

НЕФТЬ И ГАЗ

НОВЫЙ КУРС РОССИИ
В ОБЛАСТИ ОСВОЕНИЯ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ /18
ЧТО ТАКОЕ РЕСУРСНЫЙ
НАЦИОНАЛИЗМ /21
КАК ПРИМИРИЛИСЬ
«ЮЖНЫЙ ПОТОК» И НАВУССО /23
РЕЙТИНГ РОССИЙСКОГО ТЭКА.
ПРИБЫЛИ ВЕРНУЛИСЬ /25
ВСЕ ШЕЛЬФЫ МИРА /28
ЛЕГКАЯ НЕФТЬ КОНЧАЕТСЯ.
НАСТУПАЕТ ВРЕМЯ СЛОЖНЫХ
УГЛЕВОДОРОДОВ /30

Вторник, 17 ноября 2009 №214
(№4269 с момента возобновления издания)
Цветные тематические страницы №17–32
являются составной частью газеты «Коммерсантъ»
Рег. №01243 22 декабря 1997 года.
Распространяются только в составе газеты.

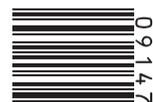
Коммерсантъ

BUSINESS GUIDE



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
ВЫПУСКА

4 601865 000226



09147



ВЛАДИСЛАВ ДОРОФЕЕВ,
РЕДАКТОР BUSINESS GUIDE
«НЕФТЬ И ГАЗ»

ПОНЯТНЫХ ПРИЧИН ДВЕ

Знакомо ли кому-то из вас ощущение, когда волосы встают дыбом, от волнения, перенапряжения, страха, любви, боли и др. Мне кажется, вполне правомерно выражение — мысли дыбом. Это когда появляется осознание, понимание, что присутствуешь или описываешь исторический момент, начало нового исторического этапа.

Вот именно такой переход сейчас происходит в российской нефтегазовой отрасли. Меняется парадигма в отношении освоения и развития ресурсной базы России, главной экономической составляющей которой, разумеется, является топливно-энергетический комплекс.

Парадигма эта означает смену государственного курса в отношении привлечения иностранных инвестиций. В истории новой России отчет идет от начала 1990-х, от сахалинских проектов, основанных на СРП, затем несколько лет от начала века, когда в стране утвердился принцип самодостаточности, даже заработал инструмент деприватизации. И вот теперь, в связи с всемирным кризисом, точнее, примерно через год от его начала, провозглашен новый курс в развитии российского ТЭКа. Произошло это 24 сентября в Салехарде на встрече Владимира Путина с большинством руководителей крупнейших нефтегазовых компаний мира. Поскольку на встрече присутствовала большая часть правительства, можно сказать, что нефтегазовый мировой бомонд пригласили на расширенное заседание российского правительства. Формальный повод — привлечение инвестиций в разработку месторождений полуострова Ямал. По сути, декларация отказа от ресурсного национализма, свойственного для России в последние годы.

Понятных причин две. И обе из области логических, то есть умных. Кризис снизил инвестиционные возможности компаний и государства, причем не только в России. И вторая — осознание новой посткризисной экономической реальности. Происходит, произошла уже, окончательная глобализация нефтегазовой отрасли. Национальный ТЭК совершенно вписан в мировой и наоборот. Забвение этого принципа не дает возможности адекватно оценивать события и тенденции в национальной и мировой нефтегазовой отрасли — это взаимодополняющие реальности и процессы, их уже не разделить волевым способом. Потому что теперь уже нет отдельно взятого национального ТЭКа или это не ТЭК.



КОЛОНКА РЕДАКТОРА

САЛЕХАРДСКИЙ КУРС

В КОНЦЕ СЕНТЯБРЯ ВЛАДИМИР ПУТИН УСТРОИЛ В САЛЕХАРДЕ ПРЕЗЕНТАЦИЮ ГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ ЯМАЛА ДЛЯ МИРОВОГО НЕФТЕГАЗОВОГО БОМОНДА. ПРЕМЬЕР РОССИИ ПООБЕЩАЛ ИНВЕТОРАМ НАЛОГОВЫЕ ЛЬГОТЫ И ВСЯЧЕСКУЮ ПОДДЕРЖКУ. НО ЭТО БЫЛО НЕ ГЛАВНОЕ. ПОХОЖЕ, МЕРОПРИЯТИЕ ЭТО БЫЛО ЗАТЕЯНО С ЦЕЛЮ ПРОВОЗГЛАШЕНИЯ НОВОГО КУРСА В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. КИРИЛЛ МАРТЫНОВ

ПРИЕХАЛИ ВСЕ В Салехард съехались руководители большинства ведущих мировых нефтегазовых компаний. Причем в основном это были главы крупнейших мировых компаний топливно-энергетического комплекса: E.ON (Германия) — Вульф Бернотат, Mitsui (Япония) — Массами Иидзима, Mitsubishi (Япония) — Йорихико Кодзима, Shell (Англия—Голландия) — Питер Возер, Statoil (Норвегия) — Хельге Лунд, CopocoPhillips (США) — Джеймс Малва, Eni (Италия) — Паоло Скарони, Total (Франция) — Кристоф де Маржери, Petronas (Малайзия) — Хассан Марикан. Были также представители Kogas (Южная Корея), GDF SUEZ (Франция) и ExxonMobil.

И еще — большая часть российского правительства. Невозможная, почти невыносимая конфигурация. Но главное — Владимир Путин. Впрочем, можно предположить, что без премьера такая компания не собралась бы.

Такой уровень представительства бывает, как правило, только на крупнейших мировых инвестиционных или нефтегазовых форумах. Например, многие из этих топ-менеджеров участвовали в работе XXIV Мирового газового конгресса, который проходил в Буэнос-Айресе с 5 по 9 октября. Главы мировых компаний также часто по отдельности, но практически никогда в таком составе ездят на крупные форумы и презентации, которые устраивают бывшие республики СССР — Азербайджан, Туркмения, Казахстан.

То есть в любом случае уровень и состав представительства мирового ТЭКа в сентябре в Салехарде был выдающимся. Почему?

ПОКАЗАЛИ ПРЯНИК Руководителям мирового топливно-энергетического комплекса показали местность,

ПРОЕКТЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ РЕАЛИЗОВАНЫ НА ЯМАЛЕ

ПРОЕКТ	ВЕРОЯТНЫЙ СРОК РЕАЛИЗАЦИИ (ГОД)	УЧАСТИЕ ИНОСТРАННЫХ КОМПАНИЙ
	ОСВОЕНИЕ БОВАНЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	2012
ОСВОЕНИЕ ЮЖНО-ТАМБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВО ЗАВОДА СПГ	2015-2020	SHELL, TOTAL
ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БОВАНЕНКОВСКОЙ ЗОНЫ (ХАРАСАВЗЙСКОЕ, КРУЗЕНШТЕРНСКОЕ)	2020	ШИРОКИЙ КРУГ КОМПАНИЙ
ОСВОЕНИЕ ПРОЧИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	2020-2030	ШИРОКИЙ КРУГ КОМПАНИЙ
СТРОИТЕЛЬСТВО ГАЗОПРОВОДА БОВАНЕНКОВО—УХТА	2012	БЕЗ УЧАСТИЯ ИНОСТРАННЫХ КОМПАНИЙ

куда приглашают работать, рассказали об условиях, на которых предполагается сотрудничать, а также показали прямики в виде обещания льготного налогового режима.

На полуострове и в прилегающих акваториях открыто 11 газовых и 15 нефтегазоконденсатных месторождений, разведанные и предварительно оцененные запасы (категории ABC1 + C2) газа которых составляют порядка 16 трлн куб. м, перспективные и прогнозные (категории C3-Д3) ресурсы газа — около 22 трлн куб. м. Запасы конденсата (ABC1) оцениваются в 230,7 млн тонн, нефти — в 291,8 млн тонн.

Потенциал добычи газа на Ямале — 360 млрд куб. м газа в год. Наиболее значительным по запасам газа (ABC1 + C2) месторождением Ямала является Бованенковское — 4,9 трлн куб. м. Начальные запасы Харасавзйского, Крузенштернского и Южно-Тамбейского месторождений составляют около 3,3 трлн куб. м газа. Лицензии на разработку Бованенковского, Харасавзйского, Новопортовского, Крузенштернского, Северо-Тамбейского, Западно-Тамбейского, Тасийского и Малыгинского месторождений принадлежат «Газпрому». Лицензия на Южно-Тамбейское месторождение — у НОВАТЭКа, ак-

ционером которого также является «Газпром» (владеет около 20%). При этом в ближайшее десятилетие на Ямале наиболее вероятно начало промышленной эксплуатации всего двух месторождений — Бованенковского и Южно-Тамбейского.

В разделе этого пирога и пригласили участвовать иностранцев. Но за кусочки «сладкого» им придется заплатить не только деньгами, но и доступом к технологиям, размещением заказов на российских предприятиях, доступом на рынки сбыта, а также поделиться собственными активами. Именно такие условия поставил Владимир Путин.

Тех, кто согласится на это, ждут налоговые льготы. «Считаю возможным рассмотреть вопрос о создании режима льготного налогообложения на период окупаемости инвестиций, вкладываемых в освоение новых газовых месторождений. В том числе и здесь, на Ямале», — заявил премьер-министр.

Одна из таких льгот, по словам представителей правительства, — отмена НДС на газ. Впрочем, аналитики говорят, что это не слишком большой подарок, ведь сегодня ставка газового НДС составляет всего 147 руб. с



В САЛЕХАРДЕ СЪЕХАЛИСЬ РУКОВОДИТЕЛИ БОЛЬШИНСТВА ВЕДУЩИХ МИРОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ (СПРАВА). ОСНОВНЫМ СОБЫТИЕМ ЭТОЙ ВСТРЕЧИ БЫЛИ СЛОВА ВЛАДИМИРА ПУТИНА (СЛЕВА ПО ЦЕНТРУ): «МЫ СОБРАЛИСЬ ЗДЕСЬ ДЛЯ ТОГО, ЧТОБЫ ПОКАЗАТЬ УРОВЕНЬ ТРАНСПАРЕНТНОСТИ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ И РОССИЙСКИХ ВЛАСТЕЙ»

АДМИНИСТРАТИВНЫЙ РЕСУРС

АДМИНИСТРАТИВНЫЙ РЕСУРС

1 тыс. куб. м. Более существенными могли бы стать другие меры поддержки, такие, как льготные ставки экспортных пошлин на газ, льготы по налогу на имущество, специальные инвестиционные вычеты по налогу на прибыль.

ОЖИДАНИЯ НЕ ОПРАВДАЛИСЬ В том, что говорили иностранцам премьер-министр и члены правительства, не было ничего нового. Все это так или иначе предлагалось и раньше. Похожие условия выдвигались и к участникам проекта по освоению Штокмановского месторождения.

И, конечно же, иностранные нефтегазовые гиганты хорошо осведомлены о запасах Ямала и о том, что это район с крайне суровым климатом и сложными природными условиями.

«Несмотря на очень прозрачный характер встречи и ее высокопоставленный уровень, мы не отметили каких-либо значительных новостей», — подчеркивают аналитики Альфа-банка.

Возможно, иностранцы ждали большей конкретики в том, какие проекты будут им предложены. Но такой информации им дано не было.

Владимир Путин в своем заключительном слове дал понять, зачем их всех здесь собрали: «Мы собрались здесь для того, чтобы показать уровень транспарентности российской экономики и российских властей».

СТРАТЕГИЯ РАСХОДОВ Поможет ли транспарентность в освоении богатств Ямала, пока не понятно. Регион уже много лет считается «газовой кладовой страны», к его освоению подбирались не раз.

О том, что Ямал сказочно богат углеводородами, и особенно природным газом, известно уже не одно десятилетие, все основные открытия там были сделаны еще в советские времена. Но пока месторождения Западной Сибири позволяли наращивать добычу, начинать разработку северных запасов было нецелесообразно. Вопрос об освоении Ямала стал весьма актуальным лишь в последние полтора десятка лет, когда действующие гиганты вступили в стадию падения добычи.

Правление «Газпрома» 14 января 2002 года назвало полуостров Ямал «регионом стратегических интересов компании и основным объектом освоения месторождений на период до 2010 года и последующую перспективу». «Газпром» совместно с администрацией Ямало-Ненецкого автономного округа разработал «Программу комплексного промышленного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий». Первоочередным объектом освоения на Ямале были названы сеноман-аптские залежи Бованенковского месторождения.

На годовом собрании акционеров «Газпрома» в июне 2002 года зампред правления компании Александр Ананенков говорил, что к 2010 году основным районом добычи останется Надым-Пур-Тазовский, но в этот период начнется освоение газовых ресурсов полуострова Ямал. В августе того же года эти планы на встрече с президентом Владимиром Путиным подтвердил глава «Газпрома» Алексей Миллер. Он даже рассказал, что первый газ с месторождений Ямала в объеме 15 млрд куб. м поступит в 2007 году, а к 2010 году объем добычи предполагается довести до 60 млрд куб. м в год.

Планы эти так и остались на бумаге. Ямальского газа пока нет в российских трубах. «Газпром» откладывал выход на полуостров, поскольку вводил в эксплуатацию новые месторождения в Надым-Пур-Тазовском регионе (прежде всего крупнейшее Заполярное с годовой добычей 100 млрд куб. м), а также возвращал себе утерянные в «лихие девяностые» добывающие активы.

Это оттянуло старт ямальской кампании. Но задержка будет стоить компании миллиарды, если не десятки миллиардов долларов, ведь сегодня все работы и ма-



ТОЛЬКО СТРОИТЕЛЬСТВО НОВОЙ ГАЗОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ БОВАНЕНКОВО—УХТА, КОТОРУЮ УЖЕ ВЕДЕТ НА ЯМАЛЕ «ГАЗПРОМ», ОБОЙДЕТСЯ В АСТРОНОМИЧЕСКУЮ СУММУ

териалы даже с учетом кризисного дисконта стоят намного дороже, чем пять-семь лет назад.

Предполагается, что ямальский газ будет транспортироваться по пяти-шести ниткам протяженностью около 1100 км до Ухты и далее по направлению Ухта—Грязовец, Грязовец—Торжок, Грязовец—Ярославль, Ухта—Починки. Общая протяженность транспортировки ямальского газа по новым газопроводам от Бованенково до Ухты составит более 2,5 тыс. км. Президент East European Gas Analysis Михаил Корчемкин отмечает, что только строительство новой трубопроводной системы Бованенково—Ухта, которое сегодня ведет «Газпром», обойдется в \$50 млрд.

Так и не приступив к добыче углеводородов, «Газпром» с 2002 года уже потратил на Ямале очень много денег.

Главное достижение «Газпрома» на сегодня — достраивание железной дороги Обская—Бованенково протяженностью 572 км (до станции Бованенково — 525 км), из которых на сентябрь было уложено 472 км пути. Железная дорога включает 5 станций, 12 разъездов, 70 мостов общей длиной более 12 км. Открытие рабочего движения на участке ст. Обская (0-й км)—ст. Бованенково (525-й км) запланировано на январь 2010 года, а открытие движения на участке ст. Бованенково—ст. Карская (572-й км) — на сентябрь 2010 года.

Стоимость железной дороги «Газпром» оценивает в 130 млрд рублей. В Салехарде шла речь о том, чтобы ОАО РЖД выкупило эту дорогу у «Газпрома», но у железнодорожников денег на это нет. Возможно, будет найден промежуточный вариант: деньги на выкуп в той или иной форме будут выделены из бюджета, или государство каким-то другим образом компенсирует «Газпрому» понесенные расходы.

