

ИННОВАЦИИ

НЕФТЯНИКИ РАСКРЫЛИ
ПОТЕНЦИАЛ СЛАНЦЕВ.
АМЕРИКАНСКИЙ ОПЫТ
ПОКОРЯЕТ МИР /3
БОЛЬШЕ ЛЮБОГО АВИАНОСЦА.
SHELL СТРОИТ САМЫЙ
БОЛЬШОЙ В МИРЕ ПЛАВУЧИЙ
ГАЗОВЫЙ ЗАВОД /10
В СССР СЛАНЕЦ БЫЛ.
НО СЛЕДЫ ЕГО ПОТЕРЯЛИСЬ
В ЛИХИЕ 90-Е /14

Понедельник, 11 февраля 2013
Тематическое приложение
к газете «Коммерсантъ» №2

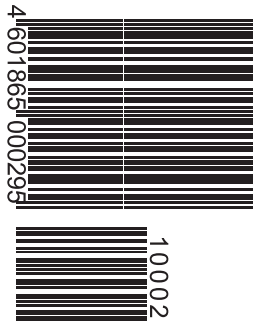
Коммерсантъ

BUSINESS GUIDE



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
ВЫПУСКА

РЕКЛАМА



4 601865 000295

10002

KOMMERSANT.RU

BUSINESS GUIDE ТЕМАТИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ГАЗЕТЕ **КОММЕРСАНТЪ**





АЛЕКСЕЙ ХАРНАС,
РЕДАКТОР BUSINESS GUIDE
«ИННОВАЦИИ»

ПОЛОЖЕНИЕ ОБЯЗЫВАЕТ

Переход к инновационной экономике, объявленный российской властью стратегическим направлением еще несколько лет назад, пока не дал явных и видимых в повседневной жизни результатов. Разве что iPad стал той самой «скрепой», сближающей креативный класс и чиновничье сословье, — символ инноваций одинаково хорошо смотрится в руках тех и других.

Впрочем, нельзя говорить, что все государственные усилия по насаждению современных технологий потрачены впустую. Только искать результаты надо не в магазинах бытовой электроники или в шоу-румах автомобильных дилеров. Осязаемые результаты есть в наиболее конкурентоспособных российских отраслях, и добыча углеводородного сырья — самый лучший пример подобной отрасли. Истощение старых нефтяных и газовых месторождений, связанное с постоянным наращиванием добычи (надо же чем-то наполнять бюджет страны), обернулось необходимостью модернизировать часть национальной нефтянки, подготовить ее к работе на участках, которые во времена СССР как промышленные месторождения даже не рассматривались.

Сама ли или с помощью старших зарубежных товарищей (пусть формально, по реестру, являющихся младшими акционерами в СП), но российская нефтедобыча действительно выходит на новый уровень. И пока основным объектом экспорта остаются именно углеводороды, а не автомобили или бытовая техника, спрос на инновации в сырьевой промышленности будет неуклонно расти.

Тематическое приложение
к газете «Коммерсантъ»
(Business Guide-Инновации)

Дмитрий Сергеев — президент ИД «Коммерсантъ»
Павел Филенков — генеральный директор ИД «Коммерсантъ»
Азер Мурсалиев — шеф-редактор ИД «Коммерсантъ»
Михаил Михайлин — редакционный директор ИД «Коммерсантъ»
Анатолий Гусев — автор дизайн-макета
Эдвард Опп — директор фотослужбы
Валерия Любимова — директор по рекламе.
Рекламная служба:
Тел. (499) 943-9108/10/12, (495) 101-2353
Алексей Харнас — руководитель службы «Издательский синдикат»
Алексей Харнас — выпускающий редактор
Наталья Дашковская — редактор
Сергей Цомык — главный художник
Виктор Куликов — фоторедактор
Екатерина Бородулина — корректор
Адрес редакции: 125080, г. Москва, ул. Врубеля, д. 4.
Тел. (499) 943-9724/9774/9198
Учредитель: ЗАО «Коммерсантъ. Издательский дом».
Адрес: 127055, г. Москва, Тихвинский пер., д. 11, стр. 2.
Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).
Свидетельство о регистрации СМИ — ПИ № ФС77-38790 от 29.01.2010

Типография: «Сканвеб А6».
Адрес: Корьяланкату 27, Коуволла, Финляндия
Тираж: 75000. Цена свободная

Рисунок на обложке: Мария Заикина

ВРЕМЯ СЛАНЦЕВ

МЕНЯЕТСЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КАРТА МИРА: СТРАНЫ, ПРЕЖДЕ ИМПОРТИРОВАВШИЕ НЕФТЬ, ТОГО И ГЛЯДИ СТАНУТ НЕЗАВИСИМЫМИ ОТ ВНЕШНИХ ПОСТАВОК, А КОГДА-НИБУДЬ, ВОЗМОЖНО, САМИ НАЧНУТ ЭКСПОРТ. СДВИГАЕТСЯ ЗА ГОРИЗОНТ БЛИЖАЙШИХ ДЕСЯТИЛЕТИЙ ВРЕМЯ «НЕФТЯНОГО ПИКА». А СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ ЕЩЕ В САМОМ НАЧАЛЕ.

