

# НЕФТЬ И ГАЗ

Решается судьба владельца лицензии на разработку Ковыкты, крупнейшего в России газового месторождения **18** | Как поднять коэффициент извлечения нефти на российских месторождениях **19** | Норвегия расширяет разработку шельфа **19** | BP активизирует распродажу активов, невзирая на риск поглощения **20** |



## Сырье обложили

### рейтинг

Суммарный рейтинг долгосрочной инвестиционной привлекательности нефтегазовых компаний устремился вниз. Во время кризиса власти многое сделали для поддержки отрасли. Но в последние месяцы фискальное давление на сырьевые структуры растет.

### Перспективы роста

В конце июня правительство одобрило основные характеристики федерального бюджета на 2011 год и на плановый период 2012 и 2013 годов. По мере подготовки этого документа становилось ясно, что нефтяной отрасли не удастся сохранить темпы развития, набранные в конце 2009 — начале 2010 годов. Задача сокращения бюджетного дефицита в предвыборные годы не оставляет правительству альтернативы: деньги будут собирать в основном с сырьевых компаний.

Минфин действует привычными методами: по каждой из статей налоговые изъятия поднимаются умеренно, но в сумме они окажутся весьма существенными. Свою лепту в снижение доходов нефтяников внесла и «Транснефть», увеличившая темпы повышения тарифов на прокачку нефти. От них не отстают Федеральная антимонопольная служба, которой удалось доказать в Высшем арбитражном суде обоснованность взыскания с нефтяников штрафов за монополизацию высоких цен на нефтепродукты.

НДПИ на нефть повысится с 2012 года на 6,5%, с 2013-го — еще на 6,4%. Но в дополнение к этому нефтяные компании в значительной степени лишатся льгот на добычу нефти в Восточной Сибири. Увеличится акциз на ГСМ — из расчета 1 рубль за литр в год, в течение трех лет подряд, начиная с 2011 года. Кроме того, нефтяникам придется выплачивать крупные штрафы государству в случае, если ФАС сочтет их нарушениями антимонопольного законодательства.

Дмитрий Александров считает, что существенная разница в нагрузке на нефтяную и газовую отрасли сохранится. По подсчетам эксперта, при средней чистой рентабельности на уровне 25–27% у газовиков нефтяники никогда не поднимались выше 15–16%, а сейчас и вовсе скатились к уровню ниже 10%. При этом, по его мнению, объем льгот, которые за последнее время получил «Газпром», при текущем бюджетном дефиците является недопустимым.

Доля НДПИ на нефть в экспортной цене нефти в первом квартале 2010 года составляла около 17%, на газ — около 1,5% от экспортной цены и около 6% — от цен внутреннего рынка. Таким образом, потенциал роста ставки налога на газ составляет не менее трех раз, уверен г-н Александров.

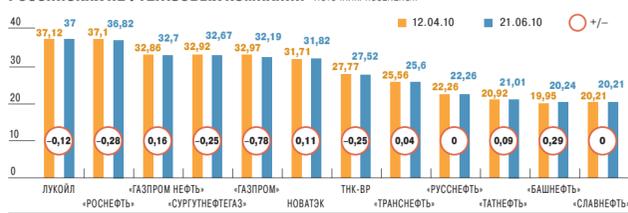
Перспектива роста НДПИ на нефть не вызовет восторга у нефтяников. Как считает аналитик Денис Борисов из Банка Москвы, последние действия органов исполнительной власти по отношению к нефтегазовому сектору являются тревожным сигналом для участников рынка. «Возможное ужесточение налоговой нагрузки на отрасль, равно как и отсутствие прогресса в дальнейшей дифференциации НДПИ, не добавляет привлекательности акциям нефтегазовых компаний», — констатирует аналитик. — Как следствие, на фоне подешевшей нефти бумаги сектора могут чувствовать себя хуже рынка.

В наименьшей степени пострадают газовые компании. Их коснется лишь повыше-

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



**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ РЕЙТИНГ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ** ИСТОЧНИК: RUSENERGY



ние НДПИ на газ на 61% с 2011 года, при том что в предыдущие пять лет этот налог не индексировался ежегодно на величину инфляции, в отличие от НДПИ на нефть. Иными словами, по сравнению с нефтяниками газовики уже получили льготный период по уплате НДПИ и теперь лишь «догоняют» своих коллег по темпам индексации налога.

### Газовый регулятор

Эксперты по-разному объясняют различия в подходе к налогообложению газовой и нефтяной отраслей.

Аналитик Максим Шейн из ИК «Брокеркредитсервис»: «Газовикам все же труднее перекладывать издержки на конечных потребителей», — считает он. — Внутренние тари-

фы устанавливает ФСТ, экспортные цены прописаны в долгосрочных контрактах».

Вадим Митрошин из ФК «Открытие» занимает примирительную позицию. По его мнению, решение предоставить освобождение от экспортных пошлин для Восточной Сибири было несколько поспешным. Оно реально дало многомилиардный выигрыш компаниям, которые уже создали производственную базу в регионе: «Сургутнефтегаз», «Роснефти». «Такие льготы оказались не совсем оправданными — сейчас идет откат от этого решения», — утверждает эксперт.

Господин Митрошин не видит неадекватности в политике правительства. А некоторое повышение налогов нефтяники смо-

гут переварить без серьезного ущерба для инвестиций и для развития производства.

### Ожидаемый спад

В число лидеров роста рейтинга ожидаемо вошла «Башнефть» (+0,29), менеджеры которой сумели добиться значительного улучшения как операционных, так и финансовых показателей компании. Упрочил свое положение в рейтинге и НОВАТЭК (+0,11), пользующийся выгодами положения компании, которой повезло работать в одном секторе с «Газпромом», но не испытывать текущих проблем с экспортом продукции.

Позиции в рейтинге утратили компании, лишившиеся льгот, в том числе «Сургутнефтегаз» (-0,25), «Роснефть» (-0,28), ТНК-ВР (-0,25). Пострадал и «Газпром» (-0,78), на положении монополиста сказались не только и не столько предстоящие дополнительные расходы по выплате НДПИ, сколько неуверенность в поддержании высокого спроса на газ в Европе, а также сдвиг позиций в дебатах по условиям долгосрочных контрактов с крупнейшими потребителями.

Суммарный показатель рейтинга, стартовавший в начале года с отметки 288,37, после уверенного взлета до 289,18 в середине мая опустился до уровня 287,77 в конце августа. По мнению аналитиков, условия деятельности нефтегазовых компаний за последние три месяца в целом все же существенно ухудшились и повлияли на их способность генерировать прибыль.

**Юрий Когтев, Валентина Луккина, RusEnergy**

*В составлении рейтинга принимают участие: Дмитрий Александров (IG UNIVER Capital), Денис Борисов, Сергей Вахрамеев (Банк Москвы), Вадим Митрошин, Дмитрий Лютягин (ФК «Открытие»), Ирина Ладыхина (ИК «Велес Капитал»), Виталий Крюков (ИФД «Капиталь»), Максим Шейн (ИК «Брокеркредитсервис»), Андрей Бородин (ИФК «Солид»).*

## Реабилитация режима

### событие

**В правительстве готовится к запуску новый проект СРП (соглашение о разделе продукции) на Каспии. С этой целью готовятся серьезные изменения в закон «О соглашениях о разделе продукции» и разрабатывается новый режим налогообложения на основе налога на дополнительный доход.**

### Приурочение СРП

С конца 1990-х годов в России не заключено ни одного нового СРП. Стремясь взять под контроль уже действующие соглашения, правительство добилось того, чтобы в каждом из трех проектов, действующих в режиме раздела продукции («Сахалин-1», «Сахалин-2», Харьяга), присутствовала госкомпания. Официальная позиция заключается в том, что СРП применяют лишь остальные страны, не обладающие собственной развитой нефтегазовой отраслью, а в России следует работать на условиях общей налоговой системы.