В РАМКАХ ГРУППЫ Пока строится инфраструктура, на полуострове запущено лишь два проекта. «Газпром» продолжает работы по освоению Бованенковского месторождения (запасы составляют почти 5 трлн куб. м газа). В этом году из-за кризиса компания перенесла срок ввода его в эксплуатацию с 2011 на вторую половину 2012 года. В начале предполагается получить порядка 15 млрд куб. м, а потом довести годовую добычу до 115 млрд куб. м.

Помимо Бованенково есть еще один проект, который активно обсуждается. Это строительство завода по производству сжиженного природного газа на базе ресурсов Южно-Тамбейского месторождения «Ямал СПГ». «Ямал СПГ» — проект формально не газпромовский. 51% в компании с этим названием принадлежит НОВАТЭКу. НОВАТЭК купил эту долю у структур предпринимателя Геннадия Тимченко в конце мая за \$650 млн. Также у НОВАТЭКа есть трехлетний опцион на выкуп оставшегося пакета Геннадия Тимченко в «Ямал СПГ» (23,9%) за \$450 млн. Еще 25%

компании принадлежит Газпромбанку. Напомним, что структуры Геннадия Тимченко владеют также 18,2% акций самого НОВАТЭКа.

«Газпром» активно участвует в судьбе проекта, поскольку он акционер НОВАТЭКа (ему принадлежит около 20% акций) и по действующему законодательству является единственным экспортным каналом газа из России. По ранее составленным планам освоение Южно-Тамбейского месторождения предполагалось в 2025 году, но, скорее всего, этот проект будет запущен уже очень скоро. Владелец Геннадий Тимченко в августе посетил Ямал, чтобы согласовать место для строительства завода по сжижению газа. Глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон подтвердил, что компания определяется с проектным институтом и выбирает место для будущего завода СПГ. Он также сообщил, что этот вопрос будет решаться в рамках совместной рабочей группы с «Газпромом».

«Наиболее удачной с точки зрения логистики представляется площадка на северо-востоке полуострова Ямал», в районе мыса Дровяной», — сказал господин Михельсон.

ПОИСК ФАВОРИТА Еще в прошлом году, пока кризис не затронул нефтегазовую отрасль, «Газпром» не планировал привлекать партнеров в проекты на Ямале. Но сегодня Владимир Путин говорит иностранцам: мы ждем вас. Аналитики уверены, что это сигнал о том, что «Газпрому» не хватает не только технологий, но и денег для освоения Ямала. Старший аналитик ИФК «Метрополь» Александр Назаров говорит, что «иностранцы, скорее всего, будут приглашены для участия в проекте СПГ, а также в некоторых добывающих проектах в качестве продавца доли от 25 до 50%». Кроме того, в условиях экономического кризиса иностранцы могут помочь со сбытом газа в ситуации, когда Европа, основной потребитель российского газа, сокращает объемы его покупки.

По оценкам аналитиков Банка Москвы, до 2015 года на освоение Ямала понадобится \$44 млрд. И все же, пригласит ли «Газпром» в этот проект иностранцев, до сих пор неизвестно. А главное — кого? В компании не стали комментировать это вопрос, сославшись на отсутствие конкретной информации. Весьма вероятно, что «Газпром» не будет никого брать в партнеры по Бованенково, а запустит силами иностранцев новый проект. Например, какое-то из прилегающих к Бованенковскому месторождений — Харасавэйское или Крузенштерское, лицензии на которые принадлежат «Газпрому». Если приступить к их освоению сейчас, то добыча газа на них может начаться только после 2015 года.

Кто может стать партнером «Газпрома», также можно лишь гадать. Неплохие шансы у Eni. Но все же чуть выше они у немецких компаний E.ON и Wintershall (входит в концерн BASF). Во-первых, у «Газпрома» уже есть с немцами совместно реализованные проекты по добыче газа в России: СП с Wintershall «Ачимгаз» ведет разработку участка 1А ачимовских залежей Уренгойского месторождения плюс BASF и E.ON имеют примерно по 25% акций в проекте по освоению Южно-Русского месторождения. Во-вторых, Германия — самый крупный партнер «Газпрома» и самый большой газовый рынок в Европе. Алексей Миллер в конце октября сообщил, что E.ON интересуется участием в разработке месторождений полуострова Ямал. В число наиболее вероятных кандидатов на участие в проектах входят также компании Shell и Total.

Но вероятнее всего, «Газпром» сформирует пул партнеров, как это было на Штокмане.

Но главное, освоение Ямала относится к разряду глобальных проектов, реализовать которые в одиночку нынешняя Россия не может себе позволить. Это и ответ на вопрос, зачем Путин собрал в сентябре в Салехарде мировой нефтегазовый бомонд. ■

ПРИЗЫВ К ИНОСТРАНЦАМ УЧАСТВОВАТЬ В РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЯМАЛЕ СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ О ТОМ, ЧТО «ГАЗПРОМ» ВЫНУЖДЕН ОТКАЗАТЬСЯ ОТ ИДЕИ ОСВОИТЬ ВСЕ САМОСТОЯТЕЛЬНО: КРИЗИС ПОДКОСИЛ ФИНАНСОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ



АДМИНИСТРАТИВНЫЙ РЕСУРС

РЕСУРС НАЦИОНАЛИЗМА ЭКОНОМИЧЕСКИЙ КРИЗИС И ПАДЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ ЗАСТАВИЛИ ПРАВИТЕЛЬСТВА И НАЦИОНАЛЬНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ РЯДА СТРАН ПОЙТИ НА ЗАКЛЮЧЕНИЕ СОГЛАШЕНИЙ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ С ИНОСТРАННЫМИ ПАРТНЕРАМИ. РАНЕЕ ТЕНДЕНЦИЯ БЫЛА ОБРАТНОЙ: ИНОСТРАНЦЕВ ВЫЖИВАЛИ ИЗ ПРОЕКТОВ ПО ДОБЫЧЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ. ПОЯВИЛСЯ ДАЖЕ ТЕРМИН «РЕСУРСНЫЙ НАЦИОНАЛИЗМ». НАСКОЛЬКО УСТОЙЧИВЫМ ОКАЖЕТСЯ НОВЫЙ ТРЕНД, ПОКА НЕИЗВЕСТНО. КИРИЛЛ МАРТЫНОВ

ПОЛИТИЧЕСКИЙ РЕВАНШ О ресурсном национализме стали активно говорить в последние несколько лет. Особенно после того как президент Венесуэлы Уго Чавес начал кампанию по национализации в ряде отраслей своей страны. Итогом ее стало резкое ужесточение правил игры для нефтяников и уход из страны американских компаний Exxon и Soloco.

К подобной практике прибегли и в ряде других стран. Чавеса и прочих подтолкнул к таким действиям рост цен на нефть. Власти стран, обладающих нефтью и газом, стремились наполнить свои бюджеты, чтобы решить внутренние, социальные проблемы.

Впрочем, в большинстве случаев дело ограничивалось только тем, что национальные нефтегазовые компании, контролируемые правительствами, получили преференции в разведке и добыче, а в новых проектах с участием иностранцев им автоматически предоставлялся контрольный пакет.

Ряд экспертов и аналитиков считает, что политика ресурсного национализма оказала существенное влияние на темпы роста цен на нефть, поскольку ограничила доступ к ресурсам и уменьшила возможности роста предложения сырья на мировом рынке на фоне высокого спроса. «Транснациональные нефтяные компании уже не имеют такого доступа к ресурсам, как несколько лет назад. В связи с этим им стало сложнее наращивать объемы производства», — говорит ведущий экономист Deutsche Bank Адам Симински (его слова приводит РБК).

«Мировые природные ресурсы не подвергались контролю такого большого количества отдельных политических организаций с XVII века, — отмечают экономисты Goldman Sachs. — Это реванш старой, «политической» экономики. Годы недостаточных инвестиций в производство нефти, ресурсный национализм, резкий рост спроса в развивающихся странах, таких, как Индия и Китай, уже способствовали увеличению цен на нефть. Рост цен, возможно, вызовет адекватную переоценку спроса, но вряд ли станет причиной переоценки со стороны поставщиков, учитывая политическую природу трудностей с производством».

РЕЗЕРВИРОВАНИЕ НАМЕРЕНИЙ



Стоит также отметить продолжение тенденции по покупке национальными компаниями акций независимых компаний. Китайская нефтяная компания Sinopec намерена приобрести швейцарскую компанию Addax Petroleum (Addax) за \$7,27 млрд. Addax осуществляет нефтяные и газовые проекты в Нигерии, Габоне и Камеруне, а также имеет лицензии на ведение деятельности в Ираке, где занимается разработкой месторождения Так-Так. По оценкам компании, объем запасов и ресурсов составляет 1,9 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Компания PetroChina предполагает купить 45,5% акций нефтеперерабатывающей компании Singapore Petroleum Co. Независимая компания Dragon Oil, зарегистрированная на Дублинской фондовой бирже, подтвердила, что получила от государственной компании Emigates National Oil Company (Дубай) предварительное предложение о приобретении всех акций Dragon Oil, выпущенных в обращение. Республика Корея заявила о намерении учредить фонд в объеме \$810 млн для целей обеспечения энергетических ресурсов для этой азиатской страны. Средства фонда будут использоваться для прямых инвестиций в проекты развития ресурсной базы, приобретения акций компаний, осуществляющих такие проекты, а также деятельности по слияниям и поглощениям. Казахская госкомпания «Казмунайгаз» сообщила о резервировании \$4 млрд на потенциальные приобретения ТЭК-активов в Казахстане и за рубежом. КИРИЛЛ МАРТЫНОВ

В России также государство наращивало свое влияние в нефтегазовой сфере. Получив активы ЮКОСа, «Роснефть» стала крупнейшей компанией страны по объемам добычи. За «Газпромом» был законодательно закреплён статус единого экспортного канала газа и владельца газопроводов. Ряд «газовых войн» с Украиной и Белоруссией, приведших к ограничению поставок газа в Европу, заставил Запад говорить о применении Россией «газового оружия».

Сегодня ситуация такова, что без одобрения (формального или неформального) со стороны правительства ни одна компания не может привлечь иностранных партнеров в

свои проекты на территории страны. «Ресурсный национализм и налоговый режим в России, как и в других странах, привел к сокращению добычи. Курс на госконтроль над месторождениями и ограничения и препоны для частных инвесторов, в том числе иностранных, привели к ограничению поставок на мировой рынок», — констатирует главный экономист ВР Кристоф Рюль.

Впрочем, ресурсный национализм процветал при высоких ценах на нефть. И чем выше были цены, тем больше было соблазнов «закрутить гайки». Национальные правительства и компании полагали, что теперь (с такими доходами) они сами освоют новые месторождения и купят нужные технологии. Кризис умерил их амбиции.

МЕЖПРАВИТЕЛЬСТВЕННЫЕ АЛЬЯНСЫ

Вследствие экономического спада и снижения цен на нефть не только государственные нефтяные и газовые компании, но даже национальные правительства оказались не в состоянии финансировать проекты за счет собственных средств. Бюджеты на 2009 год во многих странах формировались исходя из более высоких цен на нефть, чем те, которые наблюдаются в текущем году.

«В новых экономических условиях некоторые компании более ясно осознали преимущества партнерства — правительства активизируют свои усилия, стимулируют создание альянсов в нефтегазовом секторе, и выступают в этих вопросах в качестве посредников», — указывает партнер Ernst & Young Полина Галова. Во втором квартале 2009 года было →

ЗАПАС ПРОЧНОСТИ

Надежности никогда не бывает слишком много. Именно поэтому для самых сложных и ответственных участков крупнейшего европейского газопровода Nord Stream были выбраны трубы производства Объединенной металлургической компании.

ОБЪЕДИНЕННАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

www.omk.ru

реклама

объявлено о создании ряда межправительственных альянсов между странами, располагающими большими запасами ресурсов, и странами, зависящими от импорта нефти.

Такие альянсы обеспечивают гарантированный спрос для добывающих стран и повышение степени надежности снабжения для стран, в которых спрос на энергию растет, но нет достаточных внутренних запасов. Стороны также получают выгоды от повышенной степени диверсификации рынков сбыта и источников снабжения.

ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ

Последние примеры — приглашение иностранцев к разработке газовых ресурсов Штокмана и Ямала. Впрочем, Россия здесь не является исключением. Иностранцы с их технологиями и доступом к «длинным» деньгам вновь востребованы не только у нас.

10 сентября Венесуэла и Россия подписали меморандум о создании совместного предприятия по добыче нефти в бассейне реки Ориноко. Речь идет о разработке блока «Хуни-6», добыча на котором может составить 450 тыс. баррелей в сутки на пике, а на стартовом этапе — 200 тыс. баррелей в сутки.

С российской стороны в проекте участвует Национальный нефтяной консорциум, в состав которого входят «Газпром», ЛУКОЙЛ, «Роснефть», «Сургутнефтегаз» и ТНК-ВР (им принадлежит по 20%). Венесуэле представляет национальная компания Petroleos de Venezuela (PDVSA). В СП венесуэльской стороне будет принадлежать не менее 60%. Российские компании уже заплатили бонус в \$1 млрд за право работы на «Хуни-6». Об этом сообщил венесуэльский министр нефти Рафаэль Рамирес. А общий объем инвестиций в проект оценивается не менее чем в \$20 млрд.

Кроме России Венесуэла договорилась об инвестициях с Японией, Китаем и Белоруссией.

ФИСКАЛЬНЫЙ СТИМУЛ

По мнению ПЕДРО ВАН МЕРСА, президента компании Van Meurs Corporation и ведущего мирового специалиста по налогообложению в нефтегазовом секторе, фискальная модель России долгое время была высокоэффективной, но сейчас требует существенных поправок. О том, что именно нужно менять в системе налогообложения российской нефтянки, чтобы сделать ее более гибкой и адекватной рыночной конъюнктуре, он рассказал в интервью ВГ.



BUSINESS GUIDE: В чем специфика налогообложения российской нефтегазовой отрасли? Есть ли у нее аналоги в других странах?

ПЕДРО ВАН МЕРС: У российской фискальной системы есть две отличительные особенности — наличие экспортной пошлины и налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Эти налоги обеспечивают значительную часть доходов нефтегазовой отрасли. Экспортная пошлина существует также в Аргентине, аналоги НДПИ есть в Альберте и в Тринидаде и Тобаго (там он называется дополнительным нефтяным налогом). Однако в масштабах всего мирового рынка эти два налога можно назвать уникальными явлениями.

ВГ: По вашим наблюдениям, каковы основные мировые тенденции налогообложения нефтегазовой промышленности?

П. В. М.: На протяжении последних пяти лет правительства многих стран были вынуждены увеличивать налоговую нагрузку на отрасль из-за растущих цен на нефть. Вследствие финансового кризиса, сопро-



Крупнейшие госкомпании делятся активами. Национальная нефтяная компания Adnoc (Abu Dhabi National Oil Company) возобновила участие в СП Gasco (Adnoc — 68%, Royal Dutch/Shell — 15%, Total — 15%, ParTex — 2%), которое занимается разработкой шельфового месторождения

Япония и Венесуэла договорились об осуществлении инвестиций в объеме \$33,5 млрд для реализации нефтегазовых проектов в Венесуэле и поставок энергоносителей на рынок Японии. Соглашение затрагивает 12 проектов в области разведки и добычи нефти и газа, а также расширение перерабатывающих мощностей. Со стороны Венесуэлы в соглашениях участвует PDVSA, с японской — Inpex, Mitsubishi, Japan Oil, Gas & Metals, National Corp., Mitsui, Itochu, Marubeni и др.