НАДЕЖДА ПЕТРОВА

НАЛЕТАЙ, ПОДЕШЕВЕЛО Эпоха высоких цен на сырье всегда заканчивается появлением доступной альтернативы, нефтяной цикл подтверждает это правило. Выше цены — значит, у компаний больше стимулов и возможностей вкладывать средства в развитие технологий, позволяющих добираться до запасов, разработка которых прежде была невыгодна: битуминозных песков, сланцевой нефти, горючих сланцев. Затем технологии становятся массовыми, дешевеют, нетрадиционная нефть начинает оказывать ощутимое влияние на глобальный рынок энергоносителей — и вот уже весь мир говорит о родившейся в США сланцевой революции.

С 2010 года техасская WTI под давлением растущего предложения стабильно отстает в цене от Brent — в последний год в среднем на \$18 за баррель, и это в немалой степени связано с ростом добычи в США сланцевой нефти. Согласно BP Energy Outlook 2030, в 2012 году объем ее добычи достиг 2,1 млн баррелей в день, или 24% нефтедобычи в США — шесть лет назад такое невозможно было себе представить.

Хотя, по сути, в сланцевой нефти (shale oil или tight oil) нет ничего неординарного — обычная легкая низкосернистая нефть, разве что в не совсем традиционной форме: ее добычу затрудняет то, что она замкнута в порых низкопроницаемых породах.

Для того чтобы ее начали добывать в промышленных масштабах, нужно было, чтобы в 2000 году небольшая компания в Texase Mitchell Energy попробовала использовать в газодобыче две хорошо известных порознь, но не применявшиеся одновременно технологии: горизонтального бурения (применяется с 1929 года) и гидроразрыва пласта (с 1947 года). После чего потребовалось, чтобы две другие компании — маленькая Лусо Energy и международная Halliburton — повторили эксперимент, но уже на нефтяном месторождении. Это была формация Баккен, расположенная главным образом на территории американских штатов Северная Дакота и Монтана с заходом в канадские провинции Манитоба и Саскачеван.

Баккен известна с 1951 года, однако добыча сланцевой нефти долгое время оставалась экономически нецелесообразной. Разрабатывать месторождение начали в 2000-х, но речь шла о почти символических объемах, и даже в 2006 году, который считают годом начала сланцевой революции, он не превышал 100 тыс. баррелей в день. Сейчас — более 1 млн баррелей.

Работающие здесь компании, по оценке канадского рейтингового агентства DBRS, сохраняют жизнеспособность, если цена WTI упадет до \$60–80 за баррель, а бывший директор по стратегии итальянской Eni Леонардо Мауджери в работе «Oil: The Next Revolution» утверждает, что большинство проектов сланцевой нефтедобычи останутся прибыльными даже при цене \$50–65.

Стоит отметить, что с начала промышленной добычи сланцевой нефти среднемировая цена отсечения (то есть обеспечивающая компаниям 10–15-процентную рентабельность) уменьшилась почти в два раза: по данным

В КИТАЕ ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ ДОСТИГНЕТ К 2030 ГОДУ 0,5 МЛН БАРРЕЛЕЙ В ДЕНЬ, ЗАМЕТНЫХ УСПЕХОВ ДОБЬЮТСЯ АРГЕНТИНА И КОЛУМБИЯ, И, ТАКИМ ОБРАЗОМ, СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ ОБЕСПЕЧИТ ПОЧТИ ПОЛОВИНУ ПРИРОСТА ПОСТАВОК НА МИРОВОЙ РЫНОК



ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА

ИНЭИ РАН, в 2006-м она составляла около \$90. В основном снижение среднемировых показателей произошло за счет все тех же США: сейчас издержки на добычу сланцевой нефти в этой стране составляют от \$34 до \$69; другие страны, отмечают в ИНЭИ, пока «не могут повторить такого успеха».