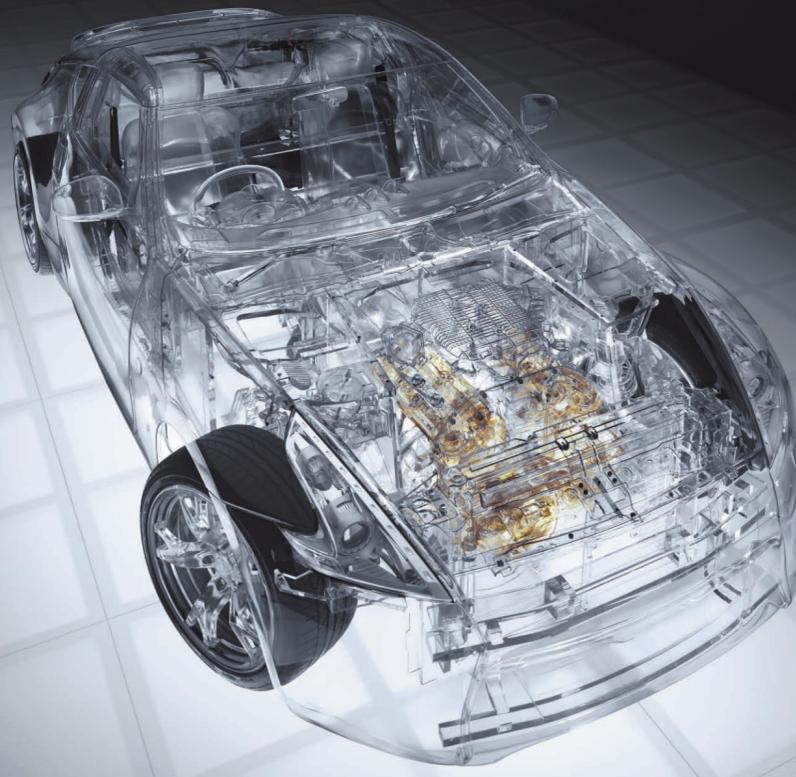
После принятия в 2003 году поправок в закон о СРП (в частности, введение нормы о двойных аукционах, которая заблокировала заключение новых соглашений) как юридическая форма организации новых нефтегазовых проектов режим СРП был фактически похоронен.

Но по мере того как перед Россией встала задача освоения трудноизвлекаемых запасов, в том числе на шельфе, становится понятно, что этому правовому режиму не так просто найти замену.

Выясняется, что правительство еще не поставило крест на СРП. Минэнерго, наделенное в 2008 году полномочиями выработать госполитику в отношении СРП на нефтегазовых месторождениях, считает этот режим бюрократизированным, но все же оставляет возможность его применения в особых случаях.

(Окончание на стр. 18)

## ЗАЩИЩАЕТ ДО 3-Х РАЗ ЭФФЕКТИВНЕЕ\*



Благодаря уникальным активным моющим присадкам, моторные масла Shell Helix Ultra удаляют до 5-ти раз больше загрязнений и отложений, чем обычные минеральные масла API SG/CD, гарантируя безупречный результат.



ПРИМЕТ ЛЮБОЙ ВЫЗОВ



\* В тестовом сравнении с обычными минеральными маслами API SG/CD.

# нефть и газ практика

## Круги Ковыкты

### инвестпроекты

Решается судьба владельца лицензии на разработку Ковыкты, крупнейшего в России газового месторождения, которое является идеальной ресурсной базой для экспорта газа в Китай и Корею. Месторождение с запасами 2 трлн кубометров и созданной инфраструктурой бездействует. А на нынешнего владельца в последнее время оказывалось давление с угрозой отзыва лицензии.

● Месторождение Ковыкты было открыто в 1987 году. Тогда его запасы оценивались в 200–300 млрд кубометров газа. Месторождение расположено в 450 км от Иркутска на севере области в Жигаловском и Казачинско-Ленском районах. Общие разведанные запасы месторождения составляют около 2 трлн кубометров газа и более 83 млн тонн газового конденсата.

### В ожидании банкротства

3 июня компания ТНК-ВР сообщила странную на первый взгляд новость: генеральный директор «РУСИА Петролеум» Андрей Довгань подал в Арбитражный суд Иркутской области заявление об инициации в отношении своей компании процедуры банкротства. Основными акционерами компании являются ТНК-ВР (62,8% акций), ОГК-3 (25% минус одна акция) и администрация Иркутской области (10,78% акций). Основной актив «РУСИА Петролеум» — лицензия на разработку гигантского газового месторождения Ковыкты.

Шаг господина Довганя был вынужденным, поскольку 14 мая одна из структур ТНК-ВР (холдинг — основной кредитор «РУСИА Петролеум») предъявила требования о досрочном по-

гашении части займов, предоставленных на разработку Ковыктынского месторождения. Финансовое положение «РУСИА Петролеум» не позволило обеспечить своевременный возврат предоставленного финансирования, поэтому в соответствии с действующим законодательством руководитель предприятия и был вынужден обратиться в суд с заявлением об инициации процедуры банкротства.

Претензии к «РУСИА Петролеум» предъявила «дочка» ТНК-ВР — Rizben Enterprises Ltd. Она потребовала досрочно погасить 3,96 млрд рублей. Активы «РУСИА Петролеум» оцениваются в 1,9 млрд рублей, а на ее счетах на тот момент было только 220 млн рублей; общая задолженность компании — 12 млрд рублей.

В «РУСИА Петролеум» судом введена процедура наблюдения. ОГК-3 пытается воспрепятствовать процедуре банкротства, поскольку ранее купила свой пакет у материнского холдинга «Интеррос» более чем за \$500 млн. В случае банкротства миноритарии компании, возможно, получат меньше, чем при продаже активов без этой процедуры.

Иркутский суд пока не признал аргументы энергокомпа-



Вот уже несколько лет бездействует крупнейшее в России газовое месторождение Ковыкты — идеальная ресурсная база для экспорта газа в Китай и Корею.

ФОТО ИТАР-ТАСС/ПРЕСС-СЛУЖБА ТНК-ВР

нии обоснованными. Решения по апелляции на момент подготовки этого материала еще не были. Но аналитики полагают, что шансы ОГК-3 на успех незначительны.

Именно возврат денег сейчас приоритетная задача, отметил представитель ТНК-ВР в беседе с корреспондентом «Ъ».

### Индустриальная история

Наверное, у Ковыкты просто несчастливая судьба. Иначе чем объяснить тот факт, что уникальное месторождение простаивает много лет. В 1990 году был создан «Байкалкогаз» — предприятие, ставившее перед собой задачу начать разработку Ковыкты. Тогда же проектом заинтересовался альянс British Petroleum и Statoil, которые ни даже поучаствовали в

подготовке проекта, но спустя пару лет альянс распался.

В апреле 1992 года в Иркутске было зарегистрировано «РУСИА Петролеум», которое спустя год получило лицензию на Ковыкты. В 1995 году администрация Иркутской области утвердила генеральную схему снабжения региона газом с Ковыктынского месторождения.

В середине 1990-х годов «РУСИА Петролеум» де-факто контролировалось компанией СИДАНКО. Тогда же акции оператора Ковыкты начала покупать ВР (британцы примерно в то же время приобрели еще и 25% самой СИДАНКО). Другие акционеры менялись часто, в какой-то момент, например, в их числе была корейская EAGC, которая купила 27,5%.

С начала 2000-х годов ТНК также начала приобретать акции «РУСИА Петролеум». На момент создания ТНК-ВР в ТНК и ее акционеров было немногим более 29% акций, у ВР — почти 33%. Блокпакет был у «Интерроса», у администрации Иркутской области — 10,78%.

Согласно условиям лицензионного соглашения по Ковыкты, в 2006 году на месторождении должна была начаться промышленная добыча в объеме не менее 9 млрд кубометров. И нельзя сказать, что акционеры «РУСИА Петролеум» ничего не делали.

Во-первых, в результате до-разведки оценка газовых запасов месторождения была увеличена до 2 трлн кубометров. Во-вторых, в 2000–2007 годах были построены объекты обустройства, временные трубопроводы, подготовлена и утверждена проектная документация, в 2001 году даже началась опытно-промышленная эксплуатация. В целом месторождение уже не один год находится в состоянии, почти готовом к началу промышленной добычи. Но сделать это не удается, и, возможно, не удастся еще много лет.

### Цена Китая

С самого возникновения Ковыктынского проекта было очевидно, что основные рынки сбыта этого газа располагаются за пре-

делами России, поскольку возможности наращивания потребления газа в Иркутской области и сопредельных регионах ограничены. Переговоры с потенциальными покупателями — Китаем, Южной Кореей и Японией — велись с середины 1990-х годов. Российские власти, включая президента Бориса Ельцина и премьер-министра Виктора Черномырдина, в ходе визитов в эти страны постоянно поднимали вопрос организации поставок газа.

Уже тогда возникло немало вопросов. Во-первых, нужны были гарантии в том, что касалося объемов и цен. Во-вторых, нужны были деньги на строительство газопровода. В-третьих, в случае с Кореей поставкам мешала необходимость тянуть трубу через КНДР. В новом веке осталось только одно препятствие. С Китаем велись трудные переговоры по условиям контракта, прежде всего по цене. Стороны были достаточно близки к достижению компромисса. Но в дело вмешалась политика.

