

Рано или поздно нефть закончится — спорить с этим утверждением не станет даже закоренелый оптимист. Однако энергетический голод в ближайшие столетия человечеству не угрожает. Идущая на наших глазах технологическая революция уже вводит в оборот гигантские запасы природного газа из нетрадиционных источников, а в ближайшем будущем мы, возможно, станем свидетелями возрождения производства синтетического моторного топлива.

Газовый комплекс

Общество нефтепоглощения
В 1798 году преподобный Томас Роберт Мальтус опубликовал ставшую знаменитой книгу «Опыты о законе народонаселения». Один из его выводов — в крайне упрощенном изложении: поскольку население растет экспоненциально, а производство продовольствия — линейно, если не ограничивать рождаемость, рано или поздно еды на всех не хватит. Пока история показывает, что мальтузианцы не правы: население Земли с тех пор увеличилось семикратно, а проблема голода как была, так и остается социально-экономической, а отнюдь не глобальной.

Подобные прогнозы, но уже применительно к нефти, как это, например, описывает глава исследовательской компании Cambridge Energy Research Associates (CERA) Даниэл Ергин в своей книге «Добыча» (The Prize), делаются уже почти 150 лет. Именно тогда — еще до появления двигателей внутреннего сгорания, автомобилей, самолетов и электростанций — начались первые разговоры о том, что нефти мало и если не научиться, к примеру, делать керосин из угля, то осветить дома и улицы будет нечем. Однако и тогда, и потом пессимисты оказывались посрамлены: несмотря на рост потребления энергии, появлялись все новые и новые технологии разведки и добычи углеводородов.

Впрочем, нефть — невозобновляемый ресурс, если не сокращать потребление, рано или поздно она, как бы ни совершенствовались технологии разведки, добычи и переработки, неизбежно кончится. Тезис о том, что пик добычи нефти в мире будет соответствовать исчерпанию примерно половины ее запасов, обычно связывается с именем американского геофизика Мэриона Кинга Хабберта, высказавшего эту мысль еще в 1956 году. Впрочем, его последователям затем приходилось неоднократно менять прогнозы наступления пика — реальность раз за разом опровергала мрачные ожидания.

Да и не все эксперты согласны с тем, что пик — дело ближайшего будущего. Так, в опубликованном в конце 2009 года докладе CERA прогнозируется рост производства нефти по крайней мере вплоть до 2030 года. Его автор Питер Джексон уверен, что в ближайшие десятилетия добыча нефти выйдет «на плато», при



этом ее цена будет подвержена серьезным колебаниям. Теория пика добычи применима и к двум другим важным источникам энергии — углю и природному газу. Здесь, впрочем, оценки времени, оставшегося до наступления пика добычи, не столь близки к нынешнему дню и варьируются от пары десятков до ста и больше лет. Ничего удивительного в этом нет: во-первых, запасов этих видов топлива больше, а во вторых они хуже изучены.

В опубликованном на днях ежегодном докладе BP «Статистическое обозрение мировой энергетики 2010» содержатся следующие данные: для нефти соотношение доказанных запасов и годовой добычи (коэффициент R/P) составляет 45,7 года, для газа — 62,8 года, для угля — 119 лет. При этом стоит иметь в виду, что запасами в данном



случае называется то, что может быть извлечено «при существующих экономических и технологических условиях». А они отнюдь не константа — еще недавно, например, глубоководная добыча нефти была невозможна. Иными словами, в ближайшие годы энергетический апокалипсис человечеству явно не грозит.

О том же свидетельствует и динамика запасов. По данным BP, за последние 30 лет запасы нефти удвоились — с 667,5 млрд бар в 1980 году до 1333 млрд бар по состоянию на конец 2009 года. При этом последний показатель не учитывает запасы в виде нефтяных песков — с их учетом он составлял бы сейчас 1476 млрд бар. Еще не так давно никому бы и в голову не пришло называть подобные углеводороды «извлекаемыми», а теперь это стало вполне коммерческой историей.

За то же время доказанные запасы газа в мире выросли еще сильнее — с 81 трлн до 187,5 трлн куб. м. При этом, как можно предположить, глядя на взрывное развитие технологий и собственно добычи сланцевого газа в США, в ближайшие годы оценки запасов природного газа в мире могут претерпеть радикальные изменения: в категорию доказанных перейдут

не только предполагаемые, но и еще не разведанные запасы этого топлива.

Еще один аргумент в пользу того, что природного газа в мире может оказаться много больше, чем считается, — крайне неравномерное распределение разведанных запасов. По расчетам аналитиков, первое место у России — 23,7% мировых запасов, второе — у Ирана (15,8%), третье — у Катара (13,5%), далее с большим отрывом идут Туркмени, Саудовская Аравия и США (примерно по 4%). Геология этих мест в силу многолетнего интереса к ним нефтяников изучена много лучше среднего уровня на планете, и если месторождения природного газа распространены более равномерно, то его может оказаться гораздо больше, чем принято считать.

Впрочем, если учесть так называемый нетрадиционный газ, его и так больше. В конце 2009 года на конференции в Берлине один из менеджеров Shell Upstream, Дейв Риммер, привел следующие оценки (опирающиеся на данные CERA и других исследователей): только в Северной Америке его запасы составляют около 350 трлн куб. м, примерно половина из которых — сланцевый газ, около 30% — метан угольных

пластов (известный также как СВМ), остальное — газ песчаников. В целом уже сейчас можно говорить о квадриллионе (1000 трлн) кубометров запасов нетрадиционного газа. Это почти в шесть раз больше, чем запасы традиционного газа.

Недоступное доступно
Существование огромных запасов трудноизвлекаемых углеводородов, разумеется, не новость для геологов, это не было новостью даже для читателей журнала «Наука и жизнь» 70–80-х годов прошлого века. О том, что человечеству этих запасов может хватить еще на несколько столетий, в теории известно давно. Заметим, что данные Shell не учитывают, например, такой категории, как газ в растворах — по оценкам советских ученых, его тоже очень много. Не было лишь технологий, позволяющих рентабельную добычу нетрадиционного газа.

Последние годы оказались революционными. Резкий скачок добычи сланцевого газа в США вывел эту страну на первое место в мире по добыче газа. Оказалось, что и с технологической, и с коммерческой точки зрения его добыча вполне возможна. Это может изменить энергетическую картину мира на многие десятилетия вперед:

электроэнергетика, основанная на этом топливе, значительно более эффективна и экологична, газовая генерация требует меньших капиталовложений на мегаватт мощности, а строительство электростанций — меньших затрат времени. Причем по сравнению с угольной генерацией различия по большинству параметров составляют не единицы, а десятки процентов в пользу газовой.

Переориентация мировой энергетики на газ приведет к масштабным изменениям в инфраструктуре. Потребуется построить многие десятки тысяч километров магистральных газопроводов, сотни заводов по сжижению газа и регазификации СПГ, не говоря уже о сложной (и весьма капиталоемкой) инфраструктуре добычи нетрадиционного газа. Собственно говоря, этот процесс уже идет в Китае, Индии, Южной Америке, по оценкам нефтегазовых «грандов», протяженность газопроводов увеличится в разы уже в течение ближайшего десятилетия.

Может статься, что это не последняя революция в энергетике, которую будет наблюдать наше поколение. Даже если управляемый термоядерный синтез, на который возлагали столько надежд во второй половине прошлого века, не станет промышленной реальностью, вторую жизнь может получить технология производства синтетического моторного топлива из угля (CTL — coal to liquid). Собственно, сам этот процесс известен уже около 100 лет, наиболее масштабное промышленное применение он получил в середине XX века. В конце второй мировой войны большую часть моторного топлива гитлеровская Германия получала именно таким образом. Однако разрушенные бомбежками союзников заводы никто восстанавливать не стал: синтетический бензин обходится слишком дорого. Даже сейчас его производство становится рентабельным лишь при цене нефти порядка \$100 за баррель. Однако периодические появляются сообщения о опырывах в этой области. Если эти новости подтвердятся, а технология перейдет из лабораторной фазы в промышленную, лет через 20–30 (но скорее все же 50) запасы бурых углей, сланцев, а может, и торфяников будут считаться не меньше, чем сейчас нефтяные месторождения.

Максим Кваша

Разведка обвалом



Дмитрий Бутрин, заведующий отделом экономической политики

Вряд ли кто-то сможет точно вычислить момент, когда будущее нефтегазовой отрасли и в России, и во всем мире из определенно известного стало решительно неопределенным. Конечно, было бы заманчиво объявить такой датой июль 2008 года — начало «великого обвала» нефтяных цен. Именно в этот момент стало очевидно то, что раньше осознали только специалисты: мировой рынок энергетических ресурсов — часть мирового финансового рынка. Любые долгосрочные прогнозы потребления нефти и газа в Китае и Юго-Восточной Азии, оказывается, не имело смысла читать, если не читать вместе с ними свежую статью WSJ об актуальных проблемах рынка субстандартной ипотеки в Калифорнии или исследование рынка кредитно-дефолтных свопов CDS в Европе.

