

16 Чем закончится борьба «Газпрома» за европейские рынки газа в 2017 году

16 Поможет ли нефтяной отрасли введение налога на дополнительный доход

17 Новые контракты крупнейшей российской поисковой компании «ГЕОТЕК Сейсморазведка»

«Газпром», не дожидаясь конца года, заявил, что он стал для монополии рекордным по уровню экспорта в Европу. Предыдущий исторический максимум в 179,3 млрд кубометров оказался побит уже в первую неделю декабря. Росту поставок способствовали падение собственной добычи в ЕС, погода — холодная зимой и жаркая летом — и уход конкурентов с СПГ в Азию. В 2018 году российская монополия намерена как минимум повторить текущий показатель.

Поставка на максимум

— тенденция —

ЕС принял рекордные объемы российского газа

«Газпром» побил рекорд 2016 года по экспорту газа в Европу, сообщил журналистам глава компании Алексей Миллер. «Мы вышли на финишную прямую на пути к новому абсолютному рекорду годового экспорта газа в дальнее зарубежье (ЕС минус Прибалтика плюс Турция) за всю историю «Газпрома» и газовой отрасли страны», — заявил он. По данным монополии, с учетом заявки на 8 декабря объем поставки газа на рынок ЕС с начала года превышает 179,8 млрд кубометров, что уже больше, чем за весь прошлый год. «Прежний рекорд — 179,3 млрд кубометров, установленный по итогам 2016 года, уже побит», — сообщил господин Миллер. Он объяснил это тем, что европейские потребители выбирают надежность поставок и их экономическую целесообразность. В целом поставки на экспорт должны составить с учетом Турции 192 млрд кубометров, что на 7% выше показателя прошлого года.

Как сообщил зампред правления «Газпрома» Александр Медведев, за январь—сентябрь средняя цена российского газа для Европы составила \$190 за 1 тыс. кубометров. По его словам, примерно такой же уровень монополия ожидает получить по итогам 2017 года. Хотя не исключает, что средняя экспортная цена газа в Европу может возрасти до \$200 за 1 тыс. кубометров.

Больше с каждым днем

Почти каждый день в конце ноября «Газпром» отмечал все более высоким уровнем суточных поставок, которые, впрочем, не достигали до исторически высокого уровня 27 января, когда потребителям в дальнее зарубежье было поставлено 636,4 млн кубометров. Так, 27 ноября экспорт составил 622 млн кубометров в сутки, 28 ноября — 625 млн кубометров. На следующий день уровень поставок поднялся еще на 1 млн кубометров.

По итогам января—ноября поставки российского газа в дальнее зарубежье, по предварительным данным «Газпрома», выросли на 8,3%, до 175 млрд кубометров. За 11 месяцев компания нарастила экспорт газа в Турцию — целевой регион для строящегося газопровода «Турецкий поток» — на 20,4%. Поставки в Грецию выросли на 11,6%, в Болгарию — на 6,8%, в Венгрию — на 22,3%, в Сербию — на 26,1%. Объемы экспорта на основные рынки — в Германию и Южную Европу — компания не раскрывала.



Основным драйвером наращивания экспорта «Газпрома» в Европу стал рост спроса со стороны электроэнергетики в ЕС. По расчетам «Газпром экспорта», потребности дальнего зарубежья в этом году в целом выросли на 27 млрд кубометров, до 397,1 млрд кубометров. Причем 80% прироста пришлось именно на электростанции, что было отчасти вызвано жарким летом и маловодьем в Южной Европе, из-за чего гидроэлектростанции в Испании, Португалии,

Италии и Турции были менее загружены. Более долгосрочным фактором роста экспорта из России стало укрепление европейской экономики.

Не теряли времени и конкуренты «Газпрома». Норвегия нарастила к концу октября поставки газа в ЕС на 6,7%, до 95,5 млрд кубометров, тогда как поставки СПГ из различных источников выросли на 12,8%, до 47,8 млрд кубометров. В то же время Алжир, третий крупнейший поставщик газа в ЕС, не

смог удержать прошлогодние темпы роста экспорта, сократив его на 5%, до 35,4 млрд кубометров. Собственная добыча газа в ЕС продолжилась падать, в особенности в Нидерландах (–13,5%, до 28,2 млрд кубометров).

Азиатский фактор

Но неожиданную поддержку экспорт «Газпрома» получил со стороны азиатских рынков, рост цен на которых снизил уровень конкуренции. Цена на спотовые партии

СПГ в Северо-Восточной Азии с поставкой в ноябре достигла максимума с января. Так, индекс JKM от Platts увеличился до \$8,6 за MBTU, а к новому году может вырасти до \$10 за MBTU, если последуют прошлогодней динамике. Основа этой тенденции — Китай, где из-за недостаточного количества подземных хранилищ на фоне резкого роста потребления спотовый СПГ остается единственным вариантом покрытия пиков спроса.

Сдержанная добыча

— соглашение —

Страны ОПЕК и государства, участвующие в сделке по сокращению добычи, решили продлить ее действие до конца следующего года. В 2017 году соглашение доказало свою эффективность: его участники честно соблюдали взятые на себя обязательства, цена на нефть превысила порог в \$60 за баррель. Но в следующем году укреплению стоимости сырья могут помешать сразу несколько факторов. Основной из них — добыча сланцевой нефти в США.

В конце ноября страны ОПЕК и вне ОПЕК ожидаемо приняли решение о продлении сделки по сокращению добычи до конца 2018 года. Она действовала с 1 января 2017 года и предполагала снижение добычи странами ОПЕК на 1,2 млн баррелей в сутки (б/с), а странами, не входящими в организацию, — на 558 тыс. б/с по отношению к октябрю 2016 года. Квота РФ по сокращению — 300 тыс. б/с, добыча не может превышать 11,2 млн б/с. Первоначально срок действия договора был ограничен маем 2017 года, но впоследствии продлен еще на девять месяцев — до 31 марта 2018 года — на тех же условиях.

При этом на ноябрьской встрече страны ОПЕК+ решили не включать в общий объем квот Нигерии и Ливии. Они входят в ОПЕК, но до сих пор не участвовали в соглашении о сокращении добычи нефти, так как после относительной стабилизации внутреннего кризиса активно наращивали производство. Сейчас Нигерия и Ливия взяли на себя обязательства по сохранению добычи нефти на

уровне 1,8 млн б/с и 1 млн б/с соответственно в течение всего 2018 года.

По данным независимой аналитической компании Westwood Global Energy Group, страны—производители нефти, входящие в картель, соблюдали ограничения на добычу нефти в течение 2017 года. Десять нефтедобывающих государств на 107% выполнили взятые на себя обязательства. И хотя Ирак и ОАЭ превысили свои квоты, это не сказалось на общем результате, поскольку Саудовская Аравия сократила производство больше, чем обещала. В свете предстоящего IPO Saudi Aramco у страны есть мощный стимул для поддержания стоимости нефти, максимизации прибыли и оценки главной национальной нефтяной компании.

Благодаря ОПЕК, России и другим независимым нефтедобывающим государствам, присоединившимся к соглашению, избыточное предложение на рынке сократилось на 1,8 млн б/с. Однако прогнозы неутешительны: в 2018–2019 годах появятся новые дополнительные объемы поставок нефти — главным образом благодаря проектам, запущенным в эксплуатацию в последние годы, решение по которым принималось зачастую еще до кризиса 2014–2016 годов. Так что, по мнению экспертов, если бы не было принято решение о продлении существующего соглашения, цены на нефть могли бы значительно упасть в 2018 году. Сейчас целью ОПЕК является поддержание стоимости нефти на уровне \$60–65 за баррель. Для этого предполагается сократить мировые запасы нефти до среднего уровня за пять

лет, для чего нужно убрать с рынка как минимум 150 млн баррелей.

Подарок для сланцев

Основным препятствием для реализации этого плана может стать резкий рост добычи сланцевой нефти в США на фоне высоких цен и стабилизации на рынке. Продление соглашения ОПЕК+ было настоящим подарком для компаний, работающих на американских месторождениях. В 2017 году рынок США стал мировым лидером по объемам инвестиций, привлеченных в нефтегазовую промышленность.

Нефть низкопроницаемых коллекторов (сланцевая) формаций Eagle Ford и Permian в Соединенных Штатах хлынула в 2016–2017 годах на мировые рынки, успешно конкурируя с поставками из ближневосточных стран. Согласно прогнозам, в следующем году добыча нефти в США достигнет 9,9 млн б/с, что на 0,7 млн баррелей превысит среднесуточный показатель 2017 года. Решение о возможном пересмотре соглашения ОПЕК+ летом 2018 года стало ответом на рост числа скептиков, прежде всего среди российских компаний, поставивших под сомнение необходимость продолжения действия соглашения в связи с бурным развитием американской «сланцевой революции». Инвестиционный банк Barclays прогнозирует дополнительные 1,5 млн б/с добычи в США в 2018 году в случае стабилизации цен на нефть на уровне \$65 за баррель. Кроме того, новые объемы нефти придут на рынок в следующем году из Бразилии, Канады и других стран.

Сервис нарасхват

— сделка —

До конца года должна наконец решиться судьба компании Eurasia Drilling Company (EDC), на доли в которой претендуют консорциум Российского фонда прямых инвестиций (РФПИ) с партнерами из ОАЭ и Китая, а также глобальная нефтесервисная компания Schlumberger. Ситуация осложняется возможным введением новых санкций со стороны США, а также жесткой позицией ФАС.