Резкий рост влияния власти на экономику в газовой отрасли проявился в многократном усилении позиций «Газпрома». В июне 2004 года зампред правления «Газпрома» Александр Ананенков публично подверг сомнению легитимность получения «РУСИА Петролеум» лицензии на Ковыкты. А 20 июля глава Минприроды Юрий Трутнев обязал компанию в течение месяца назвать точную дату начала разработки месторождения. «РУСИА Петролеум» предложила перенести начало поставок газа с 2006 на 2011 год, но Минприроды отказалось. В сентябре 2006 года прокуратура Иркутской области предложила приостановить действие лицензии из-за несоблюдения сроков освоения и нарушения экологических норм.

В 2006 году был принят федеральный закон, который уста-

навлял, что только «Газпром» может экспортировать газ из России. Это поставило крест на всех самостоятельных экспортных планах ТНК-ВР и заставило компанию начать с «Газпромом» переговоры о вхождении в проект.

В начале 2007 года Росприроднадзор по поручению Генпрокуратуры начал проверку соблюдения условий лицензии на Ковыкты. «РУСИА Петролеум» получило предписание устранить нарушения лицензионного соглашения. Замглавы Росприроднадзора Олег Митволь направил в Роснедра предложение об отзыве лицензии, которое так и не было рассмотрено.

22 июня 2007 года зампред правления «Газпрома» Александр Медведев, вице-президент ВР Джеймс Дюпри, президент ТНК-ВР Роберт Дауди и исполнительный директор по развитию газового бизнеса ТНК-ВР Виктор Вексельберг подписали соглашение об основных условиях сотрудничества. В соответствии с этим соглашением ТНК-ВР должна была продать «Газпрому» 62,8% акций «РУСИА Петролеум» и 50% акций Восточно-Сибирской газовой компании, которая осуществляет проект региональной газификации Иркутской области.

Предполагалось, что сумма сделки будет зафиксирована по текущей рыночной оценке в течение 90 дней. ТНК-ВР говорила, что хочет за свой пакет в «РУСИА Петролеум» \$700–900 млн. С тех пор прошло уже три года, но сделка так и не совершена. В 2009 году «Газпром» объявил, что не хочет покупать пакет в «РУСИА Петролеум», поскольку освоение Ковыкты — это дело далекого будущего — года 2017-го, не раньше.

В нынешнем году также возникли различные варианты продажи Ковыкты. Например, госкомпания «Роснефтегаз», которая является держателем ак-

ций «Роснефти». Власти не раз еще объявляли о намерении отобрать лицензию на Ковыкты, но так этого и не сделали.

Министр природных ресурсов Юрий Трутнев в июле говорил журналистам, что «наиболее вероятно, что лицензия останется у государства, потому что они («РУСИА Петролеум») не могут продать лицензию». У них лицензия не является собственностью. У них есть право пользования. Соответственно, при процедуре банкротства я не представляю, как можно провести реализацию права пользования. Скорее всего, лицензия будет просто отозвана», — сказал он.

Лицензия действительно не может быть продана, поскольку начала процедура банкротства, подтвердили «Ъ» в ТНК-ВР. При этом в компании не комментируют вопрос, ведутся ли с кем-то переговоры по поводу Ковыкты.

Ключевым звеном для понимания того, почему «Газпром» не купил Ковыкты, стоит признать китайский фактор. Газовый монополист не смог договориться с Китаем о цене поставок газа, поэтому не стал тратить несколько сотен миллионов долларов на этот актив. Возможно, что частную компанию с меньшими аппетитами и устроила бы китайская цена, но газовый экспорт в руках «Газпрома». Аналитики не сомневаются, что Ковыкты в конечном счете отойдет «Газпрому», причём компания может получить лицензию даже бесплатно и на особых условиях.

Росси нужно выходить на китайский рынок, иначе его окончательно займет среднеазиатский газ. Тем более что дела в Европе идут неважно, а рынок США вообще закрылся из-за роста добычи сланцевого газа. Пока в Китае есть место для российского газа. И есть Ковыкты.

Кирилл Мартынов

## Реабилитация режима

### событие

(Окончание. Начало на стр. 17)

Для менее сложных, но все-таки нестандартных случаев министерство разрабатывает новый режим налогообложения на основе налога на дополнительный доход (НДД). Применять его предполагается на новых месторождениях, и, как указывает Минэнерго, «он призван заполнить существующий пробел между действующей общей системой налогообложения и специальной системой налогообложения на разделе продукции».

Задача НДД — стимулировать потенциальных недропользователей к разработке трудноизвлекаемых запасов полезных ископаемых, расположенных в удаленных от развитых инфраструктурных центров добычи региона, а также находящихся в сложных природно-климатических и геолого-физических условиях.

Режим СРП с учетом многоступенчатости административных процедур, необходимых для подтверждения целесообразности его использования, предполагается применять в исключительных случаях, когда требуется «ручная» настройка и экономическая сбалансированность всех компонентов реализации особо сложных проектов, объяснили представители Минэнерго в ответ на официальный запрос RusEnergy.

Ставка НДД будет изменяться в зависимости от нормы рентабельности проекта и обеспечит «большую гибкость для модификации налоговых условий на индивидуальном уровне», говорят в Минэнерго. Самое сложное в работе над этим режимом сейчас — установить среднестатистический порог рентабельности проекта, от которого, собственно, будет зависеть, какой доход считать дополнительным и облагать повышенным налогом.

«НДД с точки зрения фискального механизма — это мини-СРП», — говорит гендиректор компании «СРП-Экспертиза» Михаил Субботин. — Шкала раздела продукции с привязкой к рентабельности проекта сближает СРП с НДД, но у последнего есть две серьезные проблемы. Первая — его можно применять только для новых месторождений, вторая — пока не понятно, как вычислять налогооблагаемую базу».

Минэнерго рассматривает несколько вариантов перехода на новую систему. Вице-премьер по ТЭК Игорь Сечин общался к концу 2010 года представителю Владимиру Путину основные подходы. Между тем уже сейчас ясно, что большинство шельфовых проектов не может быть реализовано в обычном налоговом режиме, так что компаниям придется ждать, пока правительство создаст условия, обоюдыводные для государства и бизнеса.



### Озеро раздела

Сейчас Минэнерго собирает первую после многолетнего перерыва межведомственную переговорную комиссию по подготовке СРП на месторождении Хвальинское.

Дело в том, что в соответствии с изменением в 2006 году Протоколом к Соглашению от 6 июля 1998 года между Российской Федерацией и Республикой Казахстан

о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях совместного недропользования структуры Центральная и Хвальинская должны разрабатываться на условиях раздела продукции. Половиной долей в обоих проектах будет владеть «Казмунайгаз», вторая половина Хвальинского — у ЛУКОЙЛа, Центрального — у СРП ЛУКОЙЛа и «Газпрома» компании «ЦентрКаспнефтегаз».

Замминистра энергетики Станислав Светлицкий выразил надежду, что упомянутая группа будет сформирована до конца года. Однако для того, чтобы СРП было применимо на Хвальинском и Центральном, необходимо внести определенные коррективы в законодательство, считают недропользователи.

Сейчас в законе «О соглашениях о разделе продукции» не определен предельный уровень компенсационной продукции для Каспийского моря, считающегося озером, регламентируются только условия разработки континентального шельфа и остальных участков.

В п. 1 ст. 8 закона о разделе продукции говорится, что СРП должно содержать четко обозначенную долю произведенной продукции, которая передается в собственность инвестора для возмещения его затрат на выполнение работ по соглашению. Эта компенсационная продукция «не дол-

жна превышать 75%, а при добыче на континентальном шельфе Российской Федерации — 90% общего объема произведенной продукции».

Для целей российского законодательства Каспий — это определено не континентальный шельф. Добыча на озере между тем сопряжена с теми же затратами и рисками, что и на морских глубинах, поэтому ЛУКОЙЛ хочет получить предельный уровень cost stop в 90%.

Требуют смягчения, по мнению недропользователей, и некоторые другие положения закона об СРП. Сейчас он предусматривает предоставлять российским юридическим лицам преимущественное право на участие в работах по соглашению в качестве подрядчиков, привлекать граждан РФ не менее чем на 80% рабочих мест, а самое главное — каждый год не менее 70% капвложений тратить на оборудование российского происхождения.

Но для реализации проекта в Каспийском море, требующего установки платформ и применения передовых технологий, использовать на 70% российское оборудование и материалы — задача трудновыполнимая. Поэтому инвесторы хотели бы предусмотреть в законе возможность не выполнять это требование, если необходимо оборудование попросту не производится в России.

Также вносится предложение отменить требование о ратификации СРП, заключенных на морских участках, отдельными федеральными законами, поскольку эта процедура задерживает реализацию проектов на срок от полугода и более. В законе «О таможенном тарифе» или отдельным постановлением предлагается закрепить право недропользователя на освобождение от экспортной пошлины на продукцию и от импортных пошлин на оборудование, что и предусматривалось главой 26.4 Налогового кодекса о реализации СРП, пока таможенные пошлины регулировались НК (до 2005 года).

