

НЕФТЬ И ГАЗ

Зачем нефтегазовые компании расширяют международную экспансию **18** | Кому принадлежит мировая нефть **18** | К чему приведет спад на отечественном рынке закупок труб большого диаметра **19** | Сорвет ли «Газпром» новый сезон поставок газа в Европу **20**



Открытая добыча

рейтинг

Основной тенденцией первого квартала текущего года можно считать укрепившуюся уверенность нефтяников в том, что период высоких цен продлится еще достаточно долго. Раз так, нужно наращивать инвестиции в добычу и скупать активы.

Приоритетные участки

Российские нефтегазовые компании все решительнее пересматривают свои бюджеты в пользу инвестиций в разведку и добычу, а также инфраструктурные проекты. Об этом свидетельствует рейтинг долгосрочной инвестиционной привлекательности нефтегазовых компаний, составленный для "Ъ" агентством RusEnergy по итогам первого квартала.

«Башнефть» в феврале приобрела в Ненецком автономном округе лицензии на два участка, заплатив за один в 600 раз больше стартовой цены, за другой — в 94 раза.

Еще один участок купил ЛУКОЙЛ, превысивший стартовую цену в 121 раз. В марте ЛУКОЙЛ, не мешкая, выкупил 18,75% в иракском проекте «Западная Курна-2», от которых отказалась норвежская Statoil.

Аналитики признают, что компаниям нужны новые активы, но не любой ценой.

Нефтяников, похоже, уже не остановить. «Роснефть» объявила об увеличении инвестиций в 2012 году на 17%, до \$15,5 млрд, после того как в 2011 году они выросли сразу на 48%, до \$13,3 млрд. ЛУКОЙЛ

ответил объявлением о том, что его инвестиционная программа до 2021 года составит \$155 млрд, или в среднем те же \$15,5 млрд в год, хотя ранее планировал лишь \$10 млрд капложений в год.

Эта новость произвела двойственное впечатление на аналитиков. С одной стороны, ЛУКОЙЛ обещает стабильный рост добычи углеводородов, в среднем на 3,5% ежегодно, в течение десяти лет с постепенным увеличением доли газа. За этот период добыча жидких углеводородов, как планируется, будет расти в среднем на 2,5% ежегодно, газа — на 10%.

Предполагается быстрое развитие новых проектов, прежде всего каспийских, а также «Западной Курны-2». Каспийский проект, по расчетам компании, потребует в среднем \$1,8 млрд инвестиций ежегодно (\$18 млрд в сумме за десятилетний период), в «Западную Курну-2» будет инвестировано около \$5,8 млрд до того этапа, когда проект перейдет на самофинансирование.

Но расплатой за развитие новых проектов станет высокий уровень инвестиций. В частности, в следующие десять лет

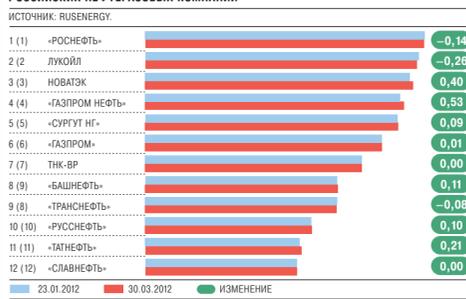
\$125 млрд будет вложено только в разведку и добычу (в том числе \$5,5 млрд только в разведку). Как следствие, несмотря на рекордный свободный денежный поток, заработанный в 2011 году (\$7,2 млрд), компания планирует увеличить дивиденды только на 25%, до 74 руб. (\$2,5) на акцию по сравнению с 59 руб. (\$1,9) в 2010 году.

О существенном росте инвестиций говорят и представители НОВАТЭКа. В 2012 году компания планирует увеличить капитальные вложения на 60% по сравнению с 2010 годом, до 50 млрд руб. (\$1,7 млрд).

Наиболее приоритетная задача — запустить проект «Усть-Луга», предусматривающий строительство комплекса по переработке стабильного конденсата и перевалке продуктов переработки на берегу Балтийского моря. Кроме того, значительная часть средств будет направлена на развитие Юрхаровского и Тарко-Салинского месторождений.

Приросла активами и «Роснефть», но в итоге безденежной сделки с компанией «Итера». Заключенное соглашение предполагает создание СП по добыче и реализации природ-

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ РЕЙТИНГ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ



СУММАРНЫЙ РЕЙТИНГ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ



ного газа на территории России. На первом этапе компания внесет в СП активы с суммарными запасами около 40 млн т жидких углеводородов и 600 млрд куб. м природного газа. В долгосрочной перспективе добыча совместного предприятия может достигнуть 40 млрд куб. м в год.

«Итера» внесет в СП 49% «Сибнефтегаза» (доказанные запасы

газа составляют 490 млрд куб. м, добыча газа — 10,3 млрд куб. м), 49% «Пургаза» (доказанные запасы газа — 216 млрд куб. м, добыча газа — 15 млрд куб. м), 67% «Уралсвергаз-НГК» (поставщик газа в Свердловскую область) и другие активы. Суммарная доля «Итеры» в запасах «Сибнефтегаза» и «Пургаза» составляет 346 млрд куб. м, в добыче — 12,4 млрд куб. м.

«Роснефть» внесет в СП газы месторождения Кынско-Часельской группы с суммарными запасами газа в 284,2 млрд куб. м и запасами нефти в 40,2 млн т. Впрочем, обсуждается и передача в СП Харампурского месторождения, что может значительно усилить его позиции в перспективе.

Андрей Полищук положительно оценил соглашение прежде всего для «Роснефти», так как компания в обмен на неразработанные газовые участки получит добывающие активы. При этом доля самой «Роснефти» в добыче газа СП составит 6,2 млрд куб. м — около 50% текущей добычи компании. СП войдет в пятерку крупнейших компаний в РФ по запасам газа.

Елена Савчик из ИГ «Атон» считает новость умеренно благоприятной для обеих компаний. По ее мнению, долгосрочный доступ к более широкой базе активов, а также прямой доступ на региональный газовый рынок помогут «Роснефти» извлечь выгоды из своих газовых активов.

Баланс вложений

Аналитики все настойчивее напоминают о необходимости баланса интересов менеджмента и акционеров компании. Василию Тануркову из ИК «Велес Капитал» внушает беспокойство прогноз свободного денежного потока в добывающим сегменте в \$50–60 млрд при ожидаемых инвестициях в добычу в

\$125 млрд. Существенно лучше картина в переработке — практически такой же свободный денежный поток при пятикратно меньших инвестициях.

По словам аналитика, стоимость инвестиционной программы компании (\$155 млрд за десять лет) сравнима с ранее обнародованными прогнозами «Роснефти» (\$160 млрд за тот же период).

При этом прирост добычи углеводородов ЛУКОЙЛа в результате осуществления программы предполагается на 60 млн т нефтяного эквивалента (н. э.) в 2021 году по сравнению с 2011 годом. «Роснефть» — на 77 млн т н. э.

Иными словами, на каждый 1 млн т дополнительной добычи ЛУКОЙЛ предполагает инвестировать \$2,68 млрд, «Роснефть» — \$2,07 млрд, или на 29% меньше, чем ЛУКОЙЛ.

Не слишком обнадеживает перспектива ЛУКОЙЛа и Елену Савчик из ИГ «Атон». По ее мнению, с точки зрения бизнеса скромное повышение дивидендов в этом году вызывает разочарование. Кроме того, распожа Савчик не испытывает твердой уверенности в способности ЛУКОЙЛа увеличить добычу в 2012 году. По ее оценкам, в следующие десять лет компания потратит около \$13,2 на 1 баррель н. э. в сегменте добычи, что следует считать весьма высокой ценой за рост.

Лидером по росту рейтинга в минувшие три месяца оказалась «Газпром нефть», которая

не занималась приобретением новых активов, а, наоборот, в начале года завершила продажу нефтесервисных предприятий, сочтя их непрофильным бизнесом.

Зато компания вкладывала деньги в разведку уже имеющихся участков и вполне в этом преуспела. Андрей Бородин из ИФК «Солид» обращает внимание на то, что прирост запасов углеводородов «Газпром нефти» по стандартам PRMS в 2011 году составил 215 млн т н. э., превысив добычу на 383%.

Кроме того, «Газпром нефть» в 2011 году увеличила количество скважин по сравнению с 2010 годом на 5%, до 28 985 штук. Количество новых скважин, пробуренных на месторождениях зависимых компаний, увеличилось на 19,7% — до 487 скважин. Основной прирост связан с разработкой Крапивинского месторождения («Томскнефть», СП с «Роснефтью»).

Юрий Когтев,
Валентина Лукина,
RusEnergy

В составлении рейтинга принимают участие: Дмитрий Александров (IG UNIVER Capital), Денис Борисов (Номос-банк), Андрей Бородин (ИФК «Солид»), Анна Знатнова (ИФК «Алмар»), Виталий Крюков (ИФК «Капитал»), Сергей Вахрамеев (ИФК «Метрополь»), Андрей Полищук (ФГ «БКС-сервис»), Елена Савчик, Вячеслав Буньков (ИГ «Атон»), Василий Танурков (ИК «Велес Капитал»).