Из других крупных событий можно выделить сообщение о том, что национальная нефтяная компания Abu Dhabi National Oil Company (Adnoc) возобновила свое участие в СП Gasco, где Adnoc принадлежит 68%, Royal Dutch/Shell (15%), Total (15%) и ParTex (2%). СП занимается разработкой шельфового месторождения высокосернистого нефтяного газа Hail, объем добычи на котором может составить до 500 млн кубических футов газа в сутки. Кроме того, компании Adnoc

и ConocoPhillips осуществляют разработку газового месторождения Shah (стоимость проекта — \$10 млрд) в рамках проекта Gasco в партнерстве с Fluor Corp.

СТЕПЕНЬ КОНТРОЛЯ Насколько продолжительной окажется «ресурсная оттепель», неизвестно. Цены на нефть вновь растут. В третьем квартале они держатся в районе \$70 за баррель. А в октябре вплотную подбирались к \$80.

Кроме того, ряд стран продолжает вести политику усиления государства в нефтегазовом секторе. В рамках реформы энергетического сектора Мексики был создан новый независимый регулятор сектора нефти и газа — национальная комиссия по углеводородам (Comision Nacional de Hidrocarburos, CNH), которая отвечает за разработку нормативно-правовых положений, регулирующих порядок создания, утверждения или отклонения проектов разведки и добычи

нефти, предлагаемых компанией Petroleos Mexicanos (Pemex). Кроме того, в задачи CNH входит разработка методов оценки эксплуатационной эффективности проектов, а также создание государственного реестра предложений и решений в области нормативно-правового регулирования.

В мае в Венесуэле был принят новый закон, который повысил степень государственного контроля в отношении всех видов деятельности в нефтегазовом секторе, что позволило PDVSA установить контроль над всеми нефтяными сервисными компаниями, считающимися особо важными для ведения разработки нефтяных месторождений в районе озера Маракаибо, а также национализировать промышленные компрессорные установки, используемые для повышения нефтеотдачи (нагнетание газа, пара и закачка воды в пласт). По предварительным подсчетам, к середине года в Венесуэле были национализированы 74 компании, включая установление контроля над 70 газокомпрессорными станциями.

Ливия продолжает расширять свою долю участия в деятельности по разведке и добыче. Ожидается, что доля иностранцев в ливийских проектах будет уменьшаться. В мае консорциум во главе с компанией Total, в состав которого входят также компании Wintershall и StatoilHydro, ведущий разведочные работы на блоках Al-Jurf и C17, уменьшил свою долю с 50% до 40%, кроме того, выплатил Ливии \$500 млн в качестве премии за возобновление своих договоров.

Все говорит о том, что вряд ли стоит ожидать массового отказа от политики ресурсного национализма. Кризис несколько снизил накал страстей, но пока не заставил национальные правительства полностью отказаться от политики ужесточения и повышения роли государства в нефтегазовой отрасли. ■

Текст подготовлен при участии Ernst&Young

вождавшегося падением цен, сегодня возникла некая неопределенность относительно того, что нас ждет в долгосрочной перспективе. Новые тренды будут зависеть от четырех ключевых факторов — поведения цен на энергоносители и роста спроса на них, освоения новых площадей для добычи и производства (прежде всего в Ираке, Иране, Кувейте, Мексике, Венесуэле, Бразилии и России), экологических инициатив (например, сокращение объемов потребления нефти, выбросов CO2 и т. д.), а также дальнейшего развития науки и технологий. Сегодня основные тенденции такие: отдельные условия налогообложения для нефтяной и газовой промышленности, с меньшей налоговой нагрузкой на газовую промышленность; введение специальных условий налогообложения для новых энергоносителей (таких, как нефтеносные пески или метан из угольных пластов); снижение налоговых ставок и ввозных пошлин; усиление роли роялти (плата за право разработки природных ресурсов. — ВГ) и систем участия в прибылях в зависимости от цен на нефть и газ (так называемое скользящее роялти).

ВГ: Какие из существующих фискальных систем кажутся вам наиболее жизнеспособными и эффективными?

П. В. М.: Не думаю, что среди них есть образцовые: у любой налоговой системы есть свои достоинства и недостатки. Важно, чтобы эта система соответствовала местным правилам ведения бизнеса и административным возможностям, хорошо вписывалась в местную законодательную систему и учитывала характер добываемых углеводородных ресурсов, а также стоимость их добычи и переработки. В разных странах могут успешно функцио-

нировать совершенно различные модели налогообложения, и каждая из них может оправдывать себя. К примеру, чувствительная к ценам система роялти хорошо отработана в провинции Альберта (Канада), налог на вредные выбросы углеводородов в атмосферу успешно действует в Норвегии, специальная система участия в прибылях работает в Бразилии, соглашения о разделе продукции — в Египте, Индонезии, Малайзии и т. д.

ВГ: В 1990-х вы работали в качестве консультанта российского правительства по вопросам составления закона о концессиях и закона о соглашениях о разделе продукции (СРП). С какими трудностями вы столкнулись, работая в нашей стране? Многие ли изменились с тех пор?

П. В. М.: Для меня это был очень важный опыт. В то время для меня было понятно, что Россия обладает отличной научной базой, но не имеет административного опыта, чтобы управлять огромной нефтяной индустрией со сложным механизмом налогообложения. Однако не могу сказать, что с начала 1990-х годов Россия сделала огромный шаг вперед. Она сделала ставку на экспортную пошлину и НДПИ как основные источники доходов отрасли, но существование этих законов не может стимулировать геологоразведку. Исправить ситуацию и создать серьезные стимулы для геологоразведки можно, например разрешив вычитать часть затрат на геологоразведочные работы из НДПИ или из налога на прибыль. В то время я также настаивал на том, что договоры о разделе продукции противоречат национальным интересам России, ограничивают возможности для получения больших прибылей. Поэтому я горячо поддерживаю решение российского правитель-

ва отказаться от системы СРП и развивать свою собственную налоговую модель.

ВГ: Оправдывает ли себя модель налогообложения, применяемая в России? Каковы ее основные недостатки?

П. В. М.: Российская налоговая система достаточно эффективно функционировала все это время. Она обеспечила нефтегазовой отрасли огромные прибыли и интенсивное развитие, что, в свою очередь, привело к бурному росту всей экономики страны. Существующая система легко управляема и достаточно транспарентна, а это очень ценные качества. Однако сейчас настал тот момент, когда Россия многое может изменить в структуре налогообложения, причем эти поправки должны вноситься осторожно и постепенно. Во-первых, разница между высокой экспортной пошлиной на сырую нефть и низкой пошлиной на нефтяные продукты привела к тому, что перерабатывающая отрасль оказалась далека от современных стандартов и нацелена сейчас на получение прибыли в первую очередь за счет разницы между двумя этими налогами. В результате Россия сейчас экспортирует продукты с низкой добавленной стоимостью, что, конечно, противоречит интересам страны. Не говоря уже о том, что экспортная пошлина не чувствительна к колебаниям цен на российские энергоносители. Во-вторых, очевидно, что дальнейшее развитие российской нефтянки зависит от освоения запасов с высокой себестоимостью добычи, например месторождений в Восточной Сибири и на арктическом шельфе, залежей тяжелой нефти.

ВГ: Что именно вы предлагаете изменить?

П. В. М.: Я бы рекомендовал понизить ставку экспортной пошлины на нефть. Потери в этом случае могут быть компенсированы

за счет увеличения НДПИ и/или введением нового налога на прибыль. Кроме того, система нефтяного налогообложения должна быть изменена таким образом, чтобы появился стимул инвестировать в разработку трудноизвлекаемых запасов, не теряя при этом прибыли на уже существующих месторождениях «легкой» нефти и газа. В целом России необходимо сделать систему налогообложения нефтегазового сектора более гибкой и диверсифицированной.

Педро Ван Мерс родился в 1942 году в Нидерландах. Окончил Государственный университет г. Утрехт по специальности «экономическая геология». В 1970–1973 годах возглавлял отдел по вопросам развития мировой нефтегазовой промышленности Федерального министерства энергетики, горнорудной промышленности и природных ресурсов Канады. С 1974 года — президент Van Meurs & Associates Limited (впоследствии Van Meurs Corporation), которая на протяжении 34 лет занимается оказанием консультационных услуг предприятиям и организациям нефтегазового сектора 70 стран мира. Автор книг «Экономика нефтегазовой отрасли и законодательство в области освоения морских месторождений» (1971) и «Экономика современной нефтегазовой отрасли» (1981). Неоднократно приглашался в качестве консультанта и главного советника правительств многих стран для подготовки нефтегазовых законодательств и разработки систем нефтегазового налогообложения (проекты на Аляске, в Алжире, Бангладеш, Ираке, Канаде, Китае, Гватемале, Кувейте, Мексике, Нигерии, Пакистане, России и других странах).

Беседовала ДИАНА РОССОХОВАТСКАЯ

ТРУБЫ-КОНКУРЕНТЫ

ОТНОШЕНИЕ ЕВРОПЕЙЦЕВ К РОССИЙСКОМУ ПРОЕКТУ ГАЗОПРОВОДА «ЮЖНЫЙ ПОТОК» В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ ИЗМЕНИЛОСЬ. УЧАСТНИКИ И СТОРОННИКИ ТРУБЫ-КОНКУРЕНТА НАБУССО НАЧАЛИ ВЫСКАЗЫВАТЬСЯ ЗА СТРОИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОГО ГАЗОПРОВОДА. ОСНОВНАЯ ТОМУ ПРИЧИНА — УСИЛЕНИЕ ПОЗИЦИЙ «ЮЖНОГО ПОТОКА» И ФИНАНСОВЫЕ СЛОЖНОСТИ ПАРТНЕРОВ ПО НАБУССО. В КОНЕЧНОМ ИТОГЕ ЕСТЬ ВЕРОЯТНОСТЬ, ЧТО ОБА ГАЗОПРОВОДА БУДУТ ПОСТРОЕНЫ. МИЛАНА ЧЕЛПАНОВА

АНТИРОССИЙСКАЯ РЕЗОЛЮЦИЯ После январского газового спора между Россией и Украиной, в результате которого «замерзло» пол-Европы, разговоры о диверсификации поставок голубого топлива на европейский рынок стали вестись еще активнее. В апреле в Софии прошел саммит, который носил актуальное название «Природный газ для Европы. Безопасность и партнерство». По его итогам была принята декларация, где говорится, что «участники встречи поддерживают реализацию всех инфраструктурных проектов, целью которых является диверсификация поставок углеводородного сырья для Европы». На этом же саммите европейцы отклонили просьбу «Газпрома» включить «Южный поток» в список приоритетных проектов.

В середине сентября была принята откровенно анти-российская резолюция Европарламента, в которой сказано, что «проект Nabucco поможет ЕС меньше зависеть от российского газа». Упомянута в тексте резолюции и сделка о покупке «Сургутнефтегазом» пакета акций венгерской MOL: европарламентарии призвали Еврокомиссию «противодействовать враждебным предложениям приобретения акций субъектов энергетического рынка ЕС со стороны „малопрозрачных“ зарубежных компаний».

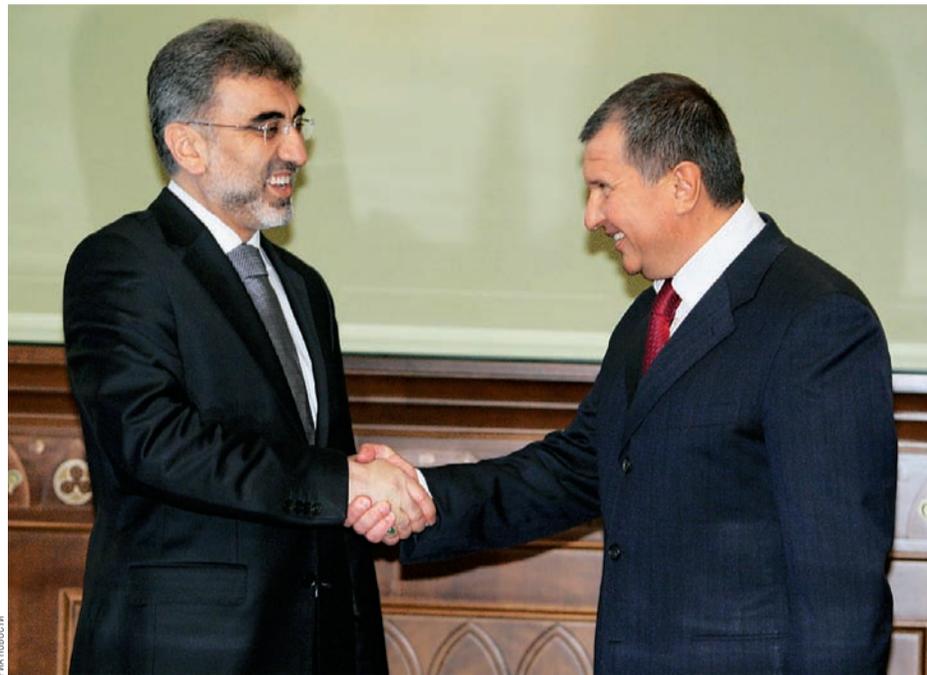
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ Впрочем, на таком негативном политическом фоне некоторые страны стали проявлять интерес к «Южному потоку» летом. Еще в августе премьер-министр России Владимир Путин договорился с турецким коллегой Реджепом Эрдоганом о возможности проложить трубу по турецкому участку акватории Черного моря.

Спецпредставитель США Ричард Морнингстар, комментируя подписание межправительственных соглашений между Россией и Турцией, заявил: «Мы верим, что наиболее важна не конкуренция, а сотрудничество». По его словам, проекты Nabucco и «Южный поток» не следует рассматривать как конкурентные.

Помимо Турции «Южным потоком» заинтересовалась и Франция — в лице компании Electricite de France (EDF). В конце сентября глава «Газпрома» Алексей Миллер заявил о начале переговоров с EDF о ее участии в проекте. А через месяц стало известно о присоединении к проекту Сербии. Для проектирования, строительства и эксплуатации сербского участка газопровода планируется создание совместного российско-сербского предприятия South Stream Serbia, контрольный пакет акций которого будет принадлежать «Газпрому».

На прошедшем в начале октября в Буэнос-Айресе мировом газовом конгрессе глава «Газпрома» заявил, что в строительстве отвода на свою территорию от морского участка «Южного потока» заинтересована даже участвующая в Nabucco Румыния. Господин Миллер назвал еще ряд стран, которые, по его словам, «интересуются российским проектом». Среди них — Словения и Хорватия.

В начале октября по этому поводу высказалось австрийское правительство. «Мы хотим стоять на как можно



РИА НОВОСТИ

большем количестве ног. Что касается энергетической безопасности, у нас есть соответствующий договор в отношении нашего участия в проекте Nabucco, но мы начинаем вести переговоры по конкретному участию в проекте «Южный поток» и тому, как мы можем в нем участвовать», — заявил глава МИД Австрии Михаэль Шпиндлеггер. По словам министра, вопрос участия Австрии в проекте «Южный поток» станет одной из тем для обсуждения во время визита в Москву в ноябре федерального канцлера Австрии.

