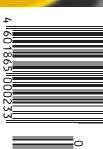


JSINESS JINESS









ВЛАДИСЛАВ ДОРОФЕЕВ,РЕДАКТОР ВС «НЕФТЬ И ГАЗ»

Переломный год

Это удивительный год для экономики. Отчасти, конечно, вынужденно. Как, например, принятие решения об обнулении экспортных пошлин для восточносибирской нефти. Разумеется, это даже не столько экономическое, это, прежде всего, политическое решение. благодаря которому будут выполнены азиатские нефтяные контракты, то есть состоится новое для России экспортное направление. В этом же году начались первые поставки в Японию сахалинского газа с первого российского завода СПГ. Таким образом, у нас складывается экономически адек ватная альтернатива европейским традиционным энергопоставкам.

Что важно. Потому что общими усилиями западных СМИ скоро «Газпромом», который занимает четверть европейского газового рынка, будут пугать европейских детей. Бред, но это так и есть, и причина довольно прозачна — конкуренция капиталов. Из десяти крупнейших в мире в этом году сделок М&А три совершены с участием наших компаний. Кроме того, сразу несколько российских компаний (ЛУ-КОЙЛ, «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть») во время кризиса занялись скупкой в Европе нефтеперерабатыванощих мощностей.

И не только потому, что кризис — лучшее время для покупки подешевевших активов. Это не всегда так. Главное, что преодоление кризиса возможно именно за счет технологического развития, приобретения конкурентных преимуществ, что было менее важно в период высоких цен на энергоносители.

Во время этого кризиса комплекс неполноценности российской экономики прошел. Российские компании и отечественная экономика в целом делают все то же, что и самые агрессивные экономики мира. Причем не только за рубежом, но и внутри страны. Например, 31 июля началось строительство на Дальнем Востоке «газового ВСТО».

Кризис всех заставил быть активнее. 13 июля в Анкаре было подписано межправительственное соглашение по газопроводу Nabucco, главной альтернативе поссийскому Nord Stream. В этом году Великобритания ввела в действие инфраструктуру по приему СПГ и его регазификации и уже приняла первый танкер со сжиженным газом из Катара. Даже Туркмения готовится в конце года ввести новый газопровод в Иран и начала разработку нового месторождения на китайский кредит. Из упомянутой уже десятки крупнейших мировых сделок еще три принадлежат американцам, три — китайцам, одна — британцам. То есть конку ренты не дремлют. Интересный год.

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

НОВЫЕ ЛИДЕРЫ

РЫНОЧНО ОРИЕНТИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ, ЧУВСТВУЮЩИЕ ИЗМЕНЕНИЕ КОНЪЮНКТУРЫ, УЖЕ НАЧАЛИ ГОТОВИТЬСЯ К ЛУЧШИМ ВРЕМЕНАМ. ТО ЕСТЬ КОМПАНИИ, КОТОРЫЕ В НАИБОЛЬШЕЙ СТЕПЕНИ ОРИЕНТИРОВАНЫ НА ДОСТИЖЕНИЕ КОММЕРЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ, ОБЛАДАЮТ УМЕНИЕМ ГИБКО РЕАГИРОВАТЬ НА МЕНЯЮЩУЮСЯ ОБСТАНОВКУ. ВО ВРЕМЕНА ЭКОНОМИЧЕСКОГО КРИЗИСА ПРЕИМУЩЕСТВО ПОЛУЧАЮТ ТЕ, КТО УМЕЕТ ЛУЧШЕ ДОБЫВАТЬ, ЛУЧШЕ ПЕРЕРАБАТЫВАТЬ И ЛУЧШЕ ПРОДАВАТЬ. ЮРИЙ КОГТЕВ, ВИКТОРИЯ САДЫКОВА, RUSENERGY

БЕЗ ПОСРЕДНИКОВ Лидером по росту рейтинга оказался НОВАТЭК (+0,62). Анализируя его операционные показатели за первое полугодие, Владимир Веденеев из Банка Москвы особо отметил то, что компания сумела увеличить продажи конечным потребителям во втором квартале 2009 года на 25,6% по отношению к первому кварталу 2009 года. В то же время продажи газа на скважине сокращены на 45%.

За счет этого доля продаж конечным потребителям выросла до 75% (по сравнению с 53,7% в первом квартале).

Аналитики объясняют это тем, что в апреле 2009 года НОВАТЭК пересмотрел условия договора о реализации природного газа с одним из крупных трейдеров и перевел продажи с ним на базис поставок непосредственно в регионах потребления газа. Иными словами, НОВАТЭК воспользовался кризисом, чтобы избавиться от посредников и выйти на конечного потребителя. В итоге средние цены реализации компанией природного газа конечным потребителям во втором квартале 2009 года увеличились на 4,8% по отношению к первому кварталу 2009 года. При этом возросли и транспортные расходы. Но независимость, как правило, окупается.

«Несмотря на снижение спроса на газ во втором квартале, НОВАТЭКу удалось увеличить финансовые показатели за счет значительного роста продаж углеводоро-

дов», — говорит Владимир Веденеев. Для сравнения: добыча газа НОВАТЭКом в июне 2009 года снизилась на 3% по сравнению с июнем 2008-го. У «Газпрома», ставшего лидером по снижению рейтинга (-0,35), снижение составило 37%.

КУДРИН НЕ ДОГОНЯЕТ Умение продавать в полной мере требовалось и от нефтяников. В первом полугодии сложились благоприятные условия для экспорта сырой нефти. Цена на нефть в период с начала января до конца июня выросла на 64%, до \$68,6 за баррель. Кроме того, «ножницы Кудрина» в период растущих цен запаздывают, и «очищенная» цена (netback) экспорта растет.

Об этом говорит, в частности, Дмитрий Лютягин из ИК «Велес Капитал». Он указывает на то, что экспортная пошлина с начала года стабильно росла, но отставала от роста цен на нефть. Это делало экспорт сырья наиболее выгодным направлением (в переработке маржа в первом квартале держалась на уровне ниже \$5 за баррель). Росту экспорта способствовало и падение спроса на нефтепродукты на внутреннем рынке.

В этих условиях неудивительно, что такая коммерчески ориентированная компания, как ТНК-ВР, увеличила экспорт нефти в первом полугодии на 14%, до 18,76 млн тонн, по сравнению с тем же периодом прошлого года. В

то же время экспорт в страны СНГ снизился на 17%, до 2,32 млн тонн, поставки на внутренний рынок — на 4,7%, до 3,02 млн тонн.

Одновременно ТНК-ВР уменьшила в январе — июне экспорт нефтепродуктов в дальнее зарубежье на 4,5%, до 8,68 млн тонн. Экспорт в страны СНГ вырос на 23%, до 1,98 млн тонн, поставки на внутренний рынок сократились на 17,5%, до 5,05 млн тонн. В компании объяснили снижение показателей реализации нефтепродуктов сокращением внутреннего спроса в первом полугодии 2009 года из-за кризиса.

Неудивительно, что рыночно ориентированные компании, чувствующие изменение конъюнктуры, уже начали готовиться к лучшим временам.

Аналитики положительно оценили решение совета директоров ТНК-ВР об увеличении инвестиционной программы на 2009 год на \$377 млн. Средства пойдут на интенсификацию работ на существующих месторождениях, а также на Уватском и Верхнечонском проектах.

По словам Дмитрия Лютягина, пересмотреть инвестпрограмму в сторону увеличения менеджменту помогла текущая хорошая конъюнктура рынка энергоносителей. Эксперт прогнозирует, что при сохранении цен на нефть выше \$70 за баррель в третьем квартале инвестпрограмма увеличится еще на \$350-400 млн и ТНК-ВР сможет полноценно выполнить все свои планы по развитию неф-



ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА

тедобычи и переработки, а также создать некоторый задел на будущие периоды

НА ПЕРСПЕКТИВУ Работает на перспективу и ЛУ-КОЙЛ, лидирующий в рейтинге с конца прошлого года (рост рейтинга за последние три месяца — +0,19). Аналитики позитивно оценили успехи компании в наращивании перерабатывающих мощностей на юге и севере Европы. Денис Борисов из ИФК «Солид» напоминает, что в июне ЛУКОЙЛ договорился о покупке у французской Total 45% в НПЗ TRN в Нидерландах.

В прошлом году ЛУКОЙЛ приобрел 49% в итальянской компании ERG, управляющей нефтеперерабатывающим комплексом ISAB на Сицилии.

Завод в Голландии ежегодно перерабатывает 8,5 млн тонн Urals, но главная его ценность — в гидрокрекинге. Это один из крупнейших заводов в районе Роттердама для переработки мазутов, вакуумного газойля — полуфабрикатов, которые экспортирует ЛУКОЙЛ, используя терминал в Высоцке в Ленинградской области.

СНИЖЕНИЕ ВЫРУЧКИ Иной подход продемонстрировала компания «Татнефть». Она в январе — июне экспортировала 8,35 млн тонн нефти, что на 1,2% меньше, чем в первом полугодии 2008 года. В том числе в дальнее зарубежье «Татнефть» поставила 7,28 млн тонн собственной нефти (снижение на 6.8%), в ближнее — 1,08 млн тонн (рост в 1,7 раза).

На внутреннем рынке «Татнефть» реализовала 4,76 млн тонн нефти, что на 7,1% превышает показатель аналогичного периода прошлого года. Иными словами, маркетинговые специалисты «Татнефти» действовали в направлении, прямо противоположном тому, которое выбрали их коллеги из ТНК-ВР

В ИК «Велес Капитал» объясняют эти расхождения тем, что «Татнефть» была вынуждена увеличить продажи сырой нефти на территории России из-за заключенных ранее контрактов. Кроме того, осуществлялись поставки по контрактам с равной доходностью, так как цены на сырую нефть на внутреннем рынке имели схожую динамику с ценами на нефть на мировом рынке.

Сравнение финансовых результатов по МСФО позво-



РЫНОЧНО-ОРИЕНТИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ ЖДУТ ОТ ЗАВТРАШНЕГО ДНЯ ИЗМЕНЕНИЯ КОНЪЮНКТУРЫ В ЛУЧШУЮ СТОРОНУ

оказалась эффективнее. Но уже сейчас можно заключить, что данные «Татнефти» по РСБУ не впечатляют. Выручка в первом полугодии снизилась по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года на 25% до 101,2 млрд рублей, прибыль от продаж — на 26%, до

Особенно низкие показатели пришлись на второй квартал. Как указывает Денис Борисов, чистая прибыль «Татнефти» во втором квартале составила 11,8 млрд рублей против 22,2 млрд рублей в предыдущем квартале.

В ПРОТИВОФАЗЕ Что же касается госкорпоралит понять, у какой компании коммерческая политика ций, то «Газпром», например, действует в противофазе,

снижая капитальные вложения в развитие бизнеса на ближайшие годы и откладывая сроки запуска стратегических месторождений. В частности, рассматривается вопрос о переносе сроков запуска Бованенковского месторождения на полуострове Ямал. В меморандуме к выпуску евробондов, выпущенном в июле, содержится намек на возможность задержки с освоением Штокмана.

С одной стороны, компанию можно понять. Добыча газа на основных месторождениях падает на 20 млрд куб. м в год, а реализация газа в 2009 году снизится как минимум на 40-50 млрд куб. м. Таким образом, компания сэкономит на капитальных вложениях, так как ее мощности по добыче сегодня являются избыточными.

Однако аналитики уверены, что в долгосрочном плане перенос ввода Бованенковского месторождения может сказаться негативно. «Если спрос на газ восстановится так же быстро, как падал, то «Газпрому» будет сложно справляться с ростом потребности в газе только за счет имеющихся мощностей», — говорит Дмитрий Лютягин

К тому же могут быть потеряны темпы завоевания рынка Западной Европы (где к 2025 году ожидается снижение доли собственного производства с нынешних 40% до 19%, а на высвобождающуюся долю может претендовать и «Газпром»).

Аналитик напоминает, что газовая монополия уже несколько раз переносила начало работ по ямальскому проекту, поэтому возможности новых переносов запуска месторождения ближе к контрольным датам не исключены: «Проект весьма сложный и дорогостоящий, на его запуск потребуется не один год. Поэтому концерну стратегически важно спешить с созданием инфраструктуры региона».

РЫНОК ПОКАЖЕТ При высоких ценах на нефть административный ресурс госкорпораций не оставляет частным нефтегазовым компаниям шансов на удержание лидирующих позиций в отрасли. Но во времена экономического кризиса картина меняется.

За последние три месяца наиболее существенно укрепили свои позиции в рейтинге долгосрочной инвестиционной привлекательности, составляемом агентством RusEnergy на основании оценок аналитиков, те компании, которые в наибольшей степени ориентированы на достижение коммерческих результатов, обладают умением гибко реагировать на меняющуюся обстановку.

Как долго им удастся демонстрировать свои конкурентные преимущества, зависит от рыночной конъюнктуры. Сейчас она, судя по всему, постепенно восстанавливается. Если цены на нефть продолжат повышаться, вал экспортных доходов позволит гигантам ТЭКа скрыть любые недочеты и проявления неэффективности. Но прошедший период наглядно показал, кто в отрасли лучше защищен от кризисных явлений.

Поэтому именно рыночно ориентированные компании, чувствующие изменение конъюнктуры, уже начали готовиться к лучшим временам. ■





В СОСТАВЛЕНИИ РЕЙТИНГА ПРИНИМАЮТ УЧАСТИЕ: ДМИТРИЙ АЛЕКСАНДРОВ (ИК FINANCIAL BRIDGE), ДЕНИС БОРИСОВ (ИФК «СОЛИД»), ВЛАДИМИР ВЕДЕНЕЕВ (БАНК МОСКВЫ), ВЛАДИМИР ДЕТИНИЧ (ИФ ОЛМА), ДМИТРИЙ ДЗЮБА (БАНК «ЗЕНИТ»), ДМИТРИЙ ЛЮТЯГИН (ИК «ВЕЛЕС КАПИТАЛ»), КОНСТАНТИН КОМИССАРОВ (ГРУППА КОМПАНИЙ «РЕГИОН»), ВИТАЛИЙ КРЮКОВ (ИФД «КАПИТАЛЪ»), МАКСИМ ШЕИН (ИК «БРОКЕРКРЕДИТСЕРВИС»). РЕЙТИНГ COCTABЛЕН AГЕНТСТВОМ RUSENERGY



Уважаемые коллеги! Уважаемые ветераны нефтегазовой отрасли!

Сердечно поздравляю вас с профессиональным праздником!

Труд нефтяников вписал яркую страницу в историю нашей области,

стал основой ее динамичного развития и роста благосостояния ее жителей. Мощный научно-производственный и кадровый потенциал,

высокий уровень профессионализма, многолетний опыт,

стремление идти в ногу с технологическим прогрессом

позволяют самарским нефтяникам и сегодня вносить достойный вклад

в экономическое и социальное развитие России.