РОСНЕФТЬ
НА БЛАГО РОССИИ

нефть и газ тенденции

Все на выход

инвестиции

До середины 2012 года «Роснефть» первой из российских компаний может стать обладателем ряда нефтедобывающих активов в США. Если для госкомпаний международная экспансия — это зачастую вопрос политики и имиджа, то для частных — практически единственная возможность увеличить запасы и капитализацию.

Частная доля

Российские компании исторически ориентировались на развитие прежде всего внутри страны. Все изменилось с ужесточением государственной политики в области недропользования во второй половине 2000-х, говорит аналитик компании «Тройка Диалог» Валерий Нестеров.

Фактически частные компании оказались отрезаны от возможности получать новые лицензии, а к разработке шельфа и вовсе официально перестали быть допущены.

Совладелец и вице-президент ЛУКОЙЛа Леонид Федун говорил: «Б» — «Недра принадлежат государству. Есть политическая власть, которая сама все решает. Такие условия деятельности хозяйствующих субъектов в стране. Зачем спорить?» Действительно.

Президент LUKOIL Overseas Андрей Кузнев рассказывал: «Б» — «Десять лет назад перед нами была поставлена задача довести долю международных проектов в общей добыче до 20%. Сейчас у ЛУКОЙЛа этот показатель равняется 11% (6,5% по нефти и 25% по газу). Но уже через пять-семь лет за рубежом компания будет добывать до 30%. Десять лет назад многие считали международный бизнес непонятным увлечением, «экологическими инвестициями», как писали некоторые аналитики. Однако уже сейчас ЛУКОЙЛ Overseas приносит более 10% EBITDA ЛУКОЙЛа, а в течение пяти-семи лет этот показатель составит до 25–30% доходности компании», — сказал господин Кузнев.

За эти годы ЛУКОЙЛ приобрел проекты в 13 странах мира. На данный момент наиболее масштабными, пожалуй, можно назвать участие в разработке «Западной Курна-2» в Ираке.

Еще одним ключевым регионом деятельности ЛУКОЙЛа является Узбекистан. В 2011 году там начались добыча раннего газа на Юго-Западном Гиссаре и ввод в разработку нового участка Западной Шады. В этом году добыча газа на проектах компании в Узбекистане составит 5 млрд, к 2014 году — 9–10 млрд, а к 2017 — около 20 млрд куб. м в год.

Также ЛУКОЙЛ развивает и шельфовые проекты: компания ведет бурение в водах Ганы и Вьетнама.

Интерес компании ТНК-ВР к активам за рубежом в 2008 году стал одной из причин конфликта ее акционеров. Как утверждали тогда российские совладельцы, британский менеджмент противился международной экспансии, полагая, что ТНК-ВР может стать конкурентом ВР на каком-либо из рынков. Однако два года спустя, после того как ВР оказался в драматическом финансовом положении из-за аварии в Мексиканском заливе, британцы сами предложили ТНК-ВР часть своих активов.

В 2011 году ТНК-ВР подписала окончательное соглашение о покупке у ВР 35% в газовом блоке 06.1 на шельфе Вьетнама. В него входят газоконденсатные месторождения Lan Tau и Lan Do, а также 32,7% в трубопроводе и терминале Nam Son Sop и 33,3% в электростанции Phu My 3. В Венесуэле ТНК-ВР покупает у ВР 40% в Ретрорегия (добыча — около 650 тыс. тонн нефти в год), 26,6% — в Воджероп (375 тыс. тонн) и 16,67% — в Ретомопагас (5,5 млн тонн). Общая сумма сделок составляет \$1,8 млрд.

Также в течение месяца компания рассчитывает получить одобрение властей на приобретение у HRT Q&R 45% в геологоразведочном проекте в бразильском регионе Солимоийи, включающем 21 участок. Стоимость сделки составит \$1 млрд. Согласно аудиту Degolyer & MacNaughton, участие в разработке проекта принесет ТНК-

ВР 789 млн баррелей условных и перспективных запасов. На 11 участках уже добыты нефть и газ. При этом в ТНК-ВР оценивают ресурсы блоков в 2 млрд баррелей нефтяного эквивалента (н. э.), или 555 млн баррелей нефти. Начало добычи запланировано на 2012 год. Капиталы на него могут составить порядка \$9,2 млрд, а капитализация — около \$14 млрд, включая строительство нефтепроводов.

Как заявлял финансовый директор ТНК-ВР Джонатан Мьюир, в 2012 году планируется увеличить добычу углеводородов за рубежом в 2,4 раза — до 15 млн баррелей н. э. Этот показатель в 2011 году составил 6,2 млн баррелей н. э. Господин Мьюир также отмечал, что ТНК-ВР рассчитывает на значительный рост добычи за счет актива в Бразилии. До 2020 года за рубежом компания планирует добывать порядка 10% всей нефти. Как говорят собеседники «Б», пока ТНК-ВР собирается сосредоточиться на имеющихся у нее иностранных активах, хотя интерес к новым, например в Африке, не исключен. Но в то же время Вьетнам, Венесуэла и Бразилия пока самые для нее интересные регионы. Поэтому ТНК-ВР приняла участие в тендерах на новые шельфовые участки во Вьетнаме

Политическая целесообразность

Для госкомпаний более характерны политические основания при покупке международных активов. Потребность в усилении политического влияния России в Латинской Америке привела к резкой активизации на континенте нефтегазовых госкомпаний.

В конце прошлого года «Роснефть» выкупила 50-процентную долю венесуэльской PdVsa в немецкой Ruhr Oel (владеет долями от 24% до 100% в четырех немецких НПЗ — Gelsenkirchen, Bayern-oil, Mi-go и Schwedt), контролирует около 18% перерабатывающих мощностей в стране. Сумма сделки составила тогда \$1,6 млрд, партнером «Роснефти» стала британская ВР, с которой они готовились создать страте-



ЛУКОЙЛ — первая частная компания, начавшая десять лет назад приобретать нефтегазовые активы по миру. Самый масштабный из 13 зарубежных проектов — разработка месторождения «Западная Курна-2» в Ираке. ФОТО АР

гический альянс. «Тогда на самом верху было принято решение о покупке доли PdVsa, это была договоренность президента Венесуэлы Уго Чавеса», — говорит источник «Б», близкий к переговорам.

В проекты «Роснефть» зашла на тех же условиях, что и PdVsa, оставив контроль над оттовыми продажами нефтепродуктов за ВР. В итоге, когда во второй половине прошлого года маржа переработки резко снизилась, прибыль стала концентрироваться на структуре британской компании. Сейчас «Роснефть» ведет переговоры об изменении акционерного соглашения, которое позволило бы ей самостоятельно реализовывать в опте нефтепродукты. «Только если удастся договориться с ВР, этот проект может стать экономически выгодным», — говорит источник «Б», близкий к госкомпаниям.

Еще один актив «Роснефти» получила в добычу. За \$1,2 млрд она приобрела 40% в проекте разработки месторождения Каррабо-2 в Венесуэле, ее партнером также будет PdVsa, которой российская компания открыла кредитную линию на \$1 млрд. Источник «Б», близкий к «Роснефти», говорит, что этот проект является политическим. «Есть задача укрепления отношений между Венесуэлой и Россией, самая реальная возможность для этого — сотрудничество в нефтяной отрасли», — говорит собеседник «Б». Запасы нефти в Венесуэле колоссальные, но их разработка слишком дорогая. По оценкам Валерия Нестерова,

проект потребует порядка \$15 млрд инвестиций: «Безусловно, добыча в Венесуэле может стать выгодной, но инвестиции эти слишком долги — вряд ли бы на них пошли, если бы не было указания сверху».

До середины 2012 года «Роснефть» должна стать первой из российских компаний, владеющей добывающими активами в США. Это произойдет в рамках стратегического альянса с Exxon Mobil, заключенного в 2011 году. Согласно условиям сделки, «Роснефть» получит возможность выбрать несколько активов американской компании. Речь идет прежде всего о шельфовых проектах в Мексиканском заливе, Арктике, а также проектах с нетрадиционной нефтью на территории США. Присутствие российской компании в этой стране уже само по себе репутационный прорыв.

География присутствия «Газпром нефти» в мире также довольно обширна — правда, в портфеле компании в основном находятся активы на ранней стадии разработки. Одним из основных ее зарубежных проектов является сербская NIS, которая ведет добычу в Балканском регионе и Анголе, а также владеет двумя НПЗ. Другой крупный проект — месторождение Бадра.

Доля участия «Газпром нефти» в проекте составляет 30%, Kogas — 22,5%, Petronas — 15%, TPAO — 7,5%. Доля иракского правительства, которое представлено Oil Exploration Company, OEC, — 25%. Проект раз-

работки месторождения Бадра рассчитан на 20 лет с возможной пролонгацией на пять лет. Расчетный объем капиталовложений составляет порядка \$2 млрд.

В 2010 году «Газпром нефть» также вошла в проекты разработки шельфа Кубы и Экваториальной Гвинеи. В разработке месторождений Кубы партнером «Газпром нефти» выступил Petronas (Малайзия), а геологоразведка шельфа Африки будет вестись совместно с CENPETROL (Экваториальная Гвинея).