Буквально в тот же день подобные заявления прозвучали и от министра экономики, энергетики и туризма Болгарии Трайчо Трайкова. Он заявил, что Nabucco является приоритетным проектом для Болгарии и ЕС, это одно из решений для диверсификации источников энергии. Но и проект «Южный поток», так же, как и Nabucco, направлен на удовлетворение энергетических потребностей Болгарии и других европейских стран. Проекты газопроводов Nabucco и «Южный поток», которые многие считают конкурирующими, одинаково приоритетны для Болгарии, подчеркнул он, выступая на энергетическом форуме в Софии.

Наконец, в октябре министр экономики Турции Танер Йлдыз передал российскому вице-премьеру Игорю Сечину всю разрешительную документацию на строительство «Южного потока». И это стало победой, что было заметно по реакции российских переговорщиков в Милане, где состоялась передача документов. К слову, Анкара активно помогает и Nabucco: в конце октября тот же Танер Йлдыз договорился с Ираном о поставках 17,5 млрд куб. м газа для европейского газопровода.

ПРИМЕР ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ТОЛЕРАНТНОСТИ. ПЕРЕДАВ 19 ОКТЯБРЯ В МИЛАНЕ РОССИЙСКОМУ ВИЦЕ-ПРЕМЬЕРУ ИГОРЮ СЕЧИНУ РАЗРЕШИТЕЛЬНУЮ ДОКУМЕНТАЦИЮ НА «ЮЖНЫЙ ПОТОК» (SOUTH STREAM), МИНИСТР ЭКОНОМИКИ ТУРЦИИ ТАНЕР ЙЫЛДЫЗ (СЛЕВА) СПУСТЯ ВРЕМЯ ДОГОВОРИЛСЯ С ИРАНОМ О ПОСТАВКАХ 17,5 МЛРД КУБ. М ГАЗА И ДЛЯ НАБУССО

государство трактует по-своему. Можно даже предположить, что существует и двойное ее толкование — энерго-безопасность экономическая (учитывает интересы отдельных стран и компаний) и политическая (подчеркнуто анти-российская).

Начальник отдела инвестиционной аналитики УК «Универ» Дмитрий Александров утверждает, что в Европе отношение к газопроводам-конкурентам в ЕС всегда было неоднозначное. «Риторика по поводу „Южного потока“ всегда различалась в разных странах Евросоюза: центральные и западные государства были настроены нейтрально или позитивно, восточные — умеренно негативно. Так и в отношении Nabucco всегда было много критики даже на уровне управленческих структур ЕС, в том числе и из-за его стоимости», — отмечает эксперт.

Выступая 1 сентября на экономическом форуме в Вене, глава газово-энергетического подразделения одного из участников Nabucco — OMV — Вернер Али заявил, что финансовая структура европейского проекта будет →

ТРУДНОСТИ НАБУССО Получается, что в Европе до сих пор нет консолидированной позиции по энерго-политике и теме энергетической безопасности каждое европейское

ПЯТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ARGUS LPG 2010

22–23 АПРЕЛЯ «Ритц-Карлтон», Москва, Россия

- Реакция мирового рынка на финансовый кризис
- Изменение предпочтений покупателей на традиционных рынках сбыта
- Перемены в пуле экспортеров стран СНГ
- Новые возможности экспорта благодаря развитию инфраструктуры
- Потребности в новых перевалочных мощностях
- Актуальность соблюдения стандартов качества продукции

ОРГКОМИТЕТ:
 Елена Сурикова, Александра Маричева
 Тел.: +7 (495) 933 7571
 Эл. почта: moscowconferences@argusmedia.com

РЕКЛАМА

В ЕВРОПЕ НАМЕТИЛОСЬ ЗАМЕТНОЕ ПОТЕПЛЕНИЕ ПО ОТНОШЕНИЮ К «ЮЖНОМУ ПОТОКУ». ЧЛЕНЫ ЕС ОДИН ЗА ДРУГИМ ПРИЗНАЮТ ЗНАЧИМОСТЬ РОССИЙСКОГО ПРОЕКТА ДЛЯ «ЕВРОПЕЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ»

КОНКУРЕНТЫ

выработана только к концу года. По прогнозу господина Али, окончательная смета не превысит €8 млрд.

Но о том, что у Nabucco будут проблемы с финансированием, можно говорить и не дожидаясь конца года. Основные участники этого проекта — страны, обладающие большой долговой нагрузкой (Болгария, Румыния и Венгрия). О сложностях с финансированием проекта европейского газопровода говорят и в компании, управляющей проектом, — Nabucco Gas Pipeline International. «Мы ожидаем, что инвесторы проекта в следующем году решат вопросы, связанные с финансовыми сложностями», — заявил BG управляющий директор компании Рейнхард Митшек. Однако господин Митшек уверен, что Nabucco в конечном итоге найдет финансирование: по его словам, участники проекта начали переговоры с европейскими кредитными организациями о предоставлении займов, такими, как Европейский инвестиционный банк и Европейский банк реконструкции и развития.

РОССИЙСКИЕ КРЕДИТЫ Есть еще одна причина, которая вызывает интерес некоторых европейских стран к российскому проекту. Даже уже сугубо конкретная — возможность получения от России недорогих кредитных ресурсов.

В начале октября на годовой сессии МВФ и Всемирного банка в Стамбуле министр финансов РФ Алексей Кудрин заявил, что в рамках энергетического сотрудничества Россия готова предоставить кредит Сербии и рассматривает возможность выдачи займа Болгарии.

Эксперт департамента оценки «2К Аудит» — Деловые консультации» Петр Ключев отмечает, что Россия заинтересована в сохранении политической и экономической стабильности как в той, так и в другой восточноевропейской стране. «Болгария является ключевым звеном в реализации крупных российских энергетических проектов — газопровода «Южный поток» и нефтепровода Бургас—Александрополь. Недавно новое руководство Болгарии заявило о намерении пересмотреть договоренности с Россией по этим проектам. Выделение кредита может помочь Москве и Софии наладить контакт», — отмечает эксперт.

Наладить отношения с Сербией тоже очень важно для «Газпрома». По территории Сербии также должен пройти «Южный поток». Кроме того, российский газовый монополист в лице «Газпром нефти» не так давно стал владельцем 51% сербской энергетической компании NIS.

СОКРАЩЕНИЕ РАСХОДОВ Но, конечно, главная причина внезапного «потепления» со стороны некоторых стран по отношению к российскому газопроводу — усиление финансовых позиций «Южного потока», а значит, приближение реальных сроков его реализации.

В середине мая Алексей Миллер заявил о заметном сокращении расходов на строительство «Южного потока» — с €26–28 млрд до €8,6 млрд — и о том, что работы по ТЭО будут закончены к 1 июля 2010 года.

На волне оптимизма премьер-министр России Владимир Путин на недавней встрече со своим итальянским коллегой Сильвио Берлускони в Петербурге даже заявил, что «Южный поток» имеет все шансы быть реализованным раньше, чем «Северный поток», строительство которого уже началось.

Сейчас ситуация иная, утверждает Александр Разуваев из «Галлион Капитал»: сложности в реализации Nabucco и некоторые успехи «Южного потока» заставили ЕС не думать о подтексте темы диверсификации газовых поставок (преодоления энергетической зависимости от России). «В ЕС сейчас думают, какой проект поддержать — «Южный поток» или Nabucco. У Nabucco больше рисков: во-первых, есть вопрос, заполнится труба или нет (договоренностям с Тегераном многое может помешать, в частности дискуссии по поводу иранской ядерной программы в ми-

ИЗ-ЗА ОТСУТСТВИЯ ОБЩЕГО ПОНИМАНИЯ СО СТРАНАМИ ЕС, КАКИМ ОНИ ХОТЯТ ВИДЕТЬ ЭНЕРГОРЫНОК ЕВРОПЫ В БУДУЩЕМ, У ОТДЕЛЬНЫХ ЧЛЕНОВ ЕВРОСОЮЗА ПОЯВИЛАСЬ ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАТЬ СИТУАЦИЮ ВОКРУГ «ЮЖНОГО ПОТОКА» И NABUCCO В СВОИХ ИНТЕРЕСАХ



ДМИТРИ АЗАРОВ

ре, да и иранский газ заполнит трубу только наполовину). Во-вторых, газопровод идет по очень неспокойной территории», — отмечает он. Господин Разуваев не исключает того, что европейцы могут в итоге отказаться от Nabucco.

ОБА ДВА Но наиболее вероятный сценарий развития событий — оба проекта в конечном итоге будут реализованы и найдут свой спрос. По прогнозам Вольфганга Руттенсторфера, главы австрийской OMV — одного из ключевых участников Nabucco, спрос на газ в ЕС будет расти в среднем на 1,9% в год и к 2020 году потребление голубого топлива достигнет 605 млрд куб. м. «Поэтому Европе будет необходимо импортировать дополнительно примерно 150 млрд куб. м газа, и для этого потребуются новые газопроводы. А Nabucco сможет покрыть лишь незначительную часть спроса Европы на газ и не заменит поставок российского топлива», — отметил он.

С Руттенсторфером согласен и представитель Nabucco Gas Pipeline International Кристиан Долезал. «Мы не рассматриваем другие проекты по строительству газопрово-

дов в Европу в качестве конкурентов. Объемы потребления газа в ЕС растут. Для транспортировки возрастающих объемов газа необходима новая инфраструктура. Таким образом, все новые проекты могут быть реализованы. Перед нами не стоит вопрос, какой проект более приоритетен», — заявил он BG.

Согласен с участниками Nabucco и Алексей Миллер. «Мы видим, что в течение последних двух месяцев в Европе наблюдается рост спроса на российский газ. На сегодняшний день уровень суточного потребления уже выше докризисного. В дальнейшем, учитывая постепенное истощение запасов на континенте, надежное обеспечение европейского спроса будет невозможно без дополнительных маршрутов транспортировки российского газа, включая «Южный поток», — заявил он после недавнего обсуждения проекта. Однако в «Газпроме» дают более оптимистичный прогноз роста спроса на газ к 2020 году, чем участники Nabucco, — 700 млрд куб. м в год.

Аналитик ИК «Велес Капитал» Дмитрий Лютягин также утверждает, что оба проекта найдут свой спрос. С той

лишь оговоркой, что он им будет обеспечен не одновременно. «Спрос в Европе будет и для «Южного потока», и для Nabucco. Только он появится не сразу. Газопроводы будут построены примерно в одно и то же время — до 2015 года, а Европа будет готова принять тот объем газа, который они поставляют, начиная с 2020-х годов. До 2020 года эти проекты будут конкурентами, а потом каждый найдет спрос», — говорит эксперт. Пока по этому показателю Nabucco опережает «Южный поток». Планируется, что европейский газопровод будет введен в 2014 году, тогда как российский проект — в 2015 году.

Теперь, когда политическую целесообразность строительства «Южного потока» (Кремль сможет влиять на европейскую политику только в том случае, если Россия останется основным поставщиком энергоносителей на рынок ЕС) дополняет экономическая, проекту, как и «Газпрому», не страшна даже смена внешнеполитического курса страны. Кроме того, теперь дивиденды от строительства газопровода готовы получать и государства — члены ЕС. ■



«ЮЖНЫЙ ПОТОК» (SOUTH STREAM)

Проект газопровода, который пройдет по турецкому участку дна Черного моря из Новороссийска в болгарский порт Варна. Далее северная ветвь газопровода проследует через Сербию и Венгрию в Австрию, южная — через Грецию в Италию. Однако точный его маршрут пока не утвержден. Общая протяженность газопровода — 900 км. Проект реализуют

«Газпром» и итальянская Eni, ведутся переговоры об участии французской EDF. Предполагается, что «Южный поток» будет способен транспортировать до 63 млрд куб. м газа в год (хотя ранее участники проекта заявляли мощность в 30 млрд куб. м газа в год). А вот стоимость строительства газопровода сократилась — с €25 млрд до €8,6 млрд. Начало строительства «Южного потока» намечено на ноябрь

2010 года, окончание — на 2015 год. Участники проекта уже подписали межправительственные соглашения о строительстве газопровода с Болгарией, Сербией, Венгрией, Грецией. В настоящее время «Газпром» и Eni ведут переговоры о подписании аналогичных соглашений с Австрией и Словенией.

NABUCCO

Газопровод пройдет из Азербайджана и Ирана через Турцию, Болгарию, Румынию, Венгрию в Австрию, Чехию и Германию. Протяженность Nabucco — 3,3 тыс. км. Предполагаемая мощность проекта в два раза меньше, чем у «Южного потока», — 31 куб. м газа в год. Стоимость же строительства европейского газопровода сравнима со стоимостью российского — €7,9 млрд.

Nabucco реализует консорциум европейских компаний — австрийской OMV Gas GmbH, турецкой BOTAS, болгарской Bulgargaz, румынской S.N.T.G.N. Transgaz S.A, венгерской MOL и немецкой RWE. Участники проекта планируют начать строительство в 2011 году, а закончить — в 2014-м.



КОНКУРЕНТЫ

ДИВИДЕНДЫ ВОПРЕКИ

по сути, российский ТЭК вышел из кризиса. В нефтегазовую отрасль вернулись прибыли периода сверхвысоких цен на нефть. ПРИЧИНЫ: ДЕВАЛЬВАЦИЯ РУБЛЯ, СНИЖЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ, А ГЛАВНОЕ, ВВЕДЕННЫЙ В СВЯЗИ С КРИЗИСОМ БОЛЕЕ МЯГКИЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ КАК ПО ЭКСПОРТНОЙ ПОШЛИНЕ, ТАК И ПО НДС. В ИТОГЕ РАСТЕТ СУММАРНЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ РЕЙТИНГА ДОЛГОСРОЧНОЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИЙ.

ЮРИЙ КОГТЕВ, ВАЛЕНТИНА ЛУКИНА, RUSENERGY

ДОБАВЛЕННАЯ ПЕРЕРАБОТКА Существенно выросла и рентабельность продажи нефтепродуктов. Если во втором квартале 2009 года прибыльность экспорта превышала прибыльность экспорта нефтепродуктов, то в третьем квартале ситуация кардинально изменилась.

В третьем квартале экспортный нетбэк по нефти хоть и превысил показатели того же периода 2008 года, но снизился на 23% по отношению ко второму кварталу в связи с увеличением экспортной пошлины на нефть на 68% (цена Urals выросла всего на 16%) и повышением транспортных тарифов «Транснефти».

По оценкам ТНК-ВР, в этот период маржа переработки выросла более чем в два раза, до \$9 на баррель по сравнению с примерно \$4 на баррель во втором квартале 2009 года. Позитивное влияние на рентабельность переработки оказал более медленный рост внутренних цен на нефть (+20%) по сравнению с ценами на нефтепродукты (в среднем на 40–50%).