Дело не только в конкретных технологических решениях или расположении залежей, но и в налоговом режиме. Например, российское правительство с мыслью, что добычу сланцевой нефти стоит хотя бы на начальной стадии

облагать НДС по нулевой ставке, согласилось только в 2012 году. Соответствующие поправки в Налоговый кодекс должны быть, согласно плану законопроектной деятельности, представлены в Госдуму в марте текущего года.

БОГАТЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ Мировые запасы технически извлекаемой сланцевой нефти BP оценивает в 240 млрд баррелей, из которых 50 млрд — в Азии и 70 млрд — в Северной Америке, и, по всем прогнозам, США сохраняют первое место в мире по объемам добычи ➔



ДАЖЕ СКЕПТИКИ СОГЛАСНЫ С ТЕМ, ЧТО ПОСЛЕ АМЕРИКАНСКОЙ «СЛАНЦЕВОЙ РЕВОЛЮЦИИ» В ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ НАЧНЕТСЯ ПО ВСЕМУ МИРУ: ЗА ПРЕДЕЛАМИ США НАСЧИТЫВАЕТСЯ 85 ПОТЕНЦИАЛЬНО ПРИГОДНЫХ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕНОСНЫХ БАССЕЙНОВ



РАЗРАБАТЫВАТЬ АМЕРИКАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ БАКЕН НАЧАЛИ В 2000-Х, НО РЕЧЬ ШЛА О ПОЧТИ СИМВОЛИЧЕСКОМ ОБЪЕМЕ, И ДАЖЕ В 2006 ГОДУ, КОТОРЫЙ СЧИТАЮТ ГОДОМ НАЧАЛА СЛАНЦЕВОЙ РЕВОЛЮЦИИ, ОН НЕ ПРЕВЫШАЛ 100 ТЫС. БАРРЕЛЕЙ В ДЕНЬ. СЕЙЧАС — БОЛЕЕ 1 МЛН БАРРЕЛЕЙ

сланцевой нефти. Вопрос только, с какими именно показателями. Прогноз BP — 4,5 млн баррелей в день, а в ОПЕК ожидают стабилизации добычи на уровне 3 млн баррелей в день на 2025–2035 годы.

Кто бы из них ни оказался прав, США, похоже, придется пережить второй «пик нефти»: аналитики сходятся во мнении, что в наступившем десятилетии суммарные объемы американской нефтедобычи превысят исторические максимумы ноября 1970 года (то есть 10 млн баррелей в день), а к 2017 году (оценка Goldman Sachs, Международное энергетическое агентство называет 2020 год) США станут крупнейшим в мире производителем нефти, обогнав Саудовскую Аравию. России — последней в списке стран, где объем добычи будет превышать десятиллионную отметку, — достанется почетное третье место.

У России есть все шансы выйти по объемам добываемой сланцевой нефти на второе место в мире. Как полага-

ют в BP, импорт технологий и ожидаемое улучшение налогового режима должны привести к тому, что к 2030 году в нашей стране будет добываться 1,4 млн баррелей сланцевой нефти в день.

Эти прогнозы связаны с освоением месторождений баженской свиты в Западной Сибири. В течение 2012 года о своей заинтересованности в их разработке заявили «Роснефть», создавшая для этих целей СП с ExxonMobil, и «Газпром нефть», чье СП с Shell компания Salym Petroleum Development должно, согласно официальным заявлениям,

приобрести опыт применения технологий добычи сланцевой нефти, необходимый для выхода на промышленные объемы, на Верхне-Салымском месторождении.

По прогнозам BP, в Китае добыча сланцевой нефти достигнет к 2030 году 0,5 млн баррелей в день, заметных успехов добьются Аргентина и Колумбия, и, таким образом, сланцевая нефть обеспечит почти половину прироста поставок на мировой рынок (7,5 млн баррелей в день из 16,1 млн). На некоторое время это даже приведет к уменьшению доли ОПЕК: в странах, не входящих в картель, до-

быча вырастет на 8,5 млн баррелей в день против 7,6 млн у традиционных экспортеров. Впрочем, прогноз может и не сбыться — разные бывают обстоятельства. ОПЕК в своем глобальном прогнозе приводит гипотетический сценарий, основанный на том, что для добычи сланцевой нефти используется уже упомянутая технология гидродразыва пласта, когда в него закачивают воду с небольшим количеством реагентов (поверхностно активных веществ, соды и т. д.). Эта технологическая особенность регулярно порождает спекуляции на тему возможного поа-