Дело даже не в том, что цена на нефть и газ падала в 2008 году со скоростью, отрицающей возможность существования на этой планете таких уважаемых аналитических компаний, как CERA и IEA — не говоря уже об ОПЕК, через несколько месяцев после обвала официально признавшей неспособность влиять на цены на нефтяном рынке. Если бы цены на нефть просто падали пропорционально общему падению остальных рынков, проблема лишилась бы фундаментальности — но все оказалось гораздо сложнее: мировой финансовый кризис на нефтегазовом рынке буквально уничтожил одни пласты информационной реальности и вынес на поверхность совершенно другие.

С одной стороны, вспомним российскую повестку дня в ТЭКе в 2005–2007 годах. Это всеобщее ожидание, подогреваемое националистической общественной риторикой в России, дальнейшего наступления государства в сырьевой сектор. Это напряженное ожидание инвестиционных решений государства по Штокману и Приразломному, подкованные битвы консорциумов нефтяных грандов, на десятилетия вперед закрепляющих за собой рынок российского СПГ в США. Это акционерная битва в Каспийском трубопроводном консорциуме (КТК). Это опасения Европы по поводу предстоящей экспансии «Газпрома», поддерживаемого Е.ON и Epi/Enel, на электроэнергетический рынок ЕС. Это война за Ковькинское газовое месторождение и бесконечный диалог правительства России и Китая о цене поставок этого газа на азиатские рынки. Это «бумажное» строительство Российской флота танкеров СПГ и, наконец, вращение вентилями и телекамерами на границе России с Украиной и Белоруссией. Логика происходящего была неоспоримой: спрос на энергоресурсы в растущей экономике отстает от потенциального предложения.

Что осталось от повестки в 2010 году? На первый взгляд — ничего. Правление «Газпрома» обсуждает закрытие рынков США для российского СПГ из-за бурного развития добычи сланцевого газа. Танкеры СПГ не под российским, а под катарским и норвежским флагами ставят под сомнение перспективы рентабельности российских газопроводов 1970-х годов в ЕС. Правительство России осваивает тонкости дипломатии в поиске баланса между российскими и западными инвесторами в электроэнергетике РФ. Аббревиатура КТК вновь известна лишь специалистам, а Ковькинское официально признана не интересующей ни «Газпром», ни Китай, ни, кажется, BP. В российском Белом доме обсуждается перспектива дальнейшей приватизации «Фосфетни», и недалеко, видимо, тот день, когда о разделении «Газпрома» на добывающую и транспортирующую структуры, равно как и о частичном отказе от экспортной монополии, заговорят не «либералы» в правительстве, а само правительство компании.

Впрочем, виноват ли в этом именно июль 2008 года? Это крайне сомнительно — на деле почти все происходящее не следствие обвала, а логическое развитие скорректировавшегося, но не исчерпавшего себя органического сырьевого роста 2005–2008 годов и продолжение технологического прогресса в ТЭКе. Широко пропагандированный сланцевый газ — детские \$100 за баррель нефти, но не \$50. Успешная диверсификация газового рынка ЕС поддерживается сейчас преимущественно новыми проектами России — это и два «потока», «Северный» и «Южный», это освоение рынка ЕС, это интеграция проектов Сахалина в общее развитие Юго-Восточной Азии, как и проекта ВСТО.

Да и прогнозы CERA и IEA изменились лишь на проценты и доли процентов. Разумеется, нефтегазовый мир уже не будет таким, как в 2005 году. У него гораздо более надежные перспективы — во всяком случае, более надежные и основательные, чем летом 2008 года. Все, что было прожектами, ушло на дно под звон margin calls. Остались проекты.

Северный маршрут

Энергетическая стратегия России до 2030 года уделяет особое внимание освоению Арктики: разработка месторождений шельфа северных морей призвана компенсировать спад добычи в традиционных нефтегазодобывающих районах. Однако слабая изученность акваторий, нехватка для компаний таких проектов при существующей системе налогообложения, отсутствие инфраструктуры и кадров, ограничения прав иностранных инвесторов — это лишь самый очевидный круг проблем, которые предстоит решить для достижения поставленных целей.

● Энергетическая стратегия России на период до 2030 года утверждена правительством РФ 13 ноября 2009 года. Документ определяет приоритетные направления государственной энергетической политики в целях достижения максимально эффективного использования природных ресурсов для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

Замороженные деньги

По данным Минприроды, средняя изученность российского шельфа составляет 0,24 погонных километра на один квадратный километр (такая единица измерения обусловлена характером работы геологов: засчитывается путь, пройденный судном с геофизическим оборудованием). Это в 8 раз меньше изученности американского шельфа Чукотского моря и в 16 раз — шельфа Северного моря Норвегии. При этом лишь Баренцево и Кар-

ское моря являются умеренно изученными (более 0,35 пог. км/кв. км), в то время как море Лаптевых и Берингово относят к слабо изученным акваториям (0,1–0,35 пог. км/кв. км), а Восточно-Сибирское и Чукотское моря — к неизученным (менее 0,1 пог. км/кв. км). Ресурсы углеводородов на континентальном шельфе РФ оцениваются в около 100 млрд тонн условного топлива, из них порядка 80% приходится на шельф арктических морей. При этом в недрах Баренцева и Карского морей преобладает газ (4663,3 млрд и 3888,9 млрд куб. м соответственно), в Печорском море — нефть (вместе с акваторией Баренцева моря 415 млн тонн).

Базовый уровень геологической изученности достигнут на государственные средства, и предполагается, что дальнейшие поиски, оценка и разведка на шельфе должны осуществляться за счет пользователей недр. Но в 2008 году компании вложили в разведку на арктическом шельфе 6,8 млрд руб., в то время как в шельфовые проекты в дальневосточных и южных акваториях — 22,9 млрд; в 2009 году — 5,5 млрд против 18,9 млрд руб.; а согласно планам на 2010 год, разрыв будет колоссальный — 0,1 млрд против 27,8 млрд руб. Госинвестиции в геологоразведку на арктическом шельфе, напротив, на порядок превышают средства, направляемые на другие шельфовые проекты. — 4,9 млрд против 0,4 млрд руб. в 2005–2010 годах.

Очевидно, что арктический шельф рассматривается как источник энергоресурсов на перспективу. В дальневосточных и южных акваториях

энергокомпания реализуют проекты уже сейчас, и эти регионы требуют постоянных инвестиций для поддержания и развития добычи.

На увеличивающемся разрыве между вложениями в арктические и другие шельфовые проекты компаний сказываются и последствия экономического кризиса. Средства направляются на реализацию первоочередных проектов, которые обеспечивают поддержание текущих производственных показателей. Кроме того, по мнению замдиректора Центра изучения мировых энергорынков Института энергетических исследований РАН Вячеслава Кулагина, компании занимают выжидательную позицию, так как «зачем вкладывать средства, если можно подождать, пока их вложит государство, и после этого получить лицензию на разработку». В Минэнерго считают, что низкая инвестиционная привлекательность шельфовых проектов в Арктике на этапе изучения объясняется наличием геологических рисков, большой длительностью цикла разведочных работ (до 20 лет) и малоприбыльностью для компаний, планирующих проекты на арктическом шельфе, схемами налогообложения.

Верните налоги

На прошедшей в мае конференции «Освоение шельфа России и СНГ» в докладе заместителя начальника управления «Газпром добыча шельф» Натальи Духовой указывалось на экономическую неэффективность проектов при существующем налоговом режиме — их рентабельность составляет лишь 4–5%.

Аналитик «Тройки Диалог» Валерий Нестеров называет приемлемой внутреннюю норму рентабельности для шельфа в 15% и говорит, что, по имеющимся у инвесткомпаний данным относительно Штокмана, без налоговых льгот проект будет «несостоятельным».

И Минэнерго, и Минприроды согласны с необходимостью формирования новой схемы налогообложения шельфовых проектов. На участки недр, расположенные севернее Северного полярного круга, а также в Азовском и Каспийском морях, уже распространяется нулевая ставка по НДС до достижения показателя накопленной добычи в 35 млн тонн или на срок отработки до 10 лет для геологоразведочных лицензий и 15 лет для совмещенных лицензий (разведка и добыча). Подобную схему предполагается распространить также на участки Черного и Охотского морей (соответствующий законопроект принят в первом чтении).

Выступая на той же конференции, директор департамента государственной политики и регулирования в сфере геологии и недропользования Минприроды Денис Храмов сказал, что в настоящее время обсуждается возможность обнуления экспортной пошлины для продукции шельфовых месторождений, то есть предоставления компаниям налоговых льгот, аналогичных тем, которые действуют сейчас в Восточной Сибири. Более того, рассматривается вопрос перевода налоговой системы в целом на новые принципы.

(Окончание на стр. 16)

прямая речь

На что жить будем, когда газ кончится?

Игорь Слюняев, губернатор Костромской области:

— Я думаю, за счет реального сектора экономики, технологии и интеллекта. Нефтегазовый дождь только препятствует модернизации страны. В XIX веке экономика Российской империи не знала, что такое экспорт газа, и при этом оставалась одной из ведущих в мире.

Николай Харитонов, депутат Госдумы:

— А на что живет Япония? В мире много стран, которые не имеют такого богатства, как мы, но живут гораздо лучше нас. Например, Норвегия добывает всего лишь 1% от мировой добычи нефти. Мы уже давнобираем будущее поколение. Ладно бы на свои внутренние нужды, так нет же — торгуем сырьем, не задумываясь о развитии собственной экономики. Вот когда все это закончится, нам придется вспомнить, что Россия богата не только нефтью и газом, но и мозгами.