Заседание правительственной комиссии по иностранным инвестициям, на котором будет рассмотрена сделка по покупке РФПИ с партнерами из ОАЭ и Китая доли в крупнейшей российской нефтесервисной компании Eurasia Drilling Company, должно состояться до конца года. Об этом сообщил в конце ноября журналистам заместитель главы ФАС Андрей Цыганов. Инвесторы (РФПИ, РКИФ, фонды Ближнего Востока и China-Eurasian Economic Cooperation Fund) объявили о покупке 16,1% акций предприятия 1 ноября. Сумма сделки не раскрывается, но по оценкам экспертов, может составлять десятки миллионов долларов. На долю EDC приходится 19% рынка бурения в нефтегазовом секторе РФ, не считая субподрядов.

Eurasia Drilling специализируется на бурении на шельфе и суше в России, имеет четыре собственные самоподъемные плавучие буровые установки, которые законтрактованы для бурения на Каспии. Также компания работает в странах СНГ и Северном Ираке. Основной рос-

сийский актив Eurasia Drilling — буровая компания «Евразия», которой EDC владеет через Cypress Oilfield Holdings. Производственные мощности предприятия находятся в Западно-Сибирском, Волго-Уральском, Тимано-Печорском регионах, компания также работает в Восточной Сибири и Казахстане. Объем бурения Eurasia Drilling Company за девять месяцев 2017 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года вырос на 9,9% — до 1,25 тыс. нефтяных и газовых скважин. Проходка компании в январе—сентябре выросла на 10,4%, до 4,2 тыс. км, из которых на Россию пришлось 3,1 тыс. км. Сейчас компанию контролируют ее глава Александр Джалапидзе (около 31% акций) и его партнер Александр Путилов (22,4%). Небольшой пакет принадлежит главе ЛУКОЙЛа Вагиту Алекперову.

На 51% акций EDC претендует глобальная нефтесервисная компания Schlumberger. Ходатайство о покупке пакета она направила в ФАС в июле. Но, как пояснили в ФАС, это было предварительное заявление, а окончательное компания до сих пор не подала: «Schlumberger предоставляет нам дополнительную информацию, но итоговой подачи еще не было». В связи с этим пока не ясно, будет ли возможность сделки обсуждаться на следующей правкомиссии. По словам Андрея Цыганова, присутствие компаний с выдающимися технологическими компетенциями на российском рынке полезно. Но правительству стоит принимать во внимание как пользу от вхождения Schlumberger в капитал

EDC, так и связанные с этим риски, пояснил господин Цыганов. В ФАС считают возможным приобретение компанией Schlumberger меньшей, чем заявленный 51% доли EDC.

Это уже не первая попытка Schlumberger войти в капитал EDC. Первая была предпринята в 2015 году: тогда стороны договорились о выкупе 46% Eurasia Drilling с последующей возможностью консолидации 100% компании. Но против сделки также выступали российские власти, которые в условиях санкций возражали против прихода иностранцев в капитал компании. Сумма покупки не раскрывалась, а эксперты оценивали контрольный пакет компании в \$1,9 млрд. Так и не получив разрешения от регулятора, 30 сентября 2015 года Schlumberger и EDC отказались от проведения сделки по истечении срока ее заключения.

«У компании EDC, как известно, непростая судьба, что неудивительно для крупнейшего игрока российской нефтесервисной сектора. Именно поэтому факт ее продажи так важен, и этот вопрос вынесен на правительственную комиссию», — сказал «Ъ» старший аналитик Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» Артем Малов. — В случае продажи она перейдет под контроль ведущей иностранной компании, если же сделка не будет одобрена, по всей видимости, можно ожидать появления других потенциальных покупателей — очень уж это стратегически важный актив».

Компания Schlumberger прилагает все возможные усилия для выполнения условий российский властей для покупки EDC.

нефть и газ

Сдержанная добыча



— соглашение —

Однако руководители трех крупнейших независимых американских компаний — Pioneer Natural Resources Co., Parsley Energy Inc. и Newfield Exploration Co. — заявили, что не будут увеличивать темпы бурения в случае роста цен. Цели компаний сегодня — жесткий контроль расходов и прибыль для акционеров. Тем не менее в планах Pioneer рост добычи с 300 тыс. баррелей н. э. в сутки в настоящее время до 1 млн баррелей н. э. в сутки к 2026 году. Свою роль сыграют и мелкие американские компании, для которых цены на нефть выше \$50 за баррель означают прибыль. Они начнут наращивать бурение и выведут добычу в США на новые рекорды.

Решение по обстоятельствам

Оценить ситуацию на рынке и, возможно, скорректировать договоренности о дальнейшем снижении добычи или вовсе отменить их страны ОПЕК+ собираются в середине следующего года. Как отмечал по итогам ноябрьской встречи участников сделки министр нефти Саудовской Аравии Халид аль-Фалих, страны-производители готовы гибко реагировать на изменение ситуации. Но в 2017 году рост добычи сланцевой нефти был довольно умеренным, и саудовский министр не ожидает, что в 2018 году ситуация будет существенно иной. Саудовская Аравия, как и в начале текущего года, может сократить добычу в зимние месяцы, перевыполнив свою квоту. Поэтому по-

ка предполагается, что выход из сделки будет плавным и «1 января 2019 года на рынок не выйдут сразу 1,8 млн баррелей», сказал Халид аль-Фалих, но разговоры о механизме вести слишком рано.

По словам Александра Маланичева, профессора Российской экономической школы, балансировка рынка стала главным событием в мировой нефтяной промышленности в текущем году. В начале 2016 года объемы запасов нефти достигли максимального значения, а нефтяные цены упали до минимума. Но благодаря консолидированной политике ОПЕК, а также России и других независимых производителей нефти в 2017 году темпы прироста запасов стали показывать отрицательную динамику, что стало свидетельством оздоровления ситуации на мировом нефтяном рынке.

«Росту цен на нефть способствуют положительные тренды развития мировой экономики. На 2018 год экономический прогноз также благоприятный. Рост мировой экономики транслируется в увеличение потребления энергоресурсов ведущими странами. Все ключевые мировые агентства: МЭА, Управление энергетической информации США, ОПЕК, ряд консалтинговых агентств — прогнозируют дальнейшее ускорение темпов потребления нефти в 2018 году. По итогам 2017 года ожидается среднесуточный прирост спроса на 1,4 млн баррелей н. э. Это очень хороший показатель, потому что в последние десять лет он не превышал 1 млн баррелей н. э.», — отмечает господин Маланичев.

Количество запасов нефти в хранилищах демонстрирует тенденцию к сокращению. Например, свободные мощности для хранения стран ОПЕК сейчас превышают 2 млн баррелей в сутки. По мнению эксперта, дальнейшее высвобождение мощностей продолжит стабилизировать рынок. Природные явления, геополитические события, террористические акты на платформах и трубопроводных системах приводят к временному прекращению добычи и транспортировки нефти. Однако средний уровень возможных перебоев в поставках упал с 3 млн б/с в 2015–2016 годах до 1,5 млн б/с в 2017 году. Правда, в дальнейшем этот показатель может вырасти.

Александр Маланичев отмечает, что в нынешнем году наконец-то изменилась динамика инвестиций в нефтегазовую промышленность. Из-за падения цен на нефть в 2014 году инвестиции в разведку и добычу в 2015–2016 годах стремительно сократились — до 27% в год. Однако в 2017 году был зафиксирован рост финансирования на 8%. Консервативный прогноз на следующий год — увеличение инвестиций в добычу на 4%.

«Инвестируя сейчас, мы закладываем рост добычи в перспективе. Отличие разработки сланцевой нефти от традиционных проектов заключается в очень быстрой реакции на ценовые изменения. Обычный инвестиционный цикл в нефтегазовой промышленности достигает четырех-шести лет, для морских месторождений — восемь лет, а для канадских песков доходит

Решение ОПЕК по продлению сделки не стало неожиданностью для рынка

до десяти лет, тогда как у сланцевых производителей он может составлять четыре-шесть месяцев. Сделки ОПЕК+ приводят к быстрому отклику — росту объемов добычи нефти в США. Многие этого боятся, но по моим данным, в 2017 году себестоимость разработки залежей сланцевой нефти стала расти, а показатели эффективности добычи — падать. Это связано с тем, что есть определенные ограничения в доступе компаний к оборудованию и инфраструктуре. Да, рост добычи в США возможен, но он будет не таким быстрым, как это сейчас предсказывают многие аналитики», — считает Александр Маланичев.

Консенсус-прогноз крупнейших аналитических агентств относит цены на нефть на следующий год — \$54–55 за баррель. По мнению господина Маланичева, такой вариант обычно недооценивает уровень цен примерно на 16% — в результате цены на нефть в 2018 году будут выше \$60 за баррель. Эксперт отмечает, что в ноябре текущего года концерн Shell представил обновленную стратегию, в которой также исходит из средней цены на нефть в \$60 за баррель в период до 2020 года. Такая цена на нефть обеспечит компании свободный денежный поток примерно в \$30 млрд в год, а новые проекты позволят вывести на рынок дополнительно около 1 млн баррелей н. э. в сутки. Shell делает ставку на новые глубоководные проекты добычи нефти.