«ОДНОЗНАЧНОГО ОТВЕТА НА ВОПРОС, СТОИТ ЛИ ИСПОЛЬЗОВАТЬ СПГ В ЭНЕРГЕТИКЕ, НЕ СУЩЕСТВУЕТ»

ЮРИЙ ШУЛЬГИН,
генеральный директор ЗАО «Межрегионсоюзэнерго»



Использование сжиженного газа в каждом конкретном регионе обусловлено двумя факторами: экономической целесообразностью и технической возможностью. С этой точки зрения СПГ выгодно использовать только там, где проведение трубопровода технически невозможно и экономически неэффективно, например ввиду удаленности региона или по причине высокой стоимости аренды и трудности отвода земель либо ввиду ландшафтных особенностей местности. Очевидно, что в этом случае выгоднее и целесообразнее построить завод по производству СПГ и обеспечить транспортную логистику.

То есть однозначного ответа на вопрос, стоит ли использовать СПГ в энергетике, не существует: даже в соседних районах одного и того же региона эффективность использования этого вида топлива будет разной.

Поясню на примере Архангельской области. Там в рамках проекта государственно-частного партнерства «Энергия Белого моря» нашей компанией начата модернизация оборудования и перевод котельных, использующих уголь, мазут и дизельное топливо, на экономичные и экологичные виды топлива, в том числе на СПГ. Для этого в рамках программы газификации области мы планируем построить завод по производству СПГ. Однако в городе Архангельске перевод на СПГ экономически целесообразен и технически возможен только для 20 из 42 наших котельных. Для работы остальных 22 котельных экономически эффективнее использовать трубопроводный газ.

Такая же ситуация наблюдается и в других регионах: тянуть трубу через густонаселенный город, равно как и в отдаленные малозаселенные районы, просто нецелесообразно. Например, если поселок на 500 домов расположен на расстоянии 300 км от областного центра, то, конечно, туда выгоднее привозить сжиженный газ, нежели проводить трубу. А если малое поселение является градообразующим поселением шахты, как, например, в Кемеровской области, то туда нецелесообразно возить газ и выгоднее продолжать топить углем.

Поэтому при модернизации мы прежде всего решаем вопрос о виде топлива и форме его подачи, оптимальной для использования в конкретном районе.

Еще один немаловажный вопрос — наличие квалифицированных специалистов в той местности, где идет речь о строительстве высокотехнологичных котельных, работающих на СПГ. Например, в какой-нибудь деревне на 500 дворов в 300 км от Архангельска таких специалистов просто нет. Но там есть древесина, а значит, проще построить котельную на возобновляемом энергоресурсе.

Впрочем, стоит признать целесообразность использования СПГ там, где это возможно. Для справки: КПД угольного котла равен 75%, а КПД газового котла — 92%. Сейчас тариф на тепловую энергию, производимую немодернизированными котельными Архангельска, составляет 3,575 тыс. рублей за гигакалорию. При переводе этих котельных на СПГ он может быть понижен на 30% за счет уменьшения эксплуатационных расходов. Это очень важный фактор, ведь любая модернизация должна вести не к повышению тарифов, а к их замораживанию или снижению.



ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА

дания «химии» в воду, которую используют местные жители. Высокий расход воды, загрязнение воздуха, землетрясения, случающиеся в местах, где добыча ведется способом гидроразрыва пласта, также в списке наиболее серьезных претензий. Поэтому, опасаясь негативного влияния нефтедобычи на окружающую среду, власти США или других добывающих стран могут изменить законодательство так, что рентабельность добычи сланцевой нефти резко упадет, предполагают эксперты ОПЕК.

Другим странам — не то опасаются, не то надеются в ОПЕК — будет сложно добиться такого же успеха, какого добились американцы, не только из-за неизбежных протестов общественности, но и из-за ошибок при геологической оценке перспективных пластов, нехватки квалифицированного персонала, использования устаревшей техники. Однако даже скептики согласны с тем, что в долгосрочной перспективе добыча сланцевой нефти начнется по всему миру: за пределами США насчитывается 85 потенциально пригодных для разработки нефтеносных бассейнов.

НЕТ У РЕВОЛЮЦИИ КОНЦА Благодаря разработке нетрадиционных месторождений карта международной торговли нефтью существенно изменится. США, которые сейчас за счет импорта удовлетворяют около 20% своей потребности в энергоресурсах, к 2030 году, по прогнозу экспертов МЭА, станут самодостаточными, более того, превратятся в чистого экспортера нефти. Резкий разворот к самообеспечению ресурсами предстоит пережить и большинству других стран-импортеров. Развитие и распространение энергосберегающих технологий только усилят этот процесс. Нынешние экспортеры нефти — как страны Ближнего Востока, так и Россия — должны будут переориентировать основные потоки на азиатский рынок. Роль основного потребителя достанется, конечно, Китаю.