Юрий Липатов, председатель комитета Госдумы по энергетике:

— А кто сказал, что газ кончится? Его запасов хватит еще надолго. Прогнозы о переходе на другое топливо ничем не обоснованы. «Зеленая» энергетика пока не прозрит не только нам, но и Европе. Солнечная, ветряная, приливная и прочая энергетика дает лишь мизерную долю энергии. Не надо строить иллюзий, будто что-то кардинально изменится. А без газа и нефти мы можем остаться, только если допустить, что Сибирь перейдет к другой стране или отделиться от России.

Евгений Новожилов, заместитель председателя исполнительного комитета СНГ:

— Будем жить за счет наукоёмких производств. Оценки по запасам углеводородов сильно расходятся, но в любом случае они еще очень большие. Я уверен, что задача будет решена, в свое время уголь начали заменять нефтью и газом, а потом заработал атом. Серьезная проблема безобразного использования энергоресурсов во вред природе.

Олег Сысуев, первый зампреда совета директоров Альфа-банка,

в 1997–1998 годах вице-премьер: — На доходы от нефти. А если и она кончится, то жить, похоже, будет не что. Получается, не выживем. В модернизацию, видя, как это реализуется, я пока не верю.

(Окончание на стр. 14)

review экономический форум

Море зовет

Норвегия, приступив к освоению углеводородных запасов морского шельфа, в качестве дополнения к доходам от поставок топлива получила развитое производство оборудования и услуг для нефтегазовой отрасли. А что получит Россия от Штокмана и других офшорных проектов? Крупным оборонным предприятиям, похоже, есть на что рассчитывать. А вот интересы малых и средних компаний пока никто всерьез не принимает.



Российские компании, несмотря на наличие квалифицированных кадров и технической базы, оказались не готовы к выполнению заказов разработчиков шельфа ФОТО ИТАР-ТАСС / КОМПАНИЯ «САХАЛИН ЭНЕРДЖИ»

Неторопливая разведка

Крупные компании сдержанно оценивают возможности начала полномасштабного освоения шельфа. Переменчивая конъюнктура нефтегазового рынка и огромный масштаб предстоящих затрат привели к тому, что принятие инвестиционного решения по Штокмановскому проекту было отложено на год. Авария платформы в Мексиканском заливе вынуждает пристально изучать возможные негативные последствия разработки шельфа и осмыслить потенциальные затраты на их устранение.

Иностранные партнеры तोпят российские власти: по их мнению, решение нужно принимать быстро, пока конкуренты не заполнили свободные ниши на рынке. Неделю назад глава Total Кристоф де Маржери пытался убедить премьера Владимира Путина в том, что дальнейшее затягивание принятия решения по Штокману, в котором французская компания выступает партнером «Газпрома», нецелесообразно. «Возможно, нам потребуется ваша помощь, чтобы надавить на всех участников проекта», — увещевал премьер-министра представитель Total.

Впрочем, российские руководители и сами заинтересованы в скорейшем освоении Штокмана. В апреле Владимир Путин пообещал, что начало разработки месторождения начнется незамедлительно после принятия инвестиционного решения, то есть в 2011 году. Весь вопрос в том, окажется ли проект экономически выгодным. Без налоговых льгот его осуществление окажется невозможным. Но на другой стороне весов не менее весомый аргумент: дав старт морским проектам, Россия может повторить положительный опыт Норвегии, создав условия для развития смежных отраслей в экономике.

Пока в России до стадии эксплуатации доведено только три морских проекта. Это «Сахалин-1» и «Сахалин-2» на шельфе Охотского моря, а также освоение месторождения имени Юрия Корчагина на Каспийском шельфе, к которому ЛУКОЙЛ приступил в конце апреля. Старт работ по многим другим проектам лишь в планах компаний, которые могут изме-

ниться из-за экономических условий. А по ряду проектов ЛУКОЙЛ, «Роснефть» и «Газпром» вообще не определились с датой начала разработки.

Технологический экстрим

По словам представителя одного из международных постав-

щиков оборудования для нефтегазовой отрасли, в ближайшие 10–15 лет российские предприятия имеют хорошие шансы включиться в мировую технологическую гонку, причем без периода раскатки, как это было в Норвегии. «Основные нефтегазовые проекты в России сосредоточены на Крайнем Севере, —

комментирует менеджер. — Технологии бурения и транспортировки, используемые в таких экстремальных условиях, крайне сложны и потребуют от российских предприятий бурной эволюции».

Не дожидаясь отмашки правительства и компаний, российские подрядчики уже сейчас собираются перенимать технологический опыт норвежцев и прочих нефтегазовых держав. Их интересуют прежде всего технологии производства оборудования для подводных добычных комплексов, подводные комплексы подготовки продукции, автономные станции энергопитания и пр.

«Все эти изделия и конструкции технологически сложные, материалоемкие. Пока рано говорить о том, что российским предприятиям под силу дойти до исполнения всех подобных заказов «под ключ». Без кооперации с иностранными компаниями в настоящее время не обойтись. Но, безусловно, весь ассортимент оборудования для будущих морских проектов может и должен производиться в России», — говорит Сергей Смирнов, директор ассоциации поставщиков нефтегазового оборудования «Созвездие».

С ним солидарен Григорий Стратий, гендиректор ассоциации поставщиков нефтегазовой промышленности «Мурманшельф». «Например, Штокмановский проект будет выполняться в три фазы и доля российских производителей в обеспечении потребностей «Газпрома» и его иностранных партнеров будет расти от фазы к фазе, — говорит он.

Суда для шельфа

К новым контрактам готовятся предприятия арматуростроения. «В настоящее время мы ведем поиски зарубежных партнеров для российских арматурных компаний, чтобы создать в России совместные предприятия по изготовлению трубопроводной арматуры. В первую очередь это касается арматуры для подводных трубопроводов», — сообщил исполнительный директор Научно-промышленной ассоциации арматуростроителей Иван Тер-Матеосянц. Еще одна отрасль, которая может крупно выиграть от раз-

вития морских проектов, — судостроение. В настоящее время геологоразведка на шельфе осуществляется в основном за счет флотилии отечественной постройки, хотя в составе «Газфлота» есть и иностранные суда и платформы. А вот суда обеспечения, якорезаводчики, трубоукладчики по большей части иностранные. «Безусловно, России нужно иметь собственный специализированный флот, чтобы полноценно заниматься освоением офшорных месторождений», — уверен Сергей Смирнов.

Заказы уже пошли. Так, в декабре 2009 года Объединенная судостроительная корпорация заключила контракт с «Газпромом» на строительство двух судов-снабженцев. Работы выполнит Амурский судостроительный завод. Корпорация примет участие в тендере, открытом монополией 2 июня, на поставку еще двух судов снабжения для нужд «Газфлота». «Производство судов для нефтегазовых проектов уже началось и, по нашим оценкам, будет расти, — комментирует пресс-секретарь ОСК Игорь Рябов. — Мы имеем возможность строить на отечественных предприятиях все типы судов, за исключением судов дедвейтом более 70 тыс. тонн. Чтобы решать и эту задачу, принято решение о строительстве двух новых верфей в Дальневосточном федеральном округе — «Звезда-ДСМЕ» и «Янтарь-Восток-Раффа». Первая — для строительства крупнотоннажных судов, вторая — для строительства морской техники».

Дожить до заказа

Тем не менее говорить о качественном прорыве российской промышленности в сфере морских технологий пока не приходится. «Сейчас сложно привести пример, где бы отечественная продукция была более востребована, чем иностранная», — признает Сергей Смирнов. «Самый сложный период в работе СП — первоначальный, когда технологии еще не освоены и опыта выполнения заказов еще нет», — говорит представитель «Созвездия». «С этим столкнулся сейчас «Севмаш-ДОРИС» — проектное предприятие, созданное на базе оборонного предприятия «Севмаш». СП создано, должно работать, но пока не вошло. Понятно, что период стажировки российских специалистов займет какое-то время. Но компании уже сейчас надо как-то существовать».

Не все гладко и с привлечением к заказам российских нефтепроизводителей малых и средних предприятий. Только в Архангельской области насчитывается более 20 предприятий, способных выполнять отдельные заказы в рамках морских проектов. Эти компании последние четыре-пять лет готовы к субподрядам в рамках Штокмановского проекта, проходят сертификацию и вскоре смогут делать заказчикам коммерческие предложения. Но до этого момента еще нужно дожить.

«Конечно, крупные нефтегазовые операторы берут на себя основные риски, — говорит Сергей Смирнов. — Но я хотел бы, чтобы Россия ушла от стереотипов, по которым нефтегазовая отрасль — это удел больших компаний. В отрасль должны прийти средние и малые компании, способные взять на себя поддержку проектов: сервис, вопросы ремонта оборудования и так далее».

Марина Сысоева,
RusEnergy

Глубинная бомба



Шельфовая газодобыча, безусловно, несет риск для окружающей среды. Но он несопоставим с теми опасностями, которые исходят от нефтедобычи ФОТО ИТАР-ТАСС

Авария на платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе может стать поворотным пунктом в истории офшорной добычи. Правительства всех нефтедобывающих стран обещают ужесточить контроль шельфовой добычи нефти, и Россия не исключение. Добыча газа не так опасна, но и она несет определенные экологические риски, которые очевидно придется учитывать добывающим компаниям.

