



Какие российские регионы наиболее привлекательны для нефтегазового бизнеса **14** | Почему госкомпании не разрабатывают шельфовые проекты **14** | Вытеснит ли газ нефть? **15** | Покупка новых месторождений становится главной целью корпораций **15**

Безграничная активность

рейтинг

Отечественные нефтегазовые компании в последние три месяца демонстрируют дальнейший рост инвестиционной активности за пределами России.

Черное золото

Российские нефтяники все чаще получают доли в зарубежных проектах, что говорит о высокой степени их интегрированности в международный бизнес. Но эта тенденция имеет и теневую сторону. Частные нефтяные компании охотно вкладывали бы деньги и в России, но они не всегда имеют такую возможность и потому вынуждены выводить капиталы в другие страны.

Принятые в 2008 году поправки в законодательство о недروпользовании ограничивают права частных компаний на участие в морских проектах (см. статью «Лицензия на застой» на стр. 14). Россия не спешит пересматривать жесткие ограничения для национальных негосударственных компаний. В результате ЛУКОЙЛ стремится использовать накопленные финансы и опыт своего персонала за рубежом. Недавно Норвегия выдала компании разрешение на участие в офшорных проектах.

Основной сферой интересов ЛУКОЙЛА в развитии морской добычи остается Африка. Компания объявила о том, что ее стопроцентное дочернее предприятие LUKOIL Overseas приобрело 49% акций в соглашении по разведке и разработке морского глубоководного блока SL-5-11 в Республике Сьерра-Леоне (Западная Африка) у компании ORANTO Petroleum. Еще 21% акций проекта купил партнер ЛУКОЙЛА в Африке компания Vanco Energy.

Блок SL-5-11 площадью 4 тыс. кв. км расположен в территориальных водах Сьерра-Леоне на шельфе и на континентальном склоне Атлантического океана. Глубина моря в пределах блока варьируется от 100 до 3300 м. ЛУКОЙЛ платит очень незначительную сумму за свою долю, поскольку проект находится на самом начальном этапе геологоразведки. До 2013 года партнеры должны пробурить одну поисковую скважину.

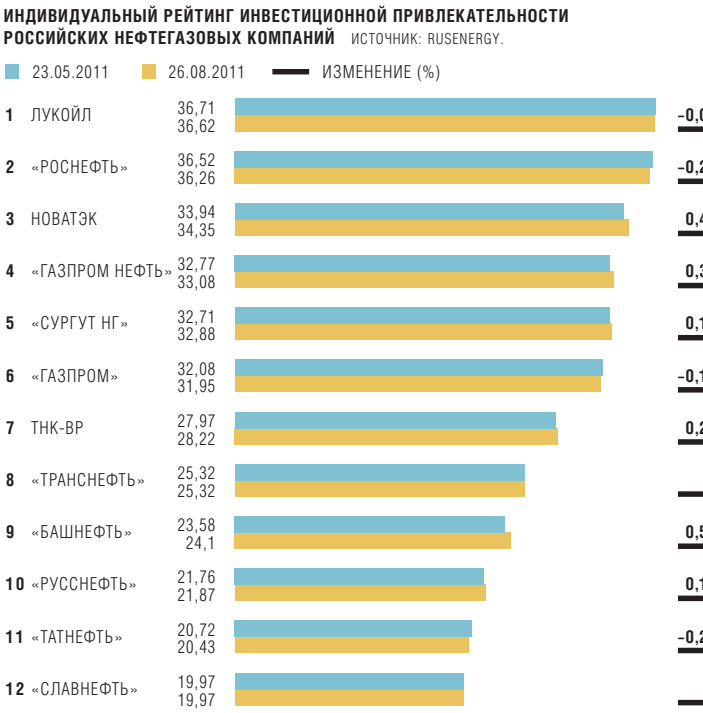
По словам аналитика Елены Савчик из ИГ «Атон», дальнейшее расширение в Африку хорошо вписывается в стратегию ЛУКОЙЛА, нацеленную на превращение компании в одного из мировых лидеров отрасли, а также отвечает намерениям сосредоточить внимание на поиске и разведке запасов углеводородов на шельфе Западной Африки. Однако общий доход компании от ее зарубежных проектов представляется эксперту пока недостаточным.

Бразильские активы
ТНК-ВР подписала договор о приобретении 45-процентной доли в нефтегазовом проекте в бразильском регионе Солимоинс с Petra Energia (Бразилия). Сумма сделки будет зависеть от объема добычи. Проект включает 21 геологоразведочный участок, расположенный на площади около 48 тыс. кв. км в бассейне реки Солимоинс, притока Амазонки.

Согласно аудиту, проведенному Degolyer & MacNaughton, проект принесет ТНК-ВР условные и перспективные запасы в объеме 783 млн бар. н. э. Начала добычи на месторождениях бассейна запланировано на 2012 год.

Интерес ТНК-ВР к бразильским активам выглядит неслучайным, уверен Денис Борисов из Банка Москвы. Стратегия компании направлена на расширение географической диверсификации, при этом Бразилия (наряду с Анголой) сегодня по праву считается одним из самых перспективных регионов в точки зрения эффективности разработки greenfields.

За последние пять лет суточная добыча нефти в этой стране выросла с 1,7 млн до 2,1 млн бар. Однако регион характеризуется довольно сложными горно-геологическими условиями, и при этом проект в регионе Солимоинс располагается в районе реки Амазонки, а значит, может возникнуть конф-



ликтная ситуация с природоохранными организациями. Как бы то ни было, проект увеличит доказанные запасы ТНК-ВР примерно на 3,5%, а CAPEX может достигнуть \$14 млрд, что примерно вдвое выше, чем для разработки месторождений имени Требса и имени Титова при сопоставимых объемах добычи.

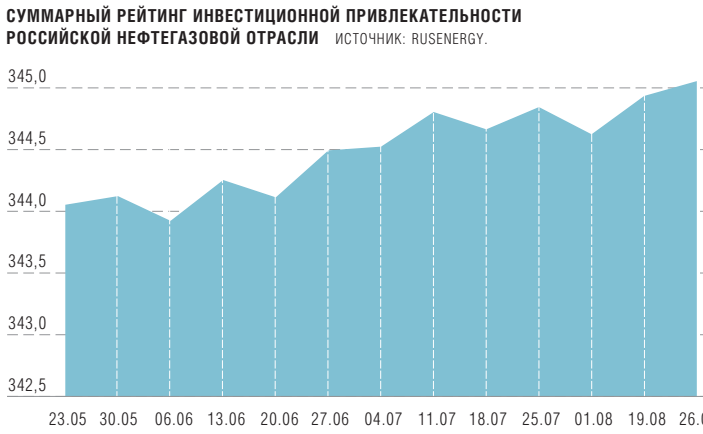
Газовый полиглот
НОВАТЭК стремительно интернационализируется. Правительственная комиссия по контролю за осуществлением иностранных инвестиций под председательством премьер-министра Владимира Путина одобрила сделку по приобретению французской Total 20% в ОАО «Ямал СПГ».

Кроме того, энергетический холдинг EnBW (Energie Baden Wuertemberg) может продать НОВАТЭКУ до 25% акций Verbundnetz Gas (VNG). У EnBW на данный момент нет акций VNG, однако компания имеет опцион на покупку 48% акций этой компании (еще 10,5% акций VNG принадлежит «Газпрому»). Кроме того, EnBW и НОВАТЭК обсуждают возможность создания СП.

Если одобрение сделки с Total со стороны ФАС, по словам Елены Савчик, было предсказуемым, то вторая сделка имеет не такие очевидные последствия. По мнению эксперта, Россия пока не готова пред-

ставить доступ к экспортному трубопроводу независимым производителям газа. Единственным возможным преимуществом сделки может стать усиление политического влияния, так как благодаря входу НОВАТЭКа в бизнес VNG присутствие России на немецком газовом рынке расширяется.

Якорный акционер
Впрочем, не отстает от частных компаний и «Газпром». Планы концерна по созданию альянса с энергетическим гигантом RWE вызвали одобрение аналитиков. Руководители немецкой компании не только считают возможным стратегическое участие «Газпрома» в капитале RWE, но и допускают, что монополист станет якорным акционером, владеющим близким к контрольному пакетом акций. Андрей Бородин из ИФК «Солид» считает такой поворот событий позитивным для «Газпрома», поскольку российская компания может войти в немецкую энергетику на фоне реализации стратегии, согласно которой Германия намерена отказаться от использования атомной энергии до 2022 года. Концерн, похоже, воспользовался благоприятной ситуацией на германском энергетическом рынке и вплотную подошел к осуществлению одной из важнейших внешнеэкономических целей — получению доступа к объектам электрогенера-



ции в Центральной и Западной Европе, — комментирует Дмитрий Александров из IG UNIVER Capital. — Потенциальная сделка с RWE, а тем более вхождение в ее капитал могут существенно упрочить позиции «Газпрома» в Европе.

По мнению аналитика, маловероятно, что Еврокомиссия заблокирует этот процесс. Вместе с тем следует учитывать, что в случае с электростанциями «Газпром» войдет на низкомаржинальный рынок, прибыль на котором будет формироваться за счет сохранения надбавки при продаже газа собственным генераторам.