О глобальном «пике нефти», предсказанном еще в 1956 году геофизиком Мэрионом Кингом Хаббертом и первоначально намечавшемся на 2000 год (а затем под влиянием новых данных перенесенном его последовательями на 2010-й), вновь придется на время забыть. Причем забыть на неопределенно долгое время: все прогнозы предсказывают, что в ближайшие десятилетия добыча не сократится, а вырастет. В МЭА рассчитывают, что к 2035 году она составит 99 млн баррелей в день (сейчас — около 93 млн), ожидания ОПЕК и того выше — 107,6 млн.

Разработка месторождений сланцевой нефти вполне позволит обеспечить такие объемы. И когда нефть закончится (а когда-нибудь это, конечно, произойдет), останутся еще нефтяные сланцы (oil shale). Это сравнительно молодые геологические породы, насыщенные керогеном — «предшественником» нефти, который может быть переработан в полноценные нефтепродукты. Первоначально на нефтяные сланцы возлагались даже большие надежды, чем на сланцевую нефть — вероятно, потому, что они залегают гораздо ближе к поверхности. Но пока их разработка, требующая термического воздействия на пласт, существенно дороже и ведется в небольших объемах. Между тем, как отмечается в докладе ИНИИ РАН, оцененные технически извлекаемые запасы жидких углеводородов из нефтяного сланца сопоставимы с запасами традиционной нефти (по некоторым оценкам, даже превосходят их), причем по иронии судьбы сконцентрированы они главным образом в странах-импортерах.

Даже в Израиле, бедность которого природными ресурсами еще недавно была поводом для анекдотов, ресурсы сланцевых пластов оцениваются более чем в 35 млрд тонн нефтяного эквивалента (что сравнимо с запасами традиционной нефти в Саудовской Аравии). И не исключено, что именно в этой стране к концу десятилетия появится технология их добычи, которая даст толчок новому витку сланцевой революции. ■

У РОССИИ ЕСТЬ ВСЕ ШАНСЫ ВЫЙТИ ПО ОБЪЕМАМ ДОБЫВАЕМОЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ НА ВТОРОЕ МЕСТО В МИРЕ. КАК ПОЛАГАЮТ В ВР, К 2030 ГОДУ В НАШЕЙ СТРАНЕ БУДЕТ ДОБЫВАТЬСЯ 1,4 МЛН БАРРЕЛЕЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В ДЕНЬ



ДМИТРИЙ БУТРИН,
РЕДАКТОР ОТДЕЛА ЭКОНОМИКИ
ГАЗЕТЫ «КОММЕРСАНТЪ»

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ГЕОЛОГИЯ

Кажется, впервые за много десятилетий в сообществе аналитиков, занятых перспективными расчетами мировых цен на нефть и газ, появилось что-то по-настоящему новое. Исторически первые предположения об истощаемости мировых запасов жидких углеводородов были высказаны в США в 1919 году, а в середине 1930-х американские госструктуры впервые дали оценку предстоящему в следующие годы отставанию в объемах поставок нефти на мировой рынок от расширяющегося спроса. К этому моменту индустрия анализа факторов, влияющих на цены углеводородов, уже сложилась и выдвинула базовую до 1990-х годов «теорию пика нефтедобычи». Предположение относительно того, что соотношение запасов и мирового производ-

ства нефти, удовлетворяющего спрос, в исторической перспективе будет снижаться, по существу, подтверждалось всю вторую половину XX века: по данным US Energy Information Administration, для мира соотношение «доказанные запасы к производству нефти» снижалось с исторического пика в 1949 году (13,5) до 1968 года (порядка 9), затем подскочило за какие-то два года выше 10 в 1971 году и потом вновь почти монотонно снижалось до 1986 года до той же пугающей отметки в один добываемый в год баррель на девять баррелей в недрах. «Теория пика», предсказывающая, что в определенный момент запасы будут прирастать фундаментально медленнее добычи, постоянно меняла дату, в которую мировая нефтегазовая индустрия исчерпает возможности поддерживать показатель на средней отметке 10, и отодвигала на десятилетия вперед время, после которого цены на нефть должны получить фундаментальную долгосрочную поддержку к росту. Тем не менее сама по себе теория не вызывала никаких сомнений.