От всей души желаю работникам Акционерного общества "Самаранефтегаз",

а также коллегам по отрасли и партнерам,

новых производственных и жизненных достижений!

Всем - мирного неба, доброго здоровья, семейного достатка и хорошего настроения! С праздником вас, дорогие друзья!

С днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Владимир Ножин, генеральный директор ОАО "Самаранефтегаз"



ОБНУЛЕНИЕ БЮДЖЕТА В СЕНТЯБРЕ МОЖЕТ ВСТУПИТЬ В СИЛУ ИЮНЬСКОЕ ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА, СОГЛАСНО КОТОРОМУ БУДУТ ОБНУЛЕНЫ ЭКСПОРТНЫЕ ПОШЛИНЫ НА ВОСТОЧНОСИБИРСКУЮ НЕФТЬ, ЕЖЕМЕСЯЧНАЯ ДОБЫЧА КОТОРОЙ СОСТАВИТ В 2010 ГОДУ ОКОЛО 1 МЛН ТОНН. ПРОСТЫЕ РАСЧЕТЫ ПОКАЗЫВАЮТ, ЧТО РЕЧЬ ИДЕТ ОБ ОСВОБОЖДАЮЩЕМСЯ ДЕНЕЖНОМ ПОТОКЕ РАЗМЕРОМ \$2-3 МЛРД В ГОД, КОТОРЫЕ НЕ ПОПАДУТ

В ГОСБЮДЖЕТ. КТО БУДЕТ ИМ РАСПОРЯЖАТЬСЯ, ЕСЛИ ВСЯ ВОСТОЧНОСИБИРСКАЯ НЕФТЬ

НОКОС ПРОТИВ «ТРАНСНЕФТИ» Разговоры о необходимости предоставления налоговых и других льгот для месторождений Восточной Сибири ведутся с 2003 года, с самого начала обсуждения проекта строительства нового нефтепровода в восточном направлении с целью экспорта нефти в юго-восточный ре-

ПОЙДЕТ НА ЗКСПОРТ. АЛЕКСАНДР ГУДКОВ

Идея построить нефтепровод через Восточную Сибирь в сторону перспективного рынка Китая принадлежит Михаилу Ходорковскому: проект ЮКОСа предусматривал строительство нефтепровода от Ангарска до китайского города Дацина.

Главным оппонентом ЮКОСа стала «Транснефть», альтернативный проект которой предусматривал строительство нефтепровода до дальневосточного порта Нахолка.

На стороне ЮКОСа были экономические аргументы: до появления в Восточной Сибири соответствующей ресурсной базы пройдут годы. Первое время по нефтепроводу на восток будет идти западносибирская нефть, и маршрут до Дацина находится на пределе рентабельности — транспортировать нефть дальше, до Находки, нерентабельно.

На стороне «Транснефти» были политические резоны: нефтепровод до Находки будет контролировать не частная компания, а государство, кроме того, из порта нефть можно отправлять морем как в страны АТР, так и в США, в то время как проект ЮКОСа завязан на единственного потребителя — Китай. Что же касается нерентабельности проекта, то в «Транснефти» не сомневались, что получат необходимую государственную поддержку.

В результате эти проекты были объединены и получили название нефтепровод Восточная Сибирь—Тихий Океан (ВСТО). Теперь он находится под полным госу-



«ТРАНСНЕФТЬ» КАК ГЛАВНЫЙ ОПЕРАТОР СТРОЯЩЕГОСЯ ПРОЕКТА ЗАНИМАЕТ ВЕДУЩУЮ РОЛЬ В ВОПРОСЕ ЛЬГОТ НА ПРОКАЧКУ ВОСТОЧНОСИБИРСКОЙ НЕФТИ

дарственным контролем в лице «Роснефти», которой предстоит наполнять его нефтью, и «Транснефти», которая будет главным оператором строящегося проекта. Поэтому по мере введения в строй первых участков нефтепровода вновь встал вопрос о льготах.

Начались долгие переговоры о введении «Транснефтью» сетевого тарифа, уравнивающего для компаний стоимость прокачки тонны нефти на Восток и на Запад независимо от расстояния. Чтобы лишить Китай возможности требовать более низкой цены в Дацине, предполагалось также уравнять стоимость прокачки в рамках ВСТО — до Дацина и до Находки.

Однако чтобы заинтересовать нефтяные компании в освоении месторождений Восточной Сибири, сетевого тарифа оказалось недостаточно. Нефтяники по-прежнему не торопятся в труднопроходимый болотистый регион, где нет никакой инфраструктуры нефтедобычи, а разведанные месторождения преимущественно неве-

лики, располагаются подчас на расстоянии нескольких сот километров от нитки BCTO, и запасы их трудноизвлекаемы.

К началу 2009 года, когда цены на Urals упали до \$37 за баррель, всем стало очевидно, что без немедленных действий правительства нефтепровод ВСТО мощностью 80 млн тонн нефти в год, на который уже потрачено более 390 млрд рублей, рискует остаться пустым: транспортировка по нему обойдется дороже самой нефти.

В начале года вице-премьер Игорь Сечин, курирующий в правительстве ТЭК, сформулировал проблему в свойственной ему манере — предельно не ясно. «На восточносибирских месторождениях цена на нефть упасть не может, потому что она очень дорогая», — заявил он, отвечая на вопрос, что будет с ВСТО, если нефтяные цены упадут.

ПУТИН В КИРИШАХ В феврале решение о предоставлении льгот было принято. Премьер Владимир Путин провел в Киришах совещание по проблемам ТЭ-Ка, по итогам которого было решено разработать новую модель налогообложения нефтяной отрасли, с тем чтобы снизить фискальную нагрузку на компании. В том числе ведомствам было поручено к апрелю проработать вопрос обнуления экспортной пошлины для месторождений Восточной Сибири.

Действительно, закон «О таможенном тарифе» прямо запрещает предоставление каких-либо льгот отдельным категориям экспортеров. Над тем, как решить проблему без изменения действующего законодательства, правительство думало около полугода.

Сначала было предложено просто записать в постановлении правительства, что восточносибирская нефть пошлиной не облагается. Это предложение было категорически отвергнуто Минфином — там напомнили,



РЕАЛЬНАЯ НЕФТЬ

На мировом рынке российская нефть известна под пятью торговыми марками.

1. Urals — смесь высококачественной легкой западносибирской нефти Siberian Light и высокосернистой нефти Урала и Поволжья. Поставляется в Европу по нефтепроводу «Дружба» и через Новороссийск.

2. Siberian Light — сибирская легкая нефть, экспортируется через порт Туапсе.

3. Rebco — контрактное название нефти Urals на Нью-Йоркской бирже NYMEX, экспортируется через балтийский порт Приморск.

4. Sokol — нефть, добываемая в рамках проекта «Сахалин-1», экспортируется через Де-Кастри (Хабаровский край).

5. Vityaz — нефть, добываемая на одноименном нефтедобывающем комплексе в рамках проекта «Сахалин-2», поставляется танкерами в страны ATP.

Нефть, добываемая в Восточной Сибири, пока имеет лишь рабочее название, используемое аналитиками,— нефть ВСТО или ESPO blend (смесь ВСТО). В российском правительстве утверждают, что еще не думали над названием нового сорта, но уверены, что новая нефть будет стоить дороже, чем Urals. По словам вице-премьера Игоря Сечина, по качеству нефть ВСТО близка к Вгепt. Впрочем, эксперт Минфина Александр Сакович утверждает, что слухи об уникальных свойствах восточносибирской нефти сильно преувеличены— по его словам, в Восточной Сибири девять месторождений, нефть которых очень различается. Часть

месторождений дают настолько вязкое (парафинистое) сырье, что для транспортировки его приходится разбавлять газовым конденсатом. Кроме того, эта нефть содержит такое количество меркаптановой серы, что из нее нельзя производить авиационный келосин

РЕАЛЬНЫЕ ДЕНЬГИ

Механизмы ценообразования на нефть, экспортируемую из России в восточном и западном направлениях, различаются. Цена на нефть, поставляемую в Европу, рассчитывается из цены Brent. Brent — сорт нефти, добываемый с одноименного месторождения в Северном море. С конца 1970-х годов является эталонным (маркерным) сортом, относительно которого котируется более половины добываемой в мире нефти. В долгосрочных договорах цены на другие сорта устанавливаются как цена Brent с оговоренной премией или дисконтом.

Цена нефти, добываемой на Ближнем Востоке, а также экспортируемой из России в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, привязана к цене другого эталонного сорта нефти — Dubai, имеющего развитый спотовый рынок.

Сорта нефти, добываемой в странах ОПЕК, также котируются относительно Dubai, однако для своих расчетов при выработке согласованной позиции ОПЕК использует такой условный нефтяной бренд, как «корзина ОПЕК». Как такового сорта ОРЕК basket не существует - это «виртуальная» смесь всех сортов нефти, до-

бываемых членами картеля, доля которых пропорциональна объему добычи.

На американском рынке до недавнего времени широко использовали свой маркерный сорт нефти - WTI (West Texas Intermediate), более корректное название которого — Light Sweet Crude, американская легкая. Так называют ту же WTI, имея в виду ее физико-химические свойства, а не конкретный бренд нефти с месторождений Западного Техаса.

В последнее время даже в Америке участники рынка все чаще отказываются от использования WTI в качестве эталона. Это вызвано тем, что цены на WTI слишком сильно зависят от транспортной инфраструктуры. В частности, затоваривание терминала в Кашинге (Оклахома) в начале года привело к тому, что более качественная и обычно более дорогая WTI котировалась на \$11 дешевле, чем Brent. Репутацию WTI подорвала и череда скандалов, связанных с обвинением одной из крупных американских добывающих компаний в манипулировании ценами на эту нефть. Российское правительство не один год борется за независимое ценообразование на российскую нефть, то есть за «отвязывание» Urals от Brent.

Одной из попыток развести Urals и Brent был выход на Нью-Йоркскую товарную биржу с контрактами Rebco, но эксперимент нельзя считать вполне удачным: объемы продаж Rebco на NYMEX микроскопические.

Основным препятствием на пути превращения Urals в ценовой эталон является ее транспортировщик

«Транснефть». Для того чтобы какая-либо марка нефти начала использоваться участниками рынка в качестве эталона, необходимо, чтобы ценообразование на нее было максимально рыночным, то есть определялось исключительно фундаментальными факторами спроса и предложения и не зависело от решения ни какой-либо конкретной компании, ни национального правительства. Нефть Urals соединяет в себе оба риска: поставки ее на мировой рынок зависят от государственного монополиста — «Транснефти». Тем не менее эксперты допускают, что российская нефть все же может стать ценовым эталоном. Но произойти это должно не на Западе, а на Востоке. «Ввол в эксплуатацию первой фазы нефтепровола

Восточная Сибирь—Тихий океан (ВСТО) в 2010 году откроет российским компаниям новое направление нефтеэкспорта — через дальневосточный порт Козьмино. Географическая близость порта Козьмино к ключевым центрам потребления в Китае, Южной Корее и Японии позволит экспортерам получать максимально высокие цены за нефть, которая по качеству будет превосходить поставляемую на Запад российскую экспортную смесь Urals. Если нефть из ВСТО будет активно продаваться на прозрачном спотовом рынке, она сможет стать ценовым эталоном как для России, так и для других стран», — заявил директор по развитию бизнеса ценового агентства Argus Питер Кедди, выступая в июне на Петербургском международном экономическом форуме. Александр Гудков

1

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА

ОДУ СРЕДНЕЙ ВОЛ

что, согласно закону о таможенном тарифе, пошлиной облагается не месторождение и не экспортер, а товар — нефть. И пошлина на него лолжна быть одна для всех.

Тогда чиновники вернулись к идее создания и регистрации нового сорта нефти для Восточной Сибири. Еще в 2007 году в правительстве заявляли, что если нефть ВСТО выше по качеству, чем Urals, то и стоить она должна дороже.

Если же нефть BCTO будет дороже Urals, то и механизм расчета экспортной пошлины для нее должен быть иной. Однако не найдя, где именно регистрируют новые нефтяные бренды, а также не обнаружив в российском таможенном законодательстве никаких упоминаний о других сортах нефти, кроме сортов и типов, перечисленных в ГОСТ «Нефть сырая», чиновники вернулись к старому предложению Минфина — создать для восточносибирской нефти новый код ТН ВЭД.

Физико-химические свойства нефти (сернистость, плотность, вязкость, содержание парафинов), добываемой во всех российских нефтегазовых провинциях, фиксируются ГОСТ «Нефть сырая». Тем же ГОСТом вводится классификация на типы и сорта нефти. Этим ГОСТом, в частности, руководствуется «Транснефть», принимая у компаний нефть в трубопроводную систе-

му или отказывая им в этом, если содержание серы или парафинов превышает установленный ГОСТом предел.

В результате было принято красивое с административной точки зрения решение: в коды товарной номенклатуры внешнеэкономической деятельности (ТН ВЭД) добавлен еще один пункт. Теперь к позиции «Нефть сырая» добавилась еще нефть «плотностью при 20°С не менее 694,7 кг/куб. м, но не более 872,4 кг/куб. м и с содержанием серы не менее 0,1 мас. %, но не более 1 мас. %» — это физико-химические характеристики нефти, добываемой в Восточной Сибири.

Экспортная пошлина на нефть ежемесячно утверждается постановлением правительства. Ставка рассчитывается по известной формуле на основе месячного мониторинга мировых цен. При этом мониторинг дает лишь предельную ставку, оставляя правительству право снижать ее до нуля. Таким образом, с появлением для восточносибирской нефти нового кода ТН ВЭД правительство получает право ежемесячно решать вопрос о предоставлении или отмене льготы для восточносибирской нефти.

КТО НА ВХОДЕ Как будет реализован механизм администрирования этой льготы, пока никто точно ска-

зать не может. Федеральная таможенная служба уже обсуждала возможность создания пунктов таможенного оформления нефти прямо в Восточной Сибири, на входе в трубопровод. Минэнерго говорило о совместной работе с «Транснефтью», которая обязалась предоставлять данные об объемах сданной в трубу восточносибирской нефти.

Эксперты Минфина на предложенную схему продолжают смотреть скептически. Как заявил замглавы отдела таможенных платежей Минфина Александр Сакович, эта схема потенциально весьма коррупционна. Во-первых, создание нового кода ТН ВЭД еще не означает выделение конкретного товара — содержащимся в постановлении правительства физико-химическим характеристикам соответствует не только восточносибирская, но и почти вся западносибирская нефть. А вовторых, принятое решение позволяет обойти законодательство в части установления нулевой ставки пошлины, но не решает другого вопроса: как таможня на границе будет отделять льготную нефть от обычной в трубе «Толанснефти»?