В июле 2010 года «Газпром нефть» стала координатором проекта «Национальный нефтяной консорциум» (ННК), который создан с венесуэльской PdVsa создано СП PetroMiranda для разработки блока «Хунин-6» в Венесуэле. ННК создан в октябре 2008 года «Газпром нефтью», ЛУКОЙлом, «Роснефтью», «Сургутнефтегазом» и ТНК-ВР. Доля каждой компании в консорциуме составляет 20%. В апреле 2010 года ННК и Contrapion Venezuela del Petroleo (CVP), дочернее подразделение PdVsa, зарегистрировали СП PetroMiranda для разработки блока «Хунин-6» в районе тягелей реки Ориноко (Венесуэла). CVP принадлежит PetroMiranda 60% долевого участия, ННК — 40%. Бурение первой скважины на блоке «Хунин-6» началось в конце января. В феврале — марте участники ННК одобрили выделение займов для оперативной деятельности ННК. Займы предоставляются до конца 2013 года.

Иван Кондрашов

Пока ННК благодаря высоким ценам на энергоресурсы хватает денежного потока для инвестиций в добычу, несмотря на отъем денег государством. В крайнем случае можно обратиться к правительству по поводу налоговых льгот. Но помимо инвестиций ННК все еще недостает опыта для добычи на шельфе или нетрадиционной нефти.

Например, российское правительство уже не устраивает скорость освоения богатого российского шельфа, отданного «Роснефти» и «Газпрому». Поэтому государству несколько ослабит хватку. ННК могут рассчитывать на доступ к запасам, контролировать которые по-прежнему будут местные национальные компании. Это и есть реалии нефтяной отрасли.

И в случае обвала нефтяных цен ННК придется подписывать соглашения о разработке месторождений с МНК уже на менее выгодных условиях, чтобы не допустить резкого падения объемов добычи. В противном случае, например, России придется очень тяжело, так как на сегодняшний день сейчас висит еще программа модернизации НПЗ, а месторождения Западной Сибири очень истощены и требуют активных инвестиций. При этом российское правительство так и не смогло избавиться от нефтяной зависимости и политически раздутого бюджета.

В любом случае огромная доля мировых запасов углеводородов сейчас находится под контролем государства, и это означает, что мир уже не вернется к реалиям прошлого века. И МНК все же придется связывать себя стратегическими партнерскими отношениями с госкомпаниями и государствами, какие бы моральные или политические принципы ни были при этом нарушены.

Виталий Громадин

налогообложение

В рамках подготовки масштабных шельфовых проектов правительство решило принципиально изменить существующую систему налогообложения нефтегазовой отрасли. Если этого не произойдет, к 2021 году будет отмечено полуголовное снижение добычи нефти.

Редкий элемент

Сокращение налогов с выручки, увеличивающаяся доля налога на финансовый результат противоречат мировым тенденциям, говорят в Минэнерго. Кроме того, в Минэнерго отмечают, что экспортная пошлина, взимаемая государством, — очень редкий элемент в налогообложении нефтедобычи. Действительно, в других странах мира, активно наращивающих добычу нефти в последнее время, налоговая система основана на взимаемых не с выручки, а с прибыли (от 20% до 35%), и особенно это касается шельфовых проектов.

Минэнерго также констатирует необходимость скорейшей разработки шельфовых месторождений. В этом с ведомством солидарно и Минприроды, которое разработала собственную программу реализации офшорных проектов. Самыми перспективными морями признаются Карское, Каспийское и Баренцево. Извлекаемые ресурсы оцениваются в 100 млрд тонн условного топлива (ту), в том числе нефти более 13,5 млрд ту.

«Но степень разведанности начальных суммарных ресурсов шельфа до сих пор остается крайне низкой и составляет по нефти 5,06%, а по газу — 10,3%», — говорится в документе Минприроды.

По оценкам Минэнерго, разработка шельфа потребует свыше \$500 млрд инвестиций. Но «действующая налоговая система не подходит для реализации шельфовых проектов ввиду высокой налоговой нагрузки, взимаемой с выручки». По подсчетам ведомства, сейчас на разработку шельфа недропользователь терял бы по \$2 с барреля, а доходность по IRR — 0%.

Поэтому Минэнерго предлагает «простой налоговый режим, состоящий фактически из двух налогов: замена оборотных налогов (НДПИ и экспортная пошлина) на простой, классический применяемый в мировой практике роялти, взимаемый в процентах с валового дохода, а также введение повышенной ставки налога на прибыль от реализации продукции.

Сверхвысшая льгота

«Новых месторождений, способных поддержать текущий уровень добычи, запустятся до 2014 года не будет», — говорят в Минэнерго. Ближайшие новые проекты — месторождения имени Трещина и имени Титова («Башнефть»), имени Владимира Филановского (на шельфе Каспия, ЛУКОЙЛ), Новопортовское («Газпром нефть»), Наульское («Роснефть»).

Некоторый бум в начале добычи должен произойти, по прогнозам нефтяников, в 2016 году: будут пущены в эксплуатацию месторождения Сузунское (ТНК-ВР), Пявяхинское (ЛУКОЙЛ), Западно-Месояхское («Газпром нефть», ТНК-ВР), Куюмбинское («Славнефть»), Восточно-Месояхское («Газпром нефть», ТНК-ВР), Русское (ТНК-ВР), Юрубчено-Тохомское («Роснефть»).

МАРЖИНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ

В 2012 году на рынке слипний и поглощений будет наблюдаться рост интереса и приток инвестиций в разработку нетрадиционных видов запасов углеводородов.

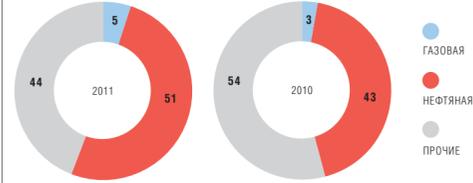
Для России перспективы рынка слипний и поглощений в нефтегазовой отрасли во многом зависят от инвестиционного климата, в частности налогового режима, а также доступа иностранных инвесторов к стратегическим запасам нефти и газа. Вероятность успеха арктических проектов предопределяет интерес к активам в сегменте разведки и добычи, а также к возможной консолидации в сегменте нефтесервисных услуг.

В секторе разведки и добычи традиционных ресурсов продолжатся активные разведочные работы на малоизученных месторождениях в Арктике и Восточной Африке. В 2012 году они станут объектом пристального внимания. В случае успеха такого рода проектов можно ожидать заключения новых сделок.

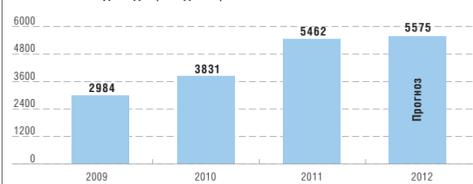
Что касается сегмента переработки и сбыта, ожидается, что нефтегазовые компании продолжат продавать непрофильные активы, расположенные в Северной Америке и Европе.

Уровень интереса к нефте- и газохранилищам в Западной Европе останется высоким. Также стоит учесть вероятность того, что в ближайшей и среднесрочной перспективе конкуренция может усилиться, если азиатские нефтеперерабатывающие компании захотят экспортировать нефтепродукты в Евро-

ДОЛИ ОТРАСЛЕЙ В БЮДЖЕТЕ РФ (%)



НЕФТЕГАЗОВЫЕ ДОХОДЫ (МЛРД РУБ.)



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОХОДОВ ПРИ ДЕЙСТВУЮЩЕМ РЕЖИМЕ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ (\$/БАРРЕЛЬ)



«Из-за высоких затрат на инфраструктуру и обустройство инвестиции в новые месторождения на суше даже с учетом льгот от НДС не окупаются. При этом экспортная пошлина остается ключевым элементом налоговой нагрузки», — считают в Минэнерго. — А предоставление сниженной ставки экспортной пошлины для новых месторождений на суше имеет высокую бюджетную эффективность. В 2012 году за счет экспортной пошлины на нефть с восточносибирских месторождений федеральный бюджет получит более 365 млрд руб., что составляет 3% от его общих доходов.

Необходимость применения льгот ведомство также объясняет тем фактом, что уже в этом году компаниям необходимо «санкционировать» инвестиции в освоение второй волны месторождений в Красноярском крае и ЯНАО. При этом закрепление на нормативном уровне сниженной ставки экспортной пошлины даст недропользователям уверенность в получении льготы через четыре-семь лет, в момент начала добычи.

Также Минэнерго выделяет необходимость дисконтирования добычи сверхвысшей нефти. В качестве льгот ведомство предлагает введения системы «10–10–10» на период с 2012 по 2021 год, то есть пониженной экспортной пошлины в размере 10% от полной ставки на нефть, добытую на месторождениях с вязкостью не менее 10 000 сантипуаз. Подобные меры фискального стимулирования затронут ЛУКОЙЛ, «Татнефть» и НК «Альянс».

Согласно расчетам Минэнерго, на данный момент в стране добывается около 600 тыс. тонн сверхвязкой нефти, а экспортируется около половины этого объема. В то же время введение особого режима, как рассчитывают в Минэнерго, стимулирует увеличение добычи до 3,5 млн тонн в течение десяти лет.