Мария Кутузова

Поставка на максимум

— тенденция —

Таким образом, «азиатская премия» — разница цен в Азии и на европейском рынке — в ноябре вернулась к историческим значениям: около \$3 за MBTU. Цены на европейских газовых хабах оставались в октябре относительно стабильными, достигнув уровня прошлой зимы: примерно \$6,6 за MBTU на британском NBP и \$6,3 — на нидерландском TTF. Премия впервые в январе выросла достаточно для того, чтобы возродить практику перегрузки СПГ на терминалах в Европе с перенаправлением его в Азию.

Такая значительная разница в цене, по оценкам участников рынка, делает маловероятным приход в Европу каких-либо партий СПГ из США в этом году. Хотя текущие европейские цены позволяют поставлять газ из США почти без убытков. А возможность получения прибыли при поставке в Европу зависит от стоимости транспортировки, которая для оффтейкеров вроде Shell с большим портфелем поставок и долгосрочными контрактами на фрахт может быть очень низкой (с эффективной ставкой около \$0,5 за MBTU).

Единственным исключением может стать рост поставок СПГ в Великобританию: из-за закрытия крупнейшего ПХГ Rough страна не может закупить дополнительные физические объемы у «Газпрома». Но в остальной Европе монополия оказывается в выгодной ситуации, так как, по сути, после ухода свободных объемов СПГ в Азию останется в положении единственного крупного игрока, который может существенно поднять поставки в Европу, особенно в случае холодной зимы. В прошлом году низкие температуры позволили компании побить исторические рекорды по экспорту. И до сих пор в европейских хранилищах остается довольно низкий запас.

За новыми рекордами

Такие предпосылки дают для оптимистичных прогнозов экспорта газа из России и в 2018 году. Представитель «Газпром экспорт» Андрей Зотов во время телефонной конференции с аналитиками в ноябре говорил, что поставки в Европу и Турцию будут сопоставимы по объемам и ценам с уровнем 2017 года. «Мы ожидаем в 2018 году как минимум сохранение уровня 2017 года. И цены будут на уровне 2017 года», — сказал он.

Тем более уже в марте следующего года «Газпром» собирается запустить первую нитку «Турецкого потока» для поставки Анкаре 15,75 млрд кубометров газа. Проект предполагает строительство газопровода через Черное море до европейской части Турции и далее к границе с Грецией. Длина морской части трубы должна составить около 910 км, сухопутной части по турецкой территории — 180 км. В 2019 году может быть запущена еще одна ветка аналогичной мощности, сырье по которой пойдет уже для газоснабжения стран Южной и Юго-Восточной Европы. В конце ноября «Газпром» отчитался, что уже уложил суммарно 30% двух ниток морского участка газопровода.

Тогда же, в конце 2019 года, российская монополия рассчитывает запустить и еще один стратегический экспортный проект — Nord Stream-2. Он пройдет по дну Балтийского моря от российского до германского побережья, пропускная способность двух ниток — 55 млрд кубометров в год. Партнерами «Газпрома» по строительству являются Engie, OMV, Royal Dutch Shell, Uniper и Wintershall, которые должны предоставить долгосрочное финансирование в объеме 50% от общей стоимости проекта, то есть по €950 млн.

Но вокруг проекта то и дело возникают политические конфликты. Некоторые страны, через морскую территорию которых должен пройти маршрут трубопровода, под давлением Запада не дают разрешений России на проведение работ. Так, парламент Дании одобрил законопроект, который позволит ей запретить строительство Nord Stream-2 в ее территориальных водах. Помимо этого против строительства активно выступает Украина, так как потеряет идущие сейчас через страну объемы транзита, которые будут перенаправлены в новую трубу.

А в американском Госдепе открыто заявляют, что реализация Nord Stream-2 повысит уязвимость Европы перед перепадами поставок российского газа. Там напоминают, что запуск трубопровода позволит сконцентрировать порядка 75% всего объема российского импорта газа в Европу в одном направлении. Но сами будущие потребители во главе с Германией твердо настроены на реализацию проекта и, следовательно, рост потребления российского газа.

Ирина Салова

ДОБЫЧА ГАЗА В РФ АКТИВНО РАСТЕТ

Добыча «Газпрома», по предварительным данным, в январе–ноябре 2017 года составила 426,4 млрд кубометров, что на 14,6% больше, чем за аналогичный период прошлого года. Объем реализации газа компании на внутреннем рынке за 11 месяцев вырос на 4,7%. По прогнозам главы компании Алексея Миллера, в целом по итогам 2017 года производство монополии вырастет на 12%, до 470 млрд кубометров. В 2016 году «Газпром» нарастил добычу на 0,6 млрд кубометров — до 419,1 млрд кубометров.

Второй по величине производитель газа в России НОВАТЭК, по данным ЦДУ ТЭК, за 11 месяцев сократил добычу газа на 9,4%, до 41,7 млрд кубометров. Из них в ноябре компания добыла 3,3 млрд кубометров. «Роснефть» с начала 2017 года увеличила производство на 2%, до 43,4 млрд кубометров, ЛУКОЙЛ — на 15%, до 19,3 млрд кубометров. В целом по России добыча газа в январе–ноябре увеличилась на 9,2%, до 598,8 млрд кубометров, в ноябре составила 60,6 млрд кубометров.

Сервис нарасхват

— сделка —

Сейчас в рамках рассмотрения этой сделки правительство РФ больше всего беспокоит вопрос о возможном введении новых санкций со стороны США. Если они будут введены и Schlumberger вынужден будет перестать обслуживать буровые в России, могут возникнуть серьезные риски для российского бюджета. Правительство РФ этого допустить не может. По словам источника, близкого к сделке, сейчас обсуждаются два варианта. Первый: в случае введения новых санкций необходимо предусмотреть немедленную временную передачу оперативного управления компанией российскому менеджменту, который заранее определит правительство. Второй: быстрая продажа контрольного пакета акций российской компании после введения санкций. Это обязательно должно быть заранее прописано в соглашении, как и подходы к установлению цены и условия возвращения пакета акций в случае отмены санкций.

«EDC — крупнейший независимый подрядчик на рынке бурения с долей около 20%. После объединения возможно даже увеличение портфеля



Российские власти считают вхождение иностранных игроков в капитал EDC полезным, но учитывают и риски

ее заказов, около 10% которого было потеряно после создания «Роснефтью» собственного нефтесервиса», — полагает старший консультант VYGON Consulting Дарья Козлова. Применение современных

разработок и опыта ведущей мировой нефтесервисной компании Schlumberger через мощности EDC будет привлекательно и для клиентов в условиях увеличения сложности операций и необходимости повышения эффективности работы, говорит она. Возможная смена акционеров EDC несет риски, свя-

занные с появлением иностранного акционера. Наличие дополнительных санкций со стороны Запада может сказаться на всей нефтяной отрасли. Из-за естественного истощения добычи на зрелых месторождениях снижается, и компаниям необходимо наращивать бурение для компенсации

БУРОВАЯ КОМПАНИЯ «ЕВРАЗИЯ» УВЕЛИЧИВАЕТ ФИНОКАЗАТЕЛИ

Чистая прибыль буровой компании «Евразия» (БКЕ) по РСБУ по итогам девяти месяцев 2017 года выросла на 11%, до 7,3 млрд руб. Выручка предприятия в январе–сентябре увеличилась несущественно, до 49,1 млрд руб. Себестоимость продаж выросла на 6%, до 38,7 млрд руб. Прибыль от продаж сократилась на 19,6%, до 8,5 млрд руб., в то же время прибыль до налогообложения увеличилась на 13,7%, до 9,1 млрд руб. Объем долгосрочных обязательств компании за девять месяцев 2017 года вырос с 8,5 млрд до 9,4 млрд руб. Краткосрочные обязательства увеличились с 10,1 млрд до 12,4 млрд руб.

По итогам 2016 года доля БКЕ на рынке бурения в России снизилась по сравнению с предыдущим годом с 16% до 15%. Хотя БКЕ увеличила бурение на 3% — до 1142 нефтяных и газовых скважин, объем проходки увеличился на 6% — до 3,815 тыс. км скважин.

В случае ухудшения внешнеполитической обстановки выпадение суммарных мощностей по проходке более 5 млн м в год скажется уже на показателях будущих периодов. Как следствие, инвесторы могут закладывать эти риски в WACC нефтяных компаний, что может привести к снижению их капитализации.

«С другой стороны, Schlumberger обладает современными технологиями во всех областях нефтесервиса и уникальным опытом работы во всех странах мира, что может быть перенесено на российский практику. В условиях потребности разработки более сложных запасов высокотехнологич-

Мария Рыбакова

нефть и газ

До последней капли нефти

ЛУКОЙЛ выполняет задачу повышения нефтеотдачи за счет собственных разработок и лучшего мирового опыта. Наличие уникальных технологий — важнейшее конкурентное преимущество на нефтяном рынке: оно позволяет повысить добычу на традиционных месторождениях и вовлечь в разработку новые, более сложные. Структура и характеристики запасов неповторимы, как лица людей, считают в компании ЛУКОЙЛ. Поэтому технологии для каждого проекта индивидуальны.

— технологии —

Свой ключ к каждому месторождению

Как известно, бытие определяет сознание. Если применить этот тезис к разработке месторождений, можно сказать: особенности строения месторождений, свойства их пластов и пластовых флюидов определяют потребности в технологиях.