Очевидно, что контролировать объемы льготной восточносибирской нефти возможно лишь на входе в «трубу», и заниматься этим будет «Транснефть». Но имен-

но передача этих функций на откуп хоть и государственной, но коммерческой компании и не устраивает некоторых чиновников.

Понятно почему. Цена вопроса слишком велика и соблазнительна.

Российская экспортная пошлина на обычную нефть в августе составляет \$222 за тонну, или примерно \$30 цены барреля. Экспортная пошлина на восточносибирскую нефть будет равна нулю, то есть \$30 с каждого барреля останутся у добывающих ее нефтяных компаний. То есть по самым предварительным оценкам, льгота для восточносибирской нефти позволит компаниям выручить на экспорте восточносибирской нефти до \$3 млрд в год. Поэтому отслеживать поступление льготной нефти в нефтепровод «Транснефти» в Восточной Сибири придется всем вместе: «Транснефти», Минэнерго, таможне и другим контролирующим органам.

Впрочем, как бы ни решили эту проблему чиновники, нефтяники нескоро получат обещанные правительством выгоды от предоставления льгот по экспортной пошлине: пока практически вся восточносибирская нефть перерабатывается внутри страны и никуда не экспорти-

ВСТО должен вступить в строй не раньше 2011 года. ■

КУРС НА ЕВРО-5



На Куйбышевском НПЗ продолжается реализация инвестиционных программ, направленных на подготовку к полному переходу на выпуск топлив по жестким экологическим стандартам. В настоящее время завод уже производит бензин и дизельное топливо по нормам Евро-3. О реализации производственных планов, инвестиционных и социальных программ рассказал генеральный директор предприятия Александр Карпяк.

- Повлиял ли кризис на работу Куйбышевского НПЗ? Как можете прокомментировать показатели работы предприятия?

- Наш завод работает в нормальном режиме. Предприятие обеспечено сырьем в необходимом объеме, реализуются инвестиционные программы, наши работники в полном размере получают заработную плату и ежемесячные премии. Если в прошлом году мы переработали более 6,4 млн тонн нефти, то в этом году по плану, установленному нефтяной компанией "Роснефть", эта цифра составит около 6,7 млн тонн. За 7 месяцев текущего года мы уже переработали около 3,7 млн тонн сырья, что на 2,5% больше, чем за данный период 2008 года.

– Какие виды бензинов и дизельного топлива выпускает сегодня Куйбышевский НПЗ?

- Сегодня мы выпускаем все виды топлива, востребованные на рынке: летнее и зимнее дизельное топли-

во, бензины различных марок - А-76, Нормаль-80, Регуляр-92, Премиум-95. Отмечу, что в этом году мы значительно увеличили объемы производства высокооктановых бензинов - за 7 месяцев их изготовлено 450 тыс тонн, рост по сравнению с данным периодом 2008 года - 11%. Доля такого топлива в общем объеме автобензинов составила более 80%. Еще в прошлом году приступили к производству дизельного топлива по нормам Евро-3, в этом году начали выпускать бензин, отвечающий требованиям этого стандарта.

- Как обстоит ситуация на предприятии с реализацией инвестиционных программ? Какие проекты реализуете в первую очередь?

- Реализация инвестиционных программ ведется полным ходом. Нам необходимо в короткие сроки подготовиться к полному переходу на производство бензина и дизельного топлива по стандартам Евро-3, 4, 5. На предприятии разработана программа развития, рассчитанная до 2013 года. После ее реализации завод обновится практически полностью. В прошлом году мы ввели в эксплуатацию узлы приема и ввода присадок, в этом году начнет работать установка производства водорода. Занимаемся строительством комплекса каталитического крекинга, блока выделения бензолсодержащей фракции на установке риформинга, установки изомеризации, реконструкцией установок висбрекинга, гидроочистки дизельного топлива, первичной переработки нефти, каталитического риформинга. Еще одна задача - перевод энергетических мощностей предприятия с мазута на природный газ. Это принесет нам экономическую выгоду и позволит улучшить экологическую обстановку.

- В последние годы ведущие российские предприятия активно занимаются сертификацией систем менеджмента на соответствие различным международным стандартам. Что делается вашим предприятием в данном направлении?

- В нефтяной компании "Роснефть" этим вопросам уделяется серьезное внимание. В текущем году Куйбышевский НПЗ успешно прошел сертификацию на соответствие системы промышленной безопасности, охраны труда и производственного контроля международному стандарту OHSAS 18001:2007. На очереди - аудит системы экологического менеджмента предприятия на соответствие стандарту ISO 14001:2004, который будет проведен в сентябре. Получение данных документов - не самоцель, сертификация позволяет нам лучше представить, на каком уровне находятся данные направления на нашем заводе и какие коррективы необходимо внести в работу. В дальнейшем нам предстоит ежегодно проходить сертификационный аудит для подтверждения соответствия международным стандартам.

Продолжается ли на предприятии реализация социальных программ?

- На нашем предприятии реализуется комплекс социальных программ для сотрудников. На Куйбышевском НПЗ заключен коллективный договор между администрацией и профсоюзным комитетом, взятые на себя обязательства завод выполняет полностью. К примеру, работникам выплачивается материальная помощь при рождении ребенка, по случаю смерти близкого родственника, вознаграждения в связи с юбилейными датами, уходом на пенсию и т.д. По-прежнему большую работу проводим по организации отдыха для заводчан и членов их семей. Наши сотрудники проводят отпуска на базах отдыха Самарской области, поправляют свое здоровье в профилактории КНПЗ, в санаториях Поволжья, Кисловодска, Алтая, черноморского побережья. Работники платят лишь 5% от стоимости путевок, остальное компенсирует предприятие. Дети наших специалистов практически бесплатно отдыхают в оздоровительных лагерях. На предприятии также действует программа корпоративного пенсионного обеспечения: наши работники после ухода на заслуженный отдых ежемесячно получают доплату от компании. Выплачиваем материальную помощь ветеранам и пенсионерам к Дню Победы и Дню пожилого человека.

- Какие задачи сегодня стоят перед коллективом Куйбышевского НПЗ?

- Снижение затрат, четкое выполнение производственной и инвестиционной программ - вот задачи, которые ставит перед нами нефтяная компания "Роснефть". Следующий год для Куйбышевского НПЗ будет юбилейным - предприятию исполнится 65 лет. Хочется, чтобы к этой дате завод подошел процветающим, уверенно смотрящим в будущее. Уверен, что нам по силам реализовать все намеченные планы, будем делать для этого все возможное.

Уважаемые коллеги!

От имени коллектива ОАО "Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод" поздравляю Вас с профессиональным праздником - Днем работников нефтяной и газовой промышленности

На всех этапах развития нашей отрасли ее главным достоянием были и остаются люди: сильные, мужественные, ответственные. Профессионализм, решительность, инициатива, выносливость, преданность избранному делу - вот те исключительные качества, которые отличают большинство работников нефтяной и газовой промышленности.

В день нашего профессионального праздника желаю Вам и Вашим семьям добра и согласия. Пусть будни и праздники приносят только радость свершений и гордость за новые открытия. Здоровья Вам, счастья, покорения профессиональных вершин.

Генеральный директор ОАО "Куйбышевский НПЗ" Карпяк А. В.

КИТАЙСКИЙ ПЕРЕДЕЛ ВЕДУЩИЕ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ ЗАНЯЛИ

ВЫЖИДАТЕЛЬНУЮ ПОЗИЦИЮ, ПРЕДПОЧИТАЯ НЕ ВВЯЗЫВАТЬСЯ В ПЕРИОД КРИЗИСА
В РИСКОВАННЫЕ ИНВЕСТИЦИИ. СУДЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЕРВОГО ПОЛУГОДИЯ, КОЛИЧЕСТВО
СДЕЛОК В 2009 ГОДУ БУДЕТ НА ПОРЯДОК МЕНЬШЕ, ЧЕМ В ПРЕДЫДУЩЕМ. ВПРОЧЕМ, КИТАЙ,
ПООБЕЩАВШИЙ ПЕРВЫМ ВЫБРАТЬСЯ ИЗ КРИЗИСА, НАЧАЛ КРЕСТОВЫЙ ПОХОД

ЗА ПОДЕШЕВЕВШИМИ СЫРЬЕВЫМИ АКТИВАМИ. КЛАВДИЯ ЩУР

СДЕЛКИ ГОДА В прошлом году количество сделок в мировом нефтегазовом секторе выросло на 8,5% по сравнению с 2007-м — с 893 до 969, однако их совокупная стоимость, согласно ежегодному отчету PricewaterhouseCoopers (PwC), сократилась почти на 40% (с \$292,2 млрд до \$180,4 млрд). Если в 2007 году было заключено десять сделок стоимостью выше \$5 млрд, то в 2008-м их число сократилось до двух (инвестиции американской ConocoPhillips в активы австралийской Огідіп Епегду в рамках их СП по переработке газоугольных пластов и покупка концерном Royal Dutch Shell канадской компании Duvernay Oil — обе сделки на сумму \$5.8 млрд).

Вместе с тем количество недорогих сделок на сумму до \$0,5 млрд выросло на 15%, причем во всех регионах, кроме основного рынка Северной Америки и России (в России их количество сократилось с 41 до 33, а общая стоимость — на две трети).

В прошлом году позитивную динамику продемонстрировал только европейский рынок, где количество сделок выросло на 64% (с 77 до 126), а их общая стоимость сократилась лишь на 15%, при том что по всему миру этот показатель упал на 38%. Крупнейшей сделкой на рынке Европы стала покупка ЛУКОЙЛом за \$2,1 млрд 49-процентной доли участия в СП с итальянской компанией ERG, управляющей нефтеперерабатывающим комплексом ISAB в городе Приоло на Сицилии.

Первые показатели 2009 года, как и ожидалось, оказались ниже прошлогодних: согласно отчету PwC, в первом квартале 2009 года было совершено сделок почти вдвое меньше, чем в 2008-м (учитываются сделки, стоимость которых превышает \$50 млн) — 46 против 86, во втором квартале — 83 против прошлогодних 126. При этом среди участников наиболее крупных сделок чаще других фигурируют национальные китайские компании и «Газпром».

«Желание китайских нефтяников получить доступ к ресурсам реализовалось в 2009 году в сделку, которая перекрыла по своей стоимости крупнейшую сделку 2008 года: China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) купил швейцарскую Addax Petroleum с существенными активами в Нигерии и Ираке за \$7,2 млрд», — приводит пример Алексей Кондрашов, партнер Ernst & Young и руководитель московского нефтегазового центра и международной практики налоговых услуг для предприятий нефтегазового сектора. И это еще не предел, добавляет он.

В 2009 году может состояться сделка по продаже аргентинской нефтяной компании YPF (принадлежащей испанской Repsol), которая оценивается в \$17 млрд (для Repsol это вынужденный шаг: компании нужно расплатиться с долгом в 10,41 млрд евро). Интерес к YPF проявляют китайская Sinopec и индийская ONGC (которая, возможно, выступит в партнерстве с российскими компаниями), и если удача будет на стороне ки-

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РЫНКА НЕ СТОЛЬКО ПОСЛЕДСТВИЕ КРИЗИСА, СКОЛЬКО ЛОГИЧЕСКОЕ ПРОДОЛЖЕНИЕ ГЛАВНОГО ТРЕНДА ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ — КОНКУРЕНТНОЙ БОРЬБЫ ЗА РЕСУРСЫ



ПОКУПКА ЛУКОЙЛОМ 49-ПРОЦЕНТНОЙ ДОЛИ В СП С ИТАЛЬЯНСКОЙ КОМПАНИЕЙ ERG СТАЛА КРУПНЕЙШЕЙ СДЕЛКОЙ НА РЫНКЕ ЕВРОПЫ В ПРОШЛОМ ГОДУ

тайцев, инвестиции Поднебесной в зарубежные сырьевые активы, по подсчетам агентства Bloomberg, вырастут до \$43 млрд, что на 48% превышает показатели прошлого года.

ТЕНДЕНЦИЯ РЫНКА «Суммарная стоимость уже заключенных и планируемых с участием Китая сделок может достичь \$80 млрд,— подсчитывает аналитик ИФД «Капиталь» Виталий Крюков.— Безусловно, в кризисный период Китай стал самым активным участником рынка М&А в нефтегазовой отрасли. Это обусловлено стремлением Китая диверсифицировать свои инвестиции и поставки нефти. В кризисный период особую ценность приобрели вложения в реальные физические активы, которые способны обеспечить сохранение стоимости инвестиций и повысить энергобезопасность страны в долгосрочной перспективе. Кроме того, стои-

ИСТОЧНИК: PRICEWATERHOUSECOOPERS.

мость активов в связи с мировым кризисом упала, поэтому Китай этим успешно воспользовался».

Энтузиазм, с которым Китай поглощает сырьевые активы за рубежом, объясняется не только геополитическими амбициями и стремлением стать ведущей экономикой мира, но и растущим потреблением нефти.

Согласно отчету ВР, за последние десять лет суточное потребление нефти в Китае увеличилось вдвое — с 4,2 млн бар в сутки в 1998 году до 8 млн бар — в 2008-м. В ближайшие пять лет, по прогнозам экспертов, этот показатель может превысить 11 млн бар в сутки. Для сравнения: в развитых странах потребление нефти может снизиться на 2-3 млн бар в сутки, добавляет Виталий Крюков. «У китайцев нет достаточных запасов никеля, нефти и меди. Кризис между тем наступает, вот они и скупают по миру все, что могут. Они готовятся к черному дню» — такую оценку стратегии КНР дал в ин-

тервью Bloomberg известный американский инвестор Джим Роджерс.

Пекин надеется, что последовательная экспансия на переживающие спад иностранные рынки позволит стране первой и с наименьшими потерями выбраться из кризиса: на последнем форуме в Давосе премьер госсовета Вэнь Цзябао заявил, что в 2009 году рост китайской экономики составит 8%. О том, что расширение присутствия китайского бизнеса за рубежом для КНР вопрос государственной важности, говорит и недавнее назначение на пост заместителя секретаря госсовета КНР бывшего главы алюминиевого холдинга Chinal-со (третьей в мире компании по производству алюминия) Сяо Яцина — в правительстве ему доверено курировать проекты инвестиций в иностранные активы.