Частичные льготы, призванные сконцентрировать нефтяников на добыче, Минэнерго, впрочем, уже применяет — это система «60–66». Ее введение в конце 2011 года позволило снизить удельную нагрузку на выручку на 5%, что, по расчетам ведомства, позволит стабилизиро-

вать уровень производства нефти и в течение двух-трех лет и сохранить доходы государства. Но в дальнейшем необходимо снижение в том же объеме до уровня пошлины в 55%.

Фискальный срок

В начале марта на совещании у профильного вице-преьера Игоря Сечина была поставлена задача разработать новую фискальную систему до лета. Хедлайнером ее разработки выступил Минэнерго, но согласована она должна быть с целым рядом профильных ведомств.

По данным источников «Б», предложения Минэнерго, на основании которых планируется разработать новую налоговую систему, обсуждались на правительственной комиссии по ТЭК и вызвали в целом положительные отзывы.

На руках у нефтяников есть серьезный аргумент: добыча в традиционных регионах (прежде всего в Западной Сибири) падает, новые месторождения там открыть практически невозможно, а значит, усилия надо сосредоточить на освоении шельфа и Восточной Сибири. Однако даже в правительстве констатируют, что без льгот и при действующем на данный момент налоговом режиме такие проекты нерентабельны.

Самая радикальная позиция утверждает, что 2012 год — крайний срок для перестройки фискальной нагрузки. Несмотря на некоторую эффективность точечного стимулирования, для стабильного развития отрасли необходимы ориентиры в виде комплексного пересмотра всей системы, ее законодательного закрепления. Работа идет, говорят собеседники «Б» в правительстве, однако пока нет определенности с тем, кто же будет ее доводить до конца: вероятность смены руководства профильных ведомств весьма высока.

Ясно одно, что существующая, даже модернизированная прошлой осенью система налогообложения приведет к почти полуголовному сокращению объемов добычи нефти к 2021 году. И это на фоне постоянного удорожания, а соответственно, роста вложений и бурение, разведку, нефтепереработку.

Иван Кондрашов

ПАРТНЕРСКАЯ АВТОКРАТИЯ

В новых реалиях глобальной экономики крупнейшим международным нефтяным компаниям (МНК) приходится связывать себя стратегическими партнерскими отношениями с национальными нефтяными компаниями (ННК), которым сейчас принадлежат около 80% мировых доказанных запасов углеводородов.

Из топ-20 компаний по объемам нефтяной добычи всего четыре места принадлежат МНК, которые когда-то определяли правила на мировом углеводородном рынке, а теперь без ограничений им доступно только порядка 10% доказанных мировых запасов нефти. Остальные контролируются государствами.

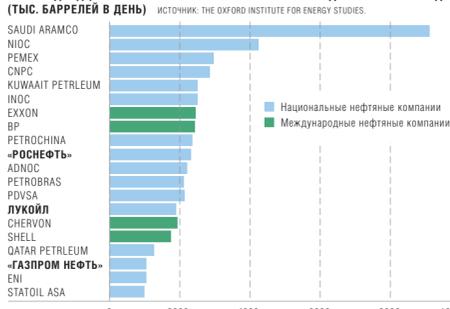
Нефтеэкспортные страны хотят за счет нефтяной отрасли улучшить свою экономику, достичь политических целей за рубежом. Разумеется, национальные нефтяники несут дополнительную нагрузку за счет использования компаний для усиления влияния на внутренней и международной аренах. Что, конечно, не способствует оптимальному развитию отрасли.

Например, бразильская компания Petrobras как единственный оператор всех сдаваемых в аренду участков на шельфе обязана привлекать для его разработки местные компании. Но мощности бразильских верфей недостаточны для строительства необходимого количества глубоководных буровых платформ. Это снижает вероятность выполнения планов по росту добычи в два с лишним раза к концу этого десятилетия.

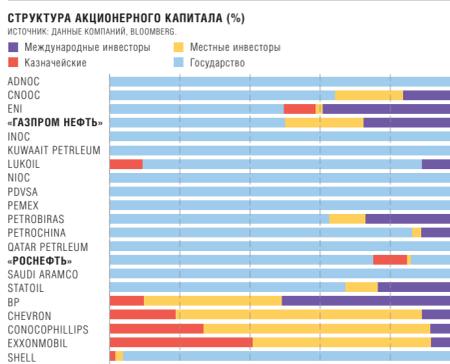
То есть «задирать нос» ННК особенно не стоит. Экспозиция может несколько измениться, если цена на нефть упадет значительно ниже \$100 за баррель.

Тогда инвестиций в поддержание и рост добычи не хватит. А по таким ба-

ПЕРВАЯ ДВАДЦАТЬ КОМПАНИЙ ПО ОБЪЕМАМ НЕФТЯНОЙ ДОБЫЧИ В 2010 ГОДУ (ТЫС. БАРРЕЛЕЙ В ДЕНЬ)



СТРУКТУРА АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА (%)



зовым показателям, как выручка на одного сотрудника или выручка на единицу нефтяных запасов, МНК с заметным отрывом опережают ННК. У международных на одного сотрудника в 2010 году приходилось почти \$4 тыс. выручки в среднем, а на один баррель запасов — более \$20 выручки, у ННК — \$2 тыс. и значительно менее \$10 соответственно.

нефть и газ тенденции

Миллионы тонн надежды

стратегия

К началу 2012 года отечественные нефтегазовые компании неожиданно резко сократили закупки труб у русских металлургов для строительства новых трубопроводов. Производители труб надеются, что снижение спроса — временное явление. В противном случае окупаемость многомиллиардных инвестиций окажется под угрозой.

Драйвер роста

До середины 2011 года производство труб большого диаметра (ТБД) оставалось одним из самых динамично развивающихся сегментов в отечественной металлургии и всей экономике.

В 2005–2011 годах металлургия (Магнитогорский металлургический комбинат, «Северсталь», Трубинная металлургическая компания, Объединенная металлургическая компания и Челябинский трубопрокатный завод) вложили более \$7 млрд в модернизацию производства широкого листа и труб большого диаметра, чтобы покрыть потребности нефтегазовой отрасли в развитии транспортной инфраструктуры. Компании планировали инвестиции исходя из Энергетической стратегии до 2020 года и программы среднесрочного планирования Минэкономразвития и Минфина, где были прописаны потребности теплоэнергетического комплекса (ТЭК) в трубах.

Большую часть указанных вложений составили Магнитогорский металлургический комбинат (ММК; \$1,5 млрд) и Объединенная металлургическая компания (ОМК; \$1,5 млрд), которые первыми в современной России реализовали проекты строительства станков 5000 для производства широкоформатного толстого листа.

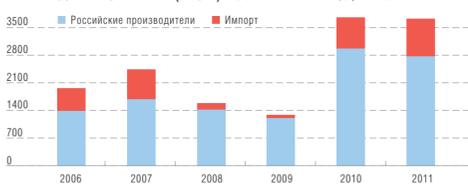
Еще одним станком 5000 владеет «Северсталь», которая проводит модернизацию этого оборудования с целью повышения его мощности. Суммарные производственные мощности ММК, ОКМ и «Северстали» составляют 3,7 млн тонн толстого листа в год, а к 2013 году они будут увеличены до 3,8 млн тонн в год.

Только в увеличение мощностей по производству ТБД в 2006–2011 годах металлургия вложили \$1,9 млрд, из которых почти половина (\$0,9 млрд) пришлось на проект Челябинского трубопрокатного завода «Высота 239» с мощностями на уровне 900 тыс. тонн ТБД в год. «Северсталь» инвестировала \$300 млн в строительство цеха ТБД на Ижорском трубном заводе. Трубинная металлургическая компания и ОКМ с 2005 года вложили \$214 млн и \$500 млн соответственно в расширение мощностей по производству ТБД. Текущие российские мощности по производству этой продукции выросли до 5,5 млн т/год с 2,3 млн т/год в 2005 году.

По итогам уже практически завершившейся масштабной стройки мощностей станков 5000 и цехов по производству ТБД получили такой продукции потребители не только объемы, но и качество. Российские станы 5000 способны производить листы из стали толщиной до 120, толщиной до 300 мм и длиной до 24 м. Продукция металлургов и трубно-котельщиков используется такими международными компаниями, как европейская Det Norske Veritas, американская API, китайская CNPC и другими.

Благодаря этому отечественная продукция пробивает дорогу на зарубежные рынки. Российский экспорт ТБД в 2009 году превысил 0,7 млн тонн, что позволило трубникам пережить самый тяжелый период мирового кризиса. В настоящее время около 60% мощностей по выпуску труб в России построено менее пяти лет назад, а по уровню модернизации трубная отрасль еще до середины

ДОЛЯ РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ В ОБЩИХ ПОСТАВКАХ ТБД ОТЕЧЕСТВЕННЫМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ (ТЫС. Т) ИСТОЧНИК: «МЕТАЛ КУРЬЕР», ОЦЕНКА БКС.