Очевидно, что подходы к освоению традиционных месторождений, трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и повышению добычи на истощенных пластах различаются.

Месторождения, которые еще десять лет назад считались нерентабельными и откладывались в долгий ящик, сегодня могут эффективно разрабатываться даже при низком уровне цен на нефть. Это особенно важно с учетом того, что доля ТРИЗ в портфелях российских компаний растет с каждым годом.

ЛУКОЙЛ по итогам прошлого года извлек около 4,2 млн тонн нефти, а в среднесрочной перспективе планирует довести этот показатель до 8 млн тонн в год. Чтобы понимать масштаб, это больше, чем добыча ЛУКОЙЛа на месторождениях Северного Каспия — одной из наиболее перспективных провинций в России.

«Если из хорошего пласта дебиты по скважинам достигают 500 тонн нефти в сутки, то из трудноизвлекаемых, низкопроницаемых — 5–10 тонн, то есть в десятки раз меньше», — поясняет начальник управления повышения нефтеотдачи пластов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Николай Веремко. Он приводит пример: для разработки активных запасов можно пробурить скважины на расстоянии 600–800 м друг от друга, а в случае низкопроницаемых пластов расстояние сокращается до 400 м. А на пермокарбонатной залежи Усинского месторождения из-за высокой вязкости нефти скважины приходится бурить через каждые 200 м, что существенно увеличивает затраты.

Чтобы разработка месторождения при таких условиях была рентабельной, нужны специально подобранные технологии. «Различных вариантов на рынке сервисных услуг очень много, и задача «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в том, чтобы найти именно ту, которая даст наибольший эффект на конкретном участке», — поясняет господин Веремко.

Как правило, технологии нужно адаптировать (например, изменить состав композиций химических реагентов) для условий конкретного пласта и провести лабораторные исследования для выработки оптимальных решений. По результатам опытно-промышленных работ проводится тиражирование и промышленное внедрение новых методик. «Чтобы что-то внедрить на наших месторождениях, мы не сразу допускаем сервисные компании на скважины и объекты нефтедобычи, а тестируем в лабораториях и на полигонах химические составы, материалы, оборудование», — говорит Николай Веремко.

Разрыв шаблона

За последние 25 лет развитие технологий шагнуло далеко вперед. Если изначально компании бурили простые вертикальные скважины, то в середине 1990-х стал широко внедряться метод гидроразрыва пласта (ГРП). «В начале 2000-х мы стали бурить горизонтальные скважины, боковые стволы с горизонтальными участками, которые давали возможность существенно повысить дебит скважин», — говорит эксперт. До 2003 года такие варианты были невозможны чисто технически, так что часть месторождений ЛУКОЙЛ не мог ввести в эксплуатацию из-за их убыточности. Проблему решило применение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Про эту технологию применительно к американской «сланцевой революции» знает теперь каждая домохозяйка. Но не все знают, что и в России уже давно и успешно освоили технологию нового века.

Первопроходцем ее промышленного применения в 2011 году стал ЛУКОЙЛ. Сейчас она используется во всех регионах деятельности компании, но особенно в Западной Сибири, поскольку там преобладают запасы нефти в низкопроницаемых пластах.

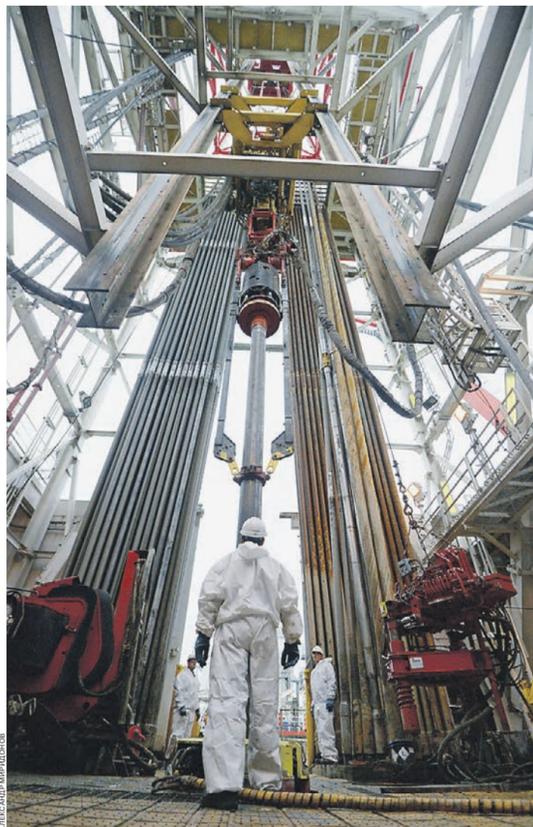
Компания продолжает совершенствовать технологию МГРП. Если в начальной стадии внедрения выполнялось четыре-пять операций по ГРП при длине горизонтального участка в скважине 400–500 м, то в дальнейшем были введены в эксплуатацию скважины уже с 8–12 такими операциями на участке протяженностью от 600 до 1400 м. Достигнутые за счет этого дебиты оказались выше в полтора-два раза.

Для дальнейшего успешного проектирования разработки данных пластов ЛУКОЙЛ ведет работы с микросейсмическими исследованиями во время проведения МГРП для уточнения направления и высоты трещины. Так, на одном из месторождений Западной Сибири с низкими продуктивными свойствами пластов применение МГРП позволило нарастить текущую добычу нефти на 64% при увеличении действующего фонда скважин на 28%.

В рамках госпрограммы импортозамещения ЛУКОЙЛ в 2015–2017 годах начал опытные работы по испытанию компоновок российского производства.



Компания ЛУКОЙЛ разрабатывает собственные технологии и внедряет лучший мировой опыт



Технологии освоения для каждого месторождения выбираются, исходя из его уникальных параметров. На фото — месторождение ЛУКОЙЛа им. Юрия Корчагина



В последние годы помимо простых вертикальных скважин работают многостволовые и многозбойные

Много стволов — много нефти

Но технология МГРП не является универсальной. И если раньше почти всегда речь шла о разработке легкой нефти в пластах с высокой проницаемостью, то сейчас ЛУКОЙЛ в основном бурит скважины в низкопроницаемых объектах. Для месторождений со сложными условиями залегания нефти компания применяет многозбойные и многостволовые скважины.

● **Многостволовая скважина (МСС)** имеет один или несколько боковых стволов, которые могут вскрывать различные объекты или разные точки разбуривания в пределах одного пласта. Каждый ствол МСС является самостоятельным, полноценно функционирующим скважиной — вскрывает одну точку в сетке разработки. Преимущество таких скважин — возможность обеспечить охват залежей разработкой в условиях ограниченной по площади размещения кустовых площадок под бурение и увеличить конечный коэффициент извлечения нефти.

● **Многозбойная скважина (МЗС)** состоит из основного ствола и одного или нескольких ответвлений, пробуренных в пределах одного продуктивного пласта. Скважины реализуют концепцию строительства скважин максимального контакта с коллектором и позволяют увеличить выработку запасов углеводородов в залежах, имеющих существенные ограничения по геолого-технологическим условиям разработки.

Практически по всем многостволовым и многозбойным скважинам компания получила трехкратное и более увеличение дебита нефти. В 2013 и 2015 годах были введены в разработку многостволовые скважины с пятью и четырьмя збойками на месторождениях Покачевское и Нивагальское в ООО «ЛУКОЙЛ—Западная Сибирь». И, наконец, в 2015 году на Северном Каспии на морском месторождении им. Ю. Корчагина с ледостойкой стационарной платформой построены две горизонтально разветвленные многостволовые скважины с большим отходом от вертикали и интеллектуальным заканчиванием. Это первые скважины ЛУКОЙЛа на российском шельфе, в конструкции которых применены самые передовые технические решения. Контроль за технологическими параметрами в стволах скважины осуществляется системой датчиков давления и температуры. Потенциальным объектом для дальнейшего применения технологии является месторождение им. В. Филановского на шельфе Каспийского моря, запущенное в эксплуатацию в прошлом году.

В то же время многозбойное бурение получило основное развитие на месторождениях Западной Сибири, где к настоящему моменту пробурено более 140 многозбойных скважин.

Накопленный опыт и привлечение новейших технологий в бурении и геонавигации позволяют ЛУКОЙЛу успешно строить МЗС с большим количеством боковых отхождений (три-пять и более) со средней протяженностью горизонтальных участков 450 м.

Появление в арсенале компании новых технологий заканчивания скважин и специального оборудования позволяет проводить мероприятия по интенсификации притока и регулировать добычу в основном стволе.

Основной объем многозбойных скважин выполняется в зонах водонефтяного контакта, а также в пластах со сложным геологическим строением разреза: наличием сверху продуктивного пласта водоносного горизонта или газовой шапки, что не позволяет провести гидравлический разрыв пласта. На основе опыта, полученного в Западной Сибири, технологии строительства МЗС успешно применяются и в других регионах деятельности ЛУКОЙЛа, например в Пермском крае.

Применение разнообразных технологий позволяет ЛУКОЙЛу не только повысить коэффициент извлечения нефти, но и ускорить разработку месторождения.