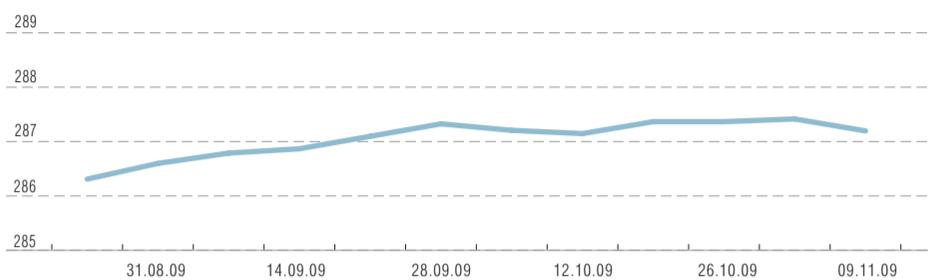
«В целом мы видим стабильное поквартальное улучшение финансовых результатов ВИНК в этом году, хотя в третьем квартале эти темпы несколько замедлились, — комментирует Виталий Крюков. — При сохранении текущих цен на нефть до конца года можно ожидать, что во втором полугодии в среднем операционные финансовые показатели ВИНК останутся либо на уровне первого полугодия, либо будут немного выше».

СМЕНА ЛИДЕРА В «индивидуальном зачете» в рейтинге произошли важные изменения: ЛУКОЙЛ после длительного периода лидерства уступил первое место «Роснефти». Произошло это не столько благодаря особым успехам госкомпании, сколько в результате неблагоприятных событий в деятельности ЛУКОЙЛа.

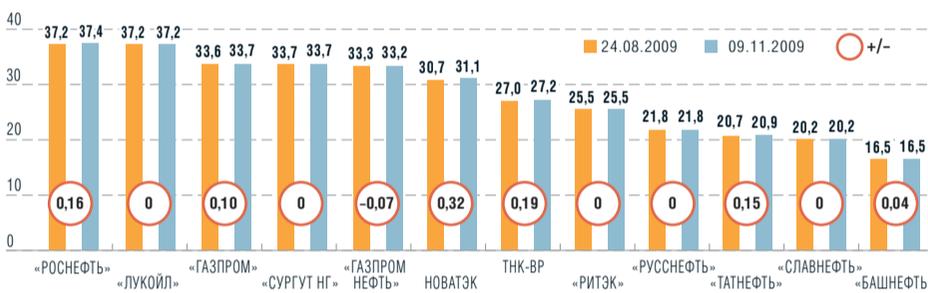
В частности, компания в альянсе с СопосоPhillips проиграла тендер на разработку одного из крупнейших месторождений Ирака — «Западная Курна-1» (запасы составляют 8,7 млрд бар) — консорциуму в составе Exxon-Mobil и Shell. Негативно сказался на положении компании и инцидент с прекращением поставок нефти на Одесский НПЗ, результатом которого стал переход на более дорогостоящую схему транспортировки нефти через территорию Украины.

Кроме того, ФАС России оштрафовала ЛУКОЙЛ за злоупотребление доминирующим положением на оптовых рынках нефтепродуктов. Злоупотребления выразились, в частности, в изъятии товара из обращения, приведшем к росту цен в оптовом сегменте рынков нефтепродуктов, и создании дискриминационных условий при реализации нефтепродуктов отдельным контрагентам.

Суммарный размер штрафа составил 6,5 млрд рублей (\$225 млн) и превысил ожидания аналитиков самого ЛУКОЙЛа. Дмитрий Лютягин из ИК «Велес Капитал» отмечает, что для компании объявленные санкции составляют 2,9% от консолидированной чистой прибыли за 2008 год — вполне ощутимый объем. По его мнению, объяснить столь высокие штрафы можно тем, что, по сообщениям



СУММАРНЫЙ РЕЙТИНГ ДОЛГОСРОЧНОЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ ИСТОЧНИК: RUSENERGY.



РЕЙТИНГ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ ИСТОЧНИК: RUSENERGY.

ФАС, ЛУКОЙЛ не предоставлял службе необходимой и запрашиваемой ей информации, а также пытался блокировать расследование.

Эксперт расценивает новость о штрафе ЛУКОЙЛу как негативную для рынка акций компании и полагает, что в краткосрочной перспективе они будут показывать худшую динамику относительно основных конкурентов с учетом крупных штрафных санкций. В то же время у ЛУКОЙЛа

сохраняются шансы на оспаривание вердикта ФАС в суде за счет размытости понятия рыночной цены и отсутствия единой методики ее определения, признаваемой всеми участниками рынка.

ЭФФЕКТ УВОЛЬНЕНИЯ В свою очередь, «Роснефть» (+0,16) заслужила одобрение экспертов за то, что с начала года сократила персонал на 9 тыс. человек. Такие

же меры принимали в большинстве компаний отрасли. Однако чаще решение сводилось к оптимизации головных офисов (ТНК-ВР, «Газпром нефть»), где размеры сокращений оценивались сотнями человек для каждой компании. В регионах также проводились увольнения, но количественно они были менее масштабными.

По оценке Владимира Веденева из Банка Москвы, сокращение персонала «Роснефти», вероятно, одно из самых значительных в отрасли в абсолютном значении. Потенциальная экономия от этого шага может составить до \$3,8 млрд за весь 2009 год. Впрочем, его влияние на финансовые показатели с учетом выплат увольняемым сотрудникам будет незначительным и относительно краткосрочным.

Практика показывает, что все нефтяные компании выплачивали бонусы за 2008 год, что лишь подтверждает предположение аналитиков о том, что расходы, связанные с персоналом, с трудом подвергаются сокращению. По их мнению, ситуация с расходами на фонд оплаты труда будет только ухудшаться, учитывая определенное оживление на рынке труда и проблемы с нехваткой квалифицированного инженерного персонала, о которой так часто говорили представители нефтяных компаний до кризиса.

«Гонка за кадрами и естественная убыль работоспособного населения в стране будут активно двигать фонд оплаты труда вверх, увеличивая затраты на персонал в среднесрочной перспективе, — говорит аналитик Банка Москвы. — Принимая во внимание слабый прогноз роста добычи нефти и значительный рост средней заработной платы в нефтяных компаниях, вопрос производительности труда будет все чаще выходить на повестку дня для инвесторов, вкладывающих в акции этих компаний».

УМЕРЕННО БЛАГОПРИЯТНЫЙ Для «Газпрома» (+0,10) третий квартал оказался умеренно позитивным. Компания наращивала добычу газа после провала, случившегося в первом полугодии. Несмотря на опасения, Украина продолжала платить за поставленный газ. Какими громкими скандалами, ухудшающими имидж «Газпрома», за последние три месяца не случилось, что само по себе является позитивным фактом.

Благоприятным для компании стал и внешний фон. Наиболее приоритетный транспортный проект компании «Северный поток» получил одобрение правительств Дании, Швеции и Финляндии, хотя риски незаполнения трубопровода из-за возможных отсрочек с освоением Штокмана сохраняются. Наконец, концерн обнаружил «значительное скопление» природного газа у северо-западного побережья Венесуэлы, что стало уже второй находкой компании за последние два месяца в этой стране.

Впрочем, акционеры следили в основном не за внешними событиями, а за финансовым состоянием госмонополии. Во втором квартале произошло небольшое увеличение объемов поставок газа в Европу относительно первого квартала. В то же время цена на газ снизилась: средняя стоимость поставок газа в Европу, по данным аналитиков Банка Москвы, →

В ТРЕТЬЕМ КВАРТАЛЕ, КОГДА ЦЕНЫ НА НЕФТЬ СОСТАВЛЯЛИ \$68 ЗА БАРРЕЛЬ, ЭКСПОРТНЫЙ НЕТБЭК ПРИ ПРОДАЖАХ НЕФТИ БЫЛ СОПОСТАВИМ С ЭКСПОРТНЫМ НЕТБЭКОМ ЗА ТОТ ЖЕ ПЕРИОД ПРОШЛОГО ГОДА, НО ПРИ ЦЕНАХ \$112 ЗА БАРРЕЛЬ



составила около \$290 за 1 тыс. куб. м. В итоге, по их оценкам, выручка «Газпрома» продолжила снижаться.

Растет и внешняя задолженность госмонополии. По оценкам аналитиков ИФК «Метрополь», для финансирования сделки по приобретению 20% акций «Газпром нефти» у Eni, а также ряда других проектов во втором квартале «Газпром» осуществил заем объемом \$6,7 млрд, что привело к росту совокупного объема долговых обязательств «Газпрома» до 1,65 трлн рублей (\$56,9 млрд) к концу второго квартала.

РОМАНТИКА ПОБЕДЫ Лидером роста показателей инвестиционного рейтинга вновь оказался НОВАТЭК (+0,32). Компания сообщила о завершении строительства и вводе в эксплуатацию второго пускового комплекса второй очереди Юрхаровского месторождения. Запуск объек-

та позволит увеличить добычу газа и газового конденсата на 7 млрд куб. м и 600 тыс. тонн в год соответственно.

Годовой объем добычи на месторождении увеличится до 23 млрд куб. м газа и 2 млн тонн конденсата. Общие производственные мощности компании по добыче газа возрастут до 44 млрд куб. м в год. Денис Борисов из ИФК «Солид» ограничивается по этому поводу кратким комментарием. «Хотите торговать газовой промышленностью — покупайте не «Газпром», а НОВАТЭК», — убеждает он, оценивая новость как позитивную как в краткосрочном, так и долгосрочном плане.

Впрочем, Владимир Веденеев из Банка Москвы несколько охлаждает энтузиазм инвесторов. Он указывает, что возможности НОВАТЭКа по добыче будут ограничены внутренним спросом на газ, который, по оценкам аналитика, вырастет в 2010 году всего на 5%. Таким образом,

эксперт прогнозирует, что добыча НОВАТЭКа в 2009 и 2010 годах не превысит 32,3 млрд куб. м и 40 млрд куб. м соответственно, что существенно ниже, чем прогноз компании.

ЖАДНЫЙ ТНК-ВР Еще один лидер рейтинга — ТНК-ВР (+0,19). Рынок позитивно отреагировал на рекомендацию совета директоров «ТНК-ВР Холдинга» (ТВХ) одобрить дивиденды по итогам девяти месяцев 2009 года в размере 7,41 рубля на оба типа акций. Общая сумма дивидендов за этот период может составить 114,4 млрд рублей, или \$3,94 млрд.

Дмитрий Лютягин отмечает, что ТНК-ВР традиционно платит высокие дивиденды. Так, на дивиденды за 2008 год компания направила 100% чистой прибыли по РСБУ, которая составила в минувшем году 82,7 млрд рублей, или \$2,6 млрд (что на 66% превысило дивиденды за 2007

год). В предыдущие годы ТВХ также направлял на дивиденды примерно 100% чистой прибыли.

«Новость по дивидендам мы рассматриваем как положительную для акций ТНК-ВР в долгосрочной перспективе: она показывает, что компания продолжает платить дивиденды с высокими доходностями в сравнении другими компаниями сектора», — комментирует аналитик. ■

В составлении рейтинга агентства RusEnergy принимают участие: Дмитрий Александров (ИК Univer), Денис Борисов (ИФК «Солид»), Владимир Веденеев (Банк Москвы), Владимир Детинич (ИФ ОЛМА), Дмитрий Дзюба (ИФК «Метрополь»), Дмитрий Лютягин (ИК «Велес Капитал»), Виталий Крюков (ИФД «Капиталь»), Максим Шейн (ИК «Брокеркредитсервис»).

ИННОВАЦИОННЫЙ СЦЕНАРИЙ

➤ По части применения инноваций в топливно-энергетическом комплексе России заметно уступает западным странам. В условиях падающей добычи и жесткой конкуренции на мировом рынке, в частности, за освоение богатых углеводородами шельфов российским правительством одобрен проект Энергетической стратегии России до 2030 года, который предполагает инвестиции объемом \$1,8–2,1 трлн в развитие отечественного ТЭКа.

Проект новой Энергетической стратегии России до 2030 года был одобрен правительством на заседании 27 августа. По расчетам, до 2030 года развитие топливно-энергетического комплекса страны потребует \$1,8–2,1 трлн инвестиций, из которых около \$1,2 трлн будет вложено в наращивание добычи нефти (почти на 10%) и газа (более чем на треть), \$572–888 млрд — в энергетическую генерацию и сетевой комплекс. Выполнение стратегии включает три этапа: 2009–2015 годы, 2015–2022 годы и 2022–2030 годы (на заключительный, третий этап придется наибольшая часть вложений). В итоге добыча газа к 2030 году должна вырасти по сравнению с 2008 годом на 33,2–41,5%, нефтедобыча — на 8,6–9,7%.

НЕУСПЕХ ОТ УСПЕХА. Технологии производства в различных отраслях российской промышленности начали отставать от передовых западных еще в 1970–1980-х годах. «Более высокие темпы развития технологий и инноваций позволили зарубежным компаниям завоевать лидирующие позиции во многих отраслях промышленности, что привело к созданию на базе этих корпораций глобальных центров технологий, привлекающих лучших научных и инженерных специалистов», — констатирует Дэвид Грэй, руководитель отдела по оказанию услуг предприятиям топливно-энергетического комплекса и горнодобывающей промышленности PricewaterhouseCoopers. — В результате успех порождает дальнейший успех, и российской промышленности становится все сложнее и сложнее преодолевать растущее технологическое отставание».

В качестве примера вдумчивой госполитики по сокращению технологического отставания энергетической отрасли господин Грэй приводит норвежский опыт. С 1969 года, когда было открыто месторождение Экофиск, Норвегия, у которой не было большого опыта работы в нефтегазовом секторе, использует возможность развития углеводородных ресурсов на своем континентальном шельфе в качестве основы для развития инноваций во всей экономике.

На первоначальном этапе при решении многих задач технологического характе-



«ТАТНЕФТЬ» ВНОВЬ ОПРАВДЫВАЕТ РЕПУТАЦИЮ САМОЙ ТЕХНОЛОГИЧНОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ СТРАНЫ. НА НОВОМ КОМПЛЕКСЕ, КОТОРЫЙ СЕЙЧАС ВОЗВОДИТСЯ В НИЖНЕКАМСКЕ, БУДЕТ ДОСТИГНУТ БЕСПРЕЦЕДЕНТНЫЙ ДЛЯ РОССИИ УРОВЕНЬ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ В 95%

ра, связанных с освоением глубоководных пространств, Норвегия обращалась за помощью к международным нефтегазовым корпорациям. В то же время Норвегия смогла получить современные технологии за счет использования местных ресурсов и развития местных центров технической экспертизы, в том числе образовательных учреждений. В итоге благодаря поддержке предпринимательской деятельности Норвегии удалось создать целый ряд компаний, которые сегодня выступают в качестве международных экспертов и экспортеров технологий.

Норвежский сценарий может быть разыгран и в России. Одно из наиболее перспективных для внедрения инноваций направлений — производство сжиженного природного газа.

НА ПЕРЕСЧЕТ. Пока в России действует только один завод СПГ на Сахалине (проект «Сахалин-2»), запущенный в феврале. 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. По прогнозам специали-

стов, к 2030 году порядка 50% всего производимого на мировом рынке природного газа придется на СПГ. Понимая перспективность проектов СПГ, российские власти уже заявляют о возможном строительстве аналогичных заводов на базе Южно-Тамбейского и Штокмановского месторождений.

Кстати, на Штокман инноваторы возлагают особые надежды. По их мнению, этот проект может послужить основой для продвижения высоких технологий на отечественные и международные рынки технологий. «Принимая во внимание, что освоение Штокмановского месторождения — проект долгосрочный, России необходимо приложить все усилия для того, чтобы помочь этому проекту сыграть роль катализатора, стимулирующего развитие Мурманской области в частности и России в целом», — считает Дэвид Грэй.