«В этом году Китай уже подписал кредитные соглашения в обмен на поставки нефти с Бразилией, Венесу-

ТОП-10 СДЕЛОК В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ (ВТОРОЙ КВАРТАЛ 2009 ГОДА)						
	СТОИМОСТЬ (\$ МЛРД)	ПОКУПАТЕЛЬ	ПРОДАВЕЦ	CEKTOP		КЛЮЧЕВЫЕ АКТИВЫ
1	8,811	SINOPEC INTERNATIONAL PETROLEUM E&P CORP.; China Petrochemical Corporation	ADDAX PETROLEUM CORPORATION	ДОБЫЧА СЫРЬЯ	НИГЕРИЯ, ЗАПАДНАЯ АФРИКА	ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ АКТИВЫ В НИГЕРИИ, ГАБОНЕ И КУРДИСТАНЕ
2	5,924	ENTERPRISE GP HOLDINGS LP; Enterprise products partners LP	TEPPCO PARTNERS LP	ТРАНСПОРТИРОВКА Сырья	США	12,5 ТЫС. МИЛЬ НЕФТЕПРОВОДОВ, ВНУТРЕННИЙ ВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ
3	4,104	«ГАЗПРОМ»	ENI SPA; «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»	ДОБЫЧА СЫРЬЯ	РОССИЯ	20% «ГАЗПРОМ НЕФТИ»
4	3,300	CHINA NATIONAL PETROLEUM CORPORATION; KAZMUNAIGAS NATIONAL COMPANY	CENTRAL ASIA PETROLEUM LTD; Mangistaumunaigas	ДОБЫЧА СЫРЬЯ	KA3AXCTAH	МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС И ЖЕТЫБАЙ
5	2,624	HERITAGE OIL LTD	GENEL ENERJI AS; CUKUROVA HOLDING AS	ДОБЫЧА СЫРЬЯ	КУРДИСТАН, БЛИЖНИЙ ВОСТОК, ИРАК	ДОЛЯ В НЕФТЕДОБЫЧЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТАК-ТАК (44%) и токе (25%)
6	1,914	«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»	ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ИНВЕСТОРЫ; Sibir energy PLC	ДОБЫЧА СЫРЬЯ	РОССИЯ, СИБИРЬ	ЗАПАДНО-САЛЫМСКОЕ, ЮЖНОЕ И ОРЕХОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, МОСКОВСКИЙ НПЗ
7	1,500	«ГАЗПРОМ»	ENEL SPA; ENI SPA	ДОБЫЧА СЫРЬЯ	РОССИЯ	51% B SEVERENERGIA
8	1,304	BG GROUP PLC	EXCO RESOURCES INCORPORATED	ДОБЫЧА СЫРЬЯ	США	50% В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЯХ ВОСТОЧНОГО ТЕХАСА И СЕВЕРНОЙ ЛУИЗИАНЫ
9	1,015	ATLAS AMERICA INC.	ATLAS ENERGY RESOURCES LLC	ДОБЫЧА СЫРЬЯ	США	ДОБЫЧА СЛАНЦЕВ
10	0,912	PETROCHINA COMPANY LIMITED	KEPPEL CORPORATION LTD	ПЕРЕРАБОТКА СЫРЬЯ	СИНГАПУР, ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ	45.51% В: SINGAPORE PETROLEUM CORP.; 50% В СИНГАПУРСКОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИИ, 38 АЗС В СИНГАПУРЕ; РАЗВЕДОЧНЫЕ И ДОБЫВАЮЩИЕ МОЩНОСТИ В ИНДОНЕЗИИ, КИТАЕ, КАМБОДЖЕ И ВЬЕТНАМЕ

 \uparrow

ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА

элой, Россией, Казахстаном, Анголой и Эквадором. Заключил сделки по покупке нефтегазовых активов в Сингапуре, Казахстане, на Ближнем Востоке, в Африке и т. д. Фактически Китай будет активно участвовать в добывающих проектах во всех ключевых мировых нефтегазовых регионах. В дальнейшем Китай продолжит усиливать свои позиции на рынке нефти и может стать одним из ключевых игроков на сырьевых рынках», — комментирует Виталий Крюков.

В феврале Банк развития Китая поддержал «Роснефть» и «Транснефть» кредитом в \$25 млрд на 20 лет по ставке 5% (взамен на ответвление к китайским границам нефтепровода ВСТО и гарантии поставок 15 млн тонн нефти в год в течение 20 лет).

В ходе своего февральского турне по Африке председатель КНР Ху Цзиньтао пообещал помогать континенту в период кризиса дешевыми кредитами и инвестициями в добычу полезных ископаемых (так, Маврикий получил льготный кредит в \$260 млн на развитие аэропорта, беспроцентный заем в размере \$6,5 млн и \$5 млн в подарок). Еще раньше, в ноябре 2008 года, китайский лидер заручился доверием нескольких латиноамериканских стран, также пообещав им финансовую помощь.

Игорь Лотаков, партнер по предоставлению аудиторских и консультационных услуг компаниям нефтегазового сектора PricewaterhouseCoopers, называет рост активности Китая главной тенденцией развития рынка: «Во втором квартале большинство сделок с участием китайских компаний прошли в сегменте upstream, то есть предполагали покупку добывающих активов. При этом, в отличие от российских компаний, проявляющих активность в основном внутри страны, Китай заметен на зарубежных рынках».

ГЛУБИНА ПЕРЕРАБОТКИ «Из российских компаний серьезную активность проявляет «Газпром нефть», которая наращивает свою ресурсную базу. Потому что в нефтяном бизнесе главные сделки — это сделки с активами, приобретение прав на участки, на которых в будущем происходят крупные коммерческие открытия. Поэтому в 2008 году сделок с активами было в пять раз больше, чем сделок с акциями, и они не менее, а может быть, и более важны», — говорит Алексей Кондрашов.

В конце июня «Газпром нефть» в результате целой череды сделок увеличила свою долю в нефтедобывающей компании Sibir Energy до 74,43%. Ранее на 100-процентный пакет Sibir Energy посягала ТНК-ВР, предложившая за нее сумму втрое больше ее рыночной стоимости. Ключевые активы Sibir Energy — около половины акций Московского НПЗ, которым она владеет на пару с «Газпром нефтью», а также 50% в СП с Shell — Salym Petroleum Development, которому принадлежит Западно-Салымское месторождение в Ханты-Мансийском АО, имеющее статус стратегического.



В НАЧАЛЕ ГОДА «ТРАНСНЕФТЬ» ПОЛУЧИЛА ПОДДЕРЖКУ БАНКА РАЗВИТИЯ КИТАЯ НА ПРИЯТНЫХ УСЛОВИЯХ, НО ПРИ ОСОБЫХ ДОГОВОРЕННОСТЯХ

Партнер «БДО Юникон» Андрей Балякин напоминает и о других крупных сделках с участием российских нефтяных компаний.

В начале года все та же «Газпром нефть» пополнила портфель своих активов за счет сербского нефтеконцерна NIS, а в апреле приобрела у Chevron итальянский завод по выпуску масел и смазок под маркой Texaco (предприятие переименовано в Gazpromneft Lubricants Italia S.p.A.).

В марте «Сургутнефтегаз» приобрел за 1,4 млрд евро свой первый зарубежный актив — 21,2% акций венгерской нефтегазовой компании МОL, владеющей двумя НПЗ в Европе. По прогнозам аналитиков, это поможет российской компании увеличить переработку с 35 до 40%.

Другой нефтяной гигант, ЛУКОЙЛ, в июне выкупил у французской Total 45-процентную долю в голландском НПЗ Total Raffinaderij Nederland NV мощностью 9,5

млн тонн нефти в год (его стоимость оценивается в \$725 млн). Ожидается, что сделка будет завершена к концу года.

В целом, по словам Игоря Лотакова, российские компании проводят «стратегию по покупке перерабатывающих мощностей другого качества и другой глубины переработки, нежели те, которые есть в России, и выходу на рынок потребления за пределами страны».

Алексей Кондрашов добавляет, что текущее состояние рынка не столько последствие кризиса, сколько логическое продолжение главного тренда последних лет — конкурентной борьбы за ресурсы: «Кризис — хорошее время покупать компании, испытывающие финансовые затруднения. Активность китайских и индийских национальных нефтяных компаний будет, скорее всего, нарастать, но нельзя исключать и крупных корпоративных сделок с участием международных нефтяных компаний, — отмечает эксперт. — Но главное, что будет продолжаться процесс приобретения активов. О них меньше пишут в газетах: этот бизнес требует тишили.



Коммерсантъ



«Викинги» Официальный дилер Nissan

в Тольятти и Самарской области г. Тольятти, ул. Заставная, 3 тел.: (8482) 47-77-77, 49-99-99

Гостиница «Айсберг»

ул. Дачная, 2, тел. (846) 270-22-89

Гостиный двор «Электрощит»

п. Красная Глинка, кв. 2, д. 35, тел. (846) 372-42-72

Отель Renaissance

ул. Ново-Садовая, 162 «В», тел. (846) 277-83-40

Отель OstWest

ул. Градовская, 69, 3-я просека, тел.: (846) 222-48-47 (48)

Гостиница «Россия»

ул. М. Горького, 82, тел.: (846) 339-03-11, 333-77-89

ГОСТИНИЦАХ

Гостиница «Киев»

ул. Красноармейская, 76, тел. (846) 373-82-02

Отель «Веста»

г. Новокуйбышевск, пр. Победы, 1Б, тел. (84635) 3-49-50

Гостиница «Волга»

Волжский пр-т, 29, тел. (846) 242-11-96

ГК «Европа»

ул. Галактионовская, 171, тел. (846) 270-86-31

Holiday Inn Samara

ул. Алексея Толстого, 99, тел.: (846) 372-70-00 (01)

Гостиница «Бристоль-Жигули»

ул. Куйбышева, 111, тел. (846) 332-06-55

РУССКИЙ ТРАНЗИТ на одном из осенних заседаний правительства ПРЕДПОЛАГАЕТСЯ РАССМОТРЕНИЕ «ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ДО 2020 ГОДА». В РЕШАЮЩУЮ СТАДИЮ ПЕРЕШЛА БИТВА ЗА ПРИОРИТЕТНЫЕ ИНВЕСТПРОЕКТЫ, В КОТОРЫЕ БУДЕТ ВКЛАДЫВАТЬСЯ ГОСУДАРСТВО. АКЦЕНТЫ ЕЩЕ НЕ РАССТАВЛЕНЫ. ТЕМ БОЛЕЕ ЧТО ГАЗОВАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ТАКЖЕ ТРЕБУЕТ ВЛОЖЕНИЙ И АДМИНИСТРАТИВНОГО РЕСУРСА. ОПЫГА ХВОСТУНОВА

РАЗЛИЧНЫЕ КОМБИНАЦИИ Транзит нефти, как правило, предполагает комбинацию различных видов транспорта — трубопроводного (на который приходится более 70% перевозок), железнодорожного и водного. Примером может быть схема НК «Роснефть» по доставке сырья с месторождений из Тимано-Печорской провинции. Через трубопровод нефть перекачивается до нефтеперевалочного пункта в поселке Приводино (Архангельская область), далее — в Архангельск с последующей транспортировкой челночными танкерами на танкер-накопитель «Белокаменка» в Кольском заливе, откуда сырье вывозится морским путем.

Рынок железнодорожных и морских перевозок нефтяных грузов составляет небольшую, но неотъемлемую часть российского нефтяного экспорта. Основными направлениями железнодорожного экспорта нефти являются Китай, Финляндия и страны Балтии. По сообщению президента РЖД Владимира Якунина, в связи с кризисом объем нефтеперевозок в 2008 году сократился на 4%.

По оценке Александра Еремина, аналитика ИК «Финам», морским способом экспортируется не более 10% нефтегрузов: «Учитывая, что шельф пока разрабатывается не достаточно активно, в основном на уровне геологоразведки, существующего небольшого танкерного флота пока вполне достаточно для удовлетворения потребностей

Однако кризис вносит свои коррективы в танкерный бизнес: спрос на танкерные перевозки падает. Как заявил недавно Сергей Франк, президент «Совкомфлота», крупнейшего в России морского перевозчика нефти и нефтепродуктов, в 2009-2011 годах прогнозируется снижение объема перевозок грузов на 5-10%, а средних фрахтовых ставок — от 35 до 50% по сравнению с уровнем 2008 года. Впрочем, при низких ставках на фрахт танкеров многие компании используют их как плавучие хранилиша нефти. По оценке Сергея Франка, под это задействовано сегодня свыше 25 млн тонн дедвейта танкерного флота

ОКОНЧАТЕЛЬНОЕ РАССМОТРЕНИЕ В сег-

менте трубопроводной транспортировки нефти самый большой инвестпроект — это нефтепровод ВСТО (Восточная Сибирь—Тихий Океан), активно лоббируются также амбициозные проекты ВСТО-2 и вторая очередь Балтийской трубопроводной системы.

Проект ВСТО предполагает строительство нефтепровода от месторождения Тайшет (Иркутская область) до Сковородино (Амурская область), откуда нефть по железнодорожной ветке будет транспортироваться в строящийся порт Козьмино, который находится вблизи г. Находки (Приморский край). Проектная мощность нефтепровода составляет 80 млн тонн в год, а нефтеперевалочного терминала — порядка 30 млн тонн. Планируется, что строительство первой очереди ВСТО завершится в конце года.

По словам министра энергетики Виктора Христенко, абсолютный приоритет в нефтепроводном транспорте будет принадлежать ВСТО. О стратегической роли ВСТО го-

В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ «ГАЗПРОМ» УДЕЛИЛ РАЗВИТИЮ ВОСТОЧНОГО НАПРАВЛЕНИЯ В ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ CUCTEME



ПО ОЦЕНКЕ ЭКСПЕРТОВ, МОРСКИМ СПОСОБОМ ЭКСПОРТИРУЕТСЯ НЕ БОЛЕЕ 10% НЕФТЕГРУЗОВ, И СУЩЕСТВУЮЩЕГО НЕБОЛЬШОГО ТАНКЕРНОГО ФЛОТА ПОКА ВПОЛНЕ ДОСТАТОЧНО ДЛЯ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ ПОТРЕБНОСТЕЙ ОТРАСЛИ

ворит и тот факт. что 20 июля правительство РФ приняло постановление об обнулении таможенной пошлины на экспорт нефти с 13 месторождений Восточной Сибири. Предполагается, что эта мера стимулирует разработку недр региона, который служит ресурсной базой для заполнения нефтепровода (см. материал на стр. 18).

Еще до завершения строительства первой очереди нефтепровода, в марте 2008 года, «Транснефть» презентовала проект ВСТО-2, который предусматривает продление нефтепровода от Сковородино до Козьмино с расширением пропускной способности до 80 млн тонн нефти в гол. Протяженность трассы ВСТО-2 составит около 2 тыс. км. Начало строительства запланировано на начало 2010 года, а окончание — на 2014-2015 годы. Если проект будет реализован, то в дальнейшем отпадет необходимость в железнодорожной транспортировке нефти от Сковоро-

Ряд экспертов полагает, что строительство BCTO-2 vcкоряется в связи с попытками «Роснефти» расширить экспортные поставки в Китай, где спрос на энергоресурсы растет. Причем лоббирование ответвления от ВСТО-2 в сторону Китая идет в ущерб строительству первой очереди нефтепровода.