Недавняя авария на буровой платформе ВР в Мексиканском заливе, ликвидация последствий которой, по прогнозам, не завершится до августа, обещает существенно повлиять на добычу на шельфе. Случай оказался беспрецедентным: еще никогда при добыче на таких глубинах (1,5 км) не случилось масштабных разливов нефти. Нефтекомпания оказалась не готова к аварии и до сих пор не может ликвидировать последствия происшедшей. Авария заставила американское правительство всерьез пересмотреть свои взгляды на офшорную добычу, и в частности на порядок выдачи лицензий на разработку шельфовых месторождений. Ужесточение мер контроля разработок шельфа уже отразилось на планах нефтяных компаний: в конце мая президент США Барак Обама объявил о введении моратория на разработку американского шельфа в ближайшие шесть месяцев.

Президент России Дмитрий Медведев заявил, что в связи с аварией в Мексиканском заливе планируется ужесточить требования к нефтекомпаниям, разрабатывающим российский шельф. «Исполнение экологического законодательства должно стать нормой поведения, привычкой», — заявил президент. Предпринимателям придется обеспечивать экологическую безопасность своего бизнеса «под страхом банкротства и ликвидации компании, безотносительно к ее услугам», подчеркнул Дмитрий Медведев.

Он предложил дать нефтяным компаниям некоторое время («переходный период») для обеспечения ими мер экологической безопасности, но по его окончании «санкции должны действовать в полном объеме».

Если офшорная добыча нефти вызывает явную обеспокоенность властей и экологов, то добыча газа на шельфе остается в ее тени. По словам начальника управления Морского контроля Росприроднадзора Василия Богославского, метан, безусловно, опасен для окружающей среды, но, в отличие от нефти, которая при разливе образует на воде непроницаемую пленку, он частично уходит в атмосферу. Утечки метана не несут большой опасности для флоры и фауны моря, если в нем не содержится вредных примесей, объясняет сотрудник Всемирного фонда дикой природы (WWF) Алексей Книжников. Однако если в метане содержится хотя бы процент газового конденсата, он может представлять экологическую угрозу. Газовый конденсат (смесь жидких углеводородов, выделенная из природного газа) по виду напоминает бензин, его утечки в море сродни нефтяным загрязнениям: он образует пленку на поверхнос-

ти воды и оказывает токсическое воздействие на живые организмы моря. Конечно, добавляет эколог, при высоких температурах конденсат быстро испаряется, но в низких температурах северных морей скорость его испарения невысока. Сейчас WWF разрабатывает программу ликвидации разливов газового конденсата, отмечает господин Книжников — в частности, фонд проводит консультации на эту тему по Штокманскому проекту.

Другой фактор, повышающий токсичность метана, — примеси сероводорода. Например, это касается месторождений Астраханского в России и Кашаганского в Казахстане, говорит Алексей Книжников. В Кашаганском процентное содержание ядовитого газа в метане доходит до 20%. Сероводород — один из самых ядовитых газов. Дно Черного моря называют мертвой пустыней: живые организмы там не обитают, так как концентрация сероводорода на дне достигает 9,6 мг/л. Если произойдет авария на шельфовом месторождении, содержащем сероводород, утечки газа могут представлять серьезную опасность для живых организмов моря, объясняет эколог.

Компании, разрабатывающие российский шельф, готовы отвечать за безопасность на своих объектах. В компании «Штокман Девелопмент» (оператор принадлежащего «Газпрому» Штокманского месторождения) отмечают: Штокманское месторождение хорошо изучено, что позволяет с высокой точностью определить экологические риски. Основные риски, по мнению компании, связаны с морским льдом, арктическими водами, айсбергами, обтаявшими низкого давления и др. Основная доля технологического оборудования на проекте перенесена на берег: там будет проще контролировать возникающие осложнения.

ЛУКОЙЛ работает на российском шельфе уже почти шесть лет: в 2004 году компания начала добычу нефти на месторождении Кравцовское (Д-6) на Балтике, а в апреле текущего года — на месторождении Юрия Корчагина на шельфе Каспия, где до этого с 2000 года вела разведочное бурение. «С тех пор по настоящее время ни одной аварии или утечки нефти не было», — отмечают в компании. В ЛУКОЙЛе есть документация, регламентирующая меры безопасности на обоих месторождениях и действия при разливе нефти. Документация подкреплена новейшими технологиями, обеспечивающими безопасность на проектах.

Компания Sakhalin Energy — оператор проекта «Сахалин-2» — тоже утверждает, что ее деятельность не представляет угрозы для окружающей среды. Добывающие скважины на проекте оснащены подводными задвижками безопасности, реагирующими на изменение давления или сейсмическая нагрузка. «Скважина, которую бурит Deepwater Horizon в Мексиканском заливе, значительно отличается от скважин Sakhalin Energy», — отмечают в компании. На месторождении ВР устье скважины вместе с противывбросовым превентором (устройством для герметизации

устья буримой скважины) были расположены на морском дне. Превентор на проекте ВР имел ряд технических проблем еще до взрыва, а после аварии утечку с его помощью заблокировать не смогли. Устранить технические неполадки превентора на глубине 1,5 км под серьезным давлением оказалось невозможным. На проекте «Сахалин-2» устье и превентор находятся над поверхностью моря на платформе. К тому же Sakhalin Energy работает на глубине всего 30–40 метров и ведет бурение стационарных платформ на железобетонном основании.

Оператором еще одного крупного проекта на шельфе России — «Сахалин-1» (полovina в проекте принадлежит «Роснефти») — является американская ExxonMobil. Нефтекомпания уже имеет опыт борьбы с нефтяными разливами: в 1989 году ее танкер Exxon Valdez сел на мель у берегов Аляски, в результате чего в море вылилось около 35 тыс. тонн нефти, побережье было загрязнено и тысячи морских животных погибли. После происшествия были введены в эксплуатацию танкеры с двойным дном. Сейчас Exxon помогает ВР убирать нефть в Мексиканском заливе. Сегодня компания пытается обеспечить полную безопасность своих проектов. Особое внимание ExxonMobil уделяет активному внедрению превентивных мер и обучению персонала быстро реагированию при аварийных ситуациях.

Со стороны правительства уже предпринимались попытки создания нормативно-правовой базы, регулирующей добычу на шельфе. В 2009 году ВНИИОкеанологии были завершены работы по созданию комплексной системы безопасности работы на шельфе (КСБ) — нормативного документа, регламентирующего проектирование, техническую сторону, организацию и процесс добычи на шельфовых месторождениях. По словам замдиректора ВНИИОкеанологии Андрея Овсянникова в рамках КСБ был создан образец геологического паспорта — информационной системы, позволяющей отслеживать все текущие изменения на исследуемой акватории.

У российского правительства останется достаточно времени на разработку и реализацию программ по обеспечению безопасности офшорной добычи, о которых рассказывал Дмитрий Медведев. До покорения таких глубин, как на проекте ВР, доступных только роботам и батискафам, разработчикам российского шельфа еще далеко. «У российских компаний в ближайшие десять лет нет необходимости переходить к глубоководной добыче, тем более что и глубоководных месторождений (таких как у ВР в Мексиканском заливе) у нас нет», — объясняет замдиректора ВНИИОкеанологии Олег Супруненко. Однако, по мнению господина Супруненко, большие глубины сами по себе проблемы не представляют. Нефтегазовым компаниям на любых глубинах необходимо бдительно следить за безопасностью своих шельфовых проектов.

Ольга Ягова

прямая речь

На что жить будем, когда газ кончится?

(Окончание. Начало на стр. 13)

Светлана Орлова, зампред Совета федерации, представитель от Кемеровской области: — На уголь перейдем. Его запасов хватит на 14 веков. Да и нефти тоже прилично. В нашей

области разрабатывается проект четырех новейших гидроэлектростанций, связанных с углем. Все наши энергоресурсы конкурентоспособны, нужно их использовать, применяя новейшие технологии. Внедряя их, мы сможем энергией полмира обеспечить.

Константин Симонов, гендиректор Фонда национальной энергетической безопасности:

— Газ в обозримом будущем не кончится. На сегодняшний день по России запас производства равен 72 годам, и постоянно осуществляется прирост запасов. Более того, газ не закончится никогда, уголь ведь тоже еще добывается, хотя это самое старое топливо. Проблема скорее в том, сколько мы будем

его добывать и сколько это будет стоить. А если на это денег не хватит, тогда страну можно закрывать, страна, а не газ кончится.

Николай Журавлев, председатель правления Совкомбанка:

— Уверен, что к этому времени в стране появятся новые конкурентные технологии и направления. Уже сейчас вектор развития страны перемещается от нефтяных полей в Сколково.

Кирилл Янков, заместитель руководителя Госналогслужбы:

— Когда кончится газ и нефть, у нас должны заработать мозги и появиться трудолюбие. И тогда жить будем за счет промышленности, нормального

сельского хозяйства и международного разделения труда. Нам надо найти свое место в мире. Если Китай развивается за счет своей дешевой рабочей силы, то мы должны жить за счет мозгов.