Основные реализованные и будущие проекты «Газпрома» и «Транснефти» в области транспортировки

Проект	Оператор	Реализация (год)	Длина (тыс. км)	Потребность в ТБД (млн т)
Крупнейшие завершившиеся проекты				
«Северный поток-1»	«Газпром»	2011	1,2	1,2
Сахалин—Хабаровск—Владивосток	«Газпром»	2011	1,4	0,8
БТС-2	«Транснефть»	2011	1,3	0,7
ВСТО-1	«Транснефть»	2010	2,7	1,8
Крупнейшие запланированные проекты				
«Северный поток-2»	«Газпром»	2012	1,2	1,2
Бованенково—Ухта—Торжок	«Газпром»	2012	2,4	3,6
«Алтай»	«Газпром»	2015	2,7	4,0
«Южный поток»	«Газпром»	2016	0,8	0,4
Якутия—Хабаровск—Владивосток	«Газпром»	2012	2,9	1,6
Мурманск—Волово	«Газпром»	2014	1,4	1,2
ВСТО-2	«Транснефть»	2013	1,5	1,0
Заполярье—Пурпе	«Транснефть»	2013	0,5	0,2
ЮТЗ-ВСТО	«Транснефть»	2013	0,6	0,3
Ачинск—Кемерово—Сокур	«Транснефть»	н/д	1,4	0,7
Сызрань—Саратов—Волгоград—Новороссийск	«Транснефть»	2017	1,4	0,4

Источники: данные компаний, оценка БКС.

прошлого года могла соревноваться разве что с Китаем. Потому как все остальные мировые конкуренты остались позади. Сейчас можно утверждать, что до 2011 года вложения металлургов полностью себя оправдывали. В 2010–2011 годах спрос на ТБД составлял около 3,5 млн тонн в год, что почти в два раза превысило уровень потребления 2006 года и в полтора раза — уровень 2007 года.

Даже в период существенного спада на рынке ТБД в конце 2008–2009 годов на фоне драматического снижения цен на нефть и газ потребление ТБД в России оставалось на высоком уровне — 1,2–1,3 млн тонн в год. В общих поставках ТБД быстро росла доля отечественных поставщиков: если в 2006–2007 годах она не превышала 70%, то в 2008–2009 годах увеличилась до 90–95%, но затем снизилась до 75–80% в 2010–2011 годах.

Основными драйверами роста для трубно-котельщиков были крупнейшие инфраструктурные проекты в нефтегазовой

отрасли. Одним из основных проектов стал «Северный поток» общей протяженностью 1,2 тыс. км от российского Выборга до немецкого Грайфсвальда. Одна ветка этого газопровода уже уложена, укладка второй должна быть закончена в середине года.

По оценкам Олега Петропавловского, аналитика ИК «Брокеркредитсервис», общая потребность этого проекта в ТБД составляет 2,4 млн тонн, из которых только 25% досталось ОКМ, а оставшиеся 75% в каждой нитке были поделены между иностранными поставщиками.

Свою лепту в поддержание высокого спроса внесли и такие крупные проекты «Газпрома» и «Транснефти», как строительство газопровода Сахалин—Хабаровск—Владивосток (1,4 тыс. км), БТС-2 (1,3 тыс. км) и ВСТО (первая ветка — 2,7 тыс. км, вторая — 1,5 тыс. км), их общая потребность в ТБД, по данным ИК БКС, составляет 0,8 млн тонн, 0,7 млн

Основные проекты трубно-котельщиков в сегменте ТБД

Проект	Оператор	Реализация (год)	Инвестиции (\$ млн)	Годовая мощность (тыс. т)
Трубы большого диаметра				
Две линии ТБД	ОМК	2005	310	1600 тыс. т
Цех ТБД	«Северсталь»	2006	300	600 тыс. т
Расширение мощностей ВМЗ	ОМК	2008	190	+380 тыс. т
Расширение мощностей ВТЗ	ТМК	2008	214	+650 тыс. т
«Высота 239»	ЧТПЗ	2010	900	900 тыс. т
Широкий лист				
Расширение стана 5000	«Северсталь»	2013	80	+70 тыс. т
Стан 5000	ММК	2009	1500	1,5 млн т
Стан 5000	ОМК	2011	1500	1,5 млн т

Источники: данные компаний.

Текущие мощности заводов по производству ТБД

Завод-изготовитель	Имеющиеся мощности (тыс. т/год)
Высокунский МЗ	2000
ЧТПЗ	1700
Волский трубный завод	1250
Ижорский трубный завод	600
Итого	5550

Источники: ИА InfoLine, ОКМ.

тонн и 2,8 млн тонн соответственно. В этих проектах отечественным производителям отдавали приоритет, в связи с чем их доля достигала 90%.

Фантом спроса

В прошлом году, однако, оптимизм трубно-котельщиков пошел на убыль. Нефтегазовые компании начали снижать закупки ТБД. И это на фоне резкого роста выручки большинства нефтяных компаний и «Газпрома», которые обновили рекорды по своим финансовым показателям. По предварительным данным, «Газпром» покажет по итогам прошлого года лучшие результаты как по выручке (предварительная оценка по МСФО — около \$150 млрд), так и по показателю EBITDA (около \$60 млрд). Выручка увеличилась на 27% к прошлому году, EBITDA — на 33%.

Но чем выше становились финансовые показатели компаний ТЭКа, тем более резко снижение спроса на ТБД фиксировали металлурги. Если в первой половине 2011 года практически все производители ТБД работали с загрузкой, близкой к 100%, то начиная с прошлого лета спрос на их продукцию пошел на спад.

Так, в первом квартале 2011 года «Газпром» потребовал около 1 млн тонн ТБД, а в четвертом квартале сократил закупки в четыре раза, заказав у трубно-котельщиков около 250 тыс. тонн. К концу года загрузка мощностей трубно-котельщиков сократилась до менее 30%. Между тем даже в самое худшее время для отрасли — во втором квартале 2009 года — газовая монополия закупала больше труб, чем в относительно спокойном 2011-м.

«Из-за неравномерности потребления труб большого диаметра страдают все отрасли, связанные с их производством. Недогажены станы 5000 на ММК и «Северстали» — производитель штрипса для труб большого диаметра. Крайне низка загрузка мощностей и у трубно-котельщиков», — говорит Александр Дейнеко, директор Фонда развития трубно-промышленности. — Низкий уровень производства не позволяет оптимизировать общепроизводственные издержки, что ведет к увеличению сроков окупаемости инвестиций, вложенных в трубно-котельщиков металлургическими компаниями в проекты по производству ТБД и штрипса.

Сейчас ситуация по-прежнему неопределенная. У госкомпаний имеются крупные проекты, такие как «Южный поток», «Алтай» и Бованенково—Ухта—Торжок, общая протяженность которых превышает 5,9 тыс. км, а потребность в трубах большого диаметра, по оценкам ИК БКС, составляет около 8 млн тонн.

Но даже эти проекты столкнулись с определенными трудностями в реализации. Так, инвестиционное решение по «Южному потоку» уже перенесено на ноябрь, а начало строительства начнется не раньше декабря. Проект «Алтай» вообще не значится в инвестиционной программе «Газпрома» на 2012–2014 годы в связи с отсутствием договоренности по цене с китайскими потребителями.

Единственным крупным проектом в инвестиционном фокусе «Газпрома» остается Бованенково—Ухта—Торжок, однако план по нему еще может претерпеть изменения. Вновь перенесены сроки принятия инвестиционного решения по проекту разработки Чаяндинского месторождения и строительства газопровода Якутия—Хабаровск—Владивосток протяженностью почти 3 тыс. км.

У второго крупнейшего потребителя ТБД «Транснефти» в краткосрочной перспективе имеется только два проекта — ВСТО-2 и Заполярье—Пурпе, которые до 2013 года потребуют дополнительно порядка 400 тыс. тонн ТБД. Обсуждается также возможность строительства за счет «Транснефти» нефтепровода от Юрубчено-Тохомского месторождения до врезки в ВСТО (около 600 км).

В то же время проект трубопровода Бургаз—Александрополис можно считать закрытым. Остальные крупные проекты «Транснефти» — нефтепродуктопроводы Ачинск—Кемерово—Сокур и Сызрань—Саратов—Волгоград—Новороссийск (проект «Юг») — намере-

ны к реализации в 2013–2017 годах, к тому же их потребность в ТБД будет не столь высока, как у «Газпрома», — всего на уровне 1,1–1,3 млн тонн ТБД.

Таким образом, краткосрочный спрос на продукцию трубно-котельщиков остается под сомнением, что заставляет задуматься о сроках окупаемости вложений трубно-котельщиков в свои проекты сегмента ТБД. Особенно с учетом наметившегося застоя в ценах на ТБД: по данным «Северстали», цены на эту продукцию остаются на уровне около \$2 тыс. за тонну уже в течение трех лет — с 2009 по 2011 год.