Даже то, что с 1998 по 2006 год соотношение запасов к добыче постоянно росло и даже превысило послевоенный рекорд 1968 года, аналитиков особенно не волновало: базовая модель, в которой делались расчеты, была идеологически одинакова и для университетских исследователей, и для CERA, и для американских, японских и канадских правительственных агентств. В ней так или иначе постулировались основные «входящие», характеризующие мировой нефтяной рынок и определяющие все. Себестоимость добычи конвенционной нефти (upstream costs) и цена сырой нефти (crude oil prices) сильно коррелируют: нефть дорожает и дешевеет так же, как стоимость ее извлечения из недр. Совершенствование технологии нефтедобычи и развитие технологий, позволяющих замещать нефтяное сырье газом или иным топливом, всегда сопровождается адекватным ростом прогнозов потребления. Наконец, себестоимость добычи альтернативных нефти и газа в мировой экономике растет при приближении очередного расчетного «нефтяного пика». Неважно, что именно позволяет нефтяным компаниям переводить неконвенционные запасы нефти и газа из категории «технически возможные к извлечению из недр» (technically recoverable) в категорию «экономически возможные к извлечению» (economically recoverable), это ничего не меняет. И добыча нефти из сланцев, и запасы нефти в глубоководных офшорных месторождениях — это лишь дополнительный способ давления транснациональных нефтяных компаний на держателей основных запасов относительно дешевой нефти, всегда имеющих альтернативу — менее эффективно и быстро добывать нефть самим или более эффективно в партнерстве с мейджорами мирового рынка. Все же остальные факторы — от роста числа автомобилей в Китае до эффективности альтернативной энергетики в ЕС — меняли лишь переменные в расчетах в рамках теории «нефтяного пика». Доклад Rand Corp. 2005 года, в котором утверждалось, что только в неконвенционных запасах нефти в сланцах в Вайоминге, Юте и Колорадо углеводородов втрое больше, чем во всей Саудовской Аравии, не произвел почти никакого впечатления на публику. Еще несколько лет назад это было аксиомой: конвенционная нефть закончится быстрее, чем появятся дешевые технологии альтернативной нефтедобычи, и миру так или иначе придется иметь дело с ситуацией, в которой мировые цены на нефть могут составлять и \$200, и \$300, и \$500 за баррель, в течение как минимум нескольких лет.

Сейчас ситуацию изменили два обстоятельства. Первое — это неожиданный, не предсказанный никем бум сланцевого газа в США в последние годы. Вопреки всем теориям, было продемонстрировано, что технологический прогресс в области добычи углеводородов не привязан, как это предполагалось ранее (и как это отлично показано для любого другого сектора энергорынка в XX веке), к соотношению спроса и предложения, а движется своими путями. Сланцевый газ в США за несколько лет стал определяющим цену во всей энергетике на крупнейшем энергорынке мира. Хотим мы этого или не хотим, но это меняет все: себестоимость производства альтернативной нефти сейчас не может считаться зависимой от себестоимости производства обычной нефти.

Казалось бы, весь технологический прогресс в этой области можно было бы мгновенно притормозить: запасы легкоизвлекаемой нефти в мире по-прежнему существенно превышают запасы альтернативной нефти, которая была бы конкурентоспособной на мировом рынке даже при удешевлении технологий добычи, скажем, вдвое. Теоретически это по-прежнему возможно, если бы не вторая новая вводная на нефтяном рынке, а именно уже статистически достоверный кризис национальных нефтегазовых компаний. Для наших целей не имеет смысла вдаваться в механику процесса — в силу мирового ли заговора финансовых, неэффективности собственника, технологического отставания или в стратегических целях. Сокращение мировых рыночных долей для госкомпаний — идет ли речь о показателях иранской NIOC, венесуэльской PDVSA, российских «Газпрома» и «Роснефти» или нигерийской NNPC — факт. Для «национальных» держателей конвенционной нефти единственный способ остановить приход эпохи недорогой альтернативной нефти, будь то сланцевая нефть или нефть глубоководных месторождений, — допустить транснациональные компании к конвенционным запасам.

Всего два новых обстоятельства — непредсказуемость результатов работы ученых и предсказуемые проблемы работы военных (а именно военное лобби является, по существу, определяющим для стратегии национальных нефтегазовых компаний), и нам уже приходится не говорить о конце эпохи дешевой нефти по прохождении «нефтяного пика», а рассчитывать с оговорками возможные даты наступления эпохи дешевой альтернативной нефти. Мировая экономика всегда интереснее геополитики, не правда ли?