Борис Немцов,

политик, в 1997 году министр топлива и энергетики:

— Начнем работать. Сырье, нефть и газ — это разврат. Кроме лени, воровства и коррупции, эта халва ни к чему хорошему привести не может. Я не знаю ни одной нефтегазовой страны, кроме Австралии и Канады, которая бы успешно развивалась, обладая запасами углеводородов. И чем быстрее все эти запасы закончатся, тем будет лучше для нас.

review экономический форум

Газ твердых сортов

Взрывной рост добычи газа в США в последние годы не только резко перераспределит мировые потоки сжиженного природного газа, в результате чего упала спотовая цена на газ в Европе, но и показал потребителям газа по всему миру, что они тоже могут взять свою судьбу в свои руки. Оказалось, что можно не только ждать милостей от России, Алжира или Катара в виде скидок на газ, но и посмотреть прямо под ноги: а нет ли в доступной близости газовых месторождений?

Управляемый взрыв
Америка в очередной раз надует пузырь — на этот раз газовый. Значимость добычи сланцевого газа превозносится всеми игроками рынка: и малыми независимыми компаниями, и крупнейшими мировыми производителями, и правительственными чиновниками. Многие государства и компании ищут альтернативных источников газа, и велика вероятность, что они будут найдены и в Европе, и в Китае, и в Индии, поскольку сланец, из которого в Северной Америке добывают газ в весьма значительных объемах, — это самая распространенная в мире осадочная порода.

Газ, добытый из нетрадиционных источников, к 2008 году уже составил в США больше половины всего добываемого газа. При этом сланцевого газа добывается в Америке пока всего 14% от общего объема. Темпы роста добычи газа из этого источника позволяют говорить о «сланцевой революции»: в 2000 году сланцевый газ составлял лишь 2% американской добычи. Но в середине десятилетия спотовая цена на газ в США стала подниматься в отдельные месяцы выше \$12 за 1 млн БТЕ (британских тепловых единиц) — \$450 за 1 тыс. куб. м, а с другой стороны, резко подешевели технологии добычи.

Удешевление добычи произошло по двум причинам — благодаря совершенствованию технологий направленного горизонтального бурения в сочетании с гидроразрывом пласта и высокой конкуренцией среди технологических компаний,

бурильных бригад и т. п. Если в 2003 году сооружение одной горизонтальной скважины стоило около \$10 млн (по сравнению с \$2 млн за обычную вертикальную скважину), то уже через пять лет стоимость бурения упала вдвое или даже втрое в зависимости от условий месторождения. Многие компании рассчитывали, что сооружение горизонтальных скважин будет стоить втрое дороже, чем обычных, но даст вчетверо больший прирост запасов и рост добычи. Расчет оказался неверным: скважины оказались дороже всего в два—два с половиной раза, а добыча и запасы выросли в пять раз.

Наибольшего подъема отрасль достигла как раз к началу мирового финансового кризиса. В то время как большинство других производителей переживали спад, сланцевый газ стал светом в окошке для фондового рынка, а технологические компании, владеющие новейшими буровыми установками и насосами высокого давления, работали с полной нагрузкой.

Практически весь рост добычи сланцевого газа в Америке до недавнего времени обеспечивался независимыми компаниями, причем разные стадии процесса обеспечивали мелкие компании, обладающие необходимым оборудованием и развивающие различные технологии. В 2008 году половину объемов сланцевого газа в США добывали компании, не входящие в тридцатку крупнейших американских газовых компаний. И как только это сочетание технологий, эн-



За счет новых технологий добычи сланцевого газа США стали страной с самым большим в мире объемом добычи этого топлива ФОТО GETTY IMAGES NORTH AMERICA / AFP

тузиазма и везения стало приносить плоды, в игру вступили специалисты другого профиля. Следующая стадия развития сланцевого дела проходила на Уолл-стрит.

Вчерашние новички принялись наращивать свою капитализацию. Например, Chesapeake Energy Corporation, крупнейшая из независимых компаний, добывающая сланцевый газ на всех плеях (группах месторождений) «большей четверки» (Haynesville, Marcellus, Barnett и Fayetteville), за 2009 год удвоила цену своих акций.

Не только фондовый рынок, но и крупнейшие компании рассматривают приобретение разнообразных «сланцевых» активов как весьма привлекательную сделку. Например, в декабре 2009 года ExxonMobil заявила о приобретении 100% компании XTO Energy за \$41 млрд путем выпуска 0,7098 обыкновенной акции за каждую акцию XTO Energy. При этом покупатель принял на себя долг XTO Energy в размере \$10 млрд. Сделка, правда, до сих пор не закрыта, но и об ее отмене не сообщалось. Наверное, мейджор думает, что если еще немного выждать, то за эти деньги можно будет выкупить что-нибудь поусловнее — BP, например...

Chesapeake выбрала другой путь — продаваться частями, чтобы не целиком зависеть от воли акционеров одной крупной компании. В начале года 25% активов Chesapeake приобрела французская группа Total. Сейчас Chesapeake планирует выпуск привилегированных акций на \$600 млн; 5,75% акций, соответствующих этой сумме, согласился приобрести азиатские компании Temasek Holdings Pte Ltd и Hopu Investment Management Co. Кроме того, в планах Chesapeake продать 20% акций своего подразделения Chesapeake Appalachia LLC — оператора проектов Marcellus.

Из недавних сообщений — намерение Royal Dutch Shell приобрести большинство активов американской East Resources Inc за \$4,7 млрд наличными. East Resources владеет и управляет более 2,5 тыс. скважин.

Еще участниками проектов по добыче сланцевого газа стали компании Statoil, ConocoPhillips, японская Mitsui. Независимые сделали свое дело. Теперь все будет по-взрослому. Сланцевый пузырь стал надуться уже независимо от реальных успехов газовых компаний. А с успехами, как выяснилось, не все так просто.

Дело в том, что экономика сланцевых проектов иная, чем традиционных проектов по добыче газа. Горизонтальная скважина, пробуренная в сланцевых пластах, дает приток газа в течение меньшего времени, чем обычная газовая скважина. Кроме того, сланцевая скважина существенно дороже. Разница в ценах компенсируется более высоким дебитом сланцевых скважин. Но чтобы поддерживать добычу на постоянном уровне, необходимо бурить все новые и новые скважины.

Поэтому капитализация компаний, пробуривших первые сланцевые скважины и получивших быстрый рост добычи газа, оказалась в значительной степени завышенной: она основывалась на традиционных представлениях об экономике газовых проектов и не учитывала необходимость постоянно инвестировать в поддержание добычи.

Европа в сланцах

Крупнейшие мировые нефтегазовые компании, прозевавшие американский сланцевый бум, надеются теперь добиться успеха в Европе. По всему континенту идут поиски газа в сланцевых отложениях. ExxonMobil проводит бурение в германской земле Нижняя Саксония. Австрийская OMV исследует

геологические формации около Вены. Shell нацеливается на Швецию. Большое количество малых фирм занято исследованием территории своих стран, включая Францию.

Точный объем запасов «нетрадиционного» газа в Европе неизвестен. Международное энергетическое агентство (IEA) недавно оценило их в 35 трлн куб. м — намного меньше, чем запасы в США или России, но примерно в шесть раз больше, чем запасы «традиционного» газа на континенте. Этого, по расчетам IEA, достаточно, чтобы на 40 лет отказаться от импорта газа при сегодняшних уровнях поставок. Почти половина этих запасов содержится в сланцевых отложениях, остальное — в угольных пластах и песчаниках.

Наибольшие ожидания связаны с Польшей. Здесь работают ConocoPhillips, Chevron Corp., Marathon и ExxonMobil. Представители компаний называют перспективы бурения «многообещающими», поскольку по геологии польские сланцевые отложения аналогичны Барнеттскому сланцевому плёо (месторождению) в Техасе, дающему около 7% поставок газа в США.

Но, несмотря на многообещающую геологию, для добычи газа существует еще много препятствий. Во многих европейских странах отсутствует необходимое количество малых геологоразведочных и сервисных компаний, которые как раз и обеспечили рост добычи сланцевого газа в Америке. На европейские сланцы нацелились крупные компании, которые еще никак не проявили себя в качестве первопроходцев в области разработок месторождений сланцевого газа, а кроме того, по расчетам, себестоимость добычи сланцевого газа в Европе у крупных компаний будет не менее \$9 за 1 млн БТУ (\$341 за 1 тыс. куб. м) — намного выше сегодняшних спотовых цен, сформировавшихся в условиях избытка газа.

В то же время стратегические соображения могут перевесить все возможные опасения, включая экологические. По совпадению многие из перспективных запасов сланцевого газа располагаются в странах, с наибольшей степенью зависящих от поставок российского газа,—

в Польше, Венгрии, на Украине. Польское правительство уже подготовило законопроект о внесении изменений в законы о геологии и горнодобывающей промышленности, чтобы компании, занимающиеся разведкой сланцевого газа, могли добывать его без получения на это отдельной лицензии. Польша выдала уже 58 лицензий на разведку.

Не стоит игнорировать и то, что сегодняшние оценки перспектив сланцевого газа в значительной степени продиктованы завышенными ожиданиями европейских политиков, желающих получить полную независимость от импортных поставок газа (в первую очередь из России). Действительность — как геологическая, так и экономическая — может отличаться от ожиданий весьма существенно.