Чистая рентабельность самой генерации не отличается в ЕС от российской — в среднем не выше 10%. Кроме того, если будет принято решение о покупке доли RWE, необходимо учесть высокую долговую нагрузку компании — около \$17,5 млрд, отношение долг/

говоренности помогут Edison сэкономить в 2011 году около €200 млн.

Снижение цен на газ для итальянской Edison, закупкашей ежегодно около 2 млрд куб. м газа из 13 млрд куб. м, поставляемых на итальянский рынок из РФ, не окажет существенного влияния на размер доходов «Газпрома», считает Денис Борисов. Цена вопроса составляет около 0,5% от прогнозного показателя EBITDA.

«Умеренно негативной» для «Газпрома» считает информацию о пересмотре цены поставок газа в Италию Елена Савчик. Она также считает, что уступки Edison несущественны для российского концерна, но вполне допускает, что данная ситуация может повлечь за собой череду судебных исков со стороны других европейских покупателей газа с целью получить от «Газпрома» новую формулу расчета цены на газ через суд.

То есть основная интрига заключается в том, что нынешний прецедент может быть использован для полномасштабных корректировок ценовых условий поставок российского газа как в Италию, так и в целом в ЕС. О возможности пересмотра ценовой формулы для покупателей российского газа уже сообщила начальник департамента стратегического развития «Газпрома» Влада Русакова.

Средне- и долгосрочная угроза от пересмотра условий контрактов для «Газпрома» вы-

глядит еще более серьезной: цены на американский газ, первые поставки которого в виде СПГ в Старый Свет могут начаться уже в 2016 году, по-прежнему не превышают \$180 за 1 тыс. куб. м, а значит, уровень конкуренции на европейском рынке будет неуклонно расти. «Не случайно Германия недавно отказалась рассматривать вопрос о строительстве третьей очереди «Северного потока», — подчеркивают аналитики Банка Москвы.

Ценовой спразд между спотовым и оптовыми газовыми рынками в Европе к концу года, по оценкам экспертов, может вырасти до \$150–180 за 1 тыс. куб. м. Как следствие, существует вероятность значительного снижения объема российского экспорта во втором полугодии, как это было во время предыдущего расширения спрда между оптовыми и розничными ценами в Европе в 2009 году.

Юрий Когтев, Валентина Лукина, RusEnergy

В составлении рейтинга принимали участие: Дмитрий Александров (IG UNIVER Capital), Денис Борисов, Дарья Козлова (Банк Москвы), Андрей Бородин (ИФК «Солид»), Виталий Крюков (ИФК «Капитал»), Вадим Митрошин (ФК «Открытие»), Сергей Вахрамев (ИФК «Метрополь»), Елена Савчик, Вячеслав Буньков (ИГ «Атон»), Василий Танурков (ИК «Велес Капитал»).

«Надо думать на 10–20 лет вперед»

налоговая практика

По мнению руководителя международной налоговой практики компании Ernst & Young для нефтегазового сектора АЛЕКСЕЯ КОНДРАШОВА, российская налоговая система в нефтегазовой отрасли далеко отошла от мировых налоговых тенденций, но введение с 1 октября налогового режима «60–66» открывает для отрасли новые возможности.

● Алексей Кондрашов с декабря 2008 года из офиса в Москве возглавляет международную налоговую практику Ernst & Young для нефтегазового сектора. Стал первым российским налоговым консультантом, назначенным на пост глобального руководителя в консалтинговой компании, которая входит в число четырех крупнейших мировых консалтеров (так называемая «большая четверка»). Является налоговым консультантом Министерства энергетики Российской Федерации по вопросам реформирования системы налогообложения нефти.

— На основании вашего мониторинга налоговых систем мира можно ли составить «налоговую карту мира»: сюда инвестировать хорошо в нефтегазовую отрасль, а туда — не очень?

— Мы не ставим перед собой задачу сравнения налоговых режимов. Нам важнее отследить и описать тенденции развития налогообложения нефти и газа в каждой стране, чтобы дать нашим клиентам точное понимание трендов в разных государствах. Инвестиционные решения не принимаются только потому, что в стране низкие налоги. Важнее экономика конк-

ретного проекта в конкретной стране: его местоположение, глубина залегающих запасов, объемы добычи за определенный период, уровень капитальных и операционных затрат, геологические и технологические риски — вот факторы, которые прежде всего влияют на принятие инвестиционного решения.

Затем мы смотрим, какое влияние на экономику проекта оказывают налоги: каких их общий уровень, на какой фазе инвестпроекта происходит максимальное налогообложение, насколько обеспечена налоговая стабильность. Именно поэтому во многих странах к налогообложению разных проектов подходят дифференцированно. Прежде всего разделяют наземные и морские, особенно глубоководные, проекты: последние обычно облагаются по иному, более щадящему режиму.

Так происходит практически во всех странах, где есть и наземная, и офшорная добыча: от США до Нигерии. Страны с давней историей освоения нефтяных провинций разделяют месторождения на старые и новые, так как обычно сначала разрабатывают более качественные запасы, а только потом переходят к более труднодоступным или трудноизвлекаемым, налоговые режимы подстраиваются под такую разницу. История налогообложения британского сектора Северного моря — пример такого подхода.

Другой пример — дифференцированные ставки роялти в Канаде и стимулы для разработки нефтяных песков. Многие страны фиксируют налоговые режимы для определенных раундов выдачи лицензий, подстраивая режим под экономику

конкретных блоков месторождений. Колумбия, например, добилась первого места по росту своей нефтедобычи за счет такого подхода. Это притом, что месторождения там маргинальные, а риски неналогового характера существенные.

Ну и СРП, конечно, все еще очень популярны в мире. Причем как у стран, давно использующих этот подход, — Азербайджан и страны АСЕАН, так и у новых игроков на рынке нефтедобычи — Гренландия и новые африканские добывающие государства. Сочи необходимым иметь его в своем арсенале и Бразилия — для разработки глубоководных подсольных запасов. А ведь есть еще и ближневосточные сервисные контракты. Так что «налоговая карта мира» — очень пестрая и цвета на ней изменяются не только от страны к стране, но и внутри добывающих государств.

В последнее время мы видим рост налогов на отрасль в Великобритании, Австралии, Китае, Колумбии, не утихают разговоры об отмене существенных льгот на бурение в США.

— Какова тенденция в условиях роста нефтяных цен, налоговое бремя на нефтегазовую отрасль также усиливается? — Государства стремятся получить свою долю нефтяного пирога. Они видят в нефтяной отрасли простой и надежный источник бюджетных поступлений. Кроме того, повышение налогов на нефть — более популярная у избирателя мера, чем, скажем, повышение подоходного налога, налогов на имущество или налогов на потребление.

(Окончание на стр. 16)

17-я Международная промышленная выставка

Металл-Экспо 2011

15-18 ноября
Россия, Москва, ВВЦ, пав. 69, 75

Международная выставка оборудования и технологий для металлургии и металлообработки
МеталлурпМаш' 2011

Международная выставка металлопродукции и металлоконструкций для строительной отрасли
МеталлСтройФорум' 2011

Оргкомитет выставки: тел./факс +7 (495) 734-99-66
www.metal-expo.ru

Генеральный информационный партнер: специализированный журнал «Металлооблажение и сбыт»

нефть и газ практика

Геология инвестиций

регионы

Представители малых и средних компаний российского нефтегазового комплекса назвали Республику Татарстан, ХМАО и Пермский край наиболее привлекательными регионами России для ведения нефтегазового бизнеса. Таковы итоги опроса, проведенного агентством RusEnergy.

● Методика проведения опроса. На вопросы исследователей RusEnergy ответили 84 компании из 17 нефтегазовых регионов. В каждом из них опрашивались представители от трех до восьми компаний. Респондентам предлагали оценить по десятибалльной системе основные параметры, из которых складывается региональный инвестиционный климат. Данные по каждому показателю в рамках региона усреднялись, после чего рейтинг региона определялся по сумме 12 усредненных оценок. В опросный список были включены не все нефтегазовые регионы России. Причина прозаическая: в иных краях независимых компаний уже не осталось, добычу ведут только подразделения ВИНК.

Режим власти

Результаты опроса показали, что инвестиционная активность по-прежнему высока в тех регионах России, где велики запасы нефти и газа. Но не меньшее внимание предприниматели обращают на усилия местных властей по мониторингу инвестиционного климата, созданию налоговых стимулов, упрощению бюрократических процедур, охране прав собственности.

В целом инвестиционный климат в нефтегазовых регионах России можно оценить как сложный. Давление налогового прессы за последние десять лет значительно усилилось, поэтому, несмотря на высокие цены на нефть, у малых и средних добывающих компаний не остается достаточных средств для развития бизнеса. В то же время привлека-

тельных запасов остается все меньше, а издержки на их освоение непрерывно растут.

«В российском ТЭКе сохраняются барьеры, затрудняющие или даже отпугивающие инвесторов», — комментирует ведущий эксперт аналитической группы ЭРТА Андрей Борис. — В первую очередь мешают законодательные ограничения: отнесение ряда месторождений к стратегическим, определенные административные барьеры. Кроме того, несмотря на то, что ряду проектов предоставлены льготы, налоговая политика осталась жесткой».