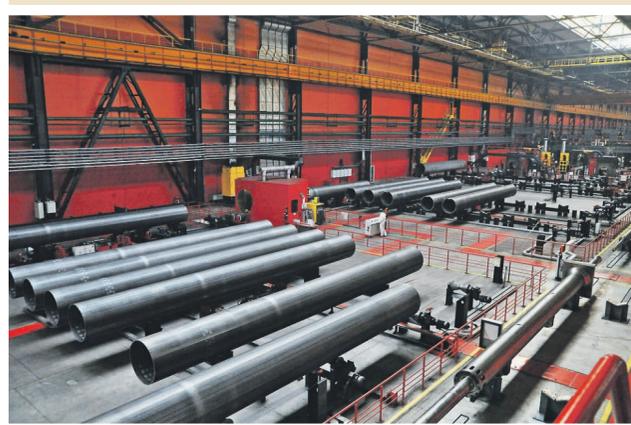
В конце прошлого года «Газпром» договорился с трубными компаниями о формуле цен на трубы с привязкой к основным статьям себестоимости трубно-котельщиков (от цен на железную руду и индекса цен производителей в РФ до цены горячекатаного листа). В итоге в начале марта «Газпром» объявил о стоимости контракта на поставку ТБД со средней ценой \$2426 за тонну, что более чем на 20% превышает среднюю цену 2011 года. Однако объем, заявленный «Газпромом» в тендере, составил 777 тыс. тонн, то есть почти в три раза ниже уровня закупки в 2011 году (2,1 млн тонн).

Если предположить, что объемы потребления ТБД в России в 2012 году будут сокращены в два раза, до 1,5–1,7 млн тонн, загрузка мощностей снизится почти до кризисного уровня конца 2008–2009 годов.

Сроки окупаемости станков 5000 и цехов ТБД в этом случае возрастут на полтора-два года, а если и будущий спрос со стороны «Газпрома» не восстановится — то на четыре-пять лет. Сомнительно, что трубно-котельщики такой ход развития событий, притом что цены на газ в Европе совсем недавно поставили новый рекорд: \$544/1 тыс. куб. м против максимума в \$487/1 тыс. куб. м в 2008 году.

(Окончание на стр. 20)

БЕЛАЯ МЕТАЛЛУРГИЯ



Несмотря на некоторый спад по заказам ТБД, отечественные металлурги остаются одним из главных драйверов роста российской экономики. ЧТПЗ, трубопрокатный цех «Высота 239» по выпуску труб большого диаметра («русский размер» — трубы диаметра 1420 мм) фото: Василий Шалашников

ЯРОСЛАВ ЖДАНЬ, генеральный директор Челябинского трубопрокатного завода, полагает, что экономические показатели во многом определяются ориентированностью на конечный результат всего трудового коллектива, который работает по новым принципам «белой металлургии».

— Чем объяснить провал русских трубно-котельщиков в четвертом квартале 2011 года? Чей-то ошибкой, стечением обстоятельств? Есть рациональное объяснение?

— Я бы назвал это просто переосмыслением в планировании закупок. 2012 год был рекордным по объему потребления труб. Достаточно сказать, что «Газпром», основной потребитель, заказал около 2,3 млн тонн труб ТБД — это рекордный объем закупок за всю историю корпорации. В первом полугодии все крупные компании страны работали на пределе своих мощностей, во втором картина стала меняться. Не запускаясь прогнозируемые проекты, а мы рассчитывали, что второе полугодие будет заполнено заказами под «Южный поток» и строительство газопровода «Алтай» в Китай. Но проекты затормозились. К тому же с Украины было ввезено около 400 тыс. тонн ТБД. С прошлого года действует антидемпинговая пошлина около 38%, но на трубы для «Газпрома» и «Транснефти», то есть трубы больше 820 мм, пошлины нет. Вообще, необходимо отметить большие поставки труб по импорту — более 620 тыс. тонн. Реального инструмента противодействия этому нет.

— Недогуз наблюдается только по трубам большого диаметра (ТБД)?

— В целом трубный рынок в прошлом году был неплохой. ЧТПЗ — универсальный поставщик всех видов труб.

Например, Первоуральский новотрубный завод, специализирующийся на выпуске бесшовной трубы, увеличил производство на 7,3%, или 76 тыс. тонн. Здесь наши мощности были оптимально загружены. То есть по году производство на российских заводах осталось на уровне 2009 года.

— Настанет время, когда закончатся все основные трубопроводные проекты. Как будете отбивать свои вложения, продолжать развитие, загружать созданные мощности?

— Наша мюльчая нефтегазовая страна не скоро иссякнет запасами, а каждое месторождение — это новый трубопровод. Россия — мировой лидер по протяженности магистральных нефтегазовых трубопроводов, насчитывающих более 300 тыс. км, и износ трубопроводов достаточно высок. «Газпром» и «Транснефть» — ключевые наши потребители — уже планируют увеличение объемов ремонта на ближайший период. На три-четыре следующих года все проекты видны, и они заложены в энергетическую стратегию России. Как минимум на пять лет мы видим свою востребованность и сейчас разрабатываем новую стратегию, которая учитывает динамичное развитие спроса со стороны потребителей.

Далее международная экспансия. Сейчас идут переговоры о строительстве трубопроводов в Южную Корею с прокладкой труб через Северную. В прошлом году российские компании начали активно участвовать в строительстве трубопроводов в Средней Азии и Казахстане. Общий объем экспорта вырос на 140%, или на 230 тыс. тонн. Страны СНГ помогли компенсировать спад во втором полугодии. Даже в США поставки выросли — правда, бесшовной трубы.

— Во взаимоотношениях с «Газпромом» вы перешли на новую формулу цены?

— Новая формула цены — это итог двукратной работы. Мы постарались предусмотреть все факторы, влияющие на ценообразование, на экономику, включая котировки на внутренних и внешних рынках сырья и материалов, учитывали и инфляционную составляющую. Получилась большая комплексная математическая формула, которая максимально отражает всю динамику изменения рыночных цен и потребительского спроса.

Новая ценовая формула находится в практическом применении с 1 января 2012 года. Мы договорились о том, что текущий год мы смотрим, тестируем, а затем при необходимости вносим в формулу необходимые изменения.

— По новой формуле вы работаете только с «Газпромом»?

— Начали с «Газпромом», подписали уже соглашение с «Татнефтью» и продолжаем работу по переходу на эти принципы отношений с другими компаниями. Особенно важно, что мы начали работать с большим количеством металлургических предприятий: «Уральской сталью», Нижнетагильским комбинатом. С крупнейшим поставщиком листа Магнитогорским металлургическим комбинатом мы подписали соглашение о стратегическом партнерстве. Мы четко ощущаем синергию от партнерства.

— В Челябинске висят щиты с надписью «Белая металлургия» на фоне вашего знаменитого трубного цеха «Высота 239». И я там был — там действительно люди работают в белой униформе.

— Люди в белых халатах и паркет в цехе — это лишь видимая часть современной российской трубно-котельщиков. Кам приезжают японцы, европейцы, американцы посмотреть на технологию, производство. Такого уровня оснащенности и технологичности трубно-котельщиков, который создан у нас, в мире практически нет. На новом производстве у нас около трети оборудования, которое впервые используется в металлургии. Например, лазерная сварка, измерение в 3D геометрии труб. Мы патентуем эти разработки, и они дают ощутимый экономический эффект.

«Белая металлургия» — это, конечно, не только внешние атрибуты вроде паркета и новейшего оборудования. Я бы назвал это крепкой производственной философией и способностью мобилизовать ресурсы — человеческие, материальные — на решение самых разных задач. Новые идеи в технике, финансах позволяют получать ощутимую экономию на издержках. Сидя где-нибудь в кабинете, нельзя представить, что у нас здесь, на Урале, люди настолько заряжены на результат. Я сам часто хожу в цех, чтобы получить от людей заряд оптимизма. Я уверен, что с такими людьми можно в разы повысить эффективность. Ведь смогли же в войну за девять месяцев перевести завод в Челябинск с Украины и развернуть крупнейшее в Европе производство. Или во времена забарго против СССР в 1960-е годы придумали и внедрили новую технологию производства труб большого диаметра, на основе которой были изготовлены трубы для всех магистральных нефтегазовых трубопроводов в СССР. Потенциал инженерной мысли, способность к мобилизации у нас, в России, безгранична.

Беседовал Владислав Дорощев



ГАЗПРОМБАНК



ЛИЗИНГ

«Газпромбанк Лизинг» предоставляет своим клиентам услуги по финансовой аренде (лизингу):

- Финансирование капитальных вложений (финансовый лизинг);
- Финансирование текущей деятельности (возвратный лизинг);
- Финансирование создания и модернизации инфраструктурных и производственных объектов с длительным инвестиционным периодом (инвестиционный лизинг).

В МАСШТАБАХ СТРАНЫ, В ИНТЕРЕСАХ КАЖДОГО

www.gazprombank.ru

8 495 913 74 74

ГПБ (ОАО). Генеральная лицензия ЦБ РФ № 354. Реклама.

www.gpbl.ru

8 495 719 13 96

ЗАО «Газпромбанк Лизинг»

нефть и газ тенденции

Заложник монопольного права

конкуренция

По итогам зимы стало понятно, что у «Газпрома» продолжают накапливаться проблемы с добычей и поставкой газа на внутренний и внешний рынки. И это на фоне стремительного роста конкурентов — независимых поставщиков.

Подземный ресурс

В начале года сильные холода в России и Европе вызвали резкий скачок спроса по всем направлениям. С конца января от европейских потребителей стала приходить информация о том, что они не получают российский газ в требуемых объемах. В результате экспорт в Европу, по версии Минэнерго, был сорван: с 30 января по 17 февраля в ЕС было недопоставлено 1,4 млрд кубометров газа. Хуже всего было с поставками через территорию Украины (минус 1,16 млрд кубометров), а по времени — в самом начале февраля, когда Европа запрашивала в сутки 560–570 млн кубометров российского газа, а получала не более 420–430 млн.