Но тем не менее нетрадиционный газ уже сыграл на руку Европе: сокращение поставок газа в Америку как раз и приводит к перераспределению импортных потоков и снижению цены на газ для европейских потребителей. А значит, поиски местной альтернативы импортному газу будут продолжаться. Даже если мода на сланцевый газ окажется скоротечной и в долгосрочной перспективе не вызовет драматических перемен на энергетических рынках, случившаяся де-факто сланцевая революция уже привела к качественному скачку в мировосприятии потребителей: теперь при каждом повышении цен на импортное топливо они будут оценивать перспективы местных ресурсов.

«Газпром» на распутье

Суета вокруг сланцевого газа, разумеется, не могла оставить незамеченной в «Газпроме». В монополии время от времени делаются заявления о намерении приобрести какую-нибудь из независимых компаний в США. В принципе такой способ инвестирования имеет право на существование: можно развивать добычу газа на Штокмане, сжигать газ, везти его в Америку, там регасифицировать и получать тот же финансовый результат, что и при вложении денег в местное сланцевое месторождение.

Во всяком случае, сейчас местные фирмы, собравшие-

ся строить регасификационные мощности в портах США и Канады, пересматривают свои планы и готовятся в тех же портах сжигать американский газ для отправки его в Японию.

Другой претендент на сланцевое лидерство — Китай. По данным компании Sinopec, здесь выделено четыре перспективных района в бассейнах Тарим, Турфан, Ордос и Сычуань, где ресурсы сланцевого газа оцениваются в диапазоне от 600 млрд до 1280 млрд куб. м. Всего же китайские запасы газа, как считают в Sinopec, могут составить 45 трлн куб. м. Из этих прогнозов следует как минимум следующее: российского газа в Китае не ждут. «Газпром» на этом направлении проиграл уже дважды: один раз среднеазиатским производителям газа, а второй — ожиданиям местных производителей, связанным с добычей своего сланцевого газа.

Представляется поэтому, что со всей серьезностью российским компаниям стоит остеречься именно к европейскому вызову. Знать наши шансы особенно велики — не получить что-то новое, а в максимальной степени сохранить свою долю газового рынка. Даже если газовая революция в Польше и других сланцевых кладовых Европы не состоится сегодня, она произойдет завтра. Единственная надежда, что цена европейского газа еще долго будет неконкурентоспособной. Но долго — не значит вечно.

Если газ будет обнаружен в необходимых объемах, снизить себестоимость его добычи будет делом техники. Соответственно, «Газпрому» придется включиться именно в эту гонку — кто сильнее снизит себестоимость добычи и транспортировки своего газа на европейский рынок. И вряд ли аргументом в этой борьбе станут новые подводные газопроводы и другие затратные мегапроекты. Или какие-нибудь высокотехнологичные фантазии о поисках сланцевого газа в России. Своими пузырями мы конкурентов не победим.

Николай Иванов,
ведущий специалист
энергетического
департамента Института
энергетики и финансов

Учебная платформа

Добыча нефти и газа становится все дороже: их приходится извлекать из труднодоступных участков недр, в зонах с суровыми климатическими условиями. Использование традиционных технологий в таких условиях либо невозможно, либо нерентабельно. Нефтегазовый бизнес активно внедряет новые технологии, требующие высокой квалификации персонала, но выпускников вузов, которые специализируются на работе на шельфовых месторождениях, сейчас немного — 87 бакалавров и магистров в год. Поэтому в нефтегазовых компаниях разработаны комплексы программ по повышению квалификации сотрудников различных инженерных и рабочих специальностей.

Системный подход

Нефтегазовые и газовые компании руководствуются принципом «век живи — век учись». Так, например, в «Газпроме» для реализации политики управления человеческими ресурсами в части обучения и развития персонала создана Система непрерывного фирменного профессионального образования (она распространяется и на все дочерние компании концерна). Система предусматривает периодическое обучение и повышение квалификации всех руководителей, специалистов и рабочих по заранее разработанным индивидуальным учебным планам. По данным управления информации «Газпрома», сейчас в учебной сети системы работают 4 образовательных учреждений и 30 образовательных подразделений в составе дочерних обществ. Ежегодно в системе ОАО «Газпром» проходит обучение более 40 тыс. руководителей и специалистов и около 70 тыс. рабочих. В программе подготовки кадров «Газпрома» свыше 50 российских образовательных учреждений, с которыми заключены договоры об организации целевой подготовки специалистов с высшим и средним специальным образованием, специалистов высшей квалификации. Кроме этого сотрудники газпромовских дочек могут повышать квалификацию по собственному графику, например обучаясь у себя на предприятии.

В «Газпроме» существует несколько направлений обучения — обязательное, периодическое и целевое (опережающее).

В управлении информации компании поясняют, что к периодическому обучению относятся программы поддержания профессиональной квалификации работников, получения дополнительных профессиональных знаний, умений и навыков. Опережающее обучение — это профессиональная подготовка, переподготовка и повышение квалификации работников в соответствии с возрастающими требованиями производства, совершенствованием бизнес-процессов, вводом новых производственных объектов, внедрением новой техники и технологий, а также в связи с предстоящим назначением на другую должность, изменением профиля деятельности. В качестве примера в компании называют двухгодичную программу для молодых специалистов и специалистов, впервые принятых на работу в «Газпром», позволяющую адаптировать их к корпоративным требованиям, определить профессиональные качества и привить фирменные традиции. Программа предусматривает стажировку молодых специалистов в различных подразделениях дочерних обществ, организаций ОАО «Газпром» в сочетании с обучением в Корпоративном институте компании с отрывом от производства. По итогам обучения специалисты проходят ежегодную аттестацию.

В перспективе «Газпром» планирует создание учебного центра по обучению технологиям выполнения комплекса работ по поиску, разведке, обустройству и эксплуатации морских месторождений углеводородов, подводного трубопроводного транспорта пластовой продукции и танкерного вывоза углеводородов. Этот центр будет создаваться специально для обучения специалистов, задействованных в новых проектах компании, в частности в проектах освоения шельфовых месторождений. По словам представителя управления информации «Газпрома», именно в этом сегменте проблема квалификации специалистов и рабочих стоит достаточно остро, поскольку «на рынке труда нет достаточного количества рабочих и специалистов, имеющих опыт работы на аналогичных проектах». Поскольку пока опыта работы на таких объектах больше у зарубежных компаний, сотрудников отправляют на стажировку за рубеж. В пример собеседник ВГ привел строительство двух



Российские вузы готовят слишком мало нефтяников и газовиков. Поэтому компаниям приходится самим обучать свой персонал ФОТО PHOTOPRESS

полупогружных плавучих буровых установок (ППБУ) «Полярная звезда» и «Северное сияние» и самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) «Арктическая». «Газпрому» было необходимо подобрать персонал для работы на новых буровых установках, оснащенных технологическим оборудованием ведущих мировых производителей. При этом условия работы, требования российского законодательства, отраслевые нормы и рекомендации производителей оборудования предполагают, что к эксплуатации установок могут быть допущены только специалисты, прошедшие обучение и сертификацию в учебных центрах производителей оборудования. «Газпром» организовал обучение и сертификацию экипажей буровых установок в учебных центрах, и в итоге персонал ППБУ и СПБУ получил право технического обслуживания инновационного оборудования.

В ТНК-ВР молодые специалисты продолжают развитие в рамках программы «Три горизонта», в которую входит: учас-

тие в масштабных корпоративных мероприятиях, научно-практических конференциях, программах оценки потенциала и планирования дальнейшей карьеры, развитии деловых навыков, различные региональные проекты. Причем работы молодых сотрудников компании, представленные на научно-практических конференциях, рассматриваются очень внимательно — нередко внедрение предложенных инноваций дает хороший экономический эффект. Авторы таких работ получают специальные премии. Также в ТНК-ВР разработаны программы развития технических знаний и навыков молодых специалистов ключевых для компании дисциплин. Это «Молодые буровики», «Молодые разработчики», «Молодые геологи», «Молодые технологи», «Программа развития молодых специалистов внутрискважинных работ». Например, программа ускоренного развития компетенций молодых специалистов для работы супервайзерами и инженерами по бурению создана для того, чтобы за три года довести молодого буровика до уровня специалиста, проработавшего в компании пять-восемь лет. В этой программе участвует 71 специалист, и 18 выпускников программы уже работают в дочерних компаниях.

Зарубежный опыт

Спрос на постоянное обновление знаний и навыков для сотрудников нефтегазовых компаний привел к тому, что в крупнейших нефтяных вузах России были созданы отдельные центры повышения квалификации, ряд которых работает в партнерстве с ведущими мировыми нефтегазовыми образовательными учреждениями. Российский госуниверситет нефти и газа имени Губкина сотрудничает с Французским институтом нефти, Обществом инженеров-нефтяников SPE, а Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела Томского политехнического университета — с британским университетом Heriot Watt. ТНК-ВР специально создала на базе Тюменского ГИГУ магистратуру Royal Holloway University, которая позволяет готовить молодых специалистов по геонаукам на уровне мировых стандартов.