Тем не менее и в таких условиях некоторым регионам удается многое сделать для развития предпринимательства. «Роль региональных властей в формировании бизнес-климата трудно переоценить», — считает старший эксперт Института энергетик и финансов Сергей Кондратьев. — Конечно, основы налоговой системы и правовой среды закладываются на федеральном уровне. Но инвестору гораздо сложнее лоббировать свои интересы через федеральные структуры. И здесь на помощь приходят те региональные органы власти, которые уделяют внимание созданию оптимальных условий для предпринимательства. К таким регионам можно смело отнести как Татарстан, так и ХМАО».

Восточное гостеприимство

К числу достоинств Республики Татарстан многие из опрошенных отнесли развитую инфраструктуру, транспортное сообщение, достаточное количество подрядчиков. Средний балл республики



Инвестиционный климат в нефтегазовых регионах России можно оценить как сложный. У малых и средних добывающих компаний не остается достаточных средств для развития бизнеса в российских регионах. На зом фоне Татарстан выглядит внутрироссийским инвестиционным оазисом. ФОТО МИХАИЛА СОКОЛОВА

по результатам опроса оказалась выше остальных — 93,67.

Одна из причин успешного развития нефтяной отрасли Та-

тарии — особое отношение к независимым добывающим компаниям. Республиканское правительство поручило «Тат-

нефти» оказывать содействие малым предпринимателям. Как результат в 2010 году, по данным управления по недро-

пользованию по Республике Татарстан, малые компании Татари произвели около 20% от всей добытой в регионе нефти.

Особый подход Татарии состоит еще и в том, что к созданию малых компаний в республике (ОАО «Идельойл», ОАО «Татойлгаз», ЗАО «Алтойл») правительство привлекло иностранных инвесторов. Предприятия сразу после создания освободили от уплаты части налогов, что обеспечило приток инвестиционных средств в нефтедобычу.

По большому критерию успешен и Ханты-Мансийский автономный округ. В ХМАО, набравшем по результатам опроса 85,6 балла, главные стимулы к притоку инвестиций — значительный объем запасов, высокая степень их разведанности, подготовленная инфраструктура, последовательная работа властей над улучшением нормативно-правовой базы.

Нефтяная отрасль в ХМАО пользуется различными льготами уже более десяти лет. В округе реализуется несколько десятков инвестиционных проектов с налоговыми льготами для таких компаний, как СИБУР, «Сургутнефтегаз», ТНК-ВР и др. В на-

стоящее время обсуждается проект регионального закона «О налоге на прибыль», который предоставит дополнительные стимулы для инвестиций.

Алексей Цветков, представитель автономного учреждения «Региональный центр инвестиций», сообщил RusEnergy, что администрация ХМАО готовит новые меры государственной поддержки инвесторов. По поручению губернатора ХМАО Натальи Комаровой в прошлом году был проведен анализ действующих нормативно-правовых документов. Проверка обнаружила необоснованные административные барьеры, и сейчас администрация занимается их устранением.

Тройку лидеров замкнул Пермский край (82,93 балла). Здесь в июле в структуре министерства промышленности, инноваций и науки было решено создать сектор привлечения инвестиций. Проект будет функционировать при поддержке базирующегося в Москве Национального агентства прямых инвестиций, переговоров с которым прошли в июне.

По мнению автора идеи создания сектора главы регио-

нального минпрома Ксении Пьянковой, новая структура поможет донести до потенциальных инвесторов максимум информации о привлекательности пермских инвестиционных площадок. «Инвесторам интересны детали — порядок оформления землеотвода, особенности инженерной и транспортной инфраструктуры и так далее», — полагает министр.

Политический фактор

Аутсайдером оказался Дагестан. Представители бизнеса в этой республике называют состояние нефтегазовой отрасли в регионе утраченным. И если в целом по России недостаток инвестиций связывают преимущественно с высокими налогами, невниманием властей или сложной геологией запасов, то здесь решающую роль играет нестабильная политическая обстановка. В Дагестане 19 компаний владеют лицензиями. Но кроме «дочек» «Роснефти», остальные предприятия практически не ведут работу на своих участках.

При проведении опроса респонденты комментировали отдельные проблемы, с которыми им приходится сталкиваться в регионах. Так, в Иркутской области (шестое место, показатель — 78,33) респонденты отмечают «неконструктивное отношение региональных властей к проблемам недропользователей». В Красноярском крае, занявшем девятое место с показателем 73,52, бизнесмены отмечают, что власти начали замечать добывающие компании только после запуска Ванкорского месторождения и притока нефтяных доходов в бюджет.

В Республике Саха (Якутия), занявшей 12-е место с показателем 71,2, предприниматели отмечают проблемы с региональным законодательством. По мнению руководителей одной из компаний, оно не способствует развитию, а только усложняет работу. О том же говорят и недропользователи Республики Коми (показатель — 63,9): по их мнению, бюрократическая волокита сильно тормозит развитие добычного бизнеса.

Юрий Котев,
Июсса Мысак,
RusEnergy

Лицензия на застой

проекты

Несмотря на очевидную нероботоспособность принятой в России модели разработки морского шельфа, «Роснефть» все же приступает к практической стадии разработки морского шельфа в районе Туапсинского прогиба. Исследование Туапсинского прогиба может стать первым в России проектом по освоению сверхглубокого морского месторождения.

История ошибок

Лишь к осени текущего года президент ОАО «НК «Роснефть» Эдуард Худайнатов пообещал создать в компании специальный департамент по развитию шельфовых проектов. Решение выглядит запоздалым для компании, которая уже успела получить 16 лицензий на участки, расположенные в шести морях.

Реальные работы «Роснефть» ведет только в одном море — Охотском. И там основные успехи связаны с проектом «Сахалин-1», оператором которого выступает ExxonMobil. В то же время Венинский блок проекта «Сахалин-3», где «Роснефть» работает вместе с китайской Sinopec, пока не оправдал надежд на выявление крупных запасов. Та же участь постигла Западно-Шимидовский участок («Сахалин-4»), Кайганско-Васюканский и Восточно-Шимидовский участки («Сахалин-5»). О шельфе северных морей и говорить не приходится: у «Роснефти» там нет ни базы, ни флота, ни персонала. Да, собственно, и на Сахалине ресурсов не хватает.

Кстати, «Газпром», несмотря на долгий простой в исследованиях на шельфе в постсоветский период, все же сохранил и флот, и базы, и специалистов в морских проектах. А «Роснефть» потеряла все. В 1998 году, когда на мировом рынке по-



С геофизическим судном Polarcus Selma «Роснефть» связывает свои надежды на разработку черноморского шельфа в районе Туапсинского прогиба. А пока из полутора десятков морских проектов, «Роснефть» осилила только «Сахалин-1», оператором которого выступает ExxonMobil. Неустраиваемыми остаются шельфовые месторождения с объемом ресурсов около 9,6 млрд тонн условного топлива. ФОТО WWW.SUBSEAWORLDNEWS.COM

высились ставки на буровые установки, структуры «Роснефти» распродала всю сахалинскую базу морских нефтегазовых разработчиков: 6 плавучих буровых установок (ПБУ) и 25 морских судов.

В том же 1998 году был уволен весь коллектив морских разведчиков — около 2,5 тыс. специалистов коллектива «РН-Сахалинморнефтегаз». В настоящее время они в основном работают у иностранных операторов.

Не все гладко и с персональным составом менеджеров, занимающихся в компании морской тематикой. Эдуард Худайнатов — опытный нефтяник, но он всю жизнь работал на суше, причем успешно совмещал нефтегазовый бизнес с адми-

нистративной карьерой. Работа по шельфу в «Роснефти» возложена на его первого заместителя 36-летнего Павла Федорова, который имеет большой опыт работы на финансист.

За производственный блок в компании отвечает и. о. вице-президента Гани Илаева, который имеет большой опыт работы на сухопутных месторождениях (в том числе на Сахалине, где трудился в НИДУ «Оханефтегаз») и гораздо меньше занимался морскими проектами.

Основным специалистом по морю в центральном аппарате «Роснефти» считается Иван Чернов, возглавляющий департамент проектного управления. У него за плечами работа в «Севморнефтегазе»

в период подготовки к освоению Приразломного месторождения (2003–2005 годы). Однако Чернов — ветеран компании, да и возглавляемый им департамент занимается многими другими направлениями, так что говорить о полном «погружении» менеджера в морскую тематику не приходится.

Тем не менее «Роснефть» удается руководить сахалинскими проектами. По словам представителей компании, это возможно в основном благодаря Льву Бродскому, главе подразделения «РН-Шельф-Дальний Восток». Его называют весьма квалифицированным специалистом. Но Бродский — выдвиженец Сергея Богданчикова, бывшего президента

«Роснефти», и это обстоятельство не способствует его продвижению.

Новые альянсы

После череды заминок и неудач «Роснефть» все же приступает к практической работе на морском шельфе в районе Туапсинского прогиба. В середине сентября геофизическое судно Polarcus Selma, зафрахтованное «Совкомфлотом» у дубайской Polarcus, должно продолжить сейсмические исследования на черноморском шельфе.

Заказчиком выступает «Роснефть». Отметим, что Polarcus Selma — самое современное геофизическое судно, которое есть в распоряжении российских компаний. Оно имеет ледовое усиление и оборудовано восемью сейсморазведочными кабелями длиной 6 тыс. м каждый.