Подготовленные изменения в закон «О соглашениях о разделе продукции» не предлагают отменить норму о двойных аукционах, которая заблокировала заключение новых соглашений в 2003 году. Тем не менее, запуская новый российский СРП на Каспии, правительство дает этому режиму шанс реабилитироваться. Если он будет реализовываться в полном соответствии с законом об СРП, нареканий к такому проекту будет меньше, чем к ныне действующим. И, возможно, со временем власти сумеют разглядеть в СРП не только «коррупционную составляющую», но и определенные достоинства, которыми обладает данный правовой режим.

Наталья Тимакова, RusEnergy

# В МИРЕ ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА ОМК ЗАДАЕТ ТОН



**ВЫКСУНСКИЙ**  
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ЗАВОД



ОБЪЕДИНЕННАЯ  
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ

## ЗА ПЯТЬ ЛЕТ - 4 000 000 ТОНН

# нефть и газ практика

## Жажда нефти

### ТЕХНОЛОГИИ

70% нефти на российских месторождениях остается в земле. Об этом свидетельствует коэффициент извлечения нефти (КИН), показывающий отношение добытого объема сырья к первоначально содержащемуся в пласте. Стратегическая задача — поднять КИН с 30% до 35–37%.

### Коэффициент потерь

Основным способом увеличения нефтеотдачи в России было поддержание внутрипластового давления за счет закачки в пласт большого количества пресной воды из близлежащего природного источника. Это привело к тому, что сейчас практически все старые месторождения Урала и Сибири сильно обводнены и добывать нефть там трудно.

За рубежом — в США, Канаде и Норвегии — поддержание давления шло за счет внутривластовой воды с добавлением химических реагентов или углеислоты. Кроме того, там применялся гидроразрыв пласта, горизонтальное и наклонное бурение для увеличения количества скважин. Эти методы позволили зарубежным компаниям извлекать из недр больше нефти, чем в России (КИН — 30%). Сегодня КИН на месторождениях США, Норвегии и Канады в среднем составляет 50%.

70% нефти на разрабатываемых отечественных месторождениях остается в земле. Для оценки масштаба потерь достаточно одного примера. За январь—июль 2010 года добыча нефти составила 292,5 млн тонн. Так вот более 500 млн тонн нефти (это как если бы год Россия вообще не добывала нефть) за тот же период остались в земле неизвлеченными. И так из десятилетия в десятилетие.

Если КИН на всех действующих российских месторождениях увеличить хотя бы на 1%, это будет равносильно откры-

тию нового Самотлора (крупнейшее в России месторождение с запасами 2,7 млрд тонн).

Без новых технологий не обойтись и на новых месторождениях. Только 35% запасов российской нефти можно добыть с использованием имеющихся традиционных технологий, остальное сырье залегает в труднодоступных пластах, глубоко под землей, да к тому же его качество — это высоковязкие и битумные нефти —

требует применения особых способов добычи. По мнению директора Института проблем нефти и газа РАН Анатолия Дмитриевского, КИН на многих новых месторождениях в полтора раза ниже, чем на разрабатываемых, в силу их сложного геологического строения.

По словам завкафедрой геологии нефти и газа ТюмГНГУ, члена-корреспондента РАН Ивана Нестерова, дебит скважин на месторождениях ХМАО составляет 11 тонн в сутки (для сравнения: на новых месторождениях — 40 тонн в сутки), а обводненность достигает 95%. Будущее — за добычей нефти из битуминозных глин Югры. Однако для этого нужны технологии, которых в России нет.

В советские времена российскими отраслевыми НИИ разрабатывались новые методы нефтеотдачи, отечественная научная школа ничем не уступала мировой. Но в начале 1990-х го-

### Добыча нефти в РФ

№ п/п	Компания	Среднесуточная добыча нефти в июле 2010 года (млн барр в сутки)	Доля в совокупной добыче по РФ (%)
1	«Роснефть»	2,26 (2,31 в июле 2009)	22
2	ЛУКОЙЛ	1,81 (1,87 в июле 2009)	18
3	ТНК-ВР	1,45 (1,43)	14
4	«Сургутнефтегаз»	1,19 (1,2)	12
5	«Газпром нефть»	0,61 (0,61)	6
6	«Татнефть»	0,52 (0,53)	5
7	«Славнефть»	0,37 (0,38)	4
8	«Русснефть»	0,26 (0,25)	3
9	«Башнефть»	0,28 (0,24)	3
10	Прочие	2,14	7
11	«Газпром»	0,25 (0,24)	3
12	Операторы СРП	0,26	3
	Всего	11,4	100

дов научно-технические исследования в России не велись, и сейчас компании пожинают плоды «безвременья».

В последние годы российские нефтяные компании активно создавали собственные научно-аналитические центры для управления разработкой месторождений.

НИПИнефть». Кроме того, действует несколько независимых научных центров, существующих на базе советских НИИ. Но этого недостаточно, а массовое применение зарубежных технологий сдерживает их высокую цену.

### База роста

В Энергетической стратегии России заложен целевой ориентир повышения КИН с текущих 30% до 35–37% (в СССР КИН составлял 41%) к 2030 году. «Ухудшение ресурсной базы обуславливает комплексный подход к разработке месторождений. Индивидуальный подбор технологий с учетом истории месторождения, его особенностей позволит достичь лучшего результата разработки», — считает вице-премьер правительства Игорь Сечин.

Нефтяные компании предлагают правительству поддержать их в применении доро-

гих технологий для повышения нефтеотдачи. Господдержка становится особенно актуальной в связи с тем, что на повестке дня стоит разработка мелких месторождений и месторождений сверхвязкой нефти, рентабельность которых ниже действующих проектов. Эксперты предлагают установить дифференцированные ставки налога на добычу полезных ископаемых при разработке мелких месторождений с учетом объема извлекаемых запасов нефти и установить нулевую ставку вывозной таможенной пошлины на сверхвязкую нефть. Кроме того, необходимо разработать государственный механизм регулирования объема извлечения нефти из скважин, который бы нормативно закрывал минимальный уровень КИН.

В Министерстве природных ресурсов в принципе согласны с такой позицией. В прошлом

году ведомство даже направляло в Минфин расчеты и предложения по снижению ставки НДС для месторождений с запасами менее 3 млн тонн. Однако поддержки там не получило. Сейчас Минприроды совместно с Минэнерго и Минфином подготовило законопроект, предусматривающий введение понижающего коэффициента к базовой ставке НДС для месторождений с извлекаемыми запасами менее 5 млн тонн. Это позволит дополнительно вовлечь в разработку более 46% мелких месторождений нефти, которые сейчас разрабатывать нерентабельно.

Хотя отдельные примеры роста КИН в российском ТЭК свидетельствуют именно об эффективности применения новых технологий нефтеотдачи.

Рост среднесуточной добычи с начала текущего года на 3% (составив чуть больше 1 млн тонн) продемонстрировала «Газпром нефть». Заместитель генерального директора «Газпром нефть» по разведке и добыче Борис Зильберминц говорит, что роста удалось достичь в основном за счет эффективного проведения геолого-технических мероприятий.

Идеальный пример — это, конечно, компания «Башнефть» (впервые вошедшая в текущем году в тройку лидеров российских производителей объектов), которая за год увеличила добычу почти на 20% — до 284 тыс. барр в сутки. «Высокий результат был обеспечен благодаря инвестициям в технологии нефтеотдачи и гидроразрыва пласта», — утверждает аналитики ФК «Уралсиб».

Небольшие нефтяные компании (МНК и СНК) увеличили среднесуточную добычу в июле на 45% по сравнению с июлем прошлого года. И это связано прежде всего с освоением и внедрением новых технологий нефтеотдачи.

Елена Сорокина

### «ПРОСТО У КОМПАНИИ ГРАМОТНЫЙ БИЗНЕС-ПЛАН»

**В Башкирии продолжается рост добычи нефти. И это несмотря на то, что регион был одним из основных источников отечественной нефтедобычи более полувек назад, отмечает в беседе с «Ъ» вице-премьер правительства Республики Башкортостан ЮРИЙ ПУСТОВАГОВ.**



### Как вы можете объяснить «башкирское нефтяное чудо»?

Компания «Башнефть» вновь стала лидером рейтинга российских ТЭК.