Предложение о проектировании второй очереди Балтийской трубопроводной системы (БТС-2), которая начинается в Унече (Брянская область) и заканчивается в порту Усть-Луга (Ленинградская область), появилось в Белом

CAMAS.CAMAS

Основной способ транспортировки нефти и газа в России трубопроводная система, которая позволяет относительно дешево и быстро переправлять энергоресурсы на большие расстояния. Ее отличительными особенностями, сложившимися еще в советский период являются монополизация государством почти всех транспортных магистралей и ориен тированность на экспортные

поставки в Западную Европу Российская транспортная инфраструктура - наиболее протяженная в мире. Она интегрирована в транспортную сеть европейских стран через основные магистральные нефте-(«Дружба», Балтийская трубопроводная система) и газопроводы (Уренгой-Помары-Ужгорол. «Голубой поток». Ямал-Европа). Очевидные преимушества не заслоняют собой ее недостатков, предопределен

ломе в начале 2007 года. Это произошло после конфликта России и Белоруссии вокруг транзитных пошлин на нефтепроводе «Дружба», по которому идут транзитные поставки нефти в Польшу и Германию.

Несмотря на противодействие со стороны некоторых специалистов из Минпромэнерго и «Транснефти», строительство БТС-2 началось в июне, а ввод в эксплуатацию намечен на сентябрь 2012 года.

Мощность нефтеперевалочного терминала, который строит «Зарубежнефть» в порту Усть-Луга, где закончится БТС-2, составит 10 млн тонн в год. Однако уже сейчас, как заявляет Валерий Израйлит, председатель совета директоров АО «Компания «Усть-Луга», рассматривается вариант расширения мощностей до 18 млн тонн.

На одном из осенних заседаний правительства предполагается окончательное рассмотрение «Генеральной схемы развития нефтепроводного транспорта до 2020 гола». Наступил решающий этап в схватке за лоббирование приоритетных инвестпроектов, в которые будет вкладываться государство. Акценты еще не расставлены. Тем более что газовая инфраструктура также требует вложений.

ЯМАЛЬСКИЙ ДОЛГОСТРОЙ Стратегия разви-

тия «Газпрома» предполагает реализацию нескольких инфраструктурных мегапроектов, которые позволят существенно увеличить добычу и экспорт газа. К ним относятся: освоение газовых месторождений полуострова Ямал.

лизмом К ним относят слабую диверсификацию, ориентированность на экспорт (прежде всего в Европу), медленное реагирование на изменение рыночной

ных государственным монопо-

конъюнктуры, непредсказуемость системы тарификации и индексации. Именно государственная поллержка позволяет компаниям реализовывать мегапроекты по созланию новых инфраструктурных объектов.

Более 90% добываемой в России нефти транспортируется которой принадлежит около 50 тыс. км магистральных нефтепроволов. 400 нефтеперекачивающих станций, 1066 резервуаров общей емкостью около 16 млн куб. м. Незначительная доля внутрироссийской транспортировки сырой нефти осуществляется железнодорож ным (менее 5%) а также речным и морским транспортом

строительство газопровода «Северный поток» и реализация Восточной газовой программы.

Сегодня основные инвестиции «Газпрома» в рамках ямальского проекта направлены на строительство российского участка газопровода Ямал—Европа, газопроводов Северные районы Тюменской области—Торжок, а также расширение Уренгойского газотранспортного узла.

Стоит отметить, что газопровод Ямал—Европа транспортный долгострой. Две нитки трубопровода длиной более 4 тыс. км должны были пройти по территории России (от месторождений Ямала через Ухту и Торжок), Белоруссии и Польши в Германию. При полном развитии системы газопровода объем газопоставок в Европу к 2010 году должен был достичь 65,7 млрд куб. м в год. Строительство начала в 1994 году на территории Германии немецко-российская компания ВИНГАЗ (совместное предприятие Wintershall AG, дочерней структуры немецкого концерна BASF, и «Газпрома»). В 1999 году завершилось строительство польского и первой очереди белорусского отрезка трубопровода, а в 2000-м на экспорт по новой магистрали было поставлено 14 млрд куб. м газа. Его конечной точкой временно стал город Торжок в Тверской области, а строительство российского участка газопровода до Ямала до сих пор не завершено. Впрочем, «Газпром» внес его в список приоритетных проектов, и строительство всех объектов планируется завершить в 2011 году.

Падение интереса к строительству трубопровода Ямал—Европа многие аналитики связывают с появлением у «Газпрома» амбициозного и во многом политически мотивированного инвестпроекта, получившего название «Северный поток» (Nord Stream). Он должен пройти по дну Балтийского моря в обход Белоруссии и Польши, которые регулярно предъявляют «Газпрому» претензии экономического и политического характера. Кроме того, по расчетам «Газпрома», эксплуатация нового балтийского газопровода оказывается дешевле, чем трубы Ямал—Европа, и вложенные в проект \$6 млрд окупятся уже за первый год работы.

Ресурсной базой для «Северного потока» станет одно из крупнейших в мире Штокмановское газоконденсатное месторождение, расположенное на шельфе Баренцева моря. Проектная мошность газопровода составляет 55 млрд куб. м газа в год. Сухопутный участок (917 км) пройдет по территории России от Грязовца до Выборга, а морской (1198 км) — по дну Балтийского моря до побережья Германии в районе Грайфсвальда с отводом в Швецию. Потенциальными рынками сбыта также станут Великобритания. Франция. Дания. Финляндия и Нидерланды

Одним из камней преткновения, вокруг которого развернулись жаркие дебаты, стал экологический отчет, который компания—оператор газопровода Nord Stream AG (СП «Газпрома» — 51% акций, Wintershall и E.ON Ruhrgas по 24.5%) полготовила для экологических ведомств всех стран, через акватории которых пройдет «Северный поток», — России, Германии, Швеции, Дании и Финляндии. Его согласование длится больше года, а сам отчет

(2-3%), С 2007 года под контролем «Транснефти» также оказалась и перевозка нефте продуктов, после того как указом президента Владимира Путина в ее состав была передана компания «Транснефтепродукт»

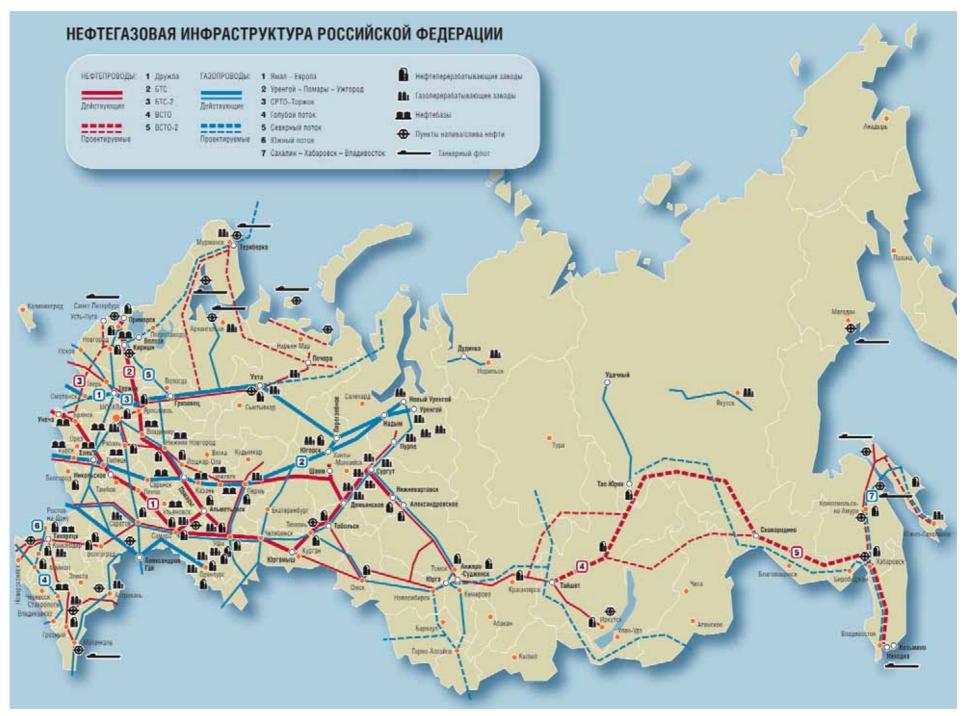
В газовой отрасли транспорт-«Газпром». Крупнейшая в мире единая система газоснабжения (ЕСГ) принадлежащая «Газпрому», включает 159,5

тыс. км магистральных газопроводов и отводов, 219 компрессорных станций обш мошностью 42 млн кВт и 25 объектов подземного хранения газа. В 2008 голу через ЕСГ было прокачано 714,3 млрд куб. м газа, из которых 352,8 млрд куб, м были поставлены российским потребителям, а 251,1 млрд куб. м отправились на экспорт



АДМИНИСТРАТИВНЫЙ РЕСУРС





вызвал немало нареканий со стороны экологических организаций. Планируется, что осенью отчет наконец будет одобрен всеми странами-участницами. Однако из-за бюрократических проволочек и политических игр вокруг проекта его стоимость уже возросла, а сроки запуска отдалились. На сегодня проект оценивается уже в 7,4 млрд евро вместо заявленных 6 млрд евро, а ввод в эксплуатацию первой очереди перенесен с 2010 на 2011 год.

ГАЗОВЫЙ ВСТО В последнее время особое внимание «Газпром» уделил развитию восточного направления в газотранспортной системе. Это сделано в рамках государственной Восточной газовой программы, принятой Минпромэнерго в 2007 году, цель которой обеспечивать растущие потребности в энергоресурсах Дальневосточного федерального округа и создавать условия для экспорта газа потребителям стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Координатором назначен "Газпром". Планируется, что уже к 2020 году в новых центрах газодобычи — Красноярском, Иркутском, Якутском, Камчатском и Сахалинском — будет добываться порядка 150 млрд куб. м газа.

Начальный этап программы — создание ГТС Сахалин—Хабаровск—Владивосток. 31 июля в торжественных условиях состоялась сварка первого стыка. Протяженность первого пускового комплекса ГТС составит 1350 км, мощность — 6 млрд куб. м газа в год. Ресурсной базой выступит группа газовых месторождений сахалинского шельфа. ГТС будет введена в эксплуатацию в 2011 году, а впоследствии объединится с газопроводом

Якутии, причем трасса будет проходить параллельно нефтепроводу Восточная Сибирь—Тихий океан (ВСТО), в связи с чем она уже получила неофициальное название «газовый ВСТО».

Реализация Восточной газовой программы предусматривает также значительное увеличение экспорта газа в страны АТР, и прежде всего Китай. Потребление газа в Китае стремительно растет, значительно опережая возможности внутренней добычи. Согласно прогнозам китайских и зарубежных экспертов, потребность КНР в газе уже в 2010 году составит 150 млрд куб. м, а в 2020 году достигнет 280 млрд куб. м.

Согласно подписанному в конце марта 2006 года между «Газпромом» и CNPC (Китайская национальная нефтяная компания) протоколу о поставках природного газа из

России, российский газ будет поступать в КНР по двум маршрутам — западному, из районов традиционной российской газодобычи в Западной Сибири, и восточному — с месторождений острова Сахалин. Первым проектом, реализуемым в рамках достигнутых соглашений, введен газопровод «Алтай». Планируемый годовой объем поставок — 68 млрд куб. м. При этом приоритет пока отдан западному маршруту, рассчитанному на поставки 30 млрд куб. м газа в год. Это связано с близостью месторождений Западной Сибири к действующей газовой инфраструктуре, что позволит раньше начать поставки. Впоследствии трубопровод будет продолжен до западного участка российско-китайской границы, где он вольется в китайский трубопровод Запад—Восток, по которому газ дойдет до

Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Искренне рады поздравить Вас с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Какой бы период, какой бы этап своего развития ни переживал топливно-энергетический комплекс России, мы расцениваем это время как большую школу, как редкий опыт, который нам посчастливилось получить и применить ради дела и на благо людей.

Друзья! В этот праздничный день мы обращаемся к вам с искренним пожеланием благополучия и успехов, в основе которых все то, чем сегодня наша отрасль может по праву гордиться и что составляет залог ее будущего. Будьте счастливы, смелы в поступках и замыслах.

Больших успехов, счастья и здоровья Вам и Вашим семьям!

С уважением,

Генеральный директор Новокуйбышевского НПЗ НК «Роснефть» А.Олтырев Председатель объединенного профсоюзного комитета Новокуйбышевского НПЗ НК «Роснефть» А.Жеребцов



НЕФТЯНЫЕ НЕРВЫ попытки контролировать цены на нефтепродукты И ТОПЛИВО ОПАСНЫ ПРЕЖДЕ ВСЕГО ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ. ИСКУССТВЕННОЕ ОГРАНИЧЕНИЕ РЫНОЧНЫХ ЦЕН ПРИВОДИТ К СОКРАЩЕНИЮ ПРОИЗВОДСТВА И, КАК СЛЕДСТВИЕ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО К ДЕФИЦИТУ БЕНЗИНА ИЛИ ДИЗТОПЛИВА. В ИТОГЕ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ПРИХОДИТСЯ ПЛАТИТЬ БОЛЬШЕ, РЫНОК ЖЕ, А ЗА НИМ И ВСЯ ОТРАСЛЬ ТЕРЯЮТ СПОСОБНОСТЬ АДАПТИРОВАТЬСЯ

K HOBЫМ УСЛОВИЯМ. МИХАИЛ ПЕРФИЛОВ, ДМИТРИЙ ГОНЧАРЕНКО, ARGUS MEDIA

СПРАВЕДЛИВЫЕ ЦЕНЫ В России в высоких ценах на нефтепродукты, как правило, обвиняют нефтяные компании, разделившие страну на зоны влияния, где, пользуясь низкой прозрачностью рынка, они якобы могут устанавливать монопольно высокие цены.

Федеральная антимонопольная служба (ФАС) пытается бороться с «завышением» цен. пресекая ценовые сговоры и коллективное доминирование на топливном рынке. Однако ни ФАС, ни налоговые органы страны сегодня не признают ни одного из существующих на рынке ценовых индексов. Расхождения в оценке рыночной конъюнктуры у регуляторов и субъектов рынка не позволяют отделить трансфертное ценообразование от рыночного. По сути, мешают государству проводить сбалансированную политику на рынке энергоносителей, которая выгодна потребителям и стимулирует развитие нефтяной промышленности. При этом как государство, так и нефтяные компании стремятся создать собственные «справедливые» ценовые индикаторы с целью оправдать желаемый уровень цен.

Цены на нефть — это важные сигналы, и было бы опрометчиво их игнорировать или подавлять.