«Нам выгодно добывать быстрее. Ведь мы платим за оборудование, обслуживание, несем затраты на ремонт и амортизацию скважин. Так что мечта нефтяников — пробурить одну скважину на месторождении и за счет нее добыть в максимально короткие сроки всю нефть», — отмечает Николай Веремко. По его словам, дебиты скважин не самоцель для ЛУКОЙЛа — важнее экономика разработки и полнота извлечения нефти.

Наука эффективности

Несмотря на то, что предприятия ЛУКОЙЛа занимаются научными исследованиями, компания также концентрируется на поиске поставщиков, обобщении опыта и его адаптации к своим условиям. Собственная разработка технологий, требующая колоссальных затрат, зачастую не оправдана. «Мы определяем проблемы, и если на рынке есть техническое решение, то покупаем и используем его. Привлекаем сервисные компании, оказывающие услуги по реализации нужных технологических решений. Если на рынке нет решений, но вопрос приоритетен для компании, то мы даем задание нашему научно-проектному комплексу, который будет разрабатывать ту или иную технологию», — поясняет Николай Веремко.

Ведь главное задача — максимально эффективно использовать потенциал ресурсной базы.

Ирина Салова

нефть и газ

«Российскому газу придется побороться за европейский рынок»

«Газпром» и его главный конкурент на европейских газовых рынках Норвегия ставят рекорды экспорта. И пока по объемам поставок выигрывает Statoil, которой удалось нарастить добычу газа на старейшем газовом месторождении на шельфе Норвегии — Тролль. О дальнейших перспективах противостояния экспортных потоков из основных стран — поставщиков газа, „Ъ“ рассказал **Артем Чен**, старший аналитик норвежской Rystad Energy, специализирующейся на оценке мировых нефтегазовых рынков.



АРТЕМ ЧЕН, СТАРШИЙ АНАЛИТИК НОРВЕЖСКОЙ RYSTAD ENERGY

газа и большая ресурсная база позволяют говорить о хороших перспективах для экспорта газа из России.

Необходимо упомянуть профицит добываемых мощностей, наличие широкой сети экспортных газопроводов с неполной загрузкой, а также строительство новых мощностей в рамках проекта Nord Stream-2. С другой стороны, растущая доля возобновляемых источников энергии в странах ЕС, амбициозные планы по вводу в эксплуатацию американских экспортных СПГ-терминалов, а также усилившийся в последнее время политический вектор в некоторых восточноевропейских странах на уменьшение зависимости от российского газа увеличивают неопределенность будущих поставок.

Главным образом увеличению экспортного потенциала российского газа способствует сегодня падение внутренней добычи в странах Европы (исключая Норвегию), в особенности у самого крупного производителя — в Нидерландах. На увеличивающийся эффект истощения старых месторождений в стране накладывает искусственное ограничение производства газа на газовом месторождении Гронинген из-за участившихся землетрясений. В сентябре 2016 года правительство Нидерландов установило планку в 24 млрд кубометров на добычу до 2021 года. Затем в мае 2017 года планка была снижена до 21,6 млрд кубометров, а 16 ноября суд постановил пересмотреть ее в сторону дальнейшего снижения. Добыча в Нидерландах будет падать в среднем на 11,7% в год в период 2016–2025 годов.

В Великобритании добыча также будет снижаться, но не такими быстрыми темпами, так как в ближайшем будущем планируется запуск месторождений Куллин и Толмант. Тем не менее добыча упадет в целом на 5 млрд кубометров к 2025 году по сравнению с уровнем 2016 года. В остальных странах Европы производство газа будет сокращаться в среднем на 7% в год в период 2016–2025 годов. Суммарно к 2025 году производство в Европе снизится на 44 млрд кубометров.

В ближайшие восемь лет произойдет сокращение добычи и экспорта в Норвегии и Алжире, которые являются непосредственными конкурентами России на газовом рынке ЕС. В Норвежском Королевстве это будет связано с вышеупомянутым истощением зрелых месторождений. В случае с Алжиром к этому фактору можно добавить быстрорастущий внутренний спрос на электроэнергию, что вынуждает алжирское правительство перенаправлять часть добычи на собственные нужды. В результате экспортные мощности в Алжире, как газопроводы, так и СПГ-терми-

налы, используются в настоящее время чуть больше чем на половину от полного потенциала. По самым консервативным подсчетам, спрос на природный газ в Алжире будет расти на 2–3% в год в 2017–2025 годах и страна не сможет существенно повлиять на тенденцию сокращения экспорта газа.

Что касается Катара, экспортные мощности в стране сейчас полностью загружены. Производимые объемы СПГ законтрактрованы азиатскими покупателями на эту зиму. В среднесрочной перспективе до 2025 года Катар не планирует масштабного наращивания производства и экспорта сжиженного газа. Таким образом, со стороны предложения и позиций основных существующих на сегодняшний день конкурентов перспективы российского газа достаточно безоблачны.

— Будет ли расти спрос на природный газ в Европе?

— В 2010–2015 годах спрос на природный газ в европейских странах снизился на 20%, не выдержав конкуренции с дешевым углем, субсидируемым возобновляемыми источниками энергии, а также давления структурного снижения потребления и низкого экономического роста в целом. На сегодняшний день ситуация улучшилась. Потребление газа выросло в европейских странах на 6% в 2016 году и, согласно предварительным прогнозам, вырастет в 2017 году из-за более благоприятной для газа ценовой конъюнктуры по отношению к угляю и политическим решениям о заморозке угольных и атомных электростанций, позволившим нарастить производство электроэнергии газовыми электростанциями в Великобритании, Германии и Италии.

В будущем тенденция к замещению угольных и атомных электростанций продолжится: Германия планирует закрыть все атомные электростанции к 2023 году, Бельгия — к 2025-му, хотя по реалистичным оценкам, это удастся сделать не раньше 2030 года. Также Великобритания и Финляндия планируют закрыть все угольные электростанции к 2025 и 2030 годам соответственно. В Италии на сегодняшний день не принято политическое решение о заморозке угольных электростанций, но уголь будет уступать место газу ввиду устаревания генерирующих угольных мощностей и благоприятной ценовой конъюнктуры.

С другой стороны, в период с 2010 по 2016 год рост генерации ветровой и солнечной электроэнергии составил в среднем 15% в год. Но производители возобновляемой энергии до сих пор обладают значительными преиму-

450 млрд кубометров. Растущий экспортный потенциал уже отражается на объемах продаж природного газа «Газпрома» в Европе.

Однако считать «Газпром» единственным победителем в данной ситуации было бы преждевременно. Напротив, российскому газу придется побороться за европейский рынок, принимая во внимание возрастающую тенденцию к переизбытку предложения на мировом рынке сжиженного газа, наращивание экспортных мощностей СПГ-проектов в США. В особенности можно отметить процесс перехода балтийских стран на более дорогой американский СПГ в пику более дешевому российскому, что продиктовано желанием этих государств диверсифицировать источники поставок.

— Может ли СПГ из США повлиять на ситуацию на европейском рынке?

— Мы видим первые примеры того, как американский сжиженный газ приходит на рынки стран Восточной Европы, в том числе на традиционные рынки «Газпрома». Контракт, подписанный недавно польской компанией PGNiG и Centrica на покупку девяти партий СПГ из США в 2018–2022 годах, и ранее анонсированные планы эстонской Vopak EOS по строительству регазификационного терминала мощностью 0,33 млн тонн СПГ в год для поставок американского газа говорят о том, что восточноевропейские страны пользуются относительным удешевлением СПГ и расставляют акценты на диверсификации поставок и уменьшении зависимости от газа из России, несмотря на то что американский газ пока будет обходиться им дороже российского.

Говорить об объемах, которые бы существенно изменили расклад сил в Европе и уменьшили рыночную долю российских экспортных поставок, пока сложно. На сегодняшний день американский СПГ экспортируется в основном в Южную Америку и Азию ввиду более благоприятной ценовой конъюнктуры. Реализуемые в США СПГ-проекты более чем наполовину законтрактованы азиатскими и южноамериканскими покупателями. Но если покупатель не захочет принять поставку, компания-трейдер, которая по контракту отвечает за нее, должна будет найти альтернативный рынок сбыта, чтобы покрыть часть своих издержек.

Этим альтернативным рынком может стать Европа. Поэтому в среднесрочной перспективе, когда мировые рынки почувствуют перенасыщение предложением австралийского и американского СПГ, неизбежно возрастут объемы сжиженного газа из США в

Единого европейского рынка до сих пор не существует, так как некоторые страны ЕС физически слабо соединены между собой и зависят от разных источников импорта природного газа

Европу. Но этим объемам будет сложно существенно повлиять на долю «Газпрома». Если треть всех объемов американского СПГ, находящихся в настоящее время в разработке, а это около 30 млрд кубометров в год в 2020 году, окажется в Европе, это все равно приведет при прочих равных к росту доли экспорта «Газпрома» на 10–15 млрд кубометров к этому же времени.

Рынок СПГ до конца текущего десятилетия перенасыщен предложением. Таким образом, это рынок покупателей, которые будут способны выбирать из большего по сравнению с существующим положением вещей количества поставщиков природного газа. В таких реалиях мы считаем, что «Газпром» продолжит стратегию на удержание и наращивание рыночной доли в Европе, в том числе путем внедрения спотовой индексации в контракты и более гибких условий поставки.

Интервью взяла Мария Кутузова

— мнение —

— Как сейчас развивается газодобыча в Норвегии? Какие месторождения будут запущены в ближайшее время?