«ПРИШЛО ВРЕМЯ, КОГДА НУЖНО СЕРЬЕЗНО ЗАНИМАТЬСЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ»

РОССИЯ ОБЛАДАЕТ ОГРОМНЫМИ ЗАПАСАМИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ. ДО СЕГОДНЯШНЕГО ДНЯ ЭТИ ЗАПАСЫ ОСТАЮТСЯ ПРАКТИЧЕСКИ НЕВОСТРЕБОВАННЫМИ, ХОТЯ ПЕРВЫЕ ПОПЫТКИ РАЗРАБОТАТЬ ТЕХНОЛОГИИ ИХ ДОБЫЧИ БЫЛИ ЕЩЕ В 70-Х ГОДАХ ПРОШЛОГО ВЕКА. О БУДУЩЕМ РАЗВИТИИ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ И ТОМ, ЧТО ДЛЯ ЭТОГО МОЖЕТ СДЕЛАТЬ ГОСУДАРСТВО, ВГ РАССКАЗАЛ МИНИСТР ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РФ СЕРГЕЙ ДОНСКОЙ.

BUSINESS GUIDE: Сейчас много говорят о росте добычи сланцевой нефти в США и других странах, о пике добычи сланцевого газа. Какова ситуация со сланцевой нефтью в России, как давно у нас изучают такие месторождения? **СЕРГЕЙ ДОНСКОЙ:** Сам по себе термин «сланцевая нефть» введен в оборот американскими геологами и подразумевает добычу из сланца. Использовать его у нас не вполне корректно. В СССР в 1970-е годы применялась более точная терминология — «трудноизвлекаемые нефти». В 1970-х годах у нас пытались учесть трудноизвлекаемые нефти в классификации запасов, начинать крупномасштабные исследования, отрабатывать технологические подходы. В частности, было создано специальное НПО «Нефтеотдача».

Речь идет не только о сланцах, но и о глинистой нефти, других нефтематеринских породах — баженидах, хадумитах, доманикитах, которые ранее не рассматривались как промышленные объекты. С развитием технологий все активнее ведется разработка месторождений, ранее считавшихся трудноизвлекаемыми. Теперь их начинают рассматривать как рентабельные и вовлекать в добычу.

В первую очередь потому, что на американском рынке появился тренд по вовлечению в добычу новых объектов. Отработанные на газосодержащих сланцах технологии гидроразрыва пласта и горизонтального бурения стали с успехом применяться для добычи нефти из нетрадиционных коллекторов. Сегодня в России также ведутся разведочные и добычные работы и по баженовской свите, и по хадумитам.

ВГ: Какова оценка российских запасов трудноизвлекаемой нефти?

С. Д.: Например, запасы по баженовской свите, по данным государственного баланса на начало 2012 года, составляли 501 млн тонн (284 млн тонн по категориям А, В и С1 и 217 млн тонн по категории С2). Большая часть запасов находится в нераспределенном фонде недр — 368 млн тонн, на балансе добывающих предприятий — 133 млн тонн. Основная часть этих запасов находится в Ханты-Мансийском АО (489 млн тонн). Из этих отложенных в 2011 году было добыто всего 512 тыс. тонн, то есть пока ведутся лишь опытные работы. Более половины от этого количества — 361 тыс. тонн — было добыто «Сургутнефтегазом» на Ай-Пимском месторождении.

Можно говорить, что эти запасы в настоящее время разрабатываются, но темпы разработки, конечно, низкие.

Следует отметить, что трудноизвлекаемая нефть ранее никогда не учитывалась. Хотя первые притоки баженовской нефти на Салымском месторождении были получены еще в 1967 году, они составляли всего 5 кубометров в сутки, то есть это был чистый эксперимент.

ДИАПАЗОН ОЦЕНОК ЗАПАСОВ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ ОЧЕНЬ ШИРОКИЙ: МИНЭНЕРГО НЕДАВНО ОЦЕНИВАЛО ИХ В 22 МЛРД ТОНН, А ИЗВЕСТНЫЙ НОВОСИБИРСКИЙ ГЕОЛОГ ИВАН НЕСТЕРОВ ДАВАЛ ОЦЕНКУ СВЫШЕ 120 МЛРД ТОНН



На тот момент и в мире не было опыта поиска и подсчета таких запасов, не был отработан подход по оценке месторождений.