Подорожание сырья свидетельствует о том, что спрос растет по отношению к уровню предложения — надо увеличивать добычу и создавать запасы. Если же котировки пошли вниз, значит, предложение превышает текущие потребности рынка. Колебания в разнице между ценами на нефть и нефтепродукты подсказывают компаниям, когда следует увеличить загрузку заводов, чтобы удовлетворить выросший спрос на топливо. А расхождение в стоимости партий нефти с отгрузкой сейчас и в будущем позволяет судить, насколько велик объем запасов сырья на рынке.

Отрасль, которая снабжает нас топливом, реагирует на изменения рыночной конъюнктуры быстрее и эффективнее, когда она ориентируется на колебания котировок. Они позволяют сохранять баланс и поддерживать работоспособность системы. Рыночные сигналы передаются мгновенно, как нервные импульсы в организме человека. Они позволяют отрасли оперативно принимать зашитные меры, собираться с силами и восстанавливать павновесие

МИРОВЫЕ ЦЕНЫ В России главным фактором, влияющим на котировки топлива, является цена на нефть на международном рынке, так как около половины добываемого в стране сырья вывозится за рубеж. По этой причине приведенная экспортная цена, или «экспортная альтернатива», вместе с балансом спроса и предложения на внутреннем рынке формируют цены поставок на отечественные НПЗ.

Основной рыночной площадкой в России являются нефтеперерабатывающие заволы Уфы, оказывающие услуги по переработке независимым трейдерам-«давальцам». Эти компании закупают сырье у производителей и получают в собственность произведенные из него нефтепродукты. Именно из Башкирии приходят наиболее востребованные



КОЛЕБАНИЯ В РАЗНИЦЕ МЕЖДУ ЦЕНАМИ НА НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ ПОДСКАЗЫВАЮТ КОМПАНИЯМ, КОГДА СЛЕДУЕТ УВЕЛИЧИТЬ ЗАГРУЗКУ ЗАВОДОВ, ЧТОБЫ УДОВЛЕТВОРИТЬ ВЫРОСШИЙ СПРОС НА ТОПЛИВО

внутренним рынком ценовые сигналы, а транслируют их независимые ценовые агентства. Информация о ценах на нефть с учетом доставки до НПЗ, стоимости переработки и индексах экспортной альтернативы для нефти и нефтепродуктов крайне важна для формирования цен на оптовом рынке нефтепродуктов России.

Однако растущая концентрация нефтеперерабатывающих активов в руках нефтяных компаний угрожает и без того слабому свободному рынку. Сокращение предложения нефтепродуктов вне систем ВИНК скроет от потребителей информацию о затратах производителей. В этом случае цены на оптовые партии бензина и дизтоплива на внутреннем рынке могут значительно превысить индексы экспортной альтернативы, а цены на АЗС в России — обогнать европейские.

В последнее время российский топливный рынок стал

более прозрачным благодаря активному внедрению открытых электронных торгов на трех биржевых площадках и появлению доступной информации специализированных агентств о ценах внебиржевого сегмента рынка.

Однако цены сделок на электронных площадках, где сегодня реализуется лишь около 2% от общего оборота нефтепродуктов в стране, не стали общепризнанными рыночными индикаторами. Ограниченное предложение на биржах зачастую приводит к завышению цен, чем часто пользуются производители для реализации основных объемов топлива через свои сбытовые подразделения или трейдеров.

РЕАЛЬНЫЕ ЦЕНЫ При сложившейся в России структуре нефтяной промышленности ВИНК не заинтересованы в увеличении предложения оптовых партий бензина на электронных плошалках. Экономический кризис. бюрократические проволочки и сложности с доступом к сырью лишают независимые компании, не имеющие собственной добычи и переработки, стимулов строить новые АЗС. При этом розничная сеть ВИНК растет, а предложение бензина на оптовом рынке сужается

В то же время на рынке дизельного топлива, в отличие, скажем, от рынка бензина, сложилась уникальная и, скорее всего, временная ситуация: на фоне снижения промышленного спроса, вызванного экономическим кризисом, продавцы с трудом находят платежеспособных покупателей. А электронные торговые площадки им могут в этом помочь. Поэтому в ближайшее время объем биржевой торговли мелкооптовыми партиями дизельного топлива может вырасти.

Цены на нефть и нефтепродукты формирует рынок. Сегодня ликвидность на топливном рынке России сосредоточена во внебиржевом спотовом сегменте. Именно здесь совершаются сделки с основными объемами топлива и формируются ценовые индексы, отражающие реальную ценность российских нефтепродуктов. Любое вмешательство в рыночные механизмы приведет к искажению этих ключевых показателей и повлияет на качество принимаемых нефтяными компаниями инвестиционных решений, что в конечном итоге ударит по кар-



30 000 ______ Очищенная экспортная цена (трубопровод через Вентспилс) ______ Цена внутреннего рынка (fca)

ШЕНЫ НА ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО НА МОСКОВСКОМ НПЗ (РУБ./Т) ИСТОЧНИК: ARGUS MEDIA



ПЕРВЫЙ ГАЗ на середину года запланирован выход на полную мощность первого в россии завода по производству сжиженного природного газа. по оценкам аналитиков, запуск этого проекта открывает россии не только доступ к новому потребителю, но и выход в наиболее растущий сегмент глобального энергетического рынка. Вопрос лишь в том, как в ближайшие годы поведут себя мировые цены на энергоносители. Диана россоховатская

ПРОЦЕНТ ПОТРЕБЛЕНИЯ В апреле на японский терминал Содэгаура была доставлена первая партия сжиженного природного газа (СПГ), произведенного на сахалинском заводе СПГ, который был торжественно запущен 19 февраля в присутствии высокопоставленных чиновников из России, Голландии и Японии, а также глав компаний—партнеров по проекту «Сахалин-2», в рамках которого и построено предприятие, «Газпрома», Royal Dutch Shell, Mitsui и Mitsubishi. На строительство завода стороны потратили в общей сложности \$3,9 млрд. Он расположен на юге Сахалина, в поселке Пригородное, в 15 км от порта Корсаков, основу его ресурсной базы составляет Лунское газоконденсатное месторождение, на котором установлена платформа «Лунская-А». Проектная мощность предприятия — 9,6 млн тонн газа в год (или около 30 тыс. тонн в сутки), что, по оценкам специалистов, позволит обеспечить порядка 5% мирового потребления СПГ.

Однако в полную силу завод заработает лишь с вводом второй очереди, который запланирован на середину года.

Как сообщили BG в компании Sakhalin Energy, оперирующей проектом «Сахалин-2» (пакет в 50% плюс одна акция принадлежит «Газпрому», 27,5% минус одна акция — Shell, 12,5% — Mitsui, 10% — Mitsubishi), 98% продукции завода законтрактовано на 20 и более лет вперед. Предполагается, что около 65% производимого газа будет поставляться девяти компаниям-покупателям в Японии, остальное — в Южную Корею, Мексику и США; 2% газа должны обеспечивать гибкость поставок.

Первоначально планировалось, что завод заработает в сентябре 2008 года. Чтобы выполнить обязательства перед теми покупателями, с которыми не удалось договориться о переносе сроков поставок. Sakhalin Energy была вынуждена закупать СПГ на рынке. Пятимесячная задержка, которую представители компании объяснили «масштабностью и сложностью проекта», обошлась ей более чем в \$1,24 млрд — такова разница между рыночной ценой закупки СПГ и той, что фигурировала в контрактах. Тем не менее в начале гола все проблемы были урегулированы, и 6 апреля танкер Energy Frontier доставил первую партию сахалинского СПГ (объемом 67 тыс. тонн) на терминал Содэгаура, принадлежащий компаниям Tokyo Gas и Tokyo Electric Power. Первый газ проекта «Сахалин-2» должен обеспечить энергоснабжение японской столицы.

По оценкам опрошенных BG экспертов, срок окупаемости нового завода может составить 10-15 лет, что связано в первую очередь с возможным падением мировых цен на сжиженный газ. «Существует вероятность рецессионных процессов в странах ATP, а следовательно, есть вероятность того, что цена на СПГ может быть ниже, нежели аналогичная цена на газ в Европе», — полагает директор проектов компании «БДО Юникон» Леонид Гайдук. Кроме того, сейчас во многих странах





ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ САХАЛИНСКОГО ЗАВОДА ОТКРЫВАЕТ "ГАЗПРОМУ" ВЫХОД НА НОВЫЕ РЫНКИ СБЫТА: СНАЧАЛА АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОГО РЕГИОНА, А В ПЕРСПЕКТИВЕ И СЕВЕРНОЙ АМЕРИКИ

строятся новые мощные заводы по выпуску СПГ, и не исключено, что рост конкуренции приведет к коррекции цен. Однако возможен и обратный вариант, продолжает эксперт: растущий спрос на этот вид топлива может привести к существенному росту цен.

НОВАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ Сегодня СПГ — наиболее растущий сегмент мирового энергетического рынка.

Первый опыт крупномасштабного сжижения газа был проведен еще в 1941 году в Кливленде (США). В 1964 году при участии Shell в Алжире вступило в строй

КАК СЖИЖАЮТ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Подготовка, переработка и сжижение газа на сахалинском заводе осуществляются на двух параллельных технологических линиях годовой производительностью по 4,8 млн тонн каждая. Кроме установки для удаления механических примесей (пыли, песка и пр.) на каждой линии функционируют установки для удаления исклых газов (СО₂ и сероводорода), осушки газа на цеолитах, удаления ртуги с помощью активированного угля, фракционирования стабильного конденсата и компонентов хладагента (этана и пропана), а также собственно сжижения природного газа. На каждой линии работают два компрессора с приводом от газовых турбин мощностью по 85 MBт.

МЫТ.
Сжиженный природный газ направляется на хранение в два изотермических резервуара объемом 100 тыс. куб. м каждый. Резервуары представляют собой двустен-

первое предприятие по производству СПГ на экспорт, в 1969-м — мощный завод в городе Кенай на Аляске.

В число крупнейших экспортеров сжиженного газа, по данным за 2008 год, входят: Австралия, Алжир, Бруней, Египет, Индонезия, Катар, Ливия, Малайзия, Нигерия и Оман; среди основных стран-импортеров — Япония (энергопотребление страны построено в основном на использовании СПГ), Южная Корея, Тайвань, Испания, Франция, Индия, Италия и США.

В Соединенных Штатах доля СПГ в общем газопотреблении уже сейчас превышает 25%, и в дальнейшем этот показатель будет расти. В начале года агентство

ные цилиндры высотой 37 м и внешним диаметром 67 м, межстенное пространство в них заполенено вспученным перлитным ком под атмосферным давлением. Здесь СПГ хранится до прибытия танкеров-газовозов. Когда танкер приходит в пункт назначения, СПГ перегружается в специальные емкости для хранения газа, где его подогревают в озвращают в газообразное состояние. После этого газ подается в газопроводную сеть для доставки по

требителю. Заправка танкеров производится через специальный причал (длиной 805 м и пропускной способностью до 160 газовозов в год), оборудованный четырьмя рукавами: из них два - для отгрузки СПГ, один - для возврата отпарного газа с танкера, еще один - резервный. Планируется, что здесь будут обслуживаться танкеры вместимостью от 18 тыс. до 145 тыс. куб. м газа. Время заправки одного газовоза составляет от 6 до 16 часов. Bloomberg сообщило со ссылкой на аналитиков консалтинговой фирмы Waterborne Energy о том, что к концу февраля объем импорта сжиженного газа в США увеличится на 28% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

По подсчетам Кембриджской ассоциации исследований в области энергетики, на долю СПГ сейчас приходится 8,5% мирового рынка природного газа, а к 2030 году этот показатель увеличится до 50%.

Схожие цифры приводит и Леонид Гайдук: «Мировое потребление СПГ растет на 10% в год, тогда как потребление обычного трубопроводного газа — только на 2,4%. Если эта тенденция сохранится, то в 2020 году доля СПГ в мировой торговле газом составит около 35%, а в 2030 году на долю СПГ придется уже около 60% торговли природным газом».

Очевидно, что для российского нефтегаза запуск подобного проекта стратегически важен. Ввод в эксплуатацию сахалинского завода, во-первых, открывает «Газпрому» выход на новые рынки сбыта — сначала Азиатско-Тихоокеанского региона, а в перспективе и Северной Америки, во-вторых, дает России возможность диверсифицировать экспорт энергоносителей и занять нишу на динамично развивающемся рынке.

«Благодаря выходу России на гибкий, динамичный и конкурентный рынок СПГ она сможет участвовать в формировании глобального газового рынка и получить доступ на новые, ранее недоступные для нее по географическим причинам ниши, включая не только Азиатско-Тихоокеанский регион, но и Атлантическое побережье Америки», — прогнозирует Леонид Гайдук.

Эксперты уверены, что выход на мировой рынок СПГ для России как никогда своевременен и экономически целесообразен. По словам Леонида Гайдука, почти все крупные газовые месторождения, которые России предстоит разработать в XXI веке, расположены в неблагоприятных для строительства газопроводов районах — на арктическом и дальневосточном шельфах. В связи с этим необходимость строительства в местах перспективных месторождений крупных заводов, производящих сжиженный природный газ, возникнет сама собой.

Перспективность СПГ-проектов понимают и российские власти. «Газпром» вынашивает планы строительства аналогичных предприятий на базе Штокмана (преимущественно для потребителей в США) и Южно-Тамбейского месторожления Ямала.

В одном из выступлений глава компании Алексей Миллер пообещал, что к 2030 году Россия будет выпускать около 90 млн тонн сжиженного газа. А глава российского правительства Владимир Путин, выступая 12 мая на российско-японском бизнес-форуме, заявил о намерении построить в Приморском крае второй завод по производству СПГ и газохимического комплекса, сырье для которых будет поступать с шельфа Сахалина и месторождений Восточной Сибири. ■

СРОК ОКУПАЕМОСТИ НОВОГО
ЗАВОДА МОЖЕТ СОСТАВИТЬ 10-15
ЛЕТ, ЧТО СВЯЗАНО В ПЕРВУЮ
ОЧЕРЕДЬ С ВОЗМОЖНЫМ ПАДЕНИЕМ
МИРОВЫХ ЦЕН НА СЖИЖЕННЫЙ ГАЗ



УПРАВЛЕНИЕ КАТАСТРОФ В РОССИИ РАСТЕТ ЧИСЛО ТЕХНОГЕННЫХ

АВАРИЙ. В 2009 ГОДУ ТОЛЬКО В ТОПЛИВНО-ЗНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ ПРОГНОЗИРУЕТСЯ 37-47 КРУПНЫХ АВАРИЙ, УБЫТОК ОТ КОТОРЫХ МОЖЕТ СОСТАВИТЬ \$1,5 МЛРД. ЗА ПЕРВЫЙ КВАРТАЛ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ ПРОИЗОШЛО 17 АВАРИЙ, ТО ЕСТЬ ПРОГНОЗ УЖЕ ПРЕВЫШЕН. ОДНА ИЗ ГЛАВНЫХ ПРИЧИН РОСТА АВАРИЙ В РОССИЙСКОМ ТЭКЕ — ОТСУТСТВИЕ У СПЕЦИАЛИСТОВ МОТИВАЦИИ К ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ. ОЛЬГАХВОСТУНОВА

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ Эксперты выделяют три основные причины аварий на производстве — естественные (износ, старение оборудования), человеческий фактор (небрежность, халатность, преступный умысел), природные (стихийные бедствия, погодные явления).