— Сегодня Норвегия является вторым по величине экспортером газа в Европу после России и третьим по объемам в мире после РФ и Катара. Газодобыча находится на уровне 125 млрд кубометров в год, что суммарно примерно соответствует производству газа во всех странах Евросоюза вместе взятых. Вследствие низкого уровня потребления газа в самой Норвегии, где потребности в электроэнергии традиционно покрываются гидроэнергетикой, а спрос со стороны промышленности на газ незначителен, 90% добываемых объемов экспортируются — большей частью в континентальную Европу.

Сегодня страна обеспечивает примерно четверть потребностей ЕС в газе. Но на Норвегии, так же, как и на других производителях нефти и газа, отразилось падение нефтяных и газовых котировок в 2015–2016 годах, что привело в числе прочего к отложенным решениям по разведочному бурению и на-

брометров. Таким образом, в среднесрочной перспективе в период 2017–2025 годов добыча в Норвегии будет падать в среднем на 2% в год, что соответствующим образом отразится и на экспортных объемах.

— Как можно охарактеризовать ситуацию на европейском газовом рынке? Кто сейчас там является главными конкурентами «Газпрома»?

— Единого европейского рынка до сих пор не существует, так как некоторые страны ЕС физически слабо соединены между собой и зависят от разных источников импорта природного газа. Европейский рынок условно можно разделить на четыре отдельных: континентальная Европа, Италия, Великобритания и Иберия (Испания и Португалия). Для России на сегодняшний день представляют интерес первые три благодаря большим объемам поставок на них российского газа. Испания также с 2018 года начнет получать газ ЮВАТЭКа с проекта «Ямал СПГ», но относительно небольшие объемы.

В 2016 году на рынок континентальной Европы, а также Италии и Великобритании пришлось 82% всего европейского экспорта

Ситуация на рынках, которые традиционно важны для российского газа, сложная. Здесь действуют силы, как способствующие увеличению экспорта из РФ, так и препятствующие ему

чалу разработки новых месторождений. По этой причине, а также вследствие истощения старых месторождений и недостаточного для снижения этого эффекта объема добычи на новых пока нет объективных предпосылок для серьезного увеличения норвежского импорта в Европу в перспективе.

Боле половины добычи газа в Норвегии приходится на зрелые морские месторождения континентального шельфа, которые выработали больше половины своей ресурсной базы и находятся на этапе сокращения добычи. Среди них два больших месторождения в Норвежском море: Остард (оператор — Statoil) и Ормен-Ланге (оператор — Shell). Чуть более четверти всего производства приходится на главное газовое месторождение страны Тролль со стабильным уровнем добычи порядка 35 млрд кубометров, на котором не ожидается прироста добычи до 2020 года вследствие лимита пропускной способности платформы и подпадающих газопроводов, а также отсутствия у оператора планов по увеличению данной пропускной способности.

Потенциал добычи новых месторождений, которые будут введены в эксплуатацию в течение следующих пяти лет, ограничен невысоким ресурсным потенциалом, сложной геологией и отдаленностью новых активов. Самыми крупными среди них являются Орта-Ханстин (Statoil) и Мартин-Линге (Total). Для сравнения: месторождения, которые будут введены в эксплуатацию в 2018–2025 годах, добавят к общей добыче около 30 млрд кубометров, тогда как объем выпавшей добычи на зрелых месторождениях по сравнению с 2017 годом составит около 45 млрд кубометров.

из России. Британский рынок важен тем, что он соединен с континентальной Европой газопроводом Interconnector и эти два рынка балансируют поставки в случае как нехватки, так и избытка газа, особенно в период зимних пиков потребления. Так, например, Великобритания импортировала большой объем газа из континентальной Европы зимой 2016 года из-за недоступности объемов в газохранилище Rough. Фактически поэтому цены на континентальной площадке TTF и британской NBP сбалансированы. Иберия (Испания, Португалия), в свою очередь, покрывает потребности в газе трубопроводными поставками из Алжира — 15 млрд кубометров, а также сжиженным природным газом в основном из Нигерии и Катара — 15 млрд кубометров. Этот регион пока не связан физически с поставками из России, и связь его с другими европейскими рынками ограничена пропускной мощностью газопровода между Францией и Испанией. Так, Испания и Португалия импортировали всего 3 млрд кубометров с территории континентальной Европы в 2016 году.

Ситуация на рынках, которые традиционно важны для российского газа, сложная и многофакторная. Здесь действуют силы, как способствующие увеличению экспорта из РФ, так и препятствующие ему. С одной стороны, падение внутренней добычи в странах ЕС, сокращение экспортных возможностей непосредственных конкурентов «Газпрома» Алжира и Норвегии, целевые программы по закрытию угольных и атомных электростанций в странах Евросоюза, а также ценовое конкурентное преимущество российского

Долгожданный налог

— законодательство —

Правительство РФ одобрило законопроект о введении налогообложения дополнительного дохода от добычи нефти на пилотных проектах в Западной и Восточной Сибири. Ожидается, что законопроект будет принят уже в первом квартале 2018 года и вступит в силу с 1 января 2019 года. Через несколько лет такое налогообложение может быть распространено на всю отрасль. Нефтяные компании боролись за эти изменения с 2008 года.

Правительство России разработало и внесло в Госдуму проект закона, который предусматривает направление всех поступлений от налога на добавленный доход от добычи углеводородного сырья (НДД) в федеральный бюджет. В ближайшее время законопроект будет рассмотрен в первом чтении. Ко второму чтению Минфин и Минэнерго готовят ряд дополнений и корректировок для внесения в законопроект на основе пожеланий и замечаний нефтяных компаний, сделанных на совещании правительства в ХМАО.

Действующая система налогообложения отрасли не учитывает особенностей добычи на тех или иных

месторождениях и выглядит следующим образом: каждая тонна добытой нефти облагается налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Если нефть в дальнейшем идет на экспорт, то также уплачивается экспортная пошлина, а если остается в стране и перерабатывается на отечественных нефтеперерабатывающих заводах, то платится акциз с произведенных нефтепродуктов. Формулы НДПИ и экспортная пошлина используют мировую цену на нефть и ориентированы на налогообложение с выручки компаний. Из этих правил есть исключения, как правило утверждаемые правительством или в Кремле: льготы распространяются на конкретные регионы или месторождения.

Представители нефтяных компаний просили правительство внести изменения в действующую систему больше десяти лет, поскольку она не учитывала особенности добычи (и, соответственно, фактическую рентабельность добывающих компаний) углеводородов на разных месторождениях. Необходимость введения этих изменений стала очевидна в 2008 году после падения цен на нефть ниже \$50 за баррель. Тогда представители нефтяных компаний заявили, что до-

бывают себе в убыток, поскольку выручка уходит на уплату налогов. «Каждая тонна нефти, которую мы экспортируем, приносит нам до \$40 убытков, поскольку нынешние налоги рассчитывались исходя из \$70–80 за баррель, тогда как сейчас цена на рынке — \$50. Компании не могут бесконечно долго работать себе в убыток», — говорил вице-президент ЛУКОЙЛа Леонид Федун. Сейчас, когда цены на нефть снова упали до \$50–60 за баррель, тема стала актуальной.

Проблема старой системы налогообложения состоит еще и в том, что из-за ее негибкости в налоговое законодательство часто вносились изменения, и это очень осложняло жизнь добывающим компаниям. Новый законопроект предусматривает снижение НДПИ и запуск НДД, ставка которого составит 50% от дохода от продажи нефти за вычетом экспортной пошлины, НДПИ, фактических расходов на добычу, транспортировку и т. п. Кроме того, для новых месторождений предусмотрены налоговые льготы: льготный период по уплате НДПИ, перенос убытков текущего периода на будущие периоды, а также учет исторических убытков для новых месторождений в новых регионах нефтедобычи. Таким обра-

зом, чем рентабельнее проект, тем больше налоговая нагрузка.

Нынешний вариант НДД считается пилотным: определенные месторождения, на которых налог сможет применяться. Предполагается, что в дальнейшем такое налогообложение может быть распространено на большее число месторождений и даже всю отрасль, но как будет определяться успех или неудача эксперимента — неизвестно. Пока же перечень пилотных проектов сформирован из действующих месторождений Западной Сибири: он включает в себя 35 лицензионных участков, разрабатываемых «Роснефтью», ЛУКОЙлом, «Газпром нефтью», «Сургутнефтегазом» и независимыми нефтяными компаниями. Совокупная добыча нефти в 2016 году по ним составила 14,7 млн тонн, извлекаемые запасы нефти — около 900 млн тонн. В случае успеха системы на пилотных проектах она может распространиться на всю нефтяную отрасль.

Как пояснял в ноябре министр энергетики Александр Новак, первые годы придется мириться с «выпадающими доходами», когда российский бюджет недосчитается существенных сумм, но уже на четвертый год эти убытки будут полностью компенсированы за счет выплат от

компаний. При этом за 18 лет поступления в бюджет увеличатся почти на 1 трлн руб.