Центры оснащены новым оборудованием. По словам менеджера проектов Цен-

тра профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела Томского политехнического университета Светлана Башмаковой, в этом учебном заведении есть единственная в Сибири комната трехмерной визуализации. Оборудование кабинета позволяет слушателям курсов изучать геологические и гидродинамические модели месторождений нефти и газа в трехмерном пространстве. Кроме этого у томского центра есть коллекция керна для практических работ, которая насчитывает 150 метров керна скважин месторождений нефти и газа Западной Сибири, а также гранты на использование специализированного ПО Schlumberger, EPS и Карра. Центр РГУНГ имени Губкина (Учебно-исследовательский центр) оснащен тренажером последнего поколения, имитирующим реальные ситуации, возникающие при строительстве скважин на суше и на море, а также в процессе капитального ремонта скважин. По ряду программ после их успешного завершения слушатели получают международные сертификаты. Например, после выполнения программы «Предупреждение и ликвидация газонефтеводоуплощений при бурении и капитальном ремонте скважин» — сертификат Международного форума по управлению скважинами или сертификат программы по управлению скважиной Международной ассоциации буровых подрядчиков для супервайзеров или буровых бригад.

Подобные центры больше чем востребованы: за время существования центра при Томском политехническом университете с 2003 года обучение на коротких курсах повышения квалификации прошли более 3 тыс. ведущих специалистов нефтяных компаний, таких как ТНК-ВР, Schlumberger, «Роснефть», «Газпром нефть», ЛУКОЙЛ, «Казмунайгаз». При этом, говорит Светлана Башмакова, зачастую компании заказывают обучение на курсах не только для ИТР, но и для непрофильных специалистов. Например, курс «Основы разработки нефтегазовых месторождений, геологии добычи и бурения» представляет интерес для сотрудников нефтяных компаний, не имеющих специализированной подготовки по нефтегазовому делу и не вовлеченных непосредственно в процессы разведки и разработки месторождений, — финансистов, маркетологов, менеджеров,

кадровиков, которым необходимы общие знания о сущности и специфике работы нефтегазовой отрасли.

В отличие от первичной подготовки специалистов, где образовательные программы зачастую не соответствуют современным требованиям нефтегазовых компаний, в образовательной системе повышения квалификации связь заказчик—образовательное учреждение работает гораздо более эффективно. Большинство курсов центры разрабатывают по техзаданиям от компаний-заказчиков. Запросы на образовательные программы центры повышения квалификации согласуют с заказчиками из нефтяных компаний. Светлана Башмакова говорит, что в начале курса для слушателей проводится входное тестирование, чтобы определить, что они уже знают по данному предмету. Тесты разрабатываются авторами курса для каждого направления отдельно. По окончании курса слушатели повторно проходят тестирование, и результаты направляются в компанию, заказавшую повышение квалификации. На основании выходного тестирования решается, получит ли слушатель сертификат. Также по окончании курса слушателей просят заполнить анкету и оценить курс по содержанию, организации, оснащению, а также уровень преподавания и владения преподавателя знаниями. В результате анкетирования и тестирования куратор курса корректирует программу с учетом пожеланий слушателей и заказчика.

Стоит отметить, что единая система образовательного процесса, которую внедри «Газпром» и в той или иной степени внедряет большинство российских нефтегазовых компаний, — синхронные действия вузовских центров переподготовки и повышения квалификации специалистов и рабочих и корпоративных образовательных центров — является одной из самых эффективных в России. В большинстве других промышленных отраслей инвестиции работодателей в обучение персонала и развитие профильных вузов далеко не столь высоки, и недостаточно высокий уровень квалификации и эффективности сотрудников становится одним из самых уязвимых мест промышленных компаний.

Александр Кимонович

review экономический форум

«Общий вектор — стремление к более чистому топливу»

Концерн «Шелл» сделал ставку на газ и уже через два года планирует добывать его больше, чем нефти. Как это будет происходить и почему газ в итоге оказался более выгодным энергоносителем, корреспондент Ъ-Review **Алексею Харнасу** рассказал **Игорь Игнатьев**, заместитель председателя концерна «Шелл» в России.

— Концерн «Шелл» объявил о своих планах добывать в 2012 году больше газа, чем нефти. В каких регионах планируется наращивать добычу газа и за счет каких месторождений?

— «Шелл» объявил не просто о планах добывать больше газа, чем нефти. Фактически это объявление о новой стратегии роста. На встречах с инвестиционными аналитиками руководители компании подчеркивали, что «Шелл» намерен сделать упор на проекты с высоким уровнем реализации, а также на сокращение текущих расходов. Вообще, сокращение расходов — это общая тенденция в нефтегазовой отрасли. Как ожидается, в 2012 году производство на всех добывающих проектах «Шелл» достигнет 3,5 млн баррелей нефтяного эквивалента в сутки, что на 11% больше, чем в 2009 году. Запасы нефти и газа тех проектов, которые сейчас готовятся к запуску, составляют 11 млрд баррелей нефтяного эквивалента.

Мы ожидаем, что в этом и следующем годах в эксплуатацию будет введено 12 проектов в секторе upstream. На сегодня это самая большая производственная программа в нефтегазовой отрасли.

Концерн и далее будет продолжать инвестиции в новые проекты. До 2014 года планируется инвестировать в развитие новых проектов \$25–27 млрд ежегодно. В первую очередь речь идет о проектах в Австралии, Катаре и Северной Америке. Из нашей инвестиционной программы видно, что концерн делает упор на добычу и переработку газа, и к 2012 году это топливо будет составлять 50% от объема добываемых нами углеводородов.

— Что имеется в виду под проектами с высоким уровнем реализации?

— Это проекты, включающие не только добычу, но и переработку газа, его сжиже-

ние. В первую очередь это относится к очень крупному катарскому проекту — строительству газоперерабатывающего завода Pearl. Сейчас на этом проекте занято 60 тыс. человек.

«Шелл» выступает в нем в качестве миноритарного акционера, а основным владельцем является катарская госкомпания Qatar Petroleum.

— Означает ли данная стратегия постепенное снижение инвестиций в разработку новых нефтяных месторождений и в новые технологии нефтедобычи?

— Руководство концерна сейчас делает ставку на разведку новых месторождений углеводородов. Так что направление разработки новых нефтяных месторождений остается для нас важным. У концерна «Шелл» существуют свои критерии оценки эффективности проектов, по которым мы оцениваем интерес к тому или иному проекту. Важно понимать, что мы создаем глобальный портфель инвестпроектов, не стараясь сосредоточиться в том или ином регионе или той или иной стране.

Компания на сегодняшний день является также крупнейшим частным инвестором в разработку новых технологий в нефтегазовой отрасли. Мы ежегодно тратим на НИОКР больше, чем любая другая международная нефтегазовая компания. Так, в 2009 году эти инвестиции составили \$1,1 млрд. Эти расходы капитализируются, «Шелл» сейчас принадлежит 26 тыс. патентов, и это является сильным конкурентным преимуществом концерна.

— В России остались перспективные для концерна нефтяные месторождения?

В России есть перспективные с точки зрения разведанных запасов нефтяные и газовые месторождения. Но у нас очень высока удаленность месторождений от пор-



тов, заводов, магистралей. И это очень серьезно влияет на экономику проектов. Еще одна проблема российских месторождений — низкий коэффициент извлечения нефти и высокое обводнение скважин. У «Шелла» есть технологические разработки, которые позволяют эти проблемы решить. В частности, наши технологии успешно используются на Салымской группе месторождений.

— Почему все же стратегической целью выбран газ?

— Если сравнивать мировые запасы газа и нефти, видно, что существуют огромные доказанные и разведанные запасы газа. По оценкам Международного энергетического агентства, при нынешнем уровне добычи газа всему миру хватит на 250 лет. «Сланцевая революция» (технология добычи газа из сланцев, материал о ней можно прочесть на стр. *** — „Ъ“), о которой много говорят в последнее время, показывает, что развитие и совершенствование технологий способно заметно увеличить добычу газа. А за счет технологии сжижения газа происходит глобализация его рынка — потребители уже не привязаны к магистральному трубопроводу, что обеспечивает его энер-

гетическую безопасность, а в глобальном плане и стабильность цены на это топливо.

Еще один весьма важный для «Шелл» фактор: газ как топливо является наиболее экологически чистым из всех углеводородов. Современные электростанции, работающие на газе, выбрасывают на 70% меньше CO₂, чем электростанции, работающие на угле. Газотурбинные станции обладают также более высоким КПД — 55–65% против 34–40% у угольных станций.

В итоге электричество, вырабатываемое на газотурбинных станциях, получается на 10% дешевле, чем полученное на современных угольных электростанциях, на 20% дешевле, чем полученное на атомной электростанции, и на 40% — чем произведенное ветрогенератором. Да и строятся и вводятся в эксплуатацию газовые электростанции в два раза быстрее, чем станции, работающие на угле.

— Всеми миру газа хватит на 250 лет. А на сколько лет его хватит России?

— Сложно сказать. Но посмотрите на разведанные запасы. Видно, что в России их в десять раз больше, чем в Норвегии и Алжире вместе взятых, а эти страны являются важными поставщиками газа в Европу. Вообще, Россия является страной с самыми большими в мире разведанными запасами газа.

— Давайте вернемся к перспективе газа как топлива. Автомобили по-прежнему на бензине ездят. Когда может произойти перелом в автомобиле и газ станет основным топливом для машин?

— Речь идет не о переломе, а о постепенном переходе.

«Шелл» ориентируется не на конечного потребителя в виде автомобилиста. Переводить его на газ скорее должны государственные регуляторы и производители машин. Наши потребители — это крупные промышленные объекты, и на этом рынке уже понятен общий вектор: стремление к более чистому топливу, борьба с изменением климата и роль газа как топлива будут постоянно расти.