На первых порах «Роснефть» будет вести разведку в Черном море самостоятельно. Но не исключено, что в ближайшее время к ней присоединится ExxonMobil. В конце января две компании подписали соглашение о намерении создать СП по разведке и разработке черноморского участка.

А в конце августа «Роснефть» и ExxonMobil подписали соглашение о стратегическом сотрудничестве на части Арктического шельфа, принадлежащего РФ. Инвестиции в проект могут составить \$200–300 млрд. Помимо этого достигнуто соглашение, что «Роснефть» сможет вести работу на площадках ExxonMobil в Техасе и Мексиканском заливе.

Станет ли ExxonMobil полноценной заменой ВР в альянсе с «Роснефтью», пока не ясно. Тем не менее в предварительном соглашении записано намерение сторон изучить возможность совместного участия в дополнительных проектах в области геологоразведки



Источники: RUSENERGY.

и добычи, поставках сырья на Туапсинский НПЗ «Роснефти», развитии транспортной инфраструктуры. Есть и обещание вести совместные научные исследования.

Если СП будет создано, то американская компания вложит около \$1 млрд в проведение сейсмки и поисково-разведочное бурение. Площадь участка составляет 11,2 тыс. кв. км, глубина моря в районе прогиба достигает 1–2 км. Таким образом, исследование Туапсинского прогиба может стать первым в России проектом по освоению сверхглубокого морского месторождения. Чтобы стать полноценным партнером ExxonMobil в освоении шельфа, «Роснефть» предстоит пройти длинный путь.

Остается надеяться, что на этот раз успех будет сопутствовать «Роснефти» для которой нынешний год оказался весьма непростым. В мае стало известно о том, что альянс с ВР по освоению арктического шельфа, о создании которого партнеры известили в январе, распался из-за вмешательства российских акционеров ТНК-ВР. Расстали и надежды на скорое появление Центра арктических технологий, в котором

представители ВР должны были трудиться бок о бок с российскими специалистами. В июне глава «Роснефти» Эдуард Худайнатов сообщил о том, что еще один партнер госкомпании по освоению морского шельфа — Chevron — вышел из черноморского проекта «Вал Шатского». Между тем этот участок находится в непосредственной близости от Туапсинского прогиба. На обоих блоках «Роснефть» собиралась пробурить по одной скважине уже в 2012 году.

Сейчас эти планы отложены на 2017 год, до тех пор «Роснефть» ограничится на Черном море только сейсмическими изысканиями. Что, наверное, и правильно, учитывая проведение зимней Олимпиады 2014 года, в которую вкладывается и «Роснефть». Если результаты интерпретации геофизических данных окажутся позитивными, можно ожидать появления вблизи российского побережья Черного моря первой глубоководной буровой платформы.

Масштабы нуля

После комплектования штата «Роснефти» предстоит создать сеть филиалов, технических баз, портовых зон, обучить

персонал и т. д. Объединение усилий с крупной иностранной компанией способно ускорить движение, но следует признать, что за пределами Сахалина «Роснефти» придется начинать работу на шельфе практически с нуля, если иметь в виду ее гигантские масштабы. Так что оборонные предприятия, которые предлагали обеспечить заказами на морские платформы, суда, подводные комплексы и т. д., могут еще долго ожидать заказов от нефтяников.

«В январе казалось, что «Роснефть» вот-вот начнет что-то делать на шельфе за пределами Сахалина, и подрядчики выстроились в очередь за получением заказов», — сообщил RusEnergy представитель сервисной компании, базирующейся в Мурманске. — Но уже летом стало ясно, что можно не торопиться. К сожалению, никакого реального движения в отношении морских проектов не происходит, заказов ждать не приходится».

Обином, более коротком пути к шельфу не разворовал министр природных ресурсов Юрий Трутнев. Он предлагал передавать лицензии не госкомпаниям, а международным консорциумам во главе с госкомпаниями и спрашивать с них по полной программе за невыполнение обязательств.

Такой подход приветствовали бы не только подрядчики, но и, возможно, менеджеры российских госкомпаний, для которых выполнение заданий по освоению шельфа стало сложным испытанием. Но, видимо, должно пройти еще несколько бесплодных лет, прежде чем инициаторы действующей модели освоения шельфа, то есть исключительно через посредничество российских госкомпаний, убедятся в ее нероботоспособности.

Юрий Котев, RusEnergy

нефть и газ тенденции

Корпорации будущего

стратегия

Нефтегазовые корпорации стараются убедить общественность в том, что газ, спрос на который за десять лет вырос в мире на 30%, — это топливо будущего, идущее на смену нефти, спрос на которую за тот же период упал на 3,5%. В противном случае корпорации могут оказаться в ситуации, когда им просто некуда будет деть свой газ.

Эра метана

Газ — более чистое с экологической точки зрения топливо, чем нефть, и запасов его хватит на многие десятилетия. Главным экономист группы BP по России и странам СНГ Владимир Дребенцов предсказывает скорое наступление эры газа. Ранее с похожими прогнозами выступали другие крупные добывающие компании, например Shell, а также ряд экспертов. Если почти весь XX век был временем, когда главным энергоносителем являлась нефть, то сейчас, похоже, «мир вступает в эру метана», сказал господин Дребенцов в ходе беседы на РБК-ТВ с экономистом Сергеем Алексашенко. Газ уже является главным топливом для электростанций, теперь осталось завоевать транспорт. По мнению Владимира Дребенцова, для этого будет применена технология сжиженного природного газа (СПГ), это облегчит процессы транспортировки топлива и заправки транспортных средств. Сейчас в основном газ сжижают, автомобиль приходится переоборудовать, а метан хранится в громоздких баллонах. «Размещение бака для сжиженного газа на транспорте не требует большого места, размер бака примерно такой же, как для обычного дизельного топлива. Соответственно, это увеличивает расстояние, которое вы можете проехать от одной заправки до другой. Уже и в Канаде, и в США, и в Европе появились грузовики, специальные транспорт для вывоза мусора, средне- и дальнбойный транспорт, который использует сжиженный природный газ», — отметил главный экономист группы BP. Пока на метан переходит в основном коммерчес-

кий автотранспорт. Этот вопрос активно обсуждают и судовладельцы. Например, с 2015 года на Балтике начнут действовать серы в топливе в 0,1%. Судовладельцам придется переходить на более экологически чистое топливо. Один из возможных вариантов — газ, который дешевле и мазута, и дизеля.

Технология СПГ стала прорывом, который позволил перевозить газ на любые расстоя-

ния. Это изменило расклад сил на газовом рынке, существенно ослабил позиции таких трубопроводных монстров, как «Газпром». На рынок смогли выйти новые весьма конкурентоспособные игроки (Катар, Тринидад и Тобаго, Малайзия и пр.). Сегодня почти все мировые нефтегазовые гиганты имеют собственное производство СПГ, а целые страны, такие как Япония или Южная Корея, покупают исключительно СПГ. Южная Корея недавно заключила с Shell и Total сделку на поставку 5,64 млн тонн СПГ в год в течение 2013–2035 годов. Сумма сделки — \$84 млрд. Газ будет поставляться также из Австралии, которая стремительно ворвалась в число влиятельных газовых игроков, в том числе за счет запуска проектов в области сланцевого газа.

Сегодня происходит вторая революция в газовой отрасли — революция сланцевого газа. Технологии разработки сланцев существовала достаточно давно, но внедрена она была в США только несколько лет назад, когда цены на углеводо-

роды достигли своих максимумов. В итоге Соединенные Штаты обогнали Россию по объемам добычи газа, а североамериканский рынок оказался недоступным для зарубежных поставщиков, сланцевые компании же оказались самыми востребованными активами для сделок M&A.

Процент бизнеса

Активное продвижение газа как альтернативы нефти основано на вполне очевидном коммерческом расчете. Развитые страны, прежде всего США и ЕС, сокращают потребление нефти, стремясь остановить глобальное потепление, поэтому доходы нефтегазовых компаний сокращаются. Доказав необходимость значительного увеличения потребления газа, компании смогут решить проблему потери прибыли.

Спрос на нефть в развитых странах начал сокращаться. Причин тому несколько. Во-первых, Запад продолжает попытки избавиться от сырьевой зависимости от стран развивающихся и третьего мира. Во-

вторых, стоимость углеводородов стала очень высокой, что тормозит экономический рост. В-третьих, борьба с глобальным потеплением ведет к смешению акцентов на использование более экологически чистых видов топлива.

В итоге потребление нефти развитыми странами (членами ОЭСР) за последние десять лет сократилось — с 48,1 млн тонн в 2000 году до 46,4 млн тонн в 2010-м (данные ежегодного отчета BP о состоянии мировой энергетики). ЕС снизил потребление с 14,6 млн тонн до 13,9 млн тонн, США — с 19,7 млн тонн до 19,2 млн тонн, Япония — с 5,5 млн тонн до 4,5 млн тонн. Это уже не конъюнктурные всплески — это устойчивая тенденция. Чтобы остаться на западном рынке, нужно предложить ему альтернативу нефти. И эта альтернатива — газ, полагают крупные компании и ряд экспертов.