Налоговым периодом по НДД будет признаваться календарный год с учетом внесения квартальных авансовых платежей, распределяющих поступления в бюджетную систему России по этому налогу. До достижения окупаемости проекта налоговая нагрузка на него будет ниже, чем при действующей системе налогообложения, что позволит повысить рентабельность разработок месторождения и быстрее выйти на окупаемость. Согласно законопроекту, НДД будет распространяться на четыре группы месторождений: первая группа — новые месторождения в Восточной Сибири с выработанностью менее 5%, вторая — месторождения, пользующиеся льготой по экспортной пошлине. К третьей группе отнесены действующие месторождения в Западной Сибири с выработанностью от 10% до 80% (квота — не более 15 млн тонн в год по фактическим заявкам компаний), четвертая группа — новые месторождения в Западной Сибири с выработанностью менее 5% с совокупными запасами не более 50 млн тонн в год.

Недостатком такого рода налогов, как НДД, является возможность

искусственного завышения затрат, которое стимулируется самой налоговой системой. Инвестор может меренно идти на излишние расходы для снижения налоговой нагрузки — в конце концов, для него почти одинаково выгодно наращивание активов за счет роста затрат и увеличение прибыли, которую можно разделить между акционерами.

Также внесенная в Госдуму версия закона об НДД не включает норм по поддержке нефтепереработки, о которых просили компании, потерявшие маржинальность нефтепереработки из-за налогового маневра. Предложения по этому вопросу прорабатываются параллельно, сообщил в начале декабря в интервью «РИА Новости» первый замминистра энергетики РФ Алексей Текслер.

Эксперты отмечают, что положительный эффект от введения НДД на первом этапе будет весьма скромным — это связано с относительно небольшим перечнем месторождений, которые будут участвовать в эксперименте (на них приходится меньше 3% добываемой в России нефти). Минфин подстраховался, где только смог, чтобы не сильно потерять в сумме налоговых поступлений в бюджет.

Мария Григорьева

Review

Сервисные технологии



Входит в группу IGSS

РЕКЛАМА

Боевая сейсморазведка

Еще недавно находившаяся в предбанкротном состоянии поисковая компания «ГЕОТЕК Сейсморазведка» (входит в группу IGSS) вернула себе лидирующие позиции на рынке. Компания после смены менеджмента в сезоне 2017–2018 годов реализует новые контракты с крупнейшими российскими добывающими компаниями.

— развитие —

Стратегия обновления

Исторически у ГЕОТЕКА были серьезные проблемы сточки зрения собственников и менеджмента: компания была в сложной финансовой и управленческой ситуации, говорит президент компании Владимир Толкачев. «Когда меня пригласили в июне 2017 года, стоял вопрос о ее будущем банкротстве. Допустить такую ситуацию было нельзя — надо было срочно улучшить финансовые и производственные показатели, так что параллельно шло два процесса. Первый: мы существенно изменили управление и поменяли людей, второй — привлекли очень серьезных портфельных инвесторов, которого у компании не было», — отмечает президент ГЕОТЕКА. По его словам, сейчас предприятие провело 100-процентную мобилизацию и готовится к выходу на новые рынки. Так, объем заказов в сезоне 2017–2018 годов составил 18 млрд руб., а общий портфель контрактов — около 27 млрд руб., что для ГЕОТЕКА является рекордным.

Руководство компании привлекло в обновленную команду геологов и геофизиков профессионалов, пригласило в совет директоров специалистов высокого уровня. Президент ГЕОТЕКА поясняет, что ранее основные проблемы предприятия были связаны с неправомерным использованием ресурсов компании и непониманием, что это за бизнес, какие у него клиенты. «Маржинальность контрактов была совсем другой — низкой по сравнению с теми, которые смогли заключить мы», — говорит он. Но сейчас, по словам президента, компания стала нужна и важна государству. Он отмечает, что все заказы ГЕОТЕКА «получены на честных, открытых торгах, а все заказчики — крупные российские компании».

● ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» — ведущая компания в области сейсморазведки на суше и в транзитной зоне, оказывающая услуги клиентам во всех основных нефтегазоносных областях Российской Федерации (Западная и Восточная Сибирь, Тимано-Печорская и Волго-Уральская провинции) и в Республике Казахстан. Компания является системообразующим предприятием для геологической отрасли России и вносит значительный вклад в реализацию государственной программы по производству минерально-сырьевой базы России в нефтегазовом секторе. Компания образована в результате объединения старейших и уникальных предприятий советской и российской геофизики с более чем 60-летней историей, обладающих стратегическими информационными ресурсами о состоянии недр и методах их изучения. В периметр ГЕОТЕКА входит шесть центров обработки и интерпретации данных. В начавшемся сезоне будут работать 42 полевые сейсморазведочные партии, которые работают по более чем 50 проектам.



Владимир Толкачев, президент ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка»

сли России и вносит значительный вклад в реализацию государственной программы по производству минерально-сырьевой базы России в нефтегазовом секторе. Компания образована в результате объединения старейших и уникальных предприятий советской и российской геофизики с более чем 60-летней историей, обладающих стратегическими информационными ресурсами о состоянии недр и методах их изучения. В периметр ГЕОТЕКА входит шесть центров обработки и интерпретации данных. В начавшемся сезоне будут работать 42 полевые сейсморазведочные партии, которые работают по более чем 50 проектам.

Историческая миссия

Несмотря на активное наращивание количества контрактов, задолженность ГЕОТЕКА остается высокой, и теперь новый менеджмент стремится к ее постепенному снижению, одновременно возвращая компании потерянные позиции на рынке. «Мы снова стали лучшими, построили настоящий боевой бизнес, стали привлекать к себе внимание, многим стали интересны», — отмечает Владимир Толкачев.

«Есть колоссальное количество компаний, которые могут, например, строить или укладывать асфальт. Если одна обанкротится, можно взять другую — российскую или иностранную. А с точки зрения геологии так сделать не получится, потому что российские недра — это режимный вопрос», — отмечает директор по правовому блоку Руслан Фомин.

Глава компании добавляет, что, даже если можно было бы привлечь сторонние организации к поиску запасов нефти и газа, они бы ничего не нашли, потому что для этого нужно иметь навыки и знания по геологии региона и его особенностям. Кроме того, в этом деле важна профессиональная преемственность, поясняет президент ГЕОТЕКА. Компания изначально была создана на базе сейсмической поисково-геологоразведочной части Министерства геологии СССР. «У всех наших предприятий за плечами длинная история нефтегазоразведки», — напоминает он. По словам руководителя компании, все, что касается геологии, очень гильдийно: в этой сфере не бывает лишних людей, ей занимается узкий круг лиц.

Такую репутацию и надежность ценят основные российские производители нефти и газа. Заказчиками ГЕОТЕКА являются: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «АНК „Башнефть“», ООО «Иркутская нефтяная компания», АО «РИТЭК», АО «Зарубежнефть».

Компании заинтересованы в том, чтобы наращивать сейсморазведку, поясняет Владимир Толкачев. По его словам, ресурсная база российских компаний сейчас сильно истощена и ее надо постоянно наращивать. Для производителей даже неразбуренные, но предполагаемые запасы и месторождения могут стать хорошими активами для привлечения кредитов и инвестиций. Только наличие прогнозных ресурсов увеличивает капитализацию компании, стоимость ее акций. Так что геологоразведкой выгодно заниматься, даже если ты не собираешься сразу добывать.

Рынок российской сейсморазведки находится в стадии роста — здесь необходимо развивать поисковые работы, чем и занимается компания ГЕОТЕК. Также, по словам Владимира Толкачева, сейчас формируется



В сезоне 2017-2018 годов на объектах заказчиков будут работать 42 полевые сейсморазведочные партии

конкуренция за контракты ГЕОТЕКА, что положительно влияет на их условия. Он отметил, что сейчас компания заключает в основном двухлетние контракты, но стремится к увеличению их срока, к длинным деньгам, которые позволяют делать долгосрочное планирование. Сейчас, добавляет президент, тяжелая ситуация в планировании: люди живут на ожиданиях, и вместо стратегии у компаний работает сиюминутная тактика.

Финансовый директор ГЕОТЕКА Николай Козлов уточняет, что контракты у компании циклические. Как правило, говорит он, основная часть тендеров проводится с июля по ноябрь, в августе проводятся подготовительные и мобилизационные работы, а с сентября начинается выполнение контракта. Его закрытие происходит примерно через год. «То есть цикл контракта длится примерно полтора года, но заказчики стремятся, а мы их поддерживаем в этом, заключать долгосрочные контракты — от трех до пяти лет», — поясняет господин Козлов.

Движение вглубь

При этом меняются и задачи, которые заказчики ставят перед поисковой компанией. Почти все легкодоступные месторождения нефти истощены, и добывающим компаниям приходится выходить на неосвоенные регионы, искать глубже и детальнее в тех

районах, где есть инфраструктура. «В России осталось огромное число неоткрытых крупных месторождений и запасов на суше и в море, но с текущей ценой на нефть никто не пойдет разрабатывать шельф, так как это менее прибыльно. Теперь речь идет о разведке и разработке более глубоких горизонтов. Ведь нефть — продукт дыхания земли. То, что было ближе к поверхности, уже исчерпывается, значит, надо опускаться ниже», — говорит Владимир Толкачев. При этом технологии позволяют бурить все более глубокие скважины. А в хорошо изученных регионах можно проводить высокоразрешающую сейсморазведку новыми, более точными методами и делать новые открытия. Сейчас это наиболее эффективный путь, так как можно добывать дополнительные объемы в районах с уже хорошо развитой инфраструктурой, что снижает себестоимость продукции, поясняет глава ГЕОТЕКА.