Еще один масштабный проект по внедрению передовых технологий реализует «Татнефть»: компания строит в Нижнекамске уникальный комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, первую очередь которого планируется ввести в эксплуатацию к началу 2010 года. В него войдут НПЗ мощностью 7 млн тонн

нефти в год, завод глубокой переработки нефти мощностью 3,5 млн тонн в год и нефтехимический завод по производству продукции на основе ароматических углеводородов. Совокупная стоимость комплекса составляет 130,3 млрд рублей. Проект позволит удвоить объем переработки нефти до 14 млн тонн в год, в том числе решить вопрос с переработкой добываемой в Татарии высокосернистой нефти, которая требует использования сложного оборудования и технологий. Предполагается, что благодаря применению 25 передовых мировых технологий здесь будет достигнута беспрецедентная для России глубина переработки нефти в 95%.

ПЛАН ДОБЫЧИ. Развитию инновационной структуры отрасли в Энергетической стратегии отведено ключевое место. Согласно этому документу, главные проблемы отрасли — не соответствующий современным требованиям уровень научно-технического потенциала, недостаточная востребованность энергетикой научно-технических достижений и «слабость рыночных сигналов к их промышленному внедрению», неразвитость конкуренции на внутреннем

рынке научно-технических услуг и отсутствие в ТЭКе развитой инновационной инфраструктуры (центров трансфера технологий, технопарков, бизнес-инкубаторов, центров подготовки кадров для инновационной деятельности, венчурных фондов и др.). Исправлять ситуацию авторы стратегии предлагают с помощью целого комплекса мер. В их числе: организация федеральных и региональных центров науки и высоких технологий (для интеграции науки и образования), освобождение компаний от налоговых затрат на НИОКР, предоставление льготных налоговых условий компаниям энергетического сектора на первоначальный период освоения отечественной техники и технологий, развитие стимулирующего налогообложения для любых компаний, внедряющих инновационные технологии в энергетике, господдержка и стимулирование деятельности по разработке и реализации инвестпроектов, обеспечивающих инновационное развитие отраслей российского ТЭКа, развитие венчурного бизнеса в сфере инноваций в энергетике, использование потенциала международного сотрудничества для заимствования лучших мировых достижений.

Помимо советов касательно государственной поддержки стратегия содержит и предложения по внедрению конкретных передовых технологий. В частности, предлагается разрабатывать аппаратное и программное обеспечение геологоразведочных работ (в том числе в акваториях арктических и восточных морей), позволяющих создавать трехмерные модели месторождений и обеспечивать оптимальные условия оценки их запасов и эксплуатации, создавать интеллектуальные SMART-системы управления и безопасности технологическими процессами в энергетике, внедрять технологии повышения нефтеотдачи пластов, извлечения вязких нефтей и утилизации попутных нефтяных газов, совместной выработки электроэнергии и синтетического жидкого топлива из природного газа и угля, а также развивать водородную и атомную энергетику.

Ожидается, что развитие отрасли по «инновационному сценарию» позволит российской экономике до 2020 года расти ежегодно на 6,5%, а в период с 2020 по 2030 год — на 5,2%. При этом доля нашей страны в глобальной экономике, по смелым прогнозам стратегов, увеличится в 2015 году до 3,3%, в 2020-м — до 4,3%, в 2030-м — до 5%. Помимо базового инновационного сценария стратегия предлагает два альтернативных. Один из них — «маятниковый» — привязан к внешним и внутренним условиям экономического развития, другой — экологически ориентированный — предусматривает ужесточение требований к объемам выбросов, а следовательно, изменение структуры инвестиций.

ДИАНА РОССОХОВАТСКАЯ

ПОИСКИ ПРОДОЛЖАЮТСЯ

СЕГОДНЯ В МИРЕ НАСЧИТЫВАЕТСЯ СВЫШЕ 600 ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ (СМ. КАРТУ НА СТР. 28–29). ПО НЕКОТОРЫМ ОЦЕНКАМ, УЖЕ БОЛЕЕ ТРЕТИ ВСЕЙ НЕФТИ И ЧЕТВЕРТЬ ГАЗА ДОБЫВАЕТСЯ НА ШЕЛЬФЕ (РОССИЮ МОЖНО НЕ БРАТЬ В РАСЧЕТ). В РАЗРАБОТКЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УЧАСТВУЮТ ПРАКТИЧЕСКИ ВСЕ МИРОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ДЕРЖАВЫ. РЕАЛИЗОВАНЫ ПРИ ЭТОМ РАЗНЫЕ НАЦИОНАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ. КАКАЯ ИЗ НИХ БЛИЖЕ РОССИИ? ОЛЬГА ХВОСТУНОВА

На мировом шельфе открыто более 1000 морских месторождений нефти и газа, примерно 700 из них находятся в активной фазе разработки. Работа ведется в акваториях 55 стран мира. Интенсивнее всего шельф разрабатывается в США, где эксплуатируется более 500 морских месторождений. В Европе их порядка 160, в Западной Африке — 150, на шельфе Юго-Восточной Азии — 115. В Персидском заливе — около 40.

Наиболее крупные шельфы расположены вдоль северных берегов Европы, Сибири, Аляски и вдоль восточных берегов Азии. Считается, что 75% площади шельфа перспективно в плане нефте- и газодобычи, а потенциальные ресурсы нефти и газа оцениваются примерно в 2 трлн тонн условного топлива. Это существенно превышает запасы на суше. При этом морские месторождения высокодебитны (в среднем 500 тонн в сутки), что обуславливает их рентабельную разработку даже при высоких затратах на освоение.

ЧАСТНОЕ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВО

Американский шельф разрабатывают частные компании, причем в основном национальные. Американское правительство занимает позицию внешнего регулятора.

За последние 50 лет шельфовые проекты дали американской экономике 16,8 млрд баррелей нефти и 173 трлн куб. м природного газа. Основная масса разрабатываемых сегодня месторождений сосредоточена в Мексиканском заливе (месторождения «Марс Урса», «Сандер-Хорс» и «Атлантис»).

В 1950–1960-х годах американские компании совершили настоящий прорыв в разработке множества инноваций, начиная от противовибросовых устройств, буровых судов, трубоукладочных барж и заканчивая электронными буровыми банками данных и исследованиями светлых пятен на сейсмограммах. Тому способствовало появление на международном и национальном уровнях ясных регулирующих механизмов по развитию шельфовых проектов.

Лицензирование шельфовых участков шло полным ходом, и федеральный бюджет стремительно обогащался. Так, при проведении тендера правительство помимо платы за лицензию и вступительного взноса (бонуса) получало роялти — процент от рыночной цены реализованной нефти или газа (18,75%), а в случае если добыча не производилась — фиксированную ренту. С 1954 по 2007 год федеральное правительство заработало \$89 млрд на роялти, \$64 млрд на бонусах и \$3 млрд на ренте.

Однако в конце 1960-х активизировалось зеленое движение, которое только усилилось после взрыва нефтяной платформы, принадлежавшей компании Union Oil of California, близ Санта-Барбары, в результате чего порядка 70 тыс. баррелей сырой нефти вылилось в открытое море. Это вызвало огромный политический и общественных резонанс, и в последующие годы американский конгресс провел с десяток различных законов об охране окружающей среды (о чистой воде, о чистом воздухе, о защите прибрежной зоны и пр.). Весь этот пакет кардинальным образом изменил систему регулирования деятельности всех добывающих компаний.

«ГАЗПРОМ» В АРКТИКЕ

«Газпром» владеет 15 лицензиями на право пользования недрами объектов шельфа российских морей, в том числе пять лицензий с правом разведки и добычи на участках недр (месторождений) федерального значения, расположенных частично на суше и на шельфе Карского моря (Круженштернский и Тасийский — на полуострове Ямал и шельфе Карского моря, Тота-Яхин-

ский и Антипаютинский — на полуострове Гыдан и шельфе Карского моря, Семаковский — на Тазовском полуострове и шельфе Карского моря). Кроме того, «Газпром» планирует получить лицензии на перспективные структуры Приамальского шельфа. На шельфе арктических морей «Газпром» активнее всего реализует один проект — освоение Штокмановского месторождения в Баренцевом море



ПРОЕКТ «САХАЛИН-2», ПО СУТИ, ВВЕЛ РОССИЮ В ВЫСШУЮ ЛИГУ НЕ ТОЛЬКО ПО УРОВНЮ ИНВЕСТИЦИЙ, НО ПРЕЖДЕ ВСЕГО ПО УРОВНЮ РЕАЛИЗОВАННЫХ ЗДЕСЬ ТЕХНОЛОГИЙ, МНОГИЕ ИЗ КОТОРЫХ УНИКАЛЬНЫ ДЛЯ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ МИРА

Арабское нефтяное эмбарго 1973 года ненадолго вернуло американское правительство на стезю стимулирования шельфовых разработок, и уже в следующем году торги на лицензирование шельфовых участков побили все мыслимые рекорды, достигнув \$18 млрд. Кроме того, последовавший рост цен на нефть сделал более эффективными инвестиции в затратные шельфовые проекты. В середине 1980-х состоялся очередной выпад против шельфов со стороны экологических организаций, в результате чего в ряде штатов был введен годовой мораторий на шельфовую добычу. Совокупная прибыль от добычи нефти на шельфе значительно сократилась. С 1986 по 2003 год она в среднем составила \$750 млн против \$4 млрд в 1970 году.

В 1990 году мораторий был распространен на большинство шельфовых проектов, за исключением старейших лицензионных участков центральной части Мексиканского залива и Аляски. Годовой запрет был продлен сначала до 2000 года, а затем до 2012 года. Однако в июле 2008 года, когда цена на нефть достигала почти \$150 за баррель, Джордж Буш-младший решил отменить указ своего отца и возобновить работы на шельфе, в том числе и на территории арктического заповедника на Аляске. Ограничения остались для 50-мильной (80 км) береговой полосы. Как считают эксперты, после принятия этого решения нефть на мировых рынках стала стремительно дешеветь.

В любом случае, захватив мировое лидерство в освоении шельфа, США до сих пор удерживают его по количеству реализованных проектов.

(расположено на северо-востоке от Мурманска на расстоянии около 600 км). Запасы месторождения составляют 3,8 трлн куб. м газа и около 37 млн тонн газового конденсата. Объем добычи может достичь более 70 млрд куб. м газа и 0,6 млн тонн газового конденсата в год. В рамках первой фазы проекта объем добычи составит 23,7 млрд куб. м газа в год. Для реализации первой фазы создана

компания специального назначения Shtokman Development AG. В капитале компании «Газпром» принадлежит 51%, Total — 25%, StatoilHydro — 24%. Лицензия на месторождение находится не у Shtokman, а у газпромовской «дочки» ООО «Севморнефтегаз». В рамках проекта предполагается построить завод по производству СПГ. Сроки реализации первой фазы проекта будут уточнены в начале

ГОСКОНТРОЛЬ Норвегия — вторая по величине страна в мире по объемам добываемых с шельфа нефти и газа. Разработку шельфа здесь полностью контролирует государство.

Норвегия также занимает передовые позиции в области машиностроения для проведения всех шельфовых работ, в производстве крупных буровых установок и другого оборудования, в техническом оснащении скважин и создании системы транспортировки.

История норвежского нефтяного успеха началась в 1969 году с открытия гигантского месторождения Экофиск в Северном море. Норвежские власти решили, что для его грамотного освоения стране необходимо построить собственную конкурентоспособную нефтегазовую компанию. Так появилась госкомпания Statoil. Именно ей вместе с частными партнерами предстояло разработать богатое ресурсами дно Северного, Норвежского и впоследствии Баренцева морей.

Частью государственной политики стало создание национального фонда, куда поступают все средства от экспорта нефти. Его цель — стабилизировать ситуацию в случае колебаний цен на нефть. Впоследствии, когда ресурсы шельфа будут полностью исчерпаны, он станет источником средств для перевода норвежской экономики на другой режим работы.

С самого начала Норвегия интегрировала сильную экологическую составляющую в разведку месторождений, процессы управления, лицензирования и добычи углеводородов. Шельфовыми проектами занимаются совместно министерство нефти и энергетики и министерство окружающей среды. Регулирующих законов всего три — закон о нефти, акт о контроле над выбросами и акт об общественной безопасности. И это в отличие от американской системы, куда помимо детальных регулирующих актов входит дюжина феде-

2010 года, вероятнее всего, это будут 2014–2015 годы. Сейчас на шельфе арктических морей неспешно ведутся геологоразведочные работы. В 2008 году геологоразведочные работы проводились на шельфе Карского и Печорского морей. На Семаковском месторождении пробурены три скважины общей проходкой 3052 м. На месторождении Каменномыское море пробурена поисковая скважина глубиной

2658 м. В пределах Долгинского лицензионного участка пробурена разведочная скважина глубиной 2800 м. Уточнено геологическое строение месторождений. Выполнены морские инженерные изыскания для постановки морских буровых установок на восьми площадках. Активизировать работу на шельфе «Газпрому» мешает отсутствие современных буровых установок. Опыт сотрудничества с отечественными судо-

ральных законов. Учитывая сильное государственное доминирование, норвежская модель освоения шельфа гораздо ближе России, чем американская.

ГОСУДАРСТВЕННО-ЧАСТНОЕ ПАРТНЕРСТВО

Российский континентальный шельф является самым крупным в мире по площади (6,2 млн км). Предполагается, что на нем сосредоточено порядка 13 млрд тонн нефти и 20 трлн куб. м газа. И это лишь те запасы, которые могут быть разведаны к 2020 года, а в целом изученность российских шельфов составляет не более 9–12%.

Единственный реализованный в России проект — разработка дальневосточного шельфа на Сахалине. Разработка сахалинского шельфа осуществляется на условиях государственно-частного партнерства. В 1992 году российское правительство провело ряд международных тендеров на их освоение, в результате чего появились крупнейшие в современной России проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2». К участию в первом была привлечена ExxonMobil, доли во втором получили Shell, Marathon Oil, Mitsui и Mitsubishi, которые затем продали «Газпрому» 50% плюс одну акцию. В последующие несколько лет были сформированы «Сахалин-3», «4» и «5». Разведанные запасы нефти по всем сахалинским шельфовым проектам составили свыше 2 млрд тонн, газа — более 3 трлн куб. м. Иностранные компании, участвующие в реализации сахалинских проектов, за время работы испытали на себе все проблемы российского ТЭК: от попыток изменения условий работы (договоры о СРП многим казались несправедливыми) до передела долевой собственности (изменения в законе об иностранных инвестициях), а также бюрократические проволочки, экологические претензии и многое другое. Тем не менее почти никто не отказался от выполнения обязательств и постепенная реализация проектов продолжается.

Добыча нефти с Пильгун-Астохского месторождения в рамках проекта «Сахалин-1» началась в 1999 году. Для запуска второго сахалинского проекта потребовалось целое десятилетие — разработка месторождений в рамках проекта «Сахалин-2» может считаться мегапроектом. Дело не только в открытии в текущем году первого в России завода СПГ, поставки с которого уже зафрахтованы на несколько лет вперед в странах АТР. Дело прежде всего в том, что Shell построил в России один из самых технологичных в мире заводов СПГ. И хотя бы в этом смысле ввел Россию в высшую лигу стран, работающих на шельфе, несмотря на ничтожные (на мировом уровне) показатели добычи морских углеводородов.