А после аварии на АЭС «Фукусима» многочисленные комментаторы говорили о том, что надо отказаться от использования атомной энергии, и до-



Вслед за автотранспортом на газ будут переходить речные и морские суда, ведь газ не только экологичнее, но и дешевле мазута и дизеля ФОТО AFP/PHOTONSTOP

ступной альтернативой вновь называли природный газ. Конечно, можно было бы не придавать этому большого значения, ведь глобальный спрос на нефть все равно растет за счет резкого повышения спроса в развивающихся странах. Например, Китай за десять лет увеличил потребление нефти

почти в два раза — с 4,7 до 9,1 млн тонн в год. Но Запад — это премиальный рынок, там клиенты гораздо богаче, чем в Китае. И не стоит забывать о том, что до сих пор на страны ОЭСР приходится более половины общемирового потребления нефти. Так что логично заставить их потреблять больше газа, доказав, что его использование поможет в борьбе с глобальным потеплением.

Эта кампания уже дала плоды: спрос на газ в мире за десять лет поднялся примерно на 30%. И потребление будет расти. В июне Международное энергетическое агентство (МЭА) опубликовало специальный доклад о перспективах газа. Через 25 лет в мире наступит его «золотой век», полагают аналитики агентства. К 2035 году объемы потребления газа в мире вырастут более чем в полтора раза по сравнению с 2010 годом и составят 5,1 трлн кубометров в год. Доля газа в мировом энергобалансе достигнет 25%. Чтобы удовлетворить спрос, добычу надо увеличить на 1,8 трлн кубометров. Нынешних доказанных запасов при текущих объемах добычи хватит на 75 лет.

Крупнейшие энергетические гиганты, конечно, пытаются убедить мир в том, что газ — это единственное, чем можно заменить нефть, но получается пока по-разному. Например, и МЭА не видит в газе замену нефти для развитых стран. Агентство полагает, что основными драйверами роста спроса станут Китай и Индия. Для европейцев, судя по всему, газ так и не станет

полноценной альтернативой нефти, поскольку его использование все же не исключает вредных выбросов. Запад достаточно осторожно наращивает потребление газа. В ОЭСР оно выросло за десять лет менее чем на 10%, в ЕС — примерно на 11%, а в США — лишь на 3%.

«Хотя природный газ и считается самым чистым ископаемым топливом, но это все-таки ископаемый вид топлива», — отмечает глава МЭА Нобуа Танака. Он уверен, что рост добычи газа «не является панацеей от климатических изменений».

Все это делает попытки навязать газ западным рынкам в качестве замены нефти малоперспективным занятием. Там скорее ветряков и солнечных батарей настроят, а автомобили переведут на суперэкономичные гибридные технологии. Так что и «Газпрому» не стоит особенно обольщаться насчет расширения своего присутствия на рынке ЕС. Там конкуренция будет очень жесткая — производители СПГ и сланцевого газа постараются отвоевать себе место под солнцем. Хорошо если «Газпрому» удастся сохранить нынешние позиции и 25-процентную долю европейского рынка.

Так что BP, Shell и прочие могут оказаться в ситуации, когда им просто некуда будет деть свой газ. Накупив кучу активов, они вынуждены будут придерживаться разработку месторождений, чтобы не обрушить цены на рынке. Надежда лишь на Китай, но неизвестно, вытгнет ли он всю нефтегазовую отрасль.

Кирилл Мартынов

ДОЛЯ ЦЕНЫ

Сейчас по сравнению с нефтью природный газ меньше востребован на товарном рынке. Но можно предположить, что вся эта активность международных корпораций вокруг дешевого природного газа в конечном итоге выйдет в коммерческий прорыв.

Баланс будущего

Цена природного газа на спотовом рынке Европы составляет сейчас всего 48% от цены на нефть с переводом в баррели натурального эквивалента. Для североамериканского газа ситуация гораздо хуже: всего 22% от мировой цены на нефть. Такое соотношение образовалось на рынке еще со второй половины 2009 года.

При этом в 2010 году излишние восторги в отношении сланцевого американского газа приутились. Впрочем, и природный газ не слишком растет в цене по причине большой денежной ликвидности из-за низких ставок рефинансирования. Но в среднесрочной перспективе цены на природный газ, скорее всего, возьмут свое. И не только в плане сокращения ценового отрыва от нефти, но и роста популярности и спроса.

Международное энергетическое агентство (МЭА) недавно выпустило специальный обзор, посвященный перспективам газа в ближайшие четверть века.

Природный газ, скорее всего, будет играть значительно более важную роль в энергетическом мировом балансе будущего. Очевидным преимуществом является снижение выброса парниковых газов и загрязняющих веществ.

При этом, по данным министерства энергетики США, газ в среднем практически на 30% эффективнее для производства электроэнергии по сравнению с углем. Эти преимущества дают МЭА основания полагать, что газ выиграет в противоборстве с углем.

Популярность природного газа выведет этот энергоресурс на второе место по потреблению и приведет к постепенному сокращению спроса на уголь с 2020 года. Правда, ничего удивительного в этом предположении уже нет. Сейчас можно наблюдать серьезное превосходство природного газа над углем в электрогенерации.

В июле вышли окончательные правила от американского Агентства охраны окружающей среды относительно улучшения качества воздуха за счет сокращения уровня загрязнения тепловыми электростанциями.

В результате American Electric Power Co., крупнейшая компания по производству энергии из угля, заявила об остановке 6 тыс. МВт угольной генерации к 2014 году и повышении использования газа в своих активах до 28% к 2020 году с 23% в прошлом году.

A Southern Co., крупнейшая по рыночной капитализации электрогенерирующая компания, остановит 4 тыс. МВт, или 40%, от всей ее угольной генерации и заменит эти мощности газовыми электростанциями. Ожидается, что схожая тенденция, только в более сдержанных масштабах, будет и в Китае.

А как же нефть? Перспективы нефти в прогнозе МЭА пострададут незначительно. Действительно, на текущий момент достаточно неожиданным выглядел бы официальный прогноз о том, что газ в обозримом будущем потеснит нефть в сегменте транспортировок. Подобный сценарий, несомненно, имеет право на жизнь, но о масштабных тенденциях пока говорить не приходится.

Нужно хорошее техническое и инфраструктурное обоснование, которое теоретически может быть реализовано с учетом сохраняющегося разрыва между ценами на углеводороды. И, скорее всего, это обоснование будет найдено в США, где ценовой разрыв максимален. Газодобытчики Америки сейчас уже очень активно ищут новые способы использования свободных объемов природного газа.

В июле компания Chesapeake Energy Corp., главный независимый добытчик газа, объявила о создании собственного венчурного фонда, который в ближайшее десятилетие потратит \$1 млрд на поиск способов повышения спроса на природный газ, в частности в виде экологически чистого транспортного топлива.

А европейская Shell в мае заявила, что строительство компаний самого большого завода по производству жидкого топлива из газа за \$19 млрд в Катаре может одновременно свидетельствовать о технологических возможностях переработки сланцевых газов в дизельное и авиационное топливо.

В Shell пояснили, что подобные технологии могут быть использованы для строительства небольших заводов на территории США.

Для международных нефтегазовых корпораций расширение численности автомобилей, работающих на газе, может являться привлекательной частью долгосрочной стратегии с учетом истощения нефтяных запасов на территории развитых стран.

Высокие ставки

Но как разительно отличаются подписанные контракты на разработку месторождений в нефтеэкспортных странах по сравнению с прошлым веком. В Ираке зарубежные компании с продажи каждого барреля получают сейчас только порядка \$1,5–2.

ExxonMobil соглашается на 30% в месторождениях арктического и черноморского шельфов, взяв на себя полностью риск финансирования первоначальной геологоразведки на \$3,2 млрд., и вынуждена при этом еще предоставить «Роснефти» проекты в США и помочь в работе с зарубежными инвесторами. Ранее английская BP была готова за арктический шельф пойти на стратегический обмен акциями с «Роснефтью».

Потому та же ExxonMobil в конце 2009 года идет на поглощение североамериканского сланцевого газодобытчика за \$40 млрд, причем вместе с чистым долгом. Это ставка, высокая ставка, причем с расчетом на перспективное будущее природного газа, которого имеются огромные запасы в сланцевых пластах по всему миру. С 2009 года было произведено сделок слияний и поглощений в сегменте сланцевой добычи Северной Америки еще на \$45 млрд.

Не зря правители в Саудовской Аравии боятся чрезмерно высокого уровня нефтяных цен, который неминуемо приведет к популяризации альтернативных энергоресурсов, и прежде всего увеличения газовой доли в экономике. И в среднесрочной перспективе природный газ, скорее всего, возьмет свое и в плане сокращения ценового отрыва от нефти, и повышения спроса.

Виталий Громадин, «Арбат-Капитал»

Скупка влияния

сделки M&A

С начала года отмечено сокращения количества сделок слияний и поглощений в мировой нефтегазовой отрасли по сравнению с предыдущим годом. При этом сохраняется наблюдаемая уже несколько лет тенденция к покупке большими игроками компаний, занимающихся добычей как традиционного природного, так и сланцевого газа.