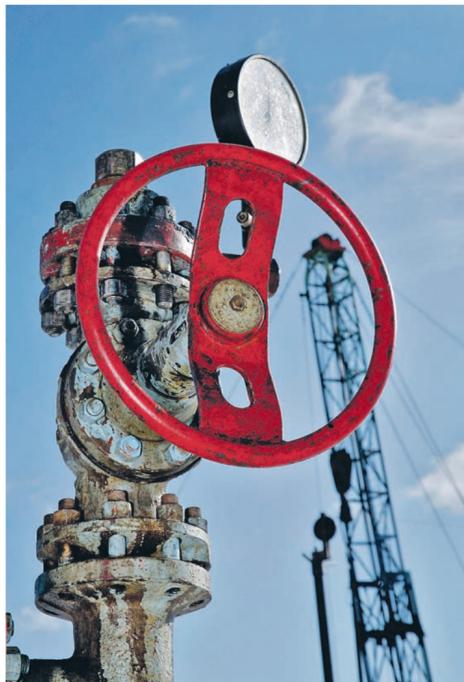
«Газпром» традиционно сослался на несанкционированный отбор газа Украиной, который составлял порой до 160 млн кубометров в сутки. Ситуация с экспортным газоснабжением в холода осложнилась и тем, что Европа запрашивала больше, чем обычно (до 575,3 млн кубометров в сутки, что на 14,5% превышает объем стандартной заявки), а Средняя Азия, наоборот, сократила поставки (81 млн кубометров в сутки вместо обычных 85 млн кубометров).

В России ситуация была не такая тяжелая, и введения графика №1 (ограничивает поставки газа промышленным потребителям в пользу ЖКХ) этой зимой удалось избежать.

Однако максимумы потребления были пройдены не за счет наращивания «Газпромом» добычи, а за счет отбора из подземных газохранилищ и роста поставок независимых производителей. В связи с этим Минэнерго предложило активнее поддерживать независимых производителей газа и сделать их основной точкой роста отрасли, поскольку «Газпром» уже не в состоянии адекватно наращивать добычу.

«Газпром» стал заложником собственной политики, сосредоточившись на экспортных поставках и оставив внутренний рынок независимым производителям. Благодаря этому у НОВАТЭКа, «Итера» и нефтяных компаний появилась реальная возможность наращивать добычу практически без ограничений. Тем более что спрос на внутреннем рынке достаточно устойчиво растет (в 2011 году потребление в России повысилось на 2,6%, до 514,3 млрд кубометров).

В частности, в период самых суровых холодов, когда добыча достигала максимальных 2,1 млрд кубометров в сутки (10 января), приток обеспечивал не «Газпром», а именно независимые производители, которые добывали до 500 млн кубометров в сутки. Производство НОВАТЭКа выросло за год до 53,3 млрд кубометров, что почти на 42% выше прошлого года. Нефтяные компании нарастили добычу газа почти на 10%, до 63,7 млрд кубометров в год. Именно за счет НОВАТЭКа, «Итера» и нефтяных компаний в 2011 году в стране был достигнут исторический максимум добычи в 671 млрд кубометров газа в год. «Газпром» же, наоборот, свою долю снизил. В конце февраля зампреда правления «Газпрома» Валерий Голубев сообщил журналистам, что монополия в 2012 году планирует сохранить добычу газа на уровне прошлого года. То есть, исходя из данных



«Газпром» стал заложником собственного монопольного положения, сосредоточившись на экспортных поставках и оставив внутренний рынок независимым производителям, которые получили импульс к наращиванию добычи. ФОТО СТАНИСЛАВА ТИХОМИРОВА

бюджетов в год. Именно за счет НОВАТЭКа, «Итера» и нефтяных компаний в 2011 году в стране был достигнут исторический максимум добычи в 671 млрд кубометров газа в год. «Газпром» же, наоборот, свою долю снизил. В конце февраля зампреда правления «Газпрома» Валерий Голубев сообщил журналистам, что монополия в 2012 году планирует сохранить добычу газа на уровне прошлого года. То есть, исходя из данных

ЦДУ ТЭК, она составит около 510 млрд кубометров (что всего на 1 млрд кубометров больше, чем в 2010 году).

Добыча второго по величине производителя газа в России НОВАТЭКа уверенно растет уже не первый год. И если «Газпром» все время корректирует свои прогнозы в сторону снижения, то НОВАТЭК хоть немного, но повышает их в течение года. Так, в середине 2009 года монополия пересмотрела

почти все основные показатели добычи и поставок на внутренний рынок: тогда она признала возможность падения производства по итогам года на 18% (до 450 млрд кубометров газа). В 2010 году прогноз уровня производства также корректировался не раз — сначала с 570 млрд до 530 млрд, а затем до 519 млрд кубометров. Но в итоге добыча монополии, по данным ЦДУ ТЭК, составила 509 млрд кубометров.

В целом в 2010 году добыча газа в России все-таки выросла, но, по мнению экспертов, также исключительно за счет независимых производителей, которые добыли 142 млрд кубометров газа. Их доля в общем объеме производства газа в России в 2010 году составила 21,8%. НОВАТЭК, в частности, добыл 37,6 млрд кубометров. В 2011 году эта тенденция сохранилась.

Срыв поставок

В конце марта премьер-министр Владимир Путин провёл в Киришах совещание, посвященное рынку газа и итогам отопительного сезона. Основным вопросом стали поставки «Газпромом» газа на внутренний рынок и в Европу.

Минэнерго к заседанию подготовило доклад, из которого следовало, что «Газпром» не только не уделяет достаточного внимания развитию ПХГ в России, но и срывает график ремонта магистральных газопроводов (на 50–60% в 2011 году). При этом министр энергетики Сергей Шматко подчеркнул, что монополия игнорирует генеральную схему развития газовой отрасли, принятой год назад, по которой мощность ПХГ «Газпрома» (65 млрд кубометров) сегодня должна быть на 9,1 млрд кубометров выше.

По итогам совещания «Газпрому» поручено уделить дополнительное внимание развитию газовой инфраструктуры, то есть строительству распределительных и подземных газохранилищ, чтобы у монополии появились «возможности для маневра и гибкости».

В такой ситуации независимые производители вполне смогут рассчитывать на лояльность властей при последующем распределении месторождений и участков.

Глава ФАС Игорь Артемьев уже отметил, что «нужно лишь расширить участие в конкурсах на новые месторождения

«независимых компаний, таких как НОВАТЭК». Поддержку независимых поставщиков готовы и за рубежом. В конце прошлого года на презентации газопровода «Газпрома» South Stream еврокомиссар Понтер Этингер заявил, что Европу не устраивает ситуация, когда монополиям правом экспорта газа из России обладает «Газпром»: «На европейском газовом рынке были бы рады видеть, например, НОВАТЭК». При этом компания расширяется и самостоятельно, отчасти и за счет «Газпрома».

В декабре прошлого года НОВАТЭК купил у монополии ее сырьевое подразделение в Челябинской области всего за 1,5 млрд руб., хотя до этого сделка оценивалась в 15 млрд руб. Получив скидку на порудок, НОВАТЭК приобрел право монополии продавать газ на рынке емкостью до \$1 млрд, где сосредоточены крупные платежеспособные промышленные потребители.

К тому же скоро у «Газпрома» появится новый довольно крупный конкурент в России: в самом конце апреля об объединении своих газовых активов заявили НК «Итера» и НК «Роснефть». Компании заключили

соглашение о стратегическом сотрудничестве и намерены вести совместную разведку и разработку газовых месторождений в рамках совместного предприятия. Главой совета директоров СП будет председатель совета директоров и мажоритарный акционер НК «Итера» Игорь Макаров. Новая компания будет развиваться под брендом «Итера» и станет третьим по величине производителем газа после «Газпрома» и НОВАТЭКа.

Эксперты отмечают, что, несмотря на всю критику в адрес «Газпрома» и неперспективность его системы, только он со своей инвестпрограммой, объемом которой превышает 1 трлн руб., может решить основные социальные задачи, такие как газификация отдаленных районов и нерентабельные поставки. Поэтому говорить о том, что независимые компании смогут его заменить, не приходится.

Однако, считают на рынке, в перспективе независимые поставщики смогут рассчитывать не только на увеличение доли на рынке и расширение ресурсной базы, но, возможно, и на получение доступа к экспорту.

Ольга Мордюченко

ГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

По мнению ВИКТОРА БОРОДИНА, партнера компании «Эрст энд Янг», при оценке перспектив создания единого мирового газового рынка не стоит игнорировать влияние глобальных политических факторов.

— Почему нет единого мирового газового рынка?

Отсутствие единого газового рынка можно объяснить отсутствием общей структуры поставок и различных систем ценообразования. Различия в ценообразовании складывались исторически. Долгосрочный контракт стал защитой от ценовых колебаний и для поставщика, который способен диктовать цены, и для потребителя, который зависит от спроса. Кроме того, цены на газ привязаны к нефтяным ценам. В будущем, однако, возможно снижение зависимости. Это произойдет в случае ввода единого газового индекса. На внутреннем рынке России также сказывается фактор регулирования внутреннего цен.