Наконец, нельзя говорить, что газ может применяться в автомобилях только как топливо. Один из продуктов строящегося завода Pearl — фракция, получаемая при сжижении газа, которая используется для производства автомобильного масла.

— Когда же в России появится газовая заправка «Шелл»?

— Пока у меня нет ответа на этот вопрос.

— Авария на глубоководной нефтяной скважине у берегов США оказалась фатальной для одного из ваших конкурентов. Насколько опасен для экологии сам процесс добычи газа?

— «Шелл» уделяет огромное внимание обеспечению безопасности всей производственной цепочки. Собственно, точки риска находятся при добыче и транспортировке газа. «Шелл» является мировым лидером в области технологий сжижения газа, а танкер-газовоз по своей конструкции на порядок безопаснее нефтяного танкера. Ведь даже в случае аварии сжиженный газ просто улетучивается.

— ТНК-BP за все время работы в России так и не смогла полноценно реализовать Ковькинский проект. Готов ли концерн «Шелл» к участию в разработке столь масштабных газовых проектов в современных российских условиях?

— «Шелл» уже реализует «Сахалин-2» — очень крупный проект, по которому были осложнения. И мы гордимся, что с запуском этого проекта Россия вошла в клуб поставщиков сжиженного газа.

Несколько цифр о масштабах проекта и его пользе для Российской Федерации. С начала реализации проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» валовой продукт Сахалинской области вырос в 20 раз, доля в региональном бюджете налоговых поступлений от физических лиц превысила 50%, что говорит о росте зарплат и занятости, средняя заработная плата в регионе выросла по сравнению с 1995 годом в 26 раз.

Вместе с тем стоит отметить, что для успешной реализации в России крупных нефтегазовых проектов надо совершенствовать нормативную базу в части, касающейся гарантий сохранения лицензий для иностранных компаний в случае обнаружения в результате геологоразведки стратегических месторождений. Требуется совершенствовать и фискальное законодательство. Налоговая нагрузка на нефтяную отрасль сейчас очень высока: при высоких ценах на нефть изымается порядка 90% от выручки. Подобная налоговая система не способствует освоению новых месторож-

дений и снижает эффективность разработки уже существующих месторождений.

Переход с налогообложения с выручки на налогообложение с прибыли в нефтяной отрасли также способствовал бы разработке новых месторождений.

— В качестве стратегического партнера в России вы рассматриваете только «Газпром»?

— Работающие крупные добывающие проекты мы сейчас осуществляем с «Газпромом». Но в стадии проработки находятся разные проекты, в том числе и с другими российскими компаниями.

— Нарращивая добычу газа, какое место вы планируете занять в мировой иерархии газовых компаний? Есть план обогнать «Газпром»?

— Сейчас на долю «Шелл» приходится 3% мировой добычи газа и 30% поставок СПГ. Если смотреть на это с позиций какой-то иерархии, то можно говорить, что уже сейчас по добыче и разведке «Шелл» занимает второе место в мире среди международных нефтегазовых компаний. Но концерн обладает самой большой в мире суммарной мощностью установок по сжижению газа. В целом мы планируем сохранить свое лидерство в этом сегменте, чтобы идти в ногу с растущим спросом.

— Вы говорили, что электричество, получаемое ветрогенераторами, в 40 раз дороже энергии, вырабатываемой газовыми электростанциями. Означает ли новая стратегия концерна утрату им интереса к нетрадиционным источникам энергии?

— «Шелл» продолжает инвестировать в исследования в области альтернативных источников энергии. За последние пять лет мы потратили на такие исследования \$1,7 млрд. Основное внимание мы уделяем биотопливу и энергии ветра, а также исследованиям в области улавливания и хранения CO₂. В частности, в Северной Америке мощности станций, вырабатывающих энергию ветра, составляют сейчас 550 МВт; в Бразилии совместно с компанией Cosan мы сейчас работаем над производством биотоплива нового поколения.

Что касается энергии солнца и водородной энергии, то мы не видим здесь особой перспективы для развития.

Северный маршрут

(Окончание. Начало на стр. 13)

Речь идет о привязке налоговых отчислений к доходности тех или иных месторождений — фактически речь идет о введении налога на дополнительный доход (НДД).

НДД позволяет взимать налог не со свежедобытой нефти, а с накопленной за время разработки месторождения прибыли. При этом ставка увеличивается при наращивании добычи и снижается — при падении. Соответственно, максимальная налоговая нагрузка будет приходиться на пик разработки месторождения. Это выгодная схема для долгосрочных шельфовых проектов, где в первые годы добычи практически вся прибыль уходит на покрытие издержек.

Иностранцы на шельфе

Несмотря на то что в соответствии с действующим законодательством на шельфе могут работать государственные компании, имеющие пятилетний опыт освоения российского шельфа (то есть только ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть») и ОАО «Зарубежнефть», для иностранных инвесторов существует несколько вариантов доступа к шельфу.

Закон допускает учреждение российскими и иностранными инвесторами совместных предприятий, однако у СП также должен быть не менее чем пятилетний опыт работы на шельфе. То есть даже если такой механизм будет сформирован сегодня, приступит к работе на шельфе оно сможет только спустя пятилетие.

В качестве альтернативы можно создать компанию, не имеющую прав на недра. В России сегодня есть всего одна такая компания специального назначения, специализирующаяся на шельфовой работе в Арктике, — это оператор Shokman Development AG, который является собственником инфраструктуры первой фазы Штокмановского месторождения на протяжении 25 лет с момента ввода его в эксплуатацию. Акционеры компании («Газпром» — 51%, Total — 25% и Statoil — 24%) подписали соответствующее соглашение 27 февраля 2008 года. Взаимоотношения Shokman Development AG и ООО «Газпром нефть шельф», владеющего лицензией на Штокмановское месторождение, строятся на основании контракта, в соответствии с которым оператор будет нести



все финансовые, геологические и технические риски при добыче газа и конденсата и производстве СПГ.

«Нефтяная компания — это не банк, она не может являться чисто финансовым инвестором», — говорит руководитель группы юридического сопровождения новых проектов концерна Shell в России Алексей Бардин. Таким условием, по мнению господина Бардина, может стать владение долей (пусть и миноритарной) в компании — владельцы лицензий на разработку соответствующего участка недр. «Минимальным размером такой доли является 25% плюс одна акция. Это связано с тем, что только начиная с этого порога компании могут рассматривать инвестиции как значительные и, соответственно, отражать запасы разрабатываемых месторождений на своем балансе.

Еще одним способом ускорения проведения поисков и оценки на арктическом шельфе может стать формирование особой системы доступа заинтересованных компаний, включая иностранные, к изучению недр. Сегодня только российские госкомпании могут обладать правом получения так называемой сквозной лицензии на поиски и оценку, разведку и добычу полезных ископаемых. Инициатива Минприроды, по словам

господина Храмова, состоит в том, чтобы допустить к поисково-оценочной части работ любую компанию, имеющую соответствующий опыт. При этом инвестором может предлагаться либо гарантия дальнейшего участия в проекте, либо компенсация фактических затрат с премией за риск.

Действующее законодательство также предусматривает возможность принятия государством решения о прекращении права пользования участком недр (на котором совершенно открытие месторождения федерального значения) в отношении компаний с иностранным участием. «Инвестиции в разведку на шельфе по определению рискованные с чисто геологической точки зрения», — говорит Алексей Бардин. — Наличие же дополнительных рисков, связанных с возможностью прекращения права пользования участком недр, на котором совершенно открытие, делает рискованность таких инвестиций просто запредельной».

По словам замминистра энергетики Сергея Кудряшова, двумя основными проблемами, которые тормозят освоение арктического шельфа, являются невыгодная компаниям экономика проектов и невнятность лицензий после принятия новой редакции закона «О недрах» (кроме «Сахалина-3» и За-

падно-Камчатского лицензионного участка). Очевидно, что решение этих и ряда других проблем потребует времени и комплексного подхода при взаимодействии государства, российского и зарубежного бизнеса.

Ресурсы на троих

Имея девять лицензий на шельфовые месторождения, «Роснефть» в настоящее время не работает в Арктике, и реализация ее планов в отношении этого региона — дело будущего. В программе лицензирования пользования недрами ОАО «Роснефть» до 2030 года 22 заявки на участки в Печорском (9), Баренцевом (5), Лаптевых (3), Карском и Чукотском (по 2), а также Восточно-Сибирском (1) морях. В «Роснефти» «Ъ» пояснили, что руководство компании «никогда не скрывало своего интереса к шельфовым проектам» и «по всем полученным лицензиям будет проводить геологоразведку».

«Газпрому» принадлежат 11 лицензий на недропользование объектов арктического шельфа: Штокмановское, Приразломное, Камчатское, Долгинское, Обское, Чугорьянское, Семаковское, Антипутинское, Тота-Якинское, Круженштерское месторождения. Их разведанные запасы составляют более 5 трлн куб. м газа и

более 100 млн тонн нефти и конденсата. При этом монополия направила в адрес Минприроды свои предложения по лицензированию участков недр континентального шельфа на период до 2020 года. Этим участкам десять — в Карском (8) и Баренцевом (2) морях, включая участок недр Штокмановского месторождения (непраселенная часть). В управлении информации «Газпрома». В