Игра по-крупному

Согласно отчету (ПрайсвотерхаусПруперс) (PwC) «Обзор международных сделок в нефтегазовом секторе», с начала года активность на мировом рынке слияний и поглощений в нефтегазовом секторе была самой низкой за период с 2009 года. Основная часть сделок в секторе M&A по-прежнему приходится на сделки между компаниями, занимающимися геологоразведкой и добычей. Ведущие мировые компании продолжают освоение новых регионов и рынков, кроме того, по-прежнему весьма активны в секторе M&A китайские государственные компании. В первом квартале 2011 года в мире было заключено 163 сделки, что на 20% меньше, чем за тот же период 2010 года. Однако в стоимостном выражении показатель в \$94 млрд соответствует среднему показателю по сделкам слияний и поглощений за 2010 год. «Мегаделки по-прежнему остаются на повестке дня», — отмечают в PwC.

В среднем звене активность оставалась невысокой в основном в связи с тем, что частный капитал пока так и не вернулся в нефтегазовый сектор, и большая часть последних сделок осуществлялась корпорациями с прочным финансовым положением.



Вот за эту землю и американскую компанию Petrohawk Energy Corporation транснациональная горнодобывающая корпорация BHP Billiton заплатила \$12,1 млрд. Это приобретение делает BHP Billiton крупнейшим в мире разработчиком месторождений сланцевого газа ФОТО REUTERS/PETROHAWK ENERGY CORPORATION/HANDOUT

Основной интерес покупателей и продавцов активов сосредоточен в сегменте геологоразведки и добычи. 67% от общего количества сделок за текущий год было заключено именно там, при этом стоимость таких сделок достигла \$63 млрд. В целом основными темами до сегодняшнего дня остаются покупка новых месторождений, особенно газовых.

Согласно отчету, крупномасштабные сделки, характерные для рынка слияний и поглощений последних лет, продолжатся заключаться и в секторе нефтепромысловых услуг. Стоимость сделок между такими компаниями также растет, при этом все чаще она достигает докризисного уровня.

Активность на рынке слияний и поглощений в первом

квартале 2011 года немного снизилась по сравнению с уровнем 2010 года, однако перспективы выглядят обнадеживающими, так как общее улучшение настроения в нефтегазовом секторе стимулирует активность в области M&A, — отмечает партнер, руководитель отдела аудиторских услуг предприятий нефтегазового сектора PwC в России Игорь Лотаков. — В краткосрочной перспективе компании, занимающиеся разведкой и добычей, будут уделять основное внимание новым регионам, при этом они также будут заниматься рационализацией портфелей, связанных с более развитыми территориями. И компании с высококотируемым финансовым положением будут основными игроками на рынке слияний и поглощений.

Партнерский интерес

Мировые лидеры отрасли скупают независимые компании, работающие над проектами по добыче сланцевого газа. Возможно, что «крупняк» просто боится, что в конечном счете наличие на рынке множества мелких и средних производителей газа приведет к избыточному предложению и вызовет обвал цен.

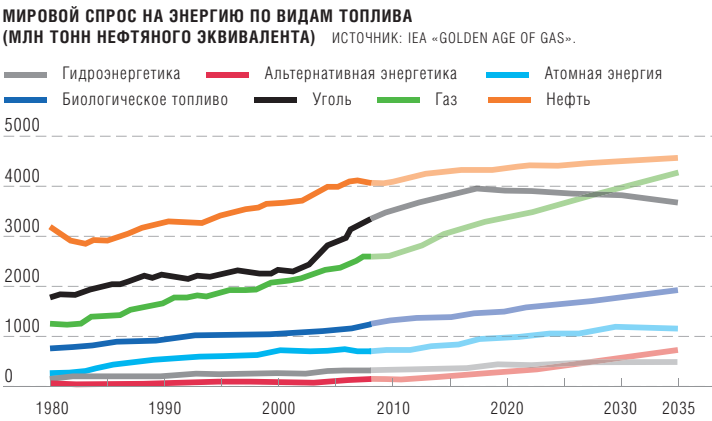
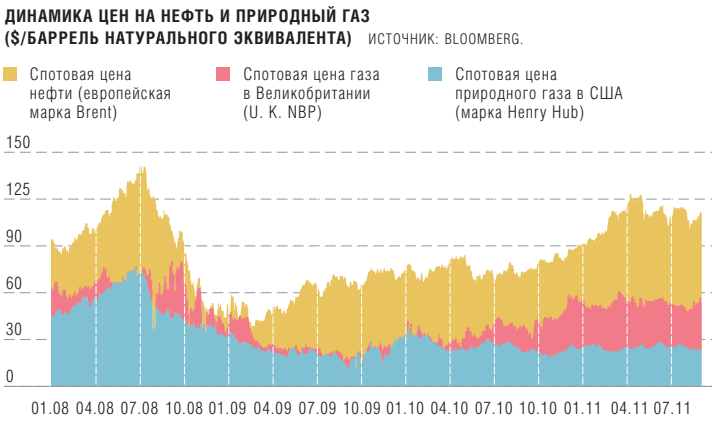
Одним из основных нысмейкеров в сфере M&A остается BP. Компания после аварии в Мексиканском заливе устроила гигантскую распродажу активов по всему миру, ведь ее долги и затраты оказались огромными (в 2010 году BP впервые с 1992 года получила чистый убыток в \$4,9 млрд). Так, в феврале текущего года компания выставила на продажу не-

фтедобывающие активы в Великобритании, включая три проекта — Cleeton, West Sole и Amethyst — в южной части Северного моря.

В прошлом году во главе BP встал Роберт Дадли, ранее руководивший ТНК-BP (Москву он покинул после конфликта с российским акционером компании консорциумом ААР — «Альфа-Аксес-Ренова»). Был выбран ряд новых регионов и объектов для сделок M&A. Ключевым должен был стать альянс с российской госкомпанией «Роснефть», который включал в себя создание совместного предприятия по освоению Арктики, а также подразумевал обмен 5% акций BP на 9,5% акций «Роснефти». Но сделка была заблокирована ААР.

Параллельно BP начала работу по заключению глобального партнерства с индийским гигантом Reliance Industries, принадлежащим одному из самых богатых людей в мире, Мукешу Амбани (в последнем списке «Форбс» он занял девятое место с состоянием в \$27 млрд). И, в отличие от России, в Индии у BP все получилось. Соглашение, заключенное компаниями в феврале, в июле было одобрено индийским правительством. Формат сделки предусматривает, в частности, продажу британцам 30-процентной доли в 23 нефтегазовых блоках в Индии. Добывается сейчас там в основном газ — около 50 млн кубометров в сутки. Стоимость сделки — \$72 млрд.

Для BP это шанс закрепить на чрезвычайно перспективном рынке и поправить свое пошатнувшееся после аварии положение. Стоит также отметить, что если бы и эта сделка сорвалась, то дни Роберта Дадли во главе BP были бы сочтены: второй провал акционеры ему вряд ли бы простили.



Россия, Индия, Австралия, Канада — сегодня в этих регионах сосредоточен интерес ведущих мировых игроков нефтегазового рынка. Там много запасов углеводородов, но и сами рынки привлекательны с точки зрения перспектив сбыта энергоносителей. Впрочем, пока это в значительной степени авансы и ожидания будущего роста.

В июле мегаделку совершила крупнейшая транснациональная горнодобывающая корпорация BHP Billiton, купившая за \$12,1 млрд американскую компанию Petrohawk Energy Corporation, занимающуюся разработкой месторождений нефти и газа в Северной Америке. Это приобретение позволит BHP Billiton стать крупнейшей компанией, ведущей разработку сланцевого газа.

Кроме того, продолжается активная консолидация на газовом рынке.

Китайцы идут

Повышенный интерес к газовым активам — это еще одна устойчивая тенденция мировой нефтегазовой индустрии. Сначала сжиженный природный газ (СПГ), а затем появление на рынке сланцевого газа взорвали за последние несколько лет привычный расклад сил в газовой отрасли. Оценки потенциала запасов сланцевого газа столь ошеломляющие, что на этом рынке наблюдается бум сделок M&A.

Впрочем, пока мало кто может точно сказать, насколько выгодной окажется скупка сланцевых и газовых активов. Возможно, что энергетические

гиганты тратят деньги не в расчете на будущие прибыли, а стремясь устранить с рынка неуправляемых независимых игроков, которые могут обвалить цены на газ, создав его избыточное предложение. Инвестиции надо возвращать, а сделать это при низких ценах невозможно.

Интерес к новым газовым покупкам был изрядно подогрет и аварией на АЭС «Фукусима», после которой в мире началась массовая волна отказов от ядерной энергетики, а реальная альтернативой атому является газ. В общем, можно смело прогнозировать сохранение повышенного интереса к газовым активам еще на несколько лет, а потом, вероятнее всего, все остановится и попытается понять, что же теперь с этим делать.

Резкий рост интереса к газу совпал с другим устойчивым трендом — стремлением китайцев скупить как можно больше запасов углеводородов по всему миру. Если раньше основными объектами их внимания были африканские и арабские страны с нестабильной политической ситуацией, то сейчас китайские компании начали покупать активы в развитых странах. В феврале PetroChina подписала с канадской фирмой Епсана соглашение о совместной разработке месторождений сланцевого газа на западе Канады. Объем инвестиций PetroChina оценивается в \$5,4 млрд. Но на этом китайцы не останавливаются. Уже известно, что PetroChina ищет объекты для поглощения нефтегазовых активов в Северной Америке.