Не стоит также игнорировать влияние глобальных политических и экономических факторов.

Среди региональных газовых рынков можно выделить страны Северной Америки, Европы и Азии.

— Каковы основные цели расширения добычи сланцевого газа в США: снижение цен, независимость от поставок извне?

Названные вами факторы повлияли на принятие решения властями США о широкомасштабном начале добычи сланцевого газа: стремление приослабить падение добычи газа из других источников (месторождений традиционного газа на шельфе и суше, газа плотных пород), уход от сырьевой зависимости в части поставок импортного сжиженного природного газа, возможность снизить цены на внутренний рынок.

США — первая страна в мире, которая начала активную добычу сланцевого газа на своей территории. Высокая конкуренция на рынке нефтесервисных услуг, относительно низкая плотность населения в районах скопления залежей

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИРОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА (%)

источник: «Эрст энд Янг»



сланцевого газа и развитие новых технологий, в частности гидроразрыва пласта и горизонтального бурения — все эти факторы способствовали быстрому наращиванию объемов добычи сланцевого газа в США. В результате США теперь самостоятельно обеспечивают свои потребности в природном газе.

Согласно прогнозу тенденций в энергетической отрасли (Annual Energy Outlook) на 2011 год, подготовленному Управлением энергетической информации США, ожидается продолжение активного роста добычи сланцевого газа. Консервативный вариант прогноза предполагает почти четырехкратное увеличение добычи сланцевого газа в период с 2009 по 2035 год. Прогнозируется, что к 2035 году добыча сланцевого газа в США выйдет на уровень 342 млрд куб. м, или 47% от общего объема добычи газа в США, что значительно выше доли в 16%, которая приходилась на сланцевый газ в 2009 году.

— В чем основной смысл и цели расширения добычи сланцевого газа в Европе?

Страны Европы обладают почти 10% мировых запасов (18 трлн куб. м), являясь пятым крупнейшим регионом — ис-

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА В СТРАНАХ ЕВРОПЫ (%)

источник: «Эрст энд Янг»



точником данного энергоресурса после Китая (19%), США (13%), Аргентины (12%) и Мексики (10,3%).

В настоящее время поисковые и разведочные работы проводятся в Австрии, Великобритании, Венгрии, Германии, Ирландии, Польше и Швеции. Дальше всех продвинулись Польша, шестой крупнейший европейский импортер газа. Варшава заявила о начале технологической добычи в 2011 году, а коммерческой — в 2014-м. Впрочем, себестоимость его добычи в Европе будет выше, чем в США, примерно в два раза. К тому же цены на газ в Европе выше, чем в США, несмотря на растущую роль краткосрочных спотовых поставок. Они все еще привязаны к котировкам нефти и долгосрочным контрактам по трубопроводным поставкам импортного газа.

— Основные районы и лидеры добычи сланцевого газа в ближайшие три-десять лет?

Оценочные мировые технические извлекаемые запасы сланцевого газа составляют 185 трлн куб. м. На наш взгляд, страны Северной Америки, в особенности США, будут лидерами добычи сланцевого газа в ближайшие десять лет. Китай, как крупнейший обладатель мировых запасов сланцевого газа, в прошлом году пробурил первую горизонтальную скважину в провинции Сычуань и активно привлекает международные нефтегазовые компании к совместным работам на своей территории, но до коммерческой добычи дело еще не дошло. Однако учитывая растущий спрос на газ в Китае, ежегодный средний прирост которого в период с 2008 по 2035 год составит 7,7%, по данным Международного энергетического агентства, и недавние сделки по приобретению долей в североамериканских проектах, можно говорить о стремлении Китая снизить свою зависимость от импортного газа и о разумном переносе современных западных технологий добычи в свои проекты.

— Как расширение добычи сланцевого газа повлияет на структуру мирового рынка?

Без развития более эффективных технологий добычи, более детального изучения запасов (в США геологическая

изученность выше, чем в других регионах мира), снижения аварийности и регулирования экологических проблем, связанных с добычей, перспективы того, что сланцевый газ существенно повлияет на мировой газовый рынок, в ближайшее время неочевидны.

При благоприятном сценарии сланцевый газ главным образом повлияет на переориентирование поставок сжиженного природного газа из стран Персидского залива и Западной Африки к рынкам Северной Америки и Европы на Индию, Юго-Восточную Азию (Сингапур, Таиланд, Тайвань) и Японию.

В случае устойчивого роста добычи сланцевого газа в США и насыщения внутреннего рынка возможно начало поставок американского газа на азиатский и европейский рынки путем переориентирования СПГ-терминалов с импорта на экспорт. Конечно, это произойдет тогда, когда экспортная цена сланцевого газа с учетом транспортных расходов будет более привлекательной по сравнению с экспортной ценой традиционного газа. И если затраты на добычу традиционного газа и стоимость транспортных поставок сжиженного газа будут расти, то у сланцевого газа также появятся дополнительные преимущества на региональных рынках США и Европы.

Записал Владислав Дорощев

Limassol Marina

элитная недвижимость
яхтинг • рестораны • бутики

ЖИЗНЬ НА МОРЕ

Роскошные условия и образ жизни, не знающий себе равных, — всего через несколько месяцев. Сделайте свой выбор между элитной виллой с собственным яхтенным причалом или роскошными апартаментами с панорамными видами на искрящееся Средиземное море.

Наслаждайтесь стильными ресторанами и бутиками прибрежного курорта или совершите прогулку в центр Лимассола, самого современного города Кипра.

Яхтенная гавань курорта Limassol Marina будет полностью введена в эксплуатацию до конца 2012 года.

Подобная информация
Москва +7 495 643 1901
Санкт-Петербург +7 812 332 7118
Екатеринбург +7 343 344 3626
limassolmarina.ru

Cybarco Camper & Nicholsons MARINAS

Разработка и строительство проекта — Limassol Marina Ltd.
Управление проектом — Сулейманов И.А.
Эксплуатирующая организация гавани — Camper & Nicholsons Marinas. Построено компаниями Joannou & Paraskevaides Ltd, J&P Avax S.A, Athena S.A и Cybarco Ltd.

РЕКЛАМА

Миллионы тонн надежды

стратегия

(Окончание. Начало на стр. 19)

Оптимистический сценарий

Впрочем, сами металлурги и трубкины пока сохраняют оптимизм, заявляя, что потребность потребителей в ремонте нарастает.

По прогнозам Минэнерго, потребность «Газпрома» и «Транснефти» в ТБД для осуществления ремонтов в 2012 году составит около 400 тыс. тонн. Если эту цифру прибавить к ожиданиям по спросу на ТБД в 2012 году, то общее потребление таких труб в этом году составит максимум 2,1 млн тонн по сравнению с 3,5 млн тонн в 2011 году.

Помимо этого трубкины заявляют о своих планах по поиску внешних потребителей, в частности из Средней Азии. По оценкам ИК БКС, до 2015 года потребности Казахстана и Туркмении составят почти 0,6 млн тонн в год, из которых отечественные трубкины могут рассчитывать минимум на 30%, так как наши трубы соответствуют европейским стандартам. Проблемой экспортных поставок ос-

тается высокая доля транспортных издержек, так как перевозка труб сопряжена с «перевозкой воздуха» и высокими затратами, соответственно.

Таким образом, даже при наиболее благоприятном сценарии общий спрос на российские ТБД в 2012 году может составить 2,1 млн тонн, что на треть ниже 2011 года. В таком случае загрузка мощностей производителей ТБД не превысит 45%, что ставит под угрозу окупаемость уже введенных современных мощностей и целесообразность дальнейшей модернизации отрасли, в том числе в рамках государственной программы по импортозамещению.

«Можно упрекать металлургов в том, что они недооценили риски снижения спроса на их продукцию со стороны нефтегазовых компаний, но при той конъюнктуре на мировом нефтяном рынке, которую мы наблюдаем, спад в потреблении труб действительно является достаточно неожиданным», — комментирует Олег Петропавловский. — Возможно, он связан с тем, что «Газпрому» и «Транснефти» понадобилась небольшая пауза, чтобы более точно оценить перспективы но-

вых маршрутов и новых рынков. В любом случае трубкины ничто не мешает развивать экспорт, который хотя и не является таким прибыльным, как поставки на внутренний рынок, но позволяет продержаться до той поры, когда ТЭК вновь вспомнит о своих подрядчиках».

Верят в лучшее и трубкины. «Ожидать восстановления спроса на ТБД на уровне 2010–2011 годов можно к 2014 году», — прогнозирует Александр Дейченко. — До 2015 года намечено строительство стратегических для страны магистральных трубопроводов Бованенково—Ухта, Якутия—Владивосток, Мурманск—Волхов, «Алтай», «Южный поток». В долгосрочной перспективе — до 2030 года — прорабатывается возможность создания БТС в регионах Дальнего Востока и Восточной Сибири.

По нашей оценке, для сооружения магистральных трубопроводов в этих регионах потребуются около 30 млн тонн ТБД и примерно такой же объем труб нефтегазового сортамента для добычи и обустройства новых месторождений нефти и газа».

Михаил Игнатьев, RusEnergy