Чтобы отвечать требованиям рынка, компания постоянно нужно обновлять технологии и оборудование. Так, в контрактах есть требование по трехлетнему замещению оборудования. «У нас свое производство импульсных источников. Это настоящее импортозамещение», — говорит руководитель. Но, поясняет он, ГЕОТЕК работает и на иностранном, и на российском оборудовании, «но все оно первоклассное». По его словам, главная задача компании — выполнить свою работу и показать заказчику новые горизонты, которых сейчас очень не хватает.

Ольга Матвеева

нефть и газ

Кризисная трансформация

Рынок нефтесервиса крайне чувствителен к изменениям цен на нефть. Именно на этом сегменте стараются сэкономить добывающие компании при ухудшении рыночной конъюнктуры, сокращая капзатраты за счет снижения объемов закупок и пересмотра условий нефтесервисных контрактов. Так что сектору приходится разрабатывать новые стратегии и подстраиваться под конъюнктуру.

— конъюнктура —

В обозримом прошлом мировой рынок нефтесервисных услуг пережил несколько этапов трансформации — как связанных со снижением нефтяных котировок, так и происшедших на фоне стабильного и развивающегося рынка. Например, в 1980-е на низкомаржинальном рынке производители, стремясь сократить издержки добычи, передали значительную часть сервисных операций небольшим и более эффективным специализированным компаниям. В 1990-е увеличение активности по разработке шельфовых и прочих труднодоступных месторождений произошло во многом благодаря открытию новых технологий и услуг. А растущий спрос на нефть в 2000-е стал драйвером повышения эффективности добычи и, как следствие, открытием таких сервисных сегментов, как горизонтальное бурение и гидродразыв пласта. Эти и иные процессы поступательно трансформировали рынок нефтесервисных услуг как в части структуры предлагаемых продуктов, так и в направлении диверсификации бизнеса.

Невысокие перспективы

Обвал цен на нефть в конце 2014 года и реакция на него добывающих компаний привели к заметному сокращению рынка нефтесервисных услуг. Прибыль американских и глобальных публичных сервисных ком-

паний, по данным Deloitte, сократилась на 76%, выручка — на 54%, а количество игроков в секторе за три года снизилось на 36%. Сокращая операционные расходы, нефтесервисные компании провели сокращение персонала на 14–54%, причем наибольшие сокращения произошли в сегменте эксплуатационного бурения.

На сегодняшний день большинство участников сегмента нефтесервисных услуг сходятся во мнении, что рынок восстанавливается, но быстрого возврата к уровню докризисных цен, как это произошло во время близкого по параметрам обвала котировок в середине 1980-х, не ожидается. По оценкам Deloitte и Worldbank, в среднесрочной перспективе средневзвешенная цена на нефть будет колебаться на уровне \$60 за баррель, а по прогнозу до 2025 года оптимистичным считается уровень в \$75 за баррель. В своих оценках эксперты ориентируются на две группы разнонаправленных факторов. С одной стороны, растущий спрос и сдерживание предложения за счет сокращения объемов добычи в рамках известного соглашения с ОПЕК стабилизируют рынок. Знаком оздоровления является и то, что некоторые OFS-компании уже заявляют о росте рыночной активности и возобновлении набора персонала.

С другой стороны, уровень цен в \$45–50 за баррель выводит ряд крупных проектов в зону рентабельности, например американские шель-

ДААННЫЕ ПО M&A АКТИВНОСТИ OFS КОМПАНИЙ В МИРЕ

ИСТОЧНИК: DELLOITTE OIL & GAS MERGERS AND ACQUISITIONS REPORT.



фовые SCOOP/STACK, Bone Spring, Wolfcamp, что ведет к увеличению предложения и сдерживает восстановление цен на нефть. Кроме того, снижаются как темпы роста потребления энергоресурсов в целом, так и нефти и нефтепродуктов в частности.

Поиски решения

Для понимания возможных трендов рынка нефтесервисных услуг Deloitte проанализировала изменения в стратегиях сервисных компаний разного размера и уровня диверсификации. Исследование показало, что компании определяют для себя различные приоритеты и направления развития, которые условно можно разделить на три группы. Первым направлением является фокус на повышение внутренней операционной эффективности. Этот принцип заложен в стратегиях 45% компаний, попавших в исследование. Помимо очевидной оптимизации внутренних расходов некоторые диверсифицированные в нескольких сервисных сегментах компании ставят перед собой задачу развития сервиса формата end-to-end, который позволит, с одной стороны, соответствовать ожиданиям заказчиков по снижению издержек, а с другой — оказывать позитивное влияние на такие показатели, как выручка и доля рынка.

Вторая группа стратегий направлена на повышение эффективности предлагаемых технологий, снижение издержек добычи и, как следст-

вие, повышение маржинальности сервисного бизнеса за счет повышения эффективности добычающего. Примечательно, что данное направление, являющееся неотъемлемой частью развития бизнеса компаний на всех этапах рыночного цикла, сейчас выделяется в отдельный элемент стратегии. Пять крупнейших компаний, попавших в исследование и представленных в разных сегментах, сообщают о комбинированных стратегиях, совмещающих инновации в технологиях с фокусом на end-to-end проекты. Реализация подобных стратегий, вероятно, будет сопровождаться сделками формата M&A, один из примеров которых приобретение Cameron компанией Schlumberger. И, наконец, третья группа стратегий связана с изменением традиционных бизнес-моделей и поиском новых ниш и продуктов. Так, Mitcham Industries, ориентированная на сегмент морского сейсмомониторинга, разработала платформу для обеспечения комплексной безопасности морских портов. А голландская геотехническая компания Fugro открывает для себя новые ниши на таких объектах, как ветряные и атомные электростанции, железные дороги, мосты.

Около 46% из попавших в исследование компаний ставят перед собой задачу выхода за рамки традиционных для них сервисных сегментов. Важно отметить, что данная мо-

дель объявляется в качестве стратегической не только крупными, но и средними и мелкими компаниями. В качестве путей реализации данной задачи рассматриваются как самостоятельное развитие, так и сделки M&A (слияния и поглощения), за счет которых произойдет укрупнение и изменение структуры рынка нефтесервисных услуг.

Таким образом, созданы необходимые предпосылки для трансформации этого сектора мирового рынка. С одной стороны, низкие цены на нефть предполагают инновационный путь развития, поиск новых сервисных сегментов, формирование модели комплексных предложений. С другой — нефтесервисные компании демонстрируют готовность к вызовам рынка, различные целевые стратегии и определенный прогресс в их реализации. Происходящая трансформация рынка подтверждается и объемом M&A-сделок в сегменте, который по итогам 2016 года превысил аналогичный показатель 2015 года более чем в два раза.

Ориентир на рост

Российский рынок нефтесервисов на три четверти формируется из сегментов бурения, текущего и капитального ремонтов. Спрос на сервис в данных сегментах стабилен и зависит не столько от цены на нефть, сколько от объемов ее добычи. Принимая во внимание то, что текущий уровень добычи нефти в России несколько ниже согласованного с ОПЕК, следует ожидать не только сохранения, но и роста объемов оказания услуг в указанных выше сегментах на существующих скважинах.

Динамика эксплуатационного бурения по итогам 2017 года покажет рост 8–10%, а в 2018–2020 годах, по оценкам экспертов Deloitte, будет находиться на уровне 5–6% в год. Текущие стратегии российских добывающих компаний ориентированы на повышение отдачи от бурения. Так что в общем объеме буровых ра-

бот продолжится рост доли технологичного горизонтального бурения, которая по итогам 2017 года будет близка к 40%. Увеличение количества и усложнение конструкции скважин, а также старение и рост их обводненности останутся драйверами роста объемов работ в сегментах подземного и капитального ремонтов на уровне 10–12% в год. Что касается ниши высокотехнологичных сегментов, традиционно занимаемой иностранными нефтесервисными компаниями, то заметных изменений в обозримом будущем не ожидается. Негативные обстоятельства, связанные с трудностями в привлечении капитала, технологий и оборудования в этом сегменте, отразились на рынке в 2015 году и не окажут существенного влияния в среднесрочной перспективе.

Лидерами российского рынка нефтесервисов являются собственные подразделения НК «Роснефть» и «Сургутнефтегаз», которые контролируют около 25% всего рынка услуг. Причем приобретение «Роснефтью» сервисной компании «Таргин» привело к увеличению количества сервисных бригад на 30%. На таких игроках, как Schlumberger (до завершения сделки по приобретению EDC) и Halliburton, приходится около 15% рынка.

Доля независимых российских сервисных компаний сокращается, происходит укрупнение российского рынка нефтесервисов и отчасти возврат к модели 2000-х годов, когда такие активы входили в состав вертикально интегрированных нефтяных компаний. То есть, несмотря на различные модели трансформации российского и мирового рынков нефтесервисов, данные процессы схожи по основным направлениям — укрупнение рынка, M&A-активность, повышение эффективности и снижение себестоимости добычи.

Мария Кулагина, Камилла Жалилова, Deloitte, СНГ

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Газпром нефть» впервые в мире начала добычу нефти с ледостойкой платформы «Приразломная» на арктическом шельфе России. Мы реализуем сложный технологический проект, доказывающий, что добыча нефти в экстремальных условиях Арктики может быть безопасной и эффективной.



Стремиться к большему

WWW.GAZPROM-NEFT.RU