К этим вполне стандартным факторам добавляется отечественная специфика, которая состоит в том, что в советский период система государственного регулирования безопасности нефтегазового комплекса создавалась для работы на легкодоступных месторождениях нефти и газа. В то время применялись простые технологии, требовавшие соблюдения довольно примитивных и легко контролируемых норм безопасности. Но месторождения меняются, нефть и газ добывать стало труднее, поэтому устарели не только советские нормы, но в значительной степени и оборудование. По мнению аналитиков, отказ оборудования и ошибки персонала являются главными причинами аварий в отечественной нефтегазовой отрасли.

Дмитрий Баранов, ведущий эксперт УК «Финам Менеджмент», полагает, что «общий износ оборудования составляет 30-35%». В числе факторов, провоцирующих аварии, господин Баранов называет большую протяженность основных инфраструктурных объектов, суровый климат, экстремальные условия эксплуатации и непрогнозируемые действия человека («нетрезвый водитель на бульдозере наехал на трубу»).

У Дмитрия Лютягина, главного аналитика ИК «Велес Капитал», опасения вызывает состояние газопроводной системы: оборудование ряда перекачивающих станций изношено и морально устарело, в связи с чем аварии на магистральных трубопроводах могут участиться. «23,5% трубопроводов эксплуатируются более 33 лет, 39,7% — от 20 до 33 лет, — говорит эксперт, — тогда как нормальным считается срок службы до 20-25 лет в зависимости от состава прокачиваемого сырья». Кроме того, частой причиной аварий, по мнению господина Лютягина, является низкая квалификация сотрудников, выполняющих работы на трубопроводах, например при разводке газа по отдельным потребителям.

На изношенность нефтегазотранспортной инфраструктуры указывает и аналитик ФГ «Брокеркредитсервис» Андрей Полищук: «Вероятно, более половины трубопроводной системы нуждается в капитальном ремонте, поэтому больше всего проблем у операторов трубопроводов — «Транснефти» и «Газпрома». Уже не раз говорилось о необходимости капремонта нефтепровода «Дружба». Газотранспортная система «Газпрома» также сильно изношена. Здесь ремонтные работы уже начались. В 2008 году компания довела объем капитального ремонта газопроводов до 2,75 тыс. км в год». По словам аналитика, в добывающем сегменте аварии тоже происходят достаточно часто, особенно в местностях со сложными природно-климатическими условиями. «Кроме того, причинами утечки газа и разлива

ПО ПРИЧИНЕ НЕСВОЕВРЕМЕННЫХ РЕМОНТОВ, СБОЕВ, ПРОСТОЕВ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОГЕННЫХ АВАРИЙ ПОТЕРИ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ СОСТАВЛЯЮТ ДО 2% ВВП





«ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР В КОНЕЧНОМ СЧЕТЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИЧИНОЙ 70-80% ТЕХНОГЕННЫХ АВАРИЙ»

НИКОЛАЙ РОТМИСТРОВ, исполнительный директор департамента нефти и газа компании Siemens в России, ответил на вопросы корреспондента ВС о проблемах безопасности в российском ТЗКе. BUSINESS GUIDE: Существует ли какое-то оборудование, которое могло бы предотвратить аварию на газопроводе в Москве 9-10 мая?

НИКОЛАЙ РОТМИСТРОВ: Окончательно причины аварии пока не обнародованы, поэтому можно только делать предположения. Если действительно причиной аварии является износ труб и она развивалась лавинообразно (разрывискра-взрыв), то тут мало что можно было предотвратить с помощью современных технологий — надо следить за ресурсом и состоянием трубопроводов. Но в принципе у ряда компаний, и Siemens здесь не исключение, существуют технологии контроля целостности как на газопроводах, так и на нефтепроводах. Ранняя диагностика позволяет своевременно определить возникновение утечек, локализовать их место и передать информацию оператору для принятия решения (закрытие заслонок, вызов ремонтной бригады и т. д.). Существуют также системы контроля доступа к трубопроводам, что надежно обеспечивает невозможность их случайного повреждения. Однако в этом случае трубопроводы должны быть оснащены оптоволоконными системами передачи данных, что требует дополнительных затрат.

BG: Как вы оцениваете состояние основных фондов в российском ТЭКе в техническом и денежном выражении?

Н. Р.: Практически полное отсутствие инвестиций в обновление основного оборудования ТЗКа в 90-х годах привело к тому, что износ основных фондов в энергетике превысил 50%, в нефтегазовой отрасли — 40%.

Справедливости ради надо отметить, что в последние предкризисные четыре-пять лет объем технологических инвестиций в российский ТЭК значительно возрос и достиг, по нашим оценкам, примерно 50 млрд евро в 2007 году, что позволило переломить негативную тенденцию.

К сожалению, в условиях кризиса мы вновь наблюдаем обратную тенденцию: закрываются или переносятся на неопределенный срок наиболее высо-

котехнологичные, а следовательно, капиталоемкие проекты. Практически сведено к нулю финансирование реконструкции существующих объектов ТЭКа. Даже в нефтегазовой отрасли, которая в силу долгосрочности инвестиций по определению менее других подвержена кризисным явлениям, прямые капиталовложения в технологическое развитие упали практически вдвое. Это, кстати, противоречит мировой тенденции: инвестиции основных международных нефтяных компаний, особенно в up- и mid-stream, не только не упали за последний год, а даже увеличились. Причина очень простая: цикл инвестиций в разработку новых месторождений и строительство транспортной инфраструктуры (трубопроводы, заводы СПГ) составляет пять-шесть лет, что превосходит даже самые пессимистические оценки продолжительности мирового кризиса.

BG: Ваше мнение (позиция Siemens) по поводу основных причин происхождения техногенных аварий в TЭKe?

Н. Р.: Основных причин три, здесь я вряд ли открою что-либо новое.

Первая - износ основного оборудования. И это далеко не только трубопроводы, но и энергоустановки, газо- и нефтеперекачивающие агрегаты, подстанции, технологическое оборудование перерабатывающих заводов, автоматика и т. д. Выработка ресурса даже при отлаженном сервисе неизбежно приводит к росту количества аварий.

Вторая — человеческий фактор. Это и потеря квалифицированных эксплуатационных кадров, и низкое качество обслуживания оборудования, часто связанное с тем, что сервис поручается не авторизованным специалистам, а «гаражным» компаниям, и нарушения техники безопасности, и устаревшие регламенты, и несанкционированный доступ случайных людей. Человеческий фактор в конечном счете является причиной 70-80% техногенных аварий. Третья — отсутствие современных средств диагностики. К сожалению, толь-

Третья — отсутствие современных средств диагностики. К сожалению, только в последние годы на это стали обращать серьезное внимание при выборе вновь закупаемых технологий, а на дооснащение системами диагностики уже установленного оборудования просто нет денег.

1

СМЕЖНИКИ

нефти нередко бывают воровство и врезки в трубопроводную систему»,— добавляет эксперт.

«Мы считаем, что аварийность на нефтепроводах и газопроводах действительно можно снизить, — говорит Дмитрий Лютягин, — но для этого собственники инфраструктурных объектов нефтегазовой отрасли должны проводить профилактические проверки и увеличивать инвестиции в профилактику трубопроводов и их модернизацию».

С ним частично соглашается Андрей Полищук, однако отмечает, что столь громоздкую структуру трудно контролировать, тем более что трубопроводы в основном пролегают под землей. «Проверить трубу по всей длине невозможно — анализируются только отдельные ее участки, а это не дает гарантии того, что в 100 метрах от обследованного нет потенциально аварийных мест», — подчеркивает господин Полищук.

А вот Дмитрий Баранов полагает, что имеющийся уровень технической оснащенности вполне позволяет компаниям проводить все операции с нефтью и газом на должном уровне.

Позволяет, но не обязывает

УГОЛОВНОЕ ДЕЛО В ночь на 10 мая в Москве произошла крупнейшая за последние десятилетия авария газопроводной системы: взорвался газопровод высокого давления компании «Мосгаз». Взрыв этот стал причиной сильнейшего пожара, который нанес значительный ущерб расположенным вблизи зданиям и автомобилям, прервалась сотовая связь тысяч абонентов Несколько человек серьезно пострадали от ожогов. Столб пламени достигал 200 метров, с огнем удалось справиться только через 15 часов. Как впоследствии установила прокуратура, взрыв произошел из-за того, что газопровод, находившийся в аварийном состоянии, не был защищен трубой-футляром. Причиной взрыва было короткое замыкание в силовом кабеле, находившемся рядом с трубопроводом. Расследование устано-ВИЛО. ЧТО ВЗОЫВ НОСИЛ «ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ТЕХНОГЕННЫЙ характер», в результате чего было возбуждено уголовное дело по ст. 217 «Нарушение правил безопасности на взрывоопасных объектах»

Эта авария не единственная в своем роде. В 2008 году, по данным Ростехнадзора, на опасных производственных объектах России зарегистрировано 174 аварии, из них 35 — на объектах газоснабжения, 36 — на объектах нефтегазодобычи и при эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта, 13 — в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Средний ущерб на одну аварию в ТЭКе составил \$37 млн. По данным МЧС России, в 2009 году на магистральном трубопроводном транспорте (нефть и газ) прогнозируется 24-27 аварий техногенного характера, на предприятиях нефтегазового комплекса — еще 13-20 с общим убытком в размере около \$ 1,5 млрд. При этом, согласно данным Ростехнадзора, за первый квартал в нефтегазовом секторе уже произошло 17 аварий.

Справедливости ради стоит отметить, что уровень аварий в нефтегазовой отрасли высок не только в России, но и во всем мире. По данным DNV, за последние три года в этой отрасли произошло 2050 аварий, в основном в нефтепереработке и нефтехимии (1800).

НИЗКАЯ МОТИВАЦИЯ В ходе расследования причин большинства аварий в качестве основной вер-



В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА ПРАКТИЧЕСКИ СВЕДЕНО К НУЛЮ ФИНАНСИРОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ТЭКА

сии, как правило, фигурирует нарушение норм и правил эксплуатации, будь то человеческий фактор или износ оборудования. Однако крайне редко прослеживается связь между частотой аварий и недостатками корпоративной системы управления.

Тем не менее именно на эту зависимость указывают результаты исследования, проведенного недавно компанией IBS. Речь идет об управлении ремонтами и востребованности соответствующих решений на российских прелприятиях.

В выборку попали порядка 200 крупнейших компаний различных отраслей промышленности, в том числе 29— нефтегазовой отрасли. Исследование проводи-

лось путем телефонного анкетирования технических (главные механики и инженеры) и финансовых руководителей.

Стоит отметить, что, в отличие от электроэнергетики, машиностроения или ЖКХ, нефтегазовый сектор находится в несколько более благополучном состоянии: около 50% крупных предприятий используют средства автоматизации. Однако в основном это модуль ERP-системы (Enterprise Resource Planning System, или система планирования ресурсов предприятия).

А между тем по причине несвоевременных ремонтов, сбоев, простоев оборудования и техногенных аварий теряются огромные деньги. По экспертным оцен-

кам, потери российской экономики от аварий и катастроф составляют до 2% ВВП.

По итогам исследования сложилась печальная картина, которая демонстрирует, что российские предприятия мало интересует проблема управления основными фондами в целом и ремонтами в частности.

Менее 30% опрошенных компаний используют средства автоматизации, такие как EAM (Enterprise Asset Management, или системы управления основными фондами предприятия), позволяющие сократить простои оборудования, затраты на техобслуживание, ремонты и материально-техническое снабжение.

Такому состоянию дел специалисты IBS нашли три основных объяснения.

Во-первых, низкая мотивация технических специалистов и руководителей: около 75% опрошенных заявили, что довольны тем, как ведется управление производственными активами.

Во-вторых, низкий уровень осведомленности об услугах и решениях в этой области. 68% специалистов предприятий, не использующих автоматизацию, не знакомы с системами EAM.

В-третьих, неготовность оценивать экономические потери и потенциальный эффект от внедрения новых технологий. Вопросы снижения издержек на ремонты, сокращения простоев, предотвращения критических сбоев и аварий беспокоят менее 15% технических специалистов и около 30% — финансовых.

По оценкам западных аналитиков, решения EAM позволяют компаниям ускорить возврат инвестиций в активы, снизить риски выхода из строя критически важных активов, повысить энергосбережение и т. д. Согласно данным агентства Aberdeen, показатели эффективности оборудования могут быть доведены до 93% максимально возможных, а время незапланированного простоя снижено до 2%. При этом отдача от производственного оборудования повышается на 20-25%.

Исследование также выявило, что руководители предприятий, на которых подобные системы уже внедрены, отмечают явное повышение показателей эффективности. 91% финансовых руководителей подтвердили, что им удалось снизить расходы на техобслуживание и ремонты. ■



КАРТА ПАМЯТИ

Заместитель генерального директора компании IBS МИХАИЛ БЕЛОВ рассказал корреспонденту BG, ОЛЬГЕ ХВОСТУНОВОЙ, как компаниям можно управлять основными фондами и ремонтами, чтобы уменьшить риск техногенных аварий.

BUSINESS GUIDE: Нефтегазовая отрасль отличается большим числом производственных аварий. С чем это связано?

МИХАИЛ БЕЛОВ: Прежде всего с особенностями производственных процессов и физическими особенностями основных продуктов отрасли: любое топливо, как известно, хорошо горит, а иногда еще и химически активно. Тем не менее систематизация всех производственных процессов компании позволяет снизить многие риски и предупредить возникновение чрезвычайных ситуаций. А этого, в свою очередь, можно добиться при помощи систем автоматизации управления производственными активами (EAM) и техобслуживанием и ремонтами (TOPO), которые начинают внедряться на российских предприятиях.

BG: Основными причинами чрезвычайных ситуаций, как правило, называют ошибочные действия персонала, отказ оборудования и природные катаклизмы.

М. Б.: С последней причиной бороться практически невозможно. Но вот с первыми двумя «можно работать». Системы EAM позволяют обеспечить предсказуемую, управляемую надежность и прозрачность всему производственному комплексу — заранее идентифицировать риски, контролировать состояние обо-

рудования и регламенты ремонта и проверки персонала и пр.