— Наша сырьевая база сейчас такова, что главная проблема у нас на данный момент не в том, чтобы остановить поток нефти, а в том, чтобы она, напротив, пошла. В Урало-Поволжье, где нефтедобыча началась в 1930-х годах, фонтанов нефти сейчас нет. Основную ее массу забрали из недр в 1940–1960-х, выкачав за все годы более 1,64 млрд тонн нефти. Поэтому никакой угрозы окружающей среде от работы, в частности, главной добывающей компании в регионе «Башнефть» я сегодня не вижу. Она и ее «дочки» ООО «Зирган», «Башминерал» и «Геонефть» владеют сейчас лицензиями

на разработку 177 месторождений, полностью эксплуатируют 162, у них другая проблема: нефть осталась высококачественной, очень сильно обводненная, а потому, чтобы соблюдать на промыслах все экологические требования, приходится нести повышенные затраты. Но даже при этом, несмотря на кризис, надо признать, в 2009 году, со сменой собственника «Башнефть», в ее деятельности наступил переломный момент: объемы добычи превысили обычные для последних лет 11–12 млн тонн в

год, на 2010-й поставлена задача добыть 13,9 млн тонн, а к 2013 году ставится планка в 15,1 млн тонн. Конечно, это нельзя назвать «башкирским чудом», просто у компании появилась стратегическая корпоративная задача, грамотный бизнес-план, техническая и ресурсная возможности для его реализации.

Никакими налоговыми и прочими льготами компания при этом в республике не пользуется. Сегодняшняя политика местных властей — не вмешиваться, дать крупному бизнесу развиваться и полноценно пополнять местный бюджет.

**— На ваш взгляд, могут ли Башкирию грозить происшествия, аналогичные разливу нефти в Мексиканском заливе?**

— У нас нет Мексиканского залива и добыча идет полностью «сухопутная».

**— Есть ли в регионах надежные рычаги контроля над чрезвычайными ситуациями?**

— Простой механизм контроля за соблюдением правил добычи — лицензионная система. Лицензии на разработку и добычу углеводородного сырья, условия лицензионных соглашений выдает управление по недропользованию РФ по РБ, оно же контролирует и

отчеты компаний о выполнении лицензионных соглашений. Угроза отзыва лицензий в случае нарушения экологических норм — мера действенная, дисциплинирующая компании.

**— Помните историю с Сахалином, когда иностранные компании, создавшие консорциум для добычи нефти, были изгнаны с промыслов не в последнюю очередь именно за нанесенный экологический вред? Думаю, угроза отзыва лицензий все же самая действенная мера, существующая на сегодняшний день.**

— Самым компаниям крайне невыгодно оказывается нарушать порядок. У той же «Башнефти» десятки тысяч скважин, даже если возникнут какие-то вопросы, то они решаются внутри компании и до нашего уровня не доходят, и не потому, что они что-то там прячут. Компании сами мониторят себя. Согласно ФЗ-0 промышленной безопасности на опасных производственных объектах», в республике разработана Декларация промышленной безопасности на таких объектах в РБ. На случай возможных аварийных разливов нефти и нефтепродуктов в «Башнефти» давно разработаны планы

по их предупреждению и ликвидации. Сценарии ЧП постоянно обрабатываются, внутри компании объекты жестко охраняются. В Главное управление МЧС РФ по РБ компания представила паспорта безопасности всех опасных объектов, как того требует законодательство РФ, в них особо выделены мероприятия по охране от несанкционированного проникновения посторонних лиц и внедрению технических средств для предотвращения терактов. Компаней, знаю, разработаны схемы оповещения и взаимодействия с территориальными подразделениями МВД, ФСБ, МЧС РФ по РБ. Объекты компании в круглосуточном режиме патрулируются специальными мобильными группами. Это уже внутренняя задача самой компании. Только на охраняемые мероприятия, на их инженерную техническую защищенность она выделила за последнее время, по имеющимся данным, более 215 млн рублей.

**— В целом законодательная база, регулирующая сферу экологических угроз, на ваш взгляд, сейчас достаточно разработана или необходимы изменения?**

— Для начала надо научиться использовать тот инструментарий, что уже есть в руках. Так, в соответствии с постановлением правительства РФ от 31 марта 2009 года объекты нефтегазодобычи подлежат федеральному экологическому госконтролю, который на территории РБ осуществляет прежде всего управление Росприроднадзора РФ по РБ. МВД по РБ постоянно обследует объекты нефтяных компаний, дислоцирующихся на территории Башкирии, согласно ФЗ-0 промышленной безопасности опасных производственных объектов».

**— Сколько нефтеразливов было зафиксировано за последние десять лет в Башкирии?**

— Не слышал о таких при нефтедобыче. Больше беспокоят, признаюсь, техногенные инциденты, связанные с транспортировкой нефти, нефтепродуктов и газа по продуктопроводам. Вот они действительно не часто, но время от времени происходят, ведь через республику по федеральным транспортным сетям «Транснефть» и «Транснефтепродукт» — магистральным продуктопроводам — перекачивается треть российских потоков нефти и нефтепродуктов, пятая часть газа. Но в последние годы контроль в регионе ужесточен и в транспортной системе.

Беседовала Гульчачак Ханнанова

## Госполитика на шельфе

### ОПЫТ

**Американская катастрофа — разлитие нефти в Мексиканском заливе — не заставила Норвегию отказаться от бурения новых скважин на своем шельфе. Летом правительство страны объявило о старте очередного, 21-го лицензионного раунда, на который будут выставлены 51 участок в Баренцевом море и 43 участка в Норвежском море.**

### Прозрачное золото

Нефтяников привлекает в Норвегии многое. Это и развитая инфраструктура, и участие государства в инвестициях в новые проекты, политическая стабильность и четкие и понятные для всех сторон правила и обязательства, касающиеся работы на шельфе.

В 60-х годах прошлого века нефтяники со всего мира в течение пяти лет бурили скважины в Северном море, и все безрезультатно. 32 пустые скважины — это была почти катастрофа, миллионы долларов, выброшенные на ветер. Весьма активной была американская Phillips, но и ее усилия были бесплодны, поэтому в 1969 году норвежское подразделение компании получило указание прекратить работы.

Поскольку аренда буровой платформы «Оушен Винкинг» была уже оплачена, менеджеры приняли решение сделать еще одну попытку. Но разыгрался шторм, платформу сорвало с якорей и отнесло в сторону от намеченного места бурения. Видимо, это был шторм, посланный свыше. В ноябре 1969 года было открыто гигантское месторождение Эксфиск.

Даниэль Еркин в своей книге «Добыча» пишет, что бурильный мастер с «Оушен Винкинг», рассматривая образец нефти, полученной с глубины 10 000 футов ниже морского дна, был поражен ее видом, свидетельствующим о необычно высоком качестве. «Конечно, астронавты сделали великое дело (в тот год американцы высадился на Луну), — сказал он работавшему на установке геологу. — А что вы скажете относительно вот этого?» И он протянул геологу образец. Нефть отливала золотистым блеском, она была почти прозрачна и определенно походила на золото.

Отметим, что это был второй случай удивительного норвежского везения. Несколькими годами ранее страны Северного моря установили границы своих владений. Основные месторождения нефти и газа оказались на шельфе Норвегии и Великобритании, а остальным достались «крохи с барского стола». У норвежцев есть даже такая байка, что накануне подписания соглашения о границе датский министр изрядно выпил (наверняка в компа-

нии заинтересованных норвежских граждан) и на следующий день не глядя подмахнул документ.

В то время, когда в Норвегии нашли промышленные запасы нефти и газа, страна не имела ни технологий, ни квалифицированных специалистов, ни даже собственной нефтегазовой компании для их освоения. Ее промышленность была развита относительно слабо, значительная часть населения занималась рыбной ловлей. Сельское хозяйство в этой стране вести довольно сложно, поскольку всего 21% ее территории составляют плодородные земли (3% — обрабатываемая земля, а 18% занято промышленным лесом).

В проекте «Экофиск» участвовала госкомпания Нудго, которая до этого никогда не занималась добычей нефти, ее профиль — гидроэнергетика, металлургия и проч. Поэтому в 1972 году была создана норвежская государственная нефтегазовая компания Statoil.

Для разведки и добычи привлекались иностранные компании с соответствующим опытом и технологиями. А Statoil свою первую операторскую лицензию (на разработку месторождения Гульфакс в Северном море) получила только в 1981 году, причем это была вообще первая лицензия, выданная норвежской компании.

В 1985 году был создан SDFI (State's Direct Financial Interest) — фонд прямого участия государства в нефтяных операциях. До 1996 года доля государства во всех лицензиях составляла 50%. В 1996 году эта доля была сокращена до 30%, а затем и до 15%. Всего деятельность SDFI распространялась более чем на полторы сотни месторождений.

В начале 2000-х годов система SDFI была реорганизована. Около 22% ее отошли Statoil и Нудго, а остальное было передано в управляющую госкомпанию Petro.