Стоит отметить, что в 2005 году российское правительство одобрило стратегию развития нефтяного континентального шельфа до 2020 года. Однако уже сейчас очевидно, что стратегия не выполняется. Для освоения шельфов нужны значительные инвестиции. Но для их привлечения необходимы стимулирующие меры со стороны государства, в том числе снижение налоговых ставок и импортных пошлин при поставках уникального технологического оборудования, государственные субсидии и т. п. ■

строителями не слишком удачен, заказы выполняются десятилетиями. В октябре на северо-двинской верфи «Звездочка» начались испытания самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) «Арктическая». Передача «Арктической» заказчику назначена на лето 2010 года. При этом строительство СПБУ началось в 1995 году. Из-за отсутствия платформы стоит и проект освоения нефтяного месторожде-

ния Приразломное. Платформу делает «Севмаш», но когда она будет сдана заказчику, неизвестно.

Освоение остальных месторождений на арктическом шельфе (как и большинства ямальных запасов) — дело отдаленного будущего — после 2020 года.

КИРИЛЛ МАРТЫНОВ

МИРОВЫЕ ШЕЛЬФЫ



ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ МИРА

№ — ПРОЕКТ (КОМПАНИЯ-ОПЕРАТОР)

1 — «Западный Абаре» (Petrobras); 2 — «Абшерон» (Total); 3 — «Агба-ми» (Chevron); 4 — «Акло» (Total); 5 — «Аль-Шахин» (Maersk Oil); 6 — «Альба» (Chevron); 7 — «Альбакора» (BPZ Energy); 8 — «Альбакоре» (Westech Energy); 9 — «Аллегейни» (Eni); 10 — «Альвейм» (Marathon, StatoilHydro); 11 — «Аменам-Клоно» (Total); 12 — «Ангустура» (Repsol); 13 — «Антиетам» (Shell); 14 — «Аппалуза» (Eni); 15 — «Аппоматокс» (Shell); 16 — «Ардены» (Cobalt International Energy); 17 — «Артит» (PTTEP); 18 — «Асенг» (Noble Energy); 19 — «Асгард» (StatoilHydro); 20 — «Атлантик» (BP); 21 — «Аугер» (Marathon, Shell); 22 — «Аятциль» (Petrox); 23 — «Азери-Чираг-Гюнешли» (AIOC); 24 — «Азурит» (Murphy); 25 — «Баббидж» (E.ON); 26 — «Бэкслайс» (Mariner); 27 — «Болдплейт» (Anadarko, Apache, Hess Corp., Newfield); 28 — «Бандон» (Serica Energy); 29 — «Баоба» (Canadian Natural); 30 — «Барракуда-Каратинга» (Petrobras); 31 — «Баты Аязлы» (TPAO); 32 — «Белайм» (Eni); 33 — «Бигфу» (Chevron); 34 — «Биггер Помпано» (BP, ExxonMobil, LLOG); 35 — «Блак Перл» (Marathon); 36 — «Блактил» (Eni);

37 — «Блайнд Фейт» (Chevron); 38 — «Блок 8» (RAK Petroleum); 39 — «Бонга» (Sperco); 40 — «Бумванг» (Anadarko); 41 — «Бунвилль» (Mariner); 42 — «Бриг» (RWE-DEA); 43 — «Брим» (BG); 44 — «Бригантин» (Shell); 45 — «Брутус» (Shell); 46 — «Булуанг» (Salamander Energy); 47 — «Баксин» (Chevron); 48 — «Бад» (Shell); 49 — «Булвинкль» (Marathon, Nexen Petroleum, Noble Energy, Shell); 50 — «Буртокал» (BP); 51 — «Баззард» (Nexen Petroleum); 52 — «Кангуванг» (Hoan Vu Joint Operating Company); 53 — «Каронгдо» (Premier); 54 — «Камарупим» (Petrobras); 55 — «Кангарел» (Petrox); 56 — «Каньон Экспресс» (ATP); 57 — «Капитан» (Chevron); 58 — «Карина-Айрес» (Total); 59 — «Сейба» (Hess Corp.); 60 — «Честнат» (Venture Production); 61 — «Чимсао» (Premier); 62 — «Шингетти» (Petronas); 63 — «Чинук» (Petrobras); 64 — «Клар» (BP); 65 — «Клио» (Chevron); 66 — «Клиппер» (ATP); 67 — CLOV (Total); 68 — «Коацакоалькос Профундо» (Petrox); 69 — «Коньяк» (Newfield); 70 — «Коньяк» (Shell); 71 — «Колониал» (Hess Corp.); 72 — «Конститушюн» (Anadarko, Noble Energy, Chevron); 73 — «Корал» (Murphy); 74 — «Корковаду» (BG); 75 — «Корриб» (Shell); 76 — «Корвина» (BPZ Energy); 77 — «Коттонвуд» (Petrobras); 78 — «Криолло» (Cobalt International Energy); 79 — «Керлю» (Shell); 80 — «Д9 Проспект» (Reliance

Industries); 81 — «Дайхунг» (PetroVietnam); 82 — «Далия» (Total); 83 — «Северный Далмэйшн» (Murphy); 84 — «Диндаял» (Gujarat State Petroleum); 85 — «Дип Паньюк» (Epsana); 86 — «Девилс Тауэр» (Enervest, Eni, Mariner); 87 — «Дидо» (PA Resources AB); 88 — «Дабл Маунтин» (BHP Billiton); 89 — «Дрошки» (Marathon); 90 — «Далсмер» (Mariner); 91 — «Дункуин» (Providence); 92 — ЕСМА (BG); 93 — «Эбок» (Oriental Oil); 94 — «Экофиск Центр» (ConocoPhillips); 95 — «Элгин-Франклин» (Total); 96 — «Энчилада» (Hess Corp., Shell); 97 — «Эспадартте» (Petrobras); 98 — «Эттрик» (Nexen Petroleum); 99 — «Файрфокс» (BHP Billiton); 100 — «Флойд» (Woodside); 101 — «Фойнавен» (BP); 102 — «Фортис» (Apache); 103 — «Фраде» (Chevron); 104 — «Фридом» (BP); 105 — «Фрида» (Premier); 106 — «Фригг» (StatoilHydro); 107 — «Фронт Раннер» (Murphy, W&T Offshore); 108 — «Фроса» (Mariner); 109 — «Фуджи Спрингс» (Mariner); 110 — «Фулла» (StatoilHydro); 111 — «Гаджа-Бару» (Premier); 112 — «Галата» (Melrose Resources); 113 — «Галок» (Galoc); 114 — «Гамма» (StatoilHydro); 115 — «Гардения» (Total); 116 — «Гофс» (Mariner); 117 — «Дженезис» (Chevron); 118 — «Жимбон» (Sonangol); 119 — «Жирасол» (Total); 120 — «Йоа» (StatoilHydro); 121 — «Гленливет» (DONG); 122 — «Глитне» (Statoil-

Hydro); 123 — «Голденай» (Shell); 124 — «Голфинью» (Petrobras); 125 — «Голиат» (Eni); 126 — «Гомес Хаб» (ATP, Newfield); 127 — «Готча» (Shell); 128 — «Грейтер Эвлин» (Total); 129 — «Грейтер Ангустура» (BHP Billiton); 130 — «Грейтер Гордон» (Chevron); 131 — «Грейтер Гулфакс» (StatoilHydro); 132 — «Грейтер Лидон» (Anadarko); 133 — «Грейтер Росс» (BG, Talisman); 134 — «Грейтер Снорре» (StatoilHydro); 135 — «Гревлинг» (Talisman); 136 — «Гро» (Shell); 137 — «Гуара» (Petrobras); 138 — «Гуарани» (ExxonMobil); 139 — «Гвендалина» (Eni); 140 — «Ганнисон» (Anadarko); 141 — «Гигрид» (StatoilHydro); 142 — «Адриан-2» (ExxonMobil); 143 — «Адриан-3» (ExxonMobil); 144 — «Южный Адриан» (Eni); 145 — «Харепус» (StatoilHydro); 146 — «Хеброн» (ExxonMobil); 147 — «Гейдельберг» (Anadarko); 148 — «Хейдрун» (StatoilHydro); 149 — «Иберния» (ExxonMobil); 150 — «Хильд» (Total); 151 — «Гольштейн» (BP); 152 — «Гувер-Диана» (ExxonMobil); 153 — «Хорн Маунтин» (BP); 154 — «Яра» (Petrobras); 155 — «Индепенденс» (Anadarko, Eni, StatoilHydro); 156 — «Инсбрук» (Marathon); 157 — «Ирасема» (Petrobras); 158 — «Айвен» (Woodside); 159 — «Жабутти» (Petrobras); 160 — «Джек-Сен-Мало» (Chevron); 161 — «Джанака» (PTTEP); 162 — «Дженис» (Maersk Oil); 163 — «Джейсон» (Newfield); 164 —

ИНВЕТОРЫ



«Джетта» (ExxonMobil); **165** — «Цзиньчжоу» (CNOOC); **166** — «Юбилей» (Tullow); **167** — «Джулай» (Gurco); **168** — «Юпитер» (Petrobras); **169** — «Комплекс К2» (Anadarko, BHP Billiton, Eni); **170** — «Камбуна» (Salamander Energy); **171** — «Кашаган» (Eni); **172** — «Кентиш-Нок» (Chevron); **173** — «Кикех» (Murphy); **174** — «Кина» (Addax); **175** — «Киплер» (Esso); **176** — «Китан» (Eni); **177** — «Нотти-Хэд» (Nexen Petroleum); **178** — «Кадьяк» (BP); **179** — «Кон-Тики» (ConocoPhillips); **180** — «Кристин» (StatoilHydro); **181** — «Ку-Малооб-Заап» (Pemex); **182** — «Купе» (Origin Energy); **183** — L8-D (Cirrus Energy); **184** — «Лик» (Pemex); **185** — LF 7-1 (Newfield); **186** — «Либерти» (BP); **187** — «Лигуриан» (Cobalt International Energy); **188** — «Люхуа 11-1» (CNOOC); **189** — «Ливань» (Husky); **190** — «Лиеке Марин» (Soco); **191** — «Логан» (StatoilHydro); **192** — «Лонгхорн» (Eni); **193** — «Лост Арк» (Noble Energy); **194** — «Люциус» (Anadarko); **195** — «Луно» (Lundin); **196** — M7-A (Cirrus Energy); **197** — «Маари» (OMV); **198** — «Маккаллох» (ConocoPhillips); **199** — «Макондо» (BP); **200** — «Мад Дог» (BP); **201** — «Мафумейра» (Chevron); **202** — «Магнолия» (Callon, ConocoPhillips); **203** — «Маликай» (Shell); **204** — «Марлим» (Petrobras); **205** — «Марлим Сул» (Petrobras); **206** — «Марлин» (BP); **207** — «Маррам»

(Venture Production); **208** — «Марс» (Shell); **209** — «Маттерхорн» (Total); **210** — «Мауна-Кеа» (Anadarko); **211** — «Медуза» (Murphy); **212** — «Миккель» (StatoilHydro); **213** — «Мохо-Билондо» (Total); **214** — «Монтара» (PTTEP); **215** — «Морлет» (Eni); **216** — «Морская» (Lundin); **217** — «Морвин» (StatoilHydro); **218** — «Мот» (Oilexco); **219** — «Мотбол» (LLOG); **220** — «Мубарек» (Crescent); **221** — «Мумбаи Хай» (ONGC); **222** — «На-Кика» (BP, Shell); **223** — «Нансен» (Anadarko, Kerr McGee); **224** — «Наталья» (StatoilHydro); **225** — «Нентун» (BHP Billiton); **226** — «Нопа» (StatoilHydro); **227** — «Северный Бардавил» (Petrobel); **228** — «Северный Идку» (RWE-DEA); **229** — «Северный Платт» (Cobalt International Energy); **230** — «Нордстар» (BP); **231** — «Нордвуд» (Chevron); **232** — «Отс» (Serica Energy); **233** — «Оберон» (BP); **234** — «Олови» (Canadian Natural); **235** — «Ормен Ланге» (Shell); **236** — «Осберг Центр» (StatoilHydro); **237** — «Осельвар» (DONG); **238** — «Оул Криж» (Mariner); **239** — «Ойо» (Eni); **240** — «Папа-Терра» (Petrobras); **241** — «Парки-дас-Коншас» (Shell); **242** — «Пашфлор» (Total); **243** — «Пэнлай» (ConocoPhillips); **244** — «Пеон» (StatoilHydro); **245** — «Пердида» (Chevron, Shell); **246** — «Перегрину» (StatoilHydro); **247** — «Перла» (Repsol); **248** — «Петронисус» (Chevron); **249** — «Плутто» (Woodside);

250 — «Посейдон» (ConocoPhillips); **251** — «Прелюд» (Shell); **252** — PSVM (BP); **253** — «Паффин» (Sinorec); **254** — «Пиренеи» (BHP Billiton); **255** — «Пиренеи Дискавери» (Newfield); **256** — «Пирро» (Eni); **257** — QHD 32-6 (CNOOC); **258** — QHD 35-4 (CNOOC); **259** — «Рэм Пауэпл» (Shell); **260** — «Рамадан» (Gurco); **261** — «Ред Дог» (Murphy); **262** — «Ред Хок» (Anadarko); **263** — «Рихенбакер» (Anadarko); **264** — «Рио Муни» (Hess Corp.); **265** — «Ронкадор» (Petrobras); **266** — «Роза» (Total); **267** — «Роузбэнк» (Chevron); **268** — «Сэйбл» (ExxonMobil); **269** — «Сахалин-1» (ExxonMobil); **270** — «Сахалин-2» (Sakhalin Energy); **271** — «Сангуш» (Eni); **272** — «Санкофа» (Vitol); **273** — «Санта-Инес» (ExxonMobil); **274** — «Савонетт» (BP); **275** — «Шах-Дениз» (BP); **276** — «Шелли» (Oilexco, Premier); **277** — «Шензи» (BHP Billiton); **278** — «Штокман» («Газпром»); **279** — «Сигин» (ExxonMobil); **280** — «Сири» (DONG); **281** — «Скарв-Идун» (BP); **282** — «Слейпнер» (StatoilHydro); **283** — «Снохвит» (StatoilHydro); **284** — «Сонгххла» (Coastal Energy); **285** — «Южный Парс» (NIOC); **286** — «Стэг» (Apache); **287** — «Статфьорд» (StatoilHydro); **288** — «Стоунс» (Shell); **289** — «Стибарроу» (BHP Billiton); **290** — «Сордфшиш» (Noble Energy); **291** — «Таити» (Chevron); **292** — «Тамар» (Noble Energy); **293** — «Таурт» (Gurco);

294 — «Тебе» (BP); **295** — «Телемарк» (ATP, StatoilHydro); **296** — «Терра-Нова» (Petro-Canada); **297** — «Тандерхок» (Murphy); **298** — «Тандерхорс» (BP); **299** — «Тибр» (BP); **300** — «Тайгер» (Mariner); **301** — «Томбва-Ландана» (Chevron); **302** — «Торпедо-Сиваллиж» (Shell); **303** — «Т-Рекс» (Maersk Oil); **304** — «Трайидент» (Chevron); **305** — «Тьюбулар Беллс» (BP); **306** — «Такер» (StatoilHydro); **307** — «Туонгви» (Pearl Energy); **308** — «Тули» (Petrobras); **309** — «Туркуаз Марин» (Murphy); **310** — «Твенебоа» (Tullow); **311** — «Тириханс» (StatoilHydro); **312** — «Урса» (Shell); **313** — «Усан» (Total); **314** — «Валхалл» (BP); **315** — «Вампира» (Repsol); **316** — «Ван Гог» (Apache); **317** — «Винус Б» (Anadarko); **318** — «Весельфриж» (StatoilHydro); **319** — «Винсент» (Woodside); **320** — «Виодо» (Soco); **321** — «Вирго» (Newfield, Total); **322** — «Вито» (Anadarko); **323** — «Ваху» (Anadarko); **324** — «Уэйлон» (Newfield); **325** — «Уэнлок» (ATP); **326** — «Уитстоун» (Chevron); **327** — «Уайтбэк» (Venture Production); **328** — «Уйат Роуз» (Husky); **329** — «Уинджеммер» (Anadarko); **330** — «Уинтер» (Newfield); **331** — «Коскомба» (Esso); **332** — «Якал-Тиндало» (Nido Petroleum); **333** — «Иттергрита» (StatoilHydro); **334** — «Северный Юкатан» (Shell); **335** — «Юрий Корчагин» (ЛУКОЙЛ).