Под влиянием кризиса и мифа о глобальном потеплении стремительно меняются структура рынка, география спроса и предложения.

Кирилл Мартынов

нефть и газ

комментарии

«Надо думать на 10–20 лет вперед»

налоговая практика

(Окончание. Начало на стр. 13)

— Основные элементы налогового бремени в мире?

— Элементов налогообложения нефтяной отрасли не так и много. Судите сами. Это бонус от компании при выдаче лицензии на месторождение, плата собственнику недр за их использование, налог на прибыль, который платят все компании всех отраслей экономики, затем рентный налог во всех, иногда самых причудливых его формах, наконец, экспортные пошлины, нацеленные либо на сбор налогов самым простым способом, либо на поддержку отечественной нефтепереработки, либо и на то, и на другое.

Если не рассматривать налоговые системы, основанные на СРП и ближневосточных сервисных контрактах, я бы разделил все страны на три группы.

Первая группа стран — те, которые основывают свою налоговую систему преимущественно на роялти и налоге на прибыль. В США, например, нет специального рентного налога, поэтому большая доля прибыли от роста цен достается инвестору. Канада по большей части регулирует изъятие части ренты через очень сложную и дифференцированную систему роялти, но специальных рентных налогов не вводит. Таким же путем движется Колумбия, где, правда, уже есть квазирентный налог, изымающий часть роста цены на нефть. Перу тоже можно отнести к этой группе. Интересно заметить, что это страны нового света с большой долей наземной добычи, где уровень неопределенности ниже.

Вторая группа стран — те, которые полностью основывают свою налоговую систему на рентных платежах с прибыли от нефтедобычи в дополнение к общему налогу на прибыль. Классическими примерами являются Норвегия и Великобритания. В приводимой часто в пример Норвегии ставка налога на прибыль от нефтедобычи одна из самых высоких (78%), но практически все налоговое бремя переложено на фазу получения прибыли и свободного денежного потока. Великобритания удивила весь мир и подняла ставку налога на прибыль от добычи в марте с 20 до 32%, доведя совокупную ставку налогообложения до 62%. Но ни роялти, ни экспортной пошлины ни в Норвегии, ни в Великобритании



По мнению Алексея Кондрашова, партнера компании Ernst & Young, устойчивый рост налогового бремени на нефтегазовую отрасль свидетельствует о том, что во всем мире повышение налогов на нефть — более популярная утилизатор мера, чем повышение налогов на граждан

нет. Правда, шли они к отмене роялти около десяти лет: от простого и понятного налога отказываться нелегко. Геологоразведку эти государства существенно финансируют: через предоставление нефтяным компаниям вычета затрат из прибыли от предыдущих проектов. При очень высоких ставках налога на прибыль. При такой системе, если контролировать затраты нефтяных компаний и трансфертные цены, а и в Норвегии, и в Великобритании накоплен обширный опыт в этих вопросах, налогообложение стимулирует обоснованные, разумные капиталовложения, без которых постоянное развитие нефтяной отрасли невозможно. Но есть и отличие, причем существенное: главное, что отличает норвежскую систему от британской, — налоговая система Норвегии стабильна на протяжении многих лет. В этих странах вся добыча офшорная, а значит, нет возможностей для изъятий налогов государством без оглядки на доходность проектов.

Третья группа стран сочетает невысокий размер роялти с существенной долей рентного налога на прибыль. К ней можно отнести как Австралию, Папуа — Новую

Гвинею и Бразилию, которые расположились ближе ко второй группе, так и Казахстан и Китай, где доля роялти выше и рентные налоги взимаются как с прибыли (по сложным прогрессивным шкалам, которые не очень подходят для стимулирования геологоразведки), так и с объема произведенной продукции. В Казахстане даже экспортная пошлина есть — правда, раз в десять ниже, чем в России.

Очень интересным представляется то, каким путем пойдут новые игроки рынка нефтедобычи из числа африканских стран, которые поначалу для привлечения инвесторов будут полагаться на СРП. Будут ли они в дальнейшем отходить от этой практики и разрабатывать законодательство, основанное на пяти вышеперечисленных элементах? Также очень интересным будет процесс разработки и совершенствования налогового законодательства в Польше и на Украине, если они выйдут на существенные объемы производства сланцевого газа.

— Судя по вашей классификации, Россия остается за рамками?

— Россия со своей системой налогообложения, основанной практически исключительно на налогообложении объемов добычи нефти, которая при цене нефти в \$100 за баррель оставляет инвестору менее \$25, настолько далека от мировых тенденций, что инвестировать в новые проекты можно, лишь получив индивидуальные льготы по экспортной пошлине. По этой причине у нас не принимаются инвестиционные решения по новым разведанным, но капиталоемким проектам. В геологоразведку капитал идет только под обязательства правительства разработать для нее специальный налоговый режим.

Нужна программа действий. Надо двигаться дальше! Такое движение возможно, если государство будет последовательно в принятии решений, а отрасль — в своих просьбах. Лучше двигаться постепенно, выверяя каждый шаг, но последовательно, чем шарахаться из стороны в сторону. До недавнего времени мы скорее именно шарахались: то в конце 2008 года принимаем решение о снижении НДС, то в 2010 году его опять повышаем, то предоставляем адресные льготы по экспортной пошлине в 2009 году (правда, без определения четких критериев их предоставления), то через год уменьшаем эти льготы и отменяем их.

Все это говорит о том, что в России эффективно работала только одна из функций

налогов. Причем очень эффективно — контрольная функция. Очень просто прогнозировать и отслеживать поступления налогов в силу потрясающей простоты нашей системы налогообложения нефти: спланировал добычу и экспорт нефти, забюджетировал ее мировую цену — и 50% поступлений бюджета готово. Это действительно большой плюс действующей налоговой системы. Но единственный. Поскольку даже фискальная функция такого подхода, то есть функция максимального сбора налогов с отрасли, работала не до конца.

— Какие еще функции должна выполнять и не выполнять отечественная система налогообложения?

— К фискальной и контрольной еще хотя бы регулируюшую и стимулирующую добавить, а потом и распределительную.

Регулирующая функция состоит в том, чтобы посредством налоговых механизмов добиваться достижения задач экономической политики государства. А у нас пока как получается? Хотим НПЗ реконструировать, а все налоговые стимулы работают на увеличение производства мазута. Хотим недр использовать рационально, а в любом случае по налогообложению природных ресурсов написано, что высокие роялти (в нашем случае и НДС), и экспортная пошлина играют эту роль! понуждают инвестора к ранней остановке месторождений.

Стимулирующая функция должна проявиться в поддержке разработки новых месторождений и геологоразведки на шельфе, а также месторождений высоковязкой нефти и малых месторождений.

А вот распределительную функцию в приложение к налогообложению нефти мы вообще неправильно понимаем. Нам кажется, что дешевым бензином и дизелем мы поддерживаем людей и эффективность экономики. На самом деле, перераспределяя через дешевый бензин и дизель часть национального богатства в пользу тех, кто ездит на дорогих автомобилях с пятилитровыми двигателями и неэкономичными, загрязняющими воздух грузовиками, мы забываем как о тех, кто вообще не ездит на машинах, так и об энергоэффективности. Дешевые энергоресурсы не способствуют энергосбережению. Кто не верит — поезжайте в Венесуэлу. Там бензин полтора цента за литр стоит — никто не выключает двигатель на стоянке. Зачем? Кстати, в Норвегии бензин и дизель дороже, чем у нас.

— Вступающий в силу с 1 октября проект, уже получивший название «60–66», что меняет в этом смысле помимо уменьшения экспортной пошлины с 65 до 60%?

— Важнейший шаг! Он нефтяникам к \$25 за баррель еще почти \$4 добавит. За счет проведения тех инвестиций, которые при 65% экспортной пошлины были неэкономичны, а при 60% таковыми станут, отрасль добавит около 15 млн тонн добычи в год на действующих месторождениях. Это выразится в дополнительных налоговых поступлениях в бюджет страны около 200 млрд рублей. В 2012 году уже увидим результат. В дальнейшем можно получить и больше.

Частичный эффект будет достигнут и с точки зрения регулирующей функции налогов. По крайней мере часть низкоэффективной переработки закроется за счет того, что субсидия производства темных нефтепродуктов через экспортные пошлины сократится вдвое, мазут станет дешевле, и рентабельность проектов его крекинга в светлые продукты увеличится. Государство наконец создаст налоговые условия для процесса модернизации НПЗ и выполнения установленных им же требований.

— Какой вам видится дальнейшее налоговое реформирование отрасли?

— Для разработки новых месторождений и новой шельфовой геологоразведки сам по себе режим «60–66» ничего не дает. Но открывает окно возможностей. По нашим расчетам, проекты разработки многих новых разведанных месторождений могут стать экономически оправданными, даже если при 60-процентной пошлине отменить НДС и ввести рентный налог на финансовый результат от добычи нефти. Каникулы НДС — это, конечно, хорошо, но мало для капиталоемких проектов.