Норвежские власти участвовали в нефтегазовых проектах через две госкомпании — Нудго и Statoil. 1 октября 2007 года на базе Statoil и нефтегазовых активов Нудго была создана единая компания Statoil-Nudgo, где государству принадлежит 66,4%. Госпакетом управляет министерство нефти и энергетики. На момент объединения Statoil являлась оператором 33 месторождений, Нудго — 13. С 1 ноября 2009 года объединенная компания избавилась от второй части своего названия — Нудго — остался только Statoil.

Стоит также отметить, что все нефтегазовые компании, работающие в Норвегии, часть контрактов обязаны заключать с местными поставщиками и производителями. Этот протекционистский принцип действует практически с момента начала добычи. Цель — стимулировать раз-

витие местной промышленности и территорий. И надо сказать, что норвежцы полностью использовали эту возможность. Уже в 1975 году группа «Акер» построила 28 морских платформ, причем 14 — непосредственно в Норвегии.

### Лицензия на жизнь

Обнаружение больших запасов нефти и газа стало переломным моментом для экономики Норвегии. Добыча и экспорт нефти позволили всего за несколько десятилетий превратить это небогатое европейское государство в буквальном смысле в лучшую страну мира. В большинстве рейтингов по уровню жизни населения, доступности медицинских услуг и проч. Норвегия занимает лидирующие места. Средняя ожидаемая продолжительность жизни в Норвегии превышает 80 лет. Все граждане имеют доступ к государственному здравоохранению, образованию, социальному и пенсионному обеспечению.

Сегодня нефтегазовая отрасль дает около четверти ВВП страны и примерно треть бюджетных поступлений. В нефтянке и родственных с ней отраслях занято около 140 тыс. человек. Безработица даже в кризис не превышала 3%, а уровень ВВП по паритету покупательной способности в 2009 году превысил \$53 тыс. на душу населения (второй показатель в мире).

В Норвегии нефтегазовые доходы аккумулируются в государственном пенсионном фонде. Фонд инвестирует эти деньги в акции компаний и государственные ценные бумаги во всем мире. В инвестиционный портфель входит около 8 тыс. компаний, средняя доля собственности в каждой компании составляет 1%. На конец второго квартала 2009 года стоимость активов фонда составила 2,385 трлн норвежских крон (около \$274 млрд).

Норвежский принцип освоения месторождений прост. В законе о нефти указано, что «норвежское государство имеет права собственника на подводные нефтяные месторождения и исключительное право на управление полезными ресурсами» и что «никто иной, кроме государства, не может осуществлять нефтяную деятельность без лицензий».

Каждый участок, как правило, осваивается специально создаваемыми консорциумами с участием государства. Из числа участников консорциума выбирается оператор, который получает соответствующую лицензию. При этом у оператора может не быть контрольного пакета в проекте. Например, в газовом проекте «Ормен Ланге» стоимостью \$10 млн норвежская доля свыше 65%, а оператором выступает Shell с 17%. (Окончание на стр. 20)

Генеральный информационный партнер: специализированный журнал «Металлоснабжение и сбыт»

## Ежегодное центральное важнейшее событие в металлургической отрасли

**9-12 ноября 2010 г.** Россия, Москва, ВВЦ, пав. 75

16-я Международная промышленная выставка

# Металл-Экспо'2010

Совместно со II международной выставкой металлопродукции и металлоконструкций для строительной отрасли «МеталлСтройФорум2010»

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

# нефть и газ ТЕНДЕНЦИИ

## BP на кону

### распродажа

Столкнувшись с финансовыми сложностями при ликвидации аварии в Мексиканском заливе, BP активизирует распродажу активов, несмотря на потенциальную угрозу поглощения компании. BP уже лишилась не только значительной доли капитализации, но и своего руководства.

### Пенсы утекают

Британской нефтяной компании British Petroleum (BP) потребовалось несколько месяцев, чтобы остановить утечку нефти в Мексиканский залив, которая последовала за аварией на буровой платформе Deepwater Horizon. По словам представителей британской нефтяной компании, нефть из аварийной скважины перестала выливаться в залив только 15 июля. А в начале августа BP заявила об успешном завершении операции static kill — пломбирования скважины, авария на которой привела к утечке нефти.

Председатель совета директоров BP Карл Хенрик Сванберг в середине июля заявил, что общие расходы нефтяной компании на ликвидацию последствий разлива нефти в Мексиканском заливе составят \$32 млрд, отметив, однако, что «данная цифра не является окончательной, хотя и приближается к ней». По его словам, все зависит от того, какие требования о компенсации предоставят американские рыбаки. Помимо затрат на ликвидацию самой аварии BP должна выплатить компенсацию пострадавшим — правительствам США и Мексики, а также частным лицам, число исков от которых растет. На данный момент к британской компании подано более 2 тыс. исков от граждан США на общую сумму \$10 млрд.

В BP уже заговорили о том, что игоговые расходы пойдут на \$50 млрд.

Виталий Громадин из «Арбат Капитал» отмечает, что BP, ранее оценив затраты на очистку залива в \$32 млрд, не учитывала риск признания за собой «грубой небрежности», в результате чего компания должна была выплатить все 100% расходов на ликвидацию разлива нефти в Мексиканском заливе, а не 65% (доля BP в проекте разработки месторождения нефти в заливе). Если BP признает единственного виновником аварии, то это грозит компании многомиллионным штрафом за каждый разлитый в море баррель. По оценкам господина Громадина, штраф может составить \$4,3 тыс. за баррель вместо \$1,1 тыс., а с учетом этих рисков расходы BP на очистку залива и компенсации могут вырасти с текущей оценки в \$22 млрд до \$30–50 млрд.

Моменты аварии на платформе Deepwater Horizon котировки BP на фондовом рынке снизились более чем вдвое. Акции компании на Лондонской фондовой бирже опустились с уровня 650 пенсов за акцию (по данным на середину апреля 2010 года) до 416 пенсов за акцию (по данным на конец июля 2010 года). Капитализация нефтяного мейджора упала со £125 млрд до £78 млрд. В середине августа, после того как правительство США пригрозило компании новыми штрафами за экологическую катастрофу в Мексиканском заливе, акции нефтяной компании BP еще упали до 14-летнего минимума.

Агентство Fitch за последние несколько месяцев понизило долгосрочный рейтинг компании на целых шесть ступеней — с AA (высокая надежность) до BBB (только на две позиции выше «бросового» уровня). Рейтинговое агентство также понизило краткосрочный рейтинг дефолта BP до F3 с F1+. Рейтинги находятся в списке Rating Watch, статус которого был изменен на «развивающийся» с «негативного».

### Расчет сделки

Оценив затраты на ликвидацию аварии в Мексиканском заливе, британская нефтяная корпорация начала распродажу активов. Понача-



лу компания сообщила о намерении продать активы на сумму около \$20 млрд, а к началу сентября BP собралась расстаться с активами на сумму уже \$40 млрд. Сейчас называются различные претенденты на продажу — среди активов BP

Это и 60-процентная доля BP в Pan American Energy of Argentina, нефтяные поля в Колумбии, Венесуэле и России. Представитель британской компании Роберт Уайн заявил «Ъ», что BP намерена продавать только неосновные активы в сегменте upstream.

Пока BP договорилась лишь о продаже активов на сумму \$8,7 млрд американской нефтяной компании Arasche. Речь идет о газовых месторождениях в Техасе и Нью-Мексико (стоимость \$3,1 млрд), на западе Канады (стоимость \$3,25 млрд) и в Египте (стоимость \$650 млн). Доля этих месторождений в общем объеме добычи BP — 2,3%.

Кроме того, BP заключила соглашение о продаже своего колумбийского бизнеса на сумму \$1,9 млрд с консорциумом колумбийской Escortrol и канадской Talisman и продала малайзийской национальной корпорации Petronas доли в предприятиях по производству этилена и полиэтилена на востоке Малайзии за \$363 млн.

Британская компания также заложила свой пакет акций «Роснефти» — около 1,3% на сумму \$2 млрд. В самой BP полный список претендентов на продажу пока не называют. «Вероятных добывающих активов на продажу или уже проданных собирается на сумму \$20 млрд. Это 7,5% от общей добычи концерна, — рас-

суждает Виталий Громадин. — Оставшиеся \$10 млрд можно ожидать от продажи газовой добычи в США на фоне очень низкой стоимости природного газа и, соответственно, низкой рентабельности».

Однако эксперты также не исключают, что британский мейджор будет вынужден продать и часть активов в более маржинальном сегменте downstream. Но продать перерабатывающие мощности компания сейчас сможет только с большим дисконтом: они оцениваются сейчас очень низко.

По мнению экспертов, на торги будут выставлены в первую очередь перерабатывающие и сбытовые активы в Европе, но основную часть из \$30 млрд придется добывать путем продажи добывающих активов.

Поправить финансовое положение британской компании может суверенный фонд Кувейта. В начале августа BP попросила кувейтских финансистов увеличить долю в компании до 3% (сегодня его доля 1,75%).

