвестиций. Поэтому бывали в недавнем прошлом и такие моменты, когда Urals торговался с премией к Brent. Российского сорта на европейских рынках уже давно гораздо больше, чем Brent», — говорит эксперт. Но, считает он, Urals вряд ли станет эталонным сортом в ближайшее время: дело не в объемах, а в доверии.

По его мнению, у Urals был шанс стать эталонным сортом благодаря проекту, который планировался, но не реализовала группа «Сумма» Зиявудина Магомедова со структурой крупного нефтетрейдера Vitol по строительству терминала и хранилища российской нефти в Роттердаме. Поставки должны

были стартовать из Приморска в 2017 году, но этого не случилось. Основной причиной стало то, что российские ВИНК отказались гарантировать загрузку терминала «Сумма». «Если бы такой проект удалось реализовать, уже через месяц все торговали бы по датируемому Urals и о Brent никто бы даже не вспоминали», — считает господин Ершов.

Сейчас Urals доминирует в Европе, но, если сорта аналогичного качества будут продаваться в течение долгого времени дешевле, европейские НПЗ могут перейти на них. Например, сорт Kirkuk, поставляемый из Курдистана, активно конкурирует сегодня с российской нефтью в Европе. Польша, которая долгое время была крупным покупателем российской нефти, недавно на несколько месяцев отказывалась от закупок из России. Одна из причин — низкие издержки на фрахт. Польским компаниям удалось дешево доставить ближневосточную нефть на рынки Балтики, несмотря на большое транспортное плечо. Российский Urals, в свою очередь, двинулся на премиальные азиатские рынки, в частности в Юго-Восточную Азию.

Что касается Brent, то в связи с предстоящими изменениями произойдет перераспределение влияния добывающих компаний в этом регионе. Благодаря включению в бенчмарк Brent нефти месторождения Troll у Statoil будет самая большая доля в добыче нефти, формирующей сорт: норвежская компания с начала 2018 года превзойдет концерн, лидировавший в этом показателе несколько десятилетий, — Shell. Однако в регионе формирования Brent осталось не так много месторождений с легкой нефтью, подобной Troll. Несмотря на это, Platts не планирует в ближайшие годы возвращаться к вопросу о добавлении новой нефти, добываемой в других нефтяных провинциях мира. А те месторождения, которые будут в ближайшее время вводиться в эксплуатацию в Северном море (например крупнейшее месторождение Юхан Свердруп компании Statoil) значительно отличаются по качеству от нефти, составляющей корзину Brent. А, значит, рынку снова придется искать пути поддержки, пожалуй, самого знаменитого бенчмарка в мире.

Мария Кузузова