ИНВЕТОРЫ

«НАСТУПАЕТ ВРЕМЯ СЛОЖНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ»

УБЕЖДЕНА КИМ КОУД, ВИЦЕ-ПРЕЗИДЕНТ РОССИЙСКОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА КОНЦЕРНА SHELL, АНАЛИЗИРУЯ НОВЫЕ УГРОЗЫ И ЗАДАЧИ, КОТОРЫЕ ПРИДЕТСЯ РЕШАТЬ ТЭКУ КАК В МИРЕ, ТАК И В РОССИИ. ЭТО ОЗНАЧАЕТ, ЧТО ПОРА ПЕРЕХОДИТЬ НА РАЗРАБОТКУ СЛОЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ, В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ, ПОРА ВНЕДРЯТЬ БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ДОБЫЧИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ.

МИРОВОЙ ТРЕНД

BUSINESS GUIDE: Почему Shell так много внимания в последнее время уделяет проектам по добыче трудноизвлекаемых углеводородов?

КИМ КОУД: Смещение нефте- и газодобычи в сторону сложных углеводородов — общемировой тренд. Спрос на энергоресурсы растет во всем мире, потому что растет население, развивается мировая экономика и т. д. И в ближайшие десятилетия спрос продолжит расти. Второй тренд — это то, что легкой нефти (по составу, способу добычи и переработки) становится все меньше.

Как и во всем мире, в России наступает время более сложных углеводородов. Это означает, что пора переходить на разработку сложных месторождений на шельфе, в арктической зоне, что пора внедрять более эффективные технологии для добычи тяжелой нефти, битумов и пр. Shell в 2008 году инвестировал в НИОКР более \$1,2 млрд. Это одни из самых высоких показателей в отрасли.

BG: Считается, что наиболее перспективное направление развития нефтегазовой отрасли в мире — это разработка континентального шельфа.

К. К.: За свою более чем столетнюю историю Shell реализовал огромное количество нефтегазовых проектов, и освоение шельфов было одним из ключевых направлений нашей работы. Первую успешную морскую скважину мы пробурили в 1930-х годах у берега штата Луизиана в Мексиканском заливе.

Сначала, когда разработка шельфа шла на небольшой глубине, мы устанавливали стационарные платформы, на опорах которых строилась буровая вышка. Кстати, такая платформа на гравитационном основании установлена в рамках проекта «Сахалин-2» (платформа «Молик-пак»). — **BG**.

Однако сегодня нефтедобыча сдвигается в глубину, и там мы используем платформы с натяжным вертикальным якорным креплением. Еще одна инновация последних лет — плавучие установки для добычи, хранения и выгрузки нефти. Эти разработки мы используем на своих проектах в Мексиканском заливе, Африке, Норвегии, Малайзии, Бразилии. Наша особенность в том, что мы работаем в различных уголках мира и поэтому имеем самый разнообразный опыт в шельфовых проектах. Наши знания и опыт мы адаптируем под местную специфику — ресурсную базу, сервисы, технологии доступа к месторождениям.

УНИКАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

BG: Вот уже несколько лет Shell работает на российском шельфе в рамках проекта «Сахалин-2».

К. К.: Основная сложность работы на Сахалине заключается в том, что это сейсмоопасная зона. Между землетрясениями может проходить долгое время, но исключить естественную сейсмическую активность невозможно. Перед нашими инженерами была поставлена задача — придумать такую технологию, которая позволила бы платформе выстоять при подземных толчках. В результате они



ГРИГОРИЙ СОВЕНКО

спроектировали и разработали платформу на опорах маятникового типа. Инновационность ее в том, что между поверхностью платформы и опорами установлены подшипники скольжения, позволяющие верхней части платформы двигаться отдельно от опор, за счет чего удается сохранять равновесие во время землетрясения.

BG: В последнее время в России много говорят о разработке арктического шельфа. Насколько Shell заинтересован в них?

К. К.: Действительно, мы следим за всеми шельфовыми проектами в мире и по мере возможностей участвуем в тех, где Shell имеет возможность предложить свои технологии и опыт. Шельфовые проекты в субарктических и арктических условиях для нас представляют особый интерес из-за своей сложности. Мы считаем, что обладаем необходимыми для работы в этих условиях возможностями.

Месяц назад я впервые побывала на Сахалине, и меня поразил масштаб происходящего. Это шесть огромных проектов, которые разрабатываются параллельно и запускаются почти одновременно. Поэтому для их успешной реализации важно грамотное управление и эффективный менеджмент. Работа по нашим проектам идет по плану, и ключевым фактором успеха являются наши технологии в области интегрированного планирования.

BG: Какие технологии компания может предложить для освоения Арктики?

К. К.: Одна из основных проблем, связанных с арктическими проектами, — это короткий сезонный период работ. Сегодня многие арктические исследования связаны как раз с тем, чтобы разработать такие технологии, которые позволили бы этот период увеличить. Кроме того, чтобы знать, какие технологии применять, особенно в таких

НА ЕДИНОМ ДЫХАНИИ

Ким Коуд родилась и выросла в Ванкувере, на западном побережье Канады. Окончила Университет Британской Колумбии по специальности «инженерная геология». В Shell пришла 20 лет назад на должность инженера по эксплуатации скважин. Позже на протяжении многих лет решала вопросы сейсмике. В канадском отделении Shell также занималась проджект-менеджментом,

созданием и развитием новых направлений бизнеса и геологоразведкой. Три года назад переехала в Нидерланды, где стала вице-президентом по технологической стратегии и планированию в подразделении «Геологоразведка и добыча». В 2009 году назначена вице-президентом в российском представительстве Shell.

сложных проектах, нужно иметь четкое представление о специфике месторождения и его структуре. Поэтому на первой стадии работы мы проводим сейсморазведку.

На основе полученных данных мы уже определяем наиболее эффективную технологию для разработки месторождения. В холодном климате, например, лучше всего себя зарекомендовала наша технология по сжижению природного газа, основанная на применении двойного смешанного хладагента. Смешанный хладагент — это смесь азота, метана, этана и пропана. Он используется для охлаждения газа до -160°C , в результате чего газ переходит в жидкое состояние и уменьшается в объеме в 600 раз. Shell использует эту технологию на Сахалине.

BG: Но ведь в арктических условиях дополнительную сложность представляет не только добыча углеводородов, но и их транспортировка. Что, на ваш взгляд, является наиболее оптимальным способом — строительство трубопроводов, использование танкеров?

К. К.: Это сложный вопрос. Все зависит от конкретного месторождения, его расположения, структуры, глубины залегания пластов. В каждом случае необходимо просчитать, какая технология и какой способ извлечения углеводородов будут максимально эффективными, какое оборудование будет использоваться, учесть факторы окружающей среды. И тогда уже составлять маршрут транспортировки. Разумеется, он при этом должен быть коммерчески выгодным.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

BG: Помимо арктических проектов в России по-прежнему неразработанными остаются многие месторождения тяжелой, сверхвязкой нефти, битумов. Какие технологии вы используете для добычи таких углеводородов и какие из них применимы в России?

К. К.: Вы знаете, я родом из Канады, и у нас в стране также много месторождений тяжелой нефти, так что мне хорошо знакома эта проблема. Shell располагает рядом уникальных технологий, которые мы активно применяем в подобных проектах по всему миру. Первая — это парогравитационный дренаж. Этот метод требует наличия двух горизонтальных скважин, расположенных одна над другой. В верхнюю закачивается пар, который разжижает вязкие и сверхвязкие нефтяные образования, и они стекают в нижнюю скважину, откуда уже более свободно откачиваются. Один из вариантов этой схемы мы используем сегодня в Омане. Кстати, российская компания «Татнефть» также применяет эту технологию. Второй тип технологии — циклическая паростимуляция. Она предполагает, что на протяжении определенного времени пар закачивается в скважину под высоким давлением, затем следует период выдерживания его при повышенной температуре, после чего разжиженная нефть откачивается, и процесс повторяется снова. В отличие от предыдущей технологии, здесь вместо двух скважин используется одна. Наконец, в Shell есть еще уникальная технология — обогащение на месте залегающих. Здесь при помощи специальных нагре-

РОССИЙСКИЕ АКТИВЫ

На протяжении более 100 лет концерн Shell прочно связан с экономикой России, которая уже в конце XIX века стала одним из главных мировых центров нефтедобычи. К 1917 году совокупный капитал предприятий Shell в России превысил 100 млн рублей, а нефтедобыча достигла более 1,45 млн тонн. В октябре 1917 года в результате национализации Shell лишился всех своих россий-

ских активов. Концерн не терял связи с Россией и продолжал заключать контракты на покупку нефти. В послевоенные годы и вплоть до середины 1980-х годов Shell закупал в СССР нефть и нефтепродукты, поставляя в Советский Союз продукты нефтехимии. В 1983 году Shell открыл представительство в России, а в 1992-м зарегистрировал компанию «Shell Нефть» по сбыту смазочных материалов. На сегодняшний день компании и совместные предприятия концерна Shell работают в России в различных сферах бизнеса: разведке, добыче и транспортировке нефти и газа, маркетинге смазочных материалов, химических и нефтепродуктов, моторных и индустриальных масел, а также в строительстве и эксплуатации сети АЗС. Shell является вторым акционером в крупнейшем реализованном нефтегазовом проекте России

вальных элементов происходит постепенный прогресс породы — на протяжении нескольких месяцев. В результате тяжелая вязкая нефть преобразуется в более легкие углеводородные фракции, которые легко извлечь.

BG: Вот вы упомянули российскую компанию «Татнефть», которая использует инновации в добыче сложных углеводородов. А каково ваше мнение о технологическом уровне российской энергетики в целом?

К. К.: У российского ТЭКа есть свои сильные стороны. Самое большое преимущество — это огромная ресурсная база, которая во многом схожа с родной для меня канадской. Она является частью экономики и истории вашей страны. Ее освоение накладывает на компании огромную ответственность за то, чтобы нефтегазовые проекты были технологичными, инновационными и в конечном итоге эффективными. Второй момент — это наличие сильных академических институтов, которые ведут исследования в нефтегазовой области. И благодаря этому к сильным сторонам российского ТЭКа можно отнести надежное и прочное оборудование, которое мы, в частности, используем в «Салым Петролеум Девелопмент» (СП Shell с российской компанией «Эвихон»). — **BG**. С точки зрения технологий у России тоже имеются некоторые преимущества, например гидроразрыв пласта.

ЛИЧНЫЕ ВПЕЧАТЛЕНИЯ

BG: А вы не испытываете сложностей в работе с российским правительством, с государственными компаниями? Не считаете ли вы, в частности, несправедливым закон «об иностранных инвестициях»?

К. К.: Если мы работаем на территории России, мы обязаны подчиняться местному законодательству. Самое важное, на мой взгляд, в работе с нашими партнерами, в том числе с официальными лицами, — четко и ясно донести свою позицию. Это залог взаимопонимания. В любой стране мы всегда ориентируемся на диалог вне зависимости от местных условий. Да, в России большое число государственных компаний, но такова ситуация и во многих других странах, где мы работаем, и это не мешает нам успешно взаимодействовать.

BG: Вы в России работаете относительно недавно. Каково ваше первое впечатление?

К. К.: По первому впечатлению с точки зрения бизнеса здесь очень живая человеческая энергетика. Это чувствуется и на встречах с нашими партнерами, и в наших офисах в России. Люди здесь заинтересованы в продвижении проектов, в совместной работе. В этом смысле вопрос о сотрудничестве становится важным вдвойне, поскольку если правильно использовать наши технологии и с умом внедрить их на российскую почву, то мы сможем совместными усилиями максимально реализовать потенциал российского ТЭКа. В любом случае у нас есть чему научиться друг у друга. Что касается опыта Shell как международной компании, то, на мой взгляд, нам есть чем поделиться. ■

Беседовала ОЛЬГА ХВОСТУНОВА

«В РОССИИ ОЧЕНЬ ЖИВАЯ ЧЕЛОВЕЧЕСКАЯ ЭНЕРГЕТИКА. И ЕСЛИ ПРАВИЛЬНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ НАШИ ТЕХНОЛОГИИ И С УМОМ ВНЕДРИТЬ ИХ НА РОССИЙСКУЮ ПОЧВУ, ТО МЫ СМОЖЕМ СОВМЕСТНЫМИ УСИЛИЯМИ МАКСИМАЛЬНО РЕАЛИЗОВАТЬ ПОТЕНЦИАЛ РОССИЙСКОГО ТЭКА»



ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА

Коммерсантъ. На новом фоне



Новый **БЕСПЛАТНЫЙ** сервис Издательского дома Коммерсантъ. Новостная лента, газета «Коммерсантъ», журналы «Коммерсантъ Власть», «Коммерсантъ Деньги», «Коммерсантъ Секрет фирмы», полный доступ ко всем статьям — в любую минуту в ваших руках. Удобный рубрикатор, фотографии и галереи, поиск материалов — **на экране iPhone.**

Передача данных в сотовых сетях — в соответствии с условиями провайдера.

теперь на ваших экранах



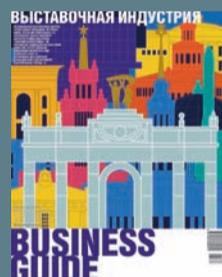
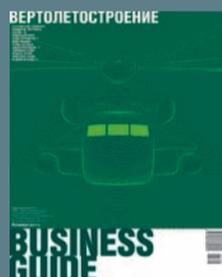
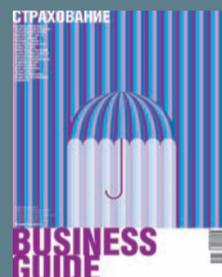
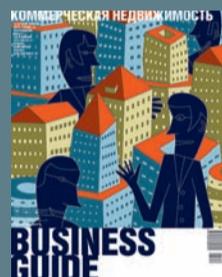
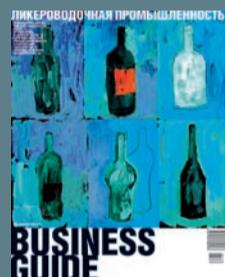
IPHONE.KOMMERSANT.RU

ТЕМАТИЧЕСКИЕ
СТРАНИЦЫ
ГАЗЕТЫ

Коммерсантъ



ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА
ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА
СМЕЖНИКИ
ИНВЕТОРЫ
КОНКУРЕНТЫ
АДМИНИСТРАТИВНЫЙ РЕСУРС



BUSINESS GUIDE