Спасителем BP может стать и российский британская ТНК-ВР, которая получила предложение выкупить у BP доли в добычных проектах в Венесуэле. Общая сумма сделки — \$1 млрд. По словам исполнительного директора ТНК-ВР Виктора Вексельберга, сейчас проводится due diligence этой сделки.

Впрочем, не исключено, что BP придется проститься с долей в месторождении Prudhoe Bay на Аляске (оценивается в \$20 млрд), а также активами в Северном море (оценивается в \$5–10 млрд), возможным покупателем последних также может выступить ТНК-ВР.

### ЧЕМ ВЛАДЕЕТ BP

**Австралия:** North West Shelf Consortium (долевое участие). **Алжир:** «Санах Газ», «Аменас», Rhourde El Baquel. **Аргентина:** Pan American Energy (долевое участие), Cerro Dragon. **Венесуэла:** нефтяные месторождения. **Вьетнам:** разработка четырех газовых месторождений в 320 км южнее г. Хошимин, газопровод Nam Con Son Pipeline (долевое участие). **Грузия:** нефтепровод Баку—Тбилиси—Джейхан (долевое участие), нефтепровод Баку—Тбилиси—Эрзурум (долевое участие), нефтепровод Баку—Сунса. **Египет:** газовые месторождения (долевое участие). **Индонезия:** Tangguh, Merak (СПВ и Mitsui), Sanga-Sanga (долевое участие), Bontang Project (долевое участие), North-west Shelf Project (долевое участие), Tangguh LNG Project (долевое участие). **Ирак:** Румала (долевое участие). **Испания:** Terminales Canarias (долевое участие), Compania

Logistica de Hidrocarburos (долевое участие), S.L.C.A. (долевое участие). **Казахстан:** Каспийский трубопроводный консорциум (долевое участие), «Тенгиз» (долевое участие), СП LUKArco (долевое участие). **Канада** (разработка нефтяных песков в провинции Альберта): CNL Husky Energy, СП с Devon Energy, партнерство Value Creation. **Колумбия:** нефтяные месторождения. **Китай:** Янхэн (долевое участие), СП-терминал «Уандонг» (долевое участие). **Кувейт:** Kuwait Oil Company (долевое участие). **Малайзия:** химическая промышленность (долевое участие). **Норвегия:** Ula, Valhall, Hod, Tambor, The Skarv FPSO. **Оман:** Хазан и Макарем (долевое участие). **Россия:** ТНК-ВР (долевое участие), «Роснефть» (долевое участие). **США:** Prudhoe Bay (север Аляски), нефтяные месторождения в Мексиканском заливе. **Южная Корея:** K-Power (долевое участие).

### Не дожидетесь

Компания British Petroleum пока не выставила на продажу ни одного актива, который можно назвать лакомым кусочком для конкурентов. Поэтому среди покупателей и претендентов на приобретение имущества BP пока мало мировых мейджоров. Помимо американской Arasche активами в сегменте upstream BP заинтересовались индийская государственная нефтяная компания Oil and Natural Gas Corp. (ONGC). Об интересе компании к активам BP во Вьетнаме заявил председатель совета директоров ONGC Радхе Шьям Шарма.

Аналитик ИГ «Универ» Дмитрий Александр полагает, что сама BP пока не дает возможности мировым нефтегазовым мейджорам воспользоваться финансовыми сложностями BP и ослабить позиции компании: активы, которые выставлены на продажу особого интереса для нефтегазовых гигантов не представляют. Британцы действительно не хотят обеспечивать более серьезных конкурентов, чем ONGC, преимуществом. Компания, например, отказалась продавать активы китайской Sinopec.

«Хотя если BP начнет продавать НПЗ и сбытовые активы, то конкуренты получат шанс значительно усилить свои позиции, — продолжает аналитик. — Но надо помнить, что сейчас маржа в сегменте downstream в США (где находятся основные нефтеперерабатывающие и сбытовые активы BP) невысока».

Эксперты не видят в распродаже активов BP риска поглощения компании. По мнению господина Александра, сумма в \$30 млрд является весомой, но не критичной для BP. «Это порядка 13% от ее балансовых активов, или около 17,6% от внеоборотных (куда входят и основные средства компании). Позиции британской компании, естественно, ослабятся, но именно на эту величину, не более. Пока говорить о какой-то утрате статуса мейджора, конечно, нельзя», — подчеркивает он.

Более того, BP планирует только укреплять свои позиции на мировом рынке — ради этого компания пошла даже на смену руководства. Глава BP Тони Хейворд, посетив аварию в Мексиканском заливе личной трагедией, предпочел уйти в отставку. Кресло Хейворда (официально уйдет в отставку 1 октября) займет экс-глава ТНК-ВР Роберт Дадли, покинувший Россию, не справившись с конфликтом акционеров в 2008 году. Однако господин Хейворд сохранит за собой кресло в совете директоров компании.

Пока не понятно, удалось ли британцам сменой руководства убедить общественность и власти США в своей лояльности. Но вот для инвесторов отставка Тони Хейворда оказалась положительным сигналом — с конца июля котировки акций BP заметно прибавили в цене.

Пожоже, что авария в Мексиканском заливе способна изменить не только структуру активов и, собственно, руководство BP, но и ситуацию в сегменте upstream в мире. Сама же BP натолкнулась на протест со стороны властей стран средиземноморского побережья, которые выступили против проекта британцев по разработке месторождений в районе Шетландских островов. Уже сейчас возникла инициатива о моратории на глубоководное бурение. Недавно ввести временный запрет на глубоководное бурение в ЕС предложила Италия.

**Милана Чешпанова**

## Системная зачистка

### безопасность

**В конце июля 2010 года компании ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips и Shell обнародовали проект создания новой системы защиты от нефтяных разливов NCS (New Containment System). Это произошло на фоне отчаянной и в тот момент еще безрезультатной борьбы BP с последствиями аварии на платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе.**

### Четверка спасателей

Проект NCS, заявленный крупнейшими мировыми нефтегазовыми компаниями, предполагает создание и развертывание службы оперативной ликвидации разливов нефти, включая ее локализацию и сбор, на случай новых выбросов углеводородов из глубоководных скважин в Мексиканском заливе. Организационной основой проекта станет некоммерческая организация Marine Well Containment Company (MWCC). Начальный этап финансирования MWCC будет осуществляться компаниями-основателями на паритетных началах, затем дополнительными ежегодными взносами других участников в случае их присоединения к проекту.

«NCS может быть мобилизована на месторождении в течение нескольких дней, работать на глубине более 3000 м, на скважинах самой разной конфигурации, при любой погоде и собирать до 100 тыс. баррелей нефти в сутки, в том числе при интенсивности и объеме выхода нефти, превышающих текущий выброс. Ключевым звеном проекта станет специально спроектированное оборудование по подводной локализации разлива, связанное манифольдами, муфтами и водоотделяющими колоннами для соединения с судами, которые будут использоваться для хранения и выгрузки собранной нефти. Предполагается также создать мини-флот быстрого реагирования: суда-нефтеборники будут перерабатывать, хранить и перекачивать нефть в танкеры-челноки для ее последующей транспортировки на берег и переработки. Спальные команды будут обеспечивать регулярное техническое обслуживание, диагностику и эксплуатационную готовность установок и подводных модулей».

Чтобы реализовать свою инициативу, «большая четверка» готова выделить \$1 млрд на первый этап финансирования программы, также группа сообщила, что будет наращивать инвестиции по мере завершения проекта. Выйти на новый уровень обеспечения безопасности компании готовы в самые короткие сроки: к началу 2011 года для системы будет поставлено имеющееся в настоящее время оборудование, а изготовление нового займет не более полутора лет.

Shell, Chevron, ConocoPhillips и ExxonMobil представили концепт разрабатываемой ими новой системы безопасности ключевым должностным лицам администрации США. «Нам, как отрасли, необходимо восстановить доверие американского общества и показать, что мы в состоянии производить энергоносители, обеспечивая при этом безопасность и действуя ответственно в вопросах охраны окружающей среды», — объясняет инициативу «четверки» президент Shell Oil Company Марвин Одум.

ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips и Shell, заявившие о реализации проекта NCS, мотивированы прежде всего экономически. Мексиканский залив дает примерно треть потребленной США нефти (около 5 млн барр/сут), и каждой из компаний принадлежит в этом объеме значительная доля.

«Инициатива нефтяных гигантов, что называется, назрела, — говорит руководитель программы WWF по экологической политике нефтегазового сектора Алексей Книжников. — На заседании конгресса США, куда были приглашены первые лица ведущих энергоконцернов, прозвучало заявление, что и другие нефтяные компании, работающие в Мексиканском заливе, оказались бы в такой же беспомощной ситуации, как и BP сейчас, случись такой разлив на их скважинах».