А в геологоразведке надо отменить пошлину. Это можно сделать уже сегодня, так как, во-первых, нефть с этих проектов раньше 2020 года не появится, а во-вторых, она, скорее всего, на внутренний рынок поставаться не будет, а значит, на цену нефтепродуктов влияния не окажет никакого. При существующем налоговом режиме никто миллиарды вкладывать не будет в проекты, где вероятность успеха не больше 20%.

Года два-три передышки, которую дает режим «60–66», надо использовать для того, чтобы проработать следующие шаги.

Во-первых, рассмотреть возможность и эффект от снижения пошлины на нефть

до 55% и полной отмены ее для шельфовой геологоразведки. Сначала, правда, надо 60% законодательно закрепить. Снижение пошлины до 55% должно дать еще дополнительную добычу, налоговые поступления от которой перекроют потери от снижения ставки пошлины. А дальше нужно рентный налог на доходы от добычи вводить, чтобы на старых месторождениях добыча падала не начала.

Во-вторых, разработать простой и эффективный механизм действия рентного налога на добычу и запустить его как для геологоразведочных проектов на шельфе, так и для новых месторождений Восточной Сибири, Ямала и Каспия. После снижения ставки пошлины до 60% такой налог вводить можно (при не очень высокой ставке — не более 20%), но при 55% он даст больший эффект.

В-третьих, определить, как проводить дальнейшее сокращение разницы между пошлиной на нефть и на темные нефтепродукты. Полное с 2015 года выравнивание этих пошлин, записанное в постановлении правительства, должно быть хорошо просчитано, чтобы не получить дестимулирующий эффект. Поскольку полностью от производства мазута нам к 2015 году не избавиться, будем реалистами, и продавать его на экспорт придется. Надо считать эффект от налогообложения всей экспортной корзины нефтепродуктов и предлагать взвешенные решения.

В-четвертых, понять, как и до какого уровня снижать экспортную пошлину на нефть и как вводить рентный налог на нефтедобычу на старых месторождениях, и в каких пропорциях в российском налоговом режиме должны находиться роялти (НДПИ) и рентный налог, основанный на доходе от добычи нефти.

— В итоге что должно получиться? — Разумный, просчитанный НДС плюс рентный налог на финансовый результат — налоговая система, которая может открыть нам доступ к запасам Арктики и Черного моря. Иначе все договоренности останутся только на бумаге. И надо постепенно отменить экспортную пошлину на нефть — году к 2020 это, наверное, возможно. Это программа на несколько лет вперед. Надо думать на 10–20 лет вперед, а не жить сегодняшним днем. Нефтедобыча — отрасль с длительным инвестиционным циклом.

Записал Владислав Дорофеев



РОСКОШЬ ЖИЗНИ НА БЕРЕГУ МОРЕ

Это ваша возможность принять участие в самом эксклюзивном проекте недвижимости на берегу Средиземного моря. Располагаясь недалеко от центра Лимассола, самого оживленного и многонационального города Кипра, Limassol Marina предлагает заманчивый выбор прибрежных домов, бутиков, магазинов и ресторанов, олицетворяя собой уникальный стиль «жизни на море».

Продажа роскошного комплекса Peninsula Villas, в котором каждая вилла имеет свой собственный яхтенный причал или прямой выход на пляж, началась. Это предложение следует за исключительно успешным запуском комплекса Nereids Residences, включающего в себя расположенные среди прекрасного природного ландшафта апартаменты и пентхаусы с захватывающими дух видами на море и гавань, а также общий плавательный бассейн.



Cybarco

Разработка и строительство проекта - Limassol Marina Ltd.
Управление проектом - Cybarco Ltd.
Эксплуатирующая организация гавани - Camper & Nicholson's Marinas.



Limassol Marina

Москва
+7 495 643 1901
Санкт-Петербург
+7 812 332 7118

Офисы в Москве, Санкт-Петербурге, Екатеринбурге, Киеве, Кипре и Лондоне.

limassolmarina.ru

НАЛОГ НА ПЕРЕРАБОТКУ

Вступающий в силу с 1 октября новый режим налогообложения вывоза нефти и нефтепродуктов вряд ли спасет Россию от высоких цен на автозаправках. Объем и рентабельность переработки нефти и, как следствие, предложение товарного бензина на внутреннем рынке могут снизиться, а в условиях экономической неопределенности масштабные долгосрочные вложения в модернизацию НПЗ представляются слишком рискованными.

Новый налоговый режим, условно называемый «60–66», вступает в силу с 1 октября и предполагает изменение формул расчета пошлин на нефть и нефтепродукты в зависимости от экспортных котировок российской нефти, публикуемых новыми агентствами Argus и Platts. При стабильных котировках пошлина на нефть снизится более чем на 7%, на дизтопливо и керосин — на 9%, а на темные нефтепродукты, к которым относятся мазут, вакуумный газойль и масла, повысится на 31%. Ставка для бензина и нефти снизится на условные 7%, но новая система налогообложения сохраняет ее на фактически запретительном уровне — 90% от пошлины на нефть.

В результате рентабельность нефтепереработки в России в целом снизится, особенно пострадают предприятия с невысокой глубиной переработки и большим выходом мазута. Также новая система расчета экспортных пошлин делает относительно более выгодным экспорт газойля. Россия традиционно экспортирует более половины выпускаемого газойля (дизтоплива), который пользуется спросом на зарубежных рынках сбыта, и около 90% темных нефтепродуктов, которые из-за в целом невысокой глубины нефтепереработки в стране вывозятся в избыточном количестве. В то же время абсолютные размеры экспорта товарного бензина и нефти относительно невысоки.

Широко обсуждавшиеся прямые последствия новой системы экспортного налогообложения нефтяной отрасли будут носить во многом фискальный характер: крупные добывающие компании получат дополнительный доход — подорожает российский бензин, менеджеры и частным акционерам нефтяных компаний — и частично потратят его на компенсацию выпадающих доходов и прибыли от экспорта мазута и нефти.

Вероятнее всего, продолжится начавшееся в мае — июне снижение экспортной нефти. После повышения пошлин на этот полуфабрикат до 90% от пошлины на нефть в июне многие производи-



По мнению ряда экспертов, новый налоговый режим «60–66» принесет дополнительные прибыли менеджерам и частным акционерам нефтяных компаний. Но не спасет от высоких цен на автозаправках

ФОТО НИКОЛАЯ ЦЫГАНОВА

тели продолжали выполнять контрактные обязательства перед зарубежными партнерами, чтобы не потерять клиентов, в надежде, что запретительно высокая ставка может быть скоро отменена. После объявления о введении нового налогового режима стало понятно: временная мера будет постоянной.

Пока большинство участников рынка считает, что нефтепереработка останется рентабельной в России, а правительство надеется, что новая система налогообложения будет стимулировать повышение глубины переработки нефти в России.

В текущем году расчет вывозной пошлины на темные нефтепродукты меняется второй раз, в результате при условно неизменной цене на нефть ставка для мазута в октябре вырастет к январю почти на 60%. А после 2015 года ее планируется приравнять к ставке пошлины на нефть, то есть увеличить при условной неизменной цене на нефть еще на 50%. Все это должно стимулировать нефтепереработчиков к модернизации предпри-

ятий для увеличения выхода светлых нефтепродуктов, и в первую очередь газойля, надеется правительство.

Между тем нефтеперерабатывающие компании могут посчитать инвестиции в модернизацию слишком рискованными в условиях часто меняющегося налогообложения. Знай «Татнефть» о грядущих изменениях в налогообложении экспорта нефтепродуктов, решение о строительстве Нижнекамского НПЗ «Танэк» могло быть другим.

Внутренние цены на нефть и нефтепродукты во многом зависят от внешней ценовой конъюнктуры и экспортных возможностей. Поэтому изменение системы налогообложения приведет к повышению внутренних цен на нефть и газойль, в то время как мазут может резко подешеветь, что радикально и непредсказуемо изменит стоимость корзины нефтепродуктов, выпускаемых на том или ином предприятии. То есть возможной реакцией рынка может стать сокращение объемов переработки.

Большинство мелких нефтепереработчиков не собирается снижать объемы переработки сырья после введения новой системы экспортного налогообложения. Независимые НПЗ не могут снижать загрузку: им нужно работать, чтобы отдавать кредиты. Единственной альтернативой является закрытие предприятия, чего никто не планирует.

Но на такой шаг могут пойти более крупные игроки — вертикально интегрированные нефтяные компании. Даже в условиях повышенного административного давления ВИНКи будут искать любую возможность для сокращения нефтепереработки и увеличения более привлекательного экспорта нефти.

Как показывает практика, любые изменения в режиме государственного регулирования часто приводят к дополнительным непредсказуемым последствиям. Система налогообложения экспорта нефти и нефтепродуктов, действовавшая в России до февраля текущего года, была нацелена на стимулирование нефтепереработки, а преуспела лишь в том, чтобы сделать Россию крупным экспортером продукта простейшей переработки — мазута.

По оценке Минэнерго, изменение налогового режима приведет к снижению объемов переработки на 15–20%, или на 37–50 млн тонн. Сокращение загрузки НПЗ может привести если не к дефициту, то к дополнительному повышению давления на и без того монополизированном внутреннем рынке бензина. Тогда как нехватка других, экспортноориентированных продуктов — дизтоплива и мазута — будет ощущаться меньше благодаря избыточным для внутреннего рынка объемам производства.

Дмитрий Кречет