Для оборудования, например, составляются технологические карты по обслуживанию и ремонту, которые включают в себя последовательность операций при каждом цикле обслуживания, частоту этих операций, используемые материалы, нормативы, персонал и т. д. В зависимости от этих показателей идет планирование ремонтов, а информационные системы осуществляют постоянный контроль.

BG: А что делать с ошибками персонала?

М. Б.: Персонал тоже получает четкие технологические карты, в соответствии с которыми необходимо действовать. В определенные моменты, например, работники должны сделать отметки о выполненных работах. Кроме того, в картах описываются конкретные процедуры ремонта и то, какая квалификация персонала им соответствует. То есть бригадир обязан отправить на задание только рабочих регламентированного профессионального уровня.

BG: Насколько внедрение и сами системы дорогостоящи, могут ли компании в условиях финансового кризиса позволить себе это и как быстро такие решения окупаются?

М. Б.: Согласно западной статистике, такие системы окупаются за один-два года. По России данных нет, но наверняка сроки будут схожие. Думаю, в ближайшем будущем мы получим подобные оценки и для России после ряда внедрений EAM-систем.



Поволжский региональный автоцентр КАМАЗ

Официальный дилер ОАО «КАМАЗ» Аттестованный сервисный центр КАМАЗ

Газобаллонные автомобили

Автомобили КАМАЗ

- Спецтехника на шасси КАМАЗ
- Прицепная техника
- ▶ Запасные части, узлы и агрегаты
- Гарантийное и сервисное обслуживание
- Установка дополнительного оборудования
 Обслуживание всех видов техники, оснащенной топливной аппаратурой BOSCH,

агрегатами Cummins, коробками передач ZF



Самосвал КАМАЗ-65115-861-30



Автобус НЕФАЗ-5299-30-3⁻ полунизкопольный



Седельный тягач КАМАЗ-65116-30



Вакуумная машина КО-505А на шасси ГБА КАМАЗ-65115-30

Специальные программы:

- «Лизинг от производителя»
- «Модернизация автомобилей»

г. Самара, Ракитовское шоссе Тел./ф. (846) 958-13-36, 958-13-66, 958-64-00 www.kamaz-volga.ru

г. Новокуйбышевск,

ул. Промышленная, 58, (84635) 30-745

г. Отрадный,

ул. Железнодорожная, 48, (84661) 20-713

г. Чапаевск,

ул. Пушкина, 4, (84639) 43-210

ПОГАСИТЬ ФАКЕЛ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ В УСЛОВИЯХ РОСТА ЦЕН НА НЕФТЬ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ БЫЛИ НАЦЕЛЕНЫ НЕ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, А НА УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ. В ЭТИХ УСЛОВИЯХ УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ) ДОЛГОЕ ВРЕМЯ НЕ БЫЛА ДЛЯ КОМПАНИЙ АКТУАЛЬНОЙ. ТЕМ БОЛЕЕ ЧТО РОССИЙСКОЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО ДО НЕДАВНЕГО ВРЕМЕНИ НЕ ПРЕДУСМАТРИВАЛО ЖЕСТКИХ КАРАТЕЛЬНЫХ МЕР ДЛЯ НЕФТЯНИКОВ, СЖИГАЮЩИХ ПОПУТНЫЙ ГАЗ В АТМОСФЕРЕ. В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ ИЗ ВСЕГО ДОБЫВАЕМОГО НЕФТЯНИКАМИ ПОПУТНОГО ГАЗА УТИЛИЗИРУЕТСЯ ЧУТЬ БОЛЕЕ ПОЛОВИНЫ, ОСТАЛЬНОЕ — СЖИГАЕТСЯ В ФАКЕЛАХ. С УЖЕСТОЧЕНИЕМ НОРМ СЖИГАНИЯ ПНГ В 2012 ГОДУ ЭКСПЕРТЫ И УЧАСТНИКИ РЫНКА ОЖИДАЮТ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОЦЕНТА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГА-

ЗА, ОДНАКО ЗАМЕЧАЮТ, ЧТО В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ ВКЛАДЫВАЮТСЯ В

В этом году правительство РФ издало постановление, по которому уровень утилизации ПНГ с 2012 года должен составлять не менее 95% для всех нефтекомпаний. В противном случае они будут оштрафованы, а в ряде случаев могут лишиться лицензий на право пользования месторождениями. По словам заместителя руководителя Средне-поволжского управления федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному налзору Валерия Сафронова, у нефтедобывающих организаций Самарской области 134 факельных системы. Господин Сафронов говорит, что в 2008 году общий объем добычи попутного нефтяного газа составил 539,79 млн куб. м, в том числе сожжено — 205,64 млн куб. м, утилизировано — 334,16 млн куб. м. Таким образом, в целом по области утилизируется (используется) только чуть более половины всего добываемого ПНГ. По словам отраслевых аналитиков, среди причин низкого процента утилизации — низкая стоимость газа, удаленность месторождений от мест потребления продуктов переработки газа и электроэнергии, в связи с чем утилизация ПНГ на них низкорентабельна. Кроме того, на многих месторождениях попутный нефтяной газ содержит примеси сероводорода и азота, из-за чего возникает проблема качественной подготовки газа.

Отметим, что согласно постановлению правительства РФ для нефтяных компаний с 2012 года также будет повышена плата за сжигание ПНГ в атмосфере. Как рассказали в управлении Ростехнадзора по Самарской области, согласно этому постановлению плата за сжигание ПНГ составит примерно 4 тыс. руб. за 1 тыс. куб. м. Отметим, что это значительно выше цены природного газа, который стоит порядка 2,5 тыс. рублей за куб. м. По данным участников рынка, в результате суммарные выплаты нефтяных компаний за сжигание газа в Самарской области могут составить около 900 млн руб. в год. При этом заместитель управляющего ЗАО «Санеко» Андрей Мостобоев считает, что увеличение платы за сжигание ПНГ не подтолкнет нефтяников к решению проблемы утилизации

«Увеличение платы за выбросы с 2012 года в 4,5 раза реально не подтолкнет нефтяные компании заниматься этой проблемой, — говорит он, — могу пояснить на примере нашего предприятия: 3AO «Санеко» сейчас добывает около 20 млн м³ попутного газа в год, 16,6 млн из них вынуждены сжигать на факеле. Плата за выбросы в год составляет около 2 млн рублей. Увеличение платы за

ПО МНЕНИЮ ЭКСПЕРТОВ, ДАЖЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ПЛАТЫ ЗА ВЫБРОСЫ С 2012 ГОДА РЕАЛЬНО НЕ ПОДТОЛКНЕТ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ ЗАНИМАТЬСЯ ЭТОЙ ПРОБЛЕМОЙ

выбросы с 1 января 2012 года в 4,5 раза, составит 9 млн рублей в год. Необходимые инвестиции в проект по утилизации ПНГ составляют около 400 млн рублей, которые необходимо будет освоить за два года. Легко посчитать, что если ничего не строить, а платить штрафы, то 400 млн рублей «хватит» на 44 года, что намного выгодней, нежели строить».

НИЗКОРЕНТАБЕЛЬНУЮ УТИЛИЗАЦИЮ НЕОХОТНО. ЮЛИЯ ЯНОВА, ОЛЕГ ДМИТРИЕВ

Между тем нефтяники уже начали разработку и внелрение проектов по утилизации ПНГ. Так, генеральный директор «Санеко» Эркин Хасанов говорит, что сейчас компания реализует проект по созданию комплекса по выработке электроэнергии на попутном нефтяном газе. Он оценивается, говорит господин Хасанов, примерно в 400 млн рублей. Его реализация потребует порядка двухтрех лет. По словам Эркина Хасанова, выработанная на газе электроэнергия будет использоваться для промысловых нужд. Ориентировочный срок окупаемости проекта — порядка шести лет. По данным собеседника в «Санеко», уровень утилизации газа на территории Самарской области у нефтяной компании составляет сейчас около 75%. «На нашем предприятии существует проблема ограничения энергосетевой компанией существующих мощностей и надежности энергообеспечения, объясняет необходимость реализации проекта Андрей Мостобоев. — Это не только тормозит развитие нефтедобычи, но и мешает сейчас стабильно добывать нефть. так как система перегружена и постоянно возникают аварийные ситуации. Во многом именно эта проблема и подтолкнула наше предприятие заняться утилизацией ПНГ с целью выработки электроэнергии на собственные нужлы». По словам аналитика АК «БАРС Финанс» Елены Юшковой, выработка электроэнергии для собственных промысловых нужд является наиболее привлекательным вариантом утилизации ПНГ на малых месторождениях. «Для средних месторождений наиболее целесообразным является сжижение ПНГ, для крупных месторожлений — генерирование электроэнергии из ПНГ для продажи в энергосистему», — добавила эксперт.

«Самара-Нафта» также заявляла о начале строительства мини-газоперерабатывающего завода (мини-ГПЗ) на одном из месторождений уже в этом году. Однако подробности проекта компания не разглашает. «Татнефть-Самара», как рассказали в компании, на настоящее время выполнила проектные работы по строительству мини-ГПЗ в Самарской области. По словам генерального директора ЗАО «Татнефть-Самара» Рафа-

КАК МОЖНО ИСПОЛЬЗО-ВАТЬ ПНГ

ПНГ по своим свойствам и составу близок к природному горючему газу, однако при этом имеет большое количество различного засора, включая сероводород, содержит легкосжимаемые углеводороды, мешающие его передаче на далекие расстояния. В результате использование ПНГ становится проблематичным. Отметим, что в советское время потитный газ пытались максимально собрать на узловые газоперерабатывающие заводы. В Самарской области это Нефтегорский и Отрадненский ГПЗ. На последних газ разделяли на отдельные фракции углеводородов, например, на пропан, бутан, легкий бензин или широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ). В результате в остатке получалось «голубое топливо», которое можно подавать в магистральный газовый трубопровод. ила Хазимуратова, на проектирование и строительство был заключен договор с компанией ЗАО «Глоботэк». «То, что предлагает «Глоботэк», наиболее выгодно для нас», — заметил он. «Мы планируем получать газовый бензин, сжиженную фракцию пропана-бутана и сухой газ, который мы готовы поставлять в систему газопрововода на нужды населения, — говорит Рафаил Хазимуратов. — Затраты, по предварительным подсчетам, составят порядка 500 млн рублей. Конечно, с таким количеством газа, которое имеется на Иргизском месторождении (где будет строиться ГПЗ — БГ), можно было бы вырабатывать большое количество электроэнергии, но там некому ее сбывать. В основном на этой территории присутствуют только аграрные предприятия, не требующие большого количества энергии.

По данным Елены Юшковой, крупнейшая нефтяная компания Самарской области ОАО «Самаранефтегаз» (контролируется «Роснефтью») сейчас эксплуатирует порядка 120 нефтяных месторождений в регионе, газовые факторы которых колеблются от 7,5 до 130 кубометров на тонну. В планах компании, как следует из официальной информации «Роснефти», в 2009 году увеличить уровень утилизации с 74 до 83%. До 2012 года в планах «Самаранефтегаза» утилизировать до 95% ПНГ. Общая стоимость программы по утилизации оценивается в сумму около 5 млрд рублей. По словам Валерия Сафронова, «выполнение запланированных мероприятий позволит к 2011 году довести уровень утилизации попутного нефтяного газа до 95%».

Сами участники рынка признаются, что проекты по утилизации газа малорентабельны. «Сомнений нет. утилизировать ПНГ необходимо, кроме того, что наносится огромный вред окружающей среде, также сгорает и ценное углеводородное сырье, — говорит Андрей Мостобоев. — Сегодня в России на нефтяных промыслах сжигается попутного нефтяного газа, по самым минимальным оценкам, более 20 млрд куб, м в год. Однако решение этой проблемы, как по всей стране, так и по Самарской области, будет осуществляться крайне медленно, так как нефтяникам в сегодняшних экономических условиях выгоднее сжигать ПНГ на факеле, чем его утилизировать. Исключение составляют отдаленные, как правило, северные месторождения, где нет дешевых альтернативных источников электроэнергии, кроме как попутный нефтяной газ».

По его словам, нефтяники будут более охотно идти на

утилизацию газа, когда будет утвержден и вступит в силу федеральный закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ по вопросам эффективного использования ПНГ», «в котором предусмотрен для нефтяников ряд льгот, в том числе применение понижающего коэффициента для расчета ставки налога на добычу полезных ископаемых».

«Нефтяные компании, хотят они этого или нет, будут утилизировать ПНГ, — говорит генеральный директор ЗАО «Татнефть-Самара» Рафаил Хазимуратов. — Иначе они вынуждены будут платить штрафы, так как будут подвергаться постоянным проверкам».

Аналитики считают, что ужесточение условий по сжиганию ПНГ позволит увеличить процент утилизации, однако замечают, что особенно в условиях кризиса нефтяные компании вкладываются в утилизацию неохотно «Мы полагаем, что ситуация с утилизацией ПНГ в Самарской области будет развиваться в рамках общероссийской тенденции, — отмечает Александр Еремин. — В регионе представлено существенное количество нефтяных компаний федерального уровня, реализующих программы по утилизации. Малые компании будут также ориентироваться на максимальное увеличения уровня утилизации попутного нефтяного газа». Однако среди факторов. препятствующих росту процента утилизации ПНГ. аналитик выделяет ограниченный объемом выручки нефтегазовых компаний на фоне снижения рентабельности бизнеса, в том числе в условиях текущего спада цен на нефть. По оценкам Александра Еремина, средний объем инвестиций, необходимый для полного решения проблемы утилизации ПНГ в России, составляет не менее \$4-5 млрд. Елена Юшкова из АК «БАРС Финанс» считает, что к 2012 году объемы утилизации природного газа в целом по России вырастут в среднем на 30-40%. «Утилизация ПНГ станет экономически выгодна даже без учета штрафных санкций примерно через год или лва, когла восстановится спрос на газ и цены на него начнут расти в связи с этим. — говорит Елена Юшкова. — Сейчас у нефтяных компаний проблемы с финансированием своих инвестпрограмм из-за неустойчивого спроса на нефть, в связи с чем запустить процесс строительства мощностей по утилизации ПНГ достаточно затруднительно. Кроме того, низкие цены на газ в 2009 году и снижение спроса на этот вид топлива не способствуют тому, чтобы руководство компаний занималось всерьез данной проблемой».■



НаШ ЧИТАТЕЛЬ— ЭТО ВаШ ПОКУПАТЕЛЬ

телефон рекламной службы ЗАО «Коммерсантъ-Волга» (846) 276-72-52 http://samara.kommersant.ru



ТЫСЯЧИ Человек

из числа наших читателей имеют доход выше среднего

Размещайте рекламу элитных товаров и услуг в изданиях и на сайте ИД «Коммерсантъ»



ıм TNS Gallup Media рекла