По мнению Грегга Борна, менеджера по бурению, а впоследствии регионального президента BP по Латинской Америке и Австралии, «Мексиканский залив — это место сосредоточения лучших в мире инженеров и инфраструктуры для ликвидации последствий аварий, включая флот, авиацию, контрольное оборудование и необходимые производственные мощности. Но даже здесь оказалось исключительно трудно реагировать на происшедшую катастрофу».

**Политический мораторий** в связи с аварией на скважине BP, ставшей крупнейшей экологической катастрофой в истории нефтяной индустрии США, Барак Обама ввел мо-

раторий на шельфовые проекты как минимум до ноября 2010 года.

Кроме того, было приостановлено разведывательное бурение в двух районах у побережья штатов Аляска и Виргиния, а также на 33 скважинах в Мексиканском заливе. Президент Обама также пообещал выработать новые, более жесткие нормы регулирования работы нефтяников на шельфе, однако за этим заявлением не последовало конкретных шагов.

По мнению замгендиректора Центра изучения мировых энергорынков Института энергосистем РАН Вячеслава Кулагина, во введенном моратории больше политического, а не экономического смысла.

Временная остановка добычи в Мексиканском заливе, считает господин Кулагин, не приведет и к существенному дефициту и повышению цен, чем принято спекулировать в последнее время: «Это бы произошло в 2008 году на пике цен и потрясения, но только не сейчас, когда после кризиса и падения спроса на рынке достаточно мощностей для наращивания добычи... В Новом Орлеане судья Мартин Фельдман счел незаконным запрет на бурение в водах штата Луизиана. Администрация США тут же решила отпротестовать это решение, а потом выяснилось, что Фельдман делал инвестиции в восемь топливных компаний, в том числе в группу Transocean, которой принадлежит Deepwater Horizon, управляющаяся BP. Но позже и апелляционный суд отдал в возобновлении запрета на мораторий».

«Очевидно, что в ближайшее время запрет на работу в Мексиканском заливе будет снят — уже сейчас в конгрессе США ведутся разговоры о том, чтобы отменить мораторий для отдельных наиболее безопасных месторождений в заливе. Но в любом случае компаниям предложат новые правила — более жесткие и регламентированные, к чему они и готовы», — говорит Алексей Книжников из WWF.

### Русское мелководье

В Shell уточняют, что учредители СП готовы к диалогу с другими операторами и нефтегазовыми предприятиями о возможности сотрудничества не только в Мексиканском заливе, но и в других регионах мира. «Четверка» будет поощрять присоединение новых партнеров к проекту, при этом компания, не принимающая участия в создании системы локализации утечек, будет иметь возможность заключить договор на предоставление услуг по ликвидации аварий. К альянсу уже присоединилась Statoil. Спустя неделю после заявления о создании MWCC президент норвежской компании Хельге Лунд направил мейджорам письмо с пожеланием Statoil войти в их клуб. «Необходимо серьезное и своевременное рассмотрение этих вопросов, с тем чтобы восстановить доверие общественности к нефтегазовой промышленности», — писал он.

Свой интерес к проекту не замедлила выразить и французская Total. Понятно, что новая система безопасности сейчас наиболее актуальна для BP, однако британская компания не вошла в консорциум. «Мы поставили BP в известность о нашей инициативе и будем приветствовать ее участие в качестве партнера», — говорит в Shell.

«Возможно, позднее мы рассмотрим вопрос о присоединении к этой инициативе. В настоящее время все наше внимание сосредоточено на ликвидации последствий аварии и восстановлении Мексиканского залива», — пояснили «Ъ» в центральном офисе BP.

Оборудование по локализации глубоководных выбросов нефти в Мексиканском заливе вряд ли будет в ближайшее время востребовано на российском шельфе. В России другое правовое поле, экономика и характеристика месторождения. К примеру, глубины, на которых ведутся работы, несравнимы. «На наших проектах технологически легче обеспечить безопасность», — объясняет старший аналитик ИФК «Метрополь» Алексей Кокин. — Например, Каспий — это явное не море, где стоит применять сверттехнологии: они станут ненужной перестраховкой».

Скважина BP, пробуренная с платформой Deepwater Horizon, достигает глубины 1500 м, а шельфовые проекты на Балтике являются мелководными — глубина около 30 м, в Охотском море этот показатель достигает 50 м, а для Штокмановского проекта — 340 м, и он является самым глубоководным.

«Совершенствование стандартов и требований к нефтегазовой инфраструктуре — это общемировой тренд... Говорить о высоких рисках реализуемых в РФ проектах оснований нет», — полагает Вячеслав Кулагин.

**Мария Акулич**

## Госполитика на шельфе

### опыт

(Окончание. Начало на стр. 19)

На этапе инвестиционных компаний не платят государству специальных налогов, за исключением лицензионных выплат. Инвестиции в проект осуществляются участниками проекта, в том числе и государством. На этапе промышленной эксплуатации компания выплачивают обычный подоходный и специальный налоги. Ставка подоходного налога составляет 28%, а ставка специального налога — 50%. Кроме того, выплачивается территориальный взнос и относительно недавно введенный налог на выбросы углекислого газа.

### Тур в будущее

Власти Норвегии намерены и в дальнейшем вести разведку новых запасов нефти на своем шельфе. Летом правительство страны объявило о старте очередного, 21-го лицензионного раунда, на который будут выставлены 51 новый участок в Баренцевом море и 43 участка в Норвежском море.

«Нефтяная промышленность создала основные блага для норвежского общества, и я уверен, что 21-й лицензионный тур внесет свой вклад в формирование этого богатства», — заявил министр нефти и энергетики Терье Ринис-Йохансен (его слова приводит портал BarentsObserver).

### Добыча нефти и газа в Норвегии

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2009, доля в мировой добыче (%)
Добыча нефти (млн т в год)	149,7	160,2	162,0	157,3	153,0	149,9	138,2	128,7	118,8	114,2	108,3	2,8
Добыча нефти (млн барр в сутки)	3,1	3,4	3,4	3,3	3,3	3,2	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	—
Добыча газа (млрд куб. м в год)	48,5	49,7	53,9	65,5	73,1	78,5	85,0	87,6	89,7	99,2	103,5	3,5

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2010.

Одновременно Норвегия ввела запрет на глубоководное бурение и пока не отменяет запрета на работы в северных широтах, в частности в районе Лофотенских островов. Терье Ринис-Йохансен говорит, что «было бы безумием игнорировать американскую катастрофу».

Лейф Йохан Севланд, мэр города Ставангера — столицы норвежской нефтегазовой отрасли, после поездки в США в пострадавшие от разлива нефти штаты заявил, что «этот инцидент отбрасывает нефтяную промышленность на много лет назад и дает ее противникам неопровержимые аргументы» и теперь «будет гораздо сложнее отстоять начало разработки новых месторождений» (перевод сайта Inopressa).

Однако ни авария на платформе в Мексиканском заливе, ни ограниче-

чения, установленные норвежским правительством, не отбили у нефтегазовых компаний желания вести интенсивную разведку на северном шельфе. За последние пять лет в Баренцевом море пробурено 15 скважин при общих затратах примерно €1 млрд. Таким образом, стоимость одной скважины составляет около €65 млн. В ближайшие два года планируется пробурить еще 12 скважин.

Нефтяники надеются на новые крупные открытия, прежде всего в новых секторах Баренцева моря. В частности, речь идет об участках близ российско-норвежской границы. Ранее работы там не велись, поскольку эта территория была спорной, но после недавнего урегулирования разногласий там может начаться масштабная геологоразведка.

### Доказанные запасы нефти и газа в Норвегии, на конец года

	1989	1999	2008	2009	2008, доля в общемировых запасах (%)
Запасы нефти (млрд барр)	8,4	10,9	7,5	7,1	0,5
Запасы газа (трлн куб. м)	1,73	1,25	2,22	2,05	1,1

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2010.

### Технологи России

Норвежцы являются бесспорными технологическими лидерами в освоении месторождений в северных морях. Поэтому Statoil и стал партнером «Газпрома» в освоении Штокмановского месторождения в Баренцевом море. Российская компания никогда не скрывала того, что ей нужны норвежские технологии.

Хотя России не помешало бы перенять у норвежцев и опыт государственного управления нефтегазовой отраслью. Наша система застряла между советским прошлым и абстрактным западным будущим. Главное отличие российской модели от норвежской в том, что российское государство стремится выполнять только контрольно-надзорные и фискальные функции и крайне мало участвует в развитии отрасли. Кроме того, в отечественную нефтегазовую отрасль практически не допускаются иностранные инвесторы и российские ВИНКи, образованные на базе советских производственных объединений, стараются разрабатывать месторождения самостоятельно.