Первые оценки запасов по баженовской свите у нас появились в 1970-х годах, но до сих пор не был сформирован общий подход к методике. Поэтому диапазон оценок запасов трудноизвлекаемых нефтей очень широкий. К примеру, Минэнерго недавно оценивало их в 22 млрд тонн, в то время как известный новосибирский геолог Иван Нестеров давал оценку свыше 120 млрд тонн. Полагаю, что сейчас пришло время, когда нужно серьезно заниматься разработкой методики оценки запасов и в России.

ВГ: Нужно разрабатывать собственную методику или можно адаптировать какие-то зарубежные подходы?

С. Д.: Международный опыт надо изучать, чтобы не оканчиваться в стороне от мировых трендов. Но нужно разрабатывать и собственные подходы. Сейчас специалисты Минэнерго и Минприроды изучают возможность разработки собственных подходов и адаптации мирового опыта в рамках пилотных проектов по добыче сырья из нетрадиционных источников.

ВГ: Что сейчас мешает наладить активную добычу трудноизвлекаемой нефти в России?

С. Д.: Во-первых, значительные запасы нефти из традиционных источников. Во-вторых, нехватка технологий. Пока не ясна геология баженовских месторождений и не всегда профессионалы могут определить подход для эффективной разработки таких объектов. Коллеги рассказывали, что буквально рядом бурятся две скважины, но по одной скважине ожидаемый приток нефти есть, а по другой — нет. То есть пока из-за отсутствия необходимых технологий специалисты не всегда могут точно спрогнозировать результат. Еще нужны дополнительные исследования, в том числе государственные механизмы стимулирования на стадии тестирования технологий разработки месторождений. Кстати, подобный подход использовался за рубежом: именно государство начинало программы по трудноизвлекаемым запасам, а уже потом подтягивались частные компании (впрочем, в США государство и бизнес часто шли наперегонки). И здесь успех может привести к революции, аналогичной той, что уже произошла в сланцевом газе.

У нас есть нефтяные компании, которые применяют собственные технологии, есть ряд проектов с привлечением иностранных инвесторов и специалистов. Например, «Роснефть» подписала соглашение с Exxon по разработке баженовской свиты. Кроме того, есть ЛУКОЙЛ с его дочерней структурой РИТЭК, разрабатывающей технологию внутрипластового горения, «Сургутнефтегаз», «Татнефть», занимающаяся высоковязкими нефтями. Можно говорить и о «Зарубежнефти», в структуру которой вошло НПО «Нефтеотдача». В конце прошлого года о своем намерении заниматься трудноизвлекаемыми нефтями объявила и «Газпром нефть».

ВГ: Технологии у западных компаний более развиты?

С. Д.: Да. У наших компаний вопрос о разработке месторождений трудноизвлекаемой нефти остро не стоял: хватало традиционных запасов. Нетрадиционные запасы рассматривались в исключительных случаях, на долгосрочную перспективу.

ВГ: Разработка сланцевого газа в США фактически произвела революцию, резко увеличив предложение на рынке. Со сланцевой нефтью такого пока не произошло. В чем причина?

С. Д.: На самом деле за четыре года добыча нефти в США выросла почти вдвое — с примерно 200 млн тонн до 361 млн тонн. В основном за счет того, что технологии, апробированные на сланцевом газе (гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение и т. д.), стали применяться и к нефтесодержащим сланцам. А дальше включается эффект масштабирования. Немаловажна и поддержка государства, особенно на начальной стадии. И в США, и, например, в Норвегии на начальной стадии (в 1970–1990-х годах) государство помогало бизнесу развивать пилотные технологии. Затем уже переходили от прямого бюджетного финансирования к косвенному, например через налоговые льготы.

ВГ: Следует ли ожидать в ближайшее время, например в течение пяти лет, заметного роста добычи трудноизвлекаемой нефти и в России?

С. Д.: В этот период вряд ли. Даже для того, чтобы начать обустройство инфраструктуры, этого времени не хватит. Скорее здесь речь идет о сроках порядка десяти лет. Конечно, объем добычи трудноизвлекаемой нефти в России постепенно будет расти, но не такими темпами, как в США. Хотя, я думаю, и у американцев все не так уж быстро будет развиваться. У нас есть еще значительное количество остаточных запасов традиционной нефти, которые надо отрабатывать.

ВГ: Насколько я понимаю, сейчас нефтяники по-прежнему выбирают скорее месторождения легкодобываемой нефти, даже если они находятся в неосвоенных районах, а не высоковязкую нефть на территориях, где уже есть инфраструктура?

С. Д.: Здесь все упирается в экономику и риски. Если у нефтяников есть возможность традиционными методами разрабатывать месторождение, то это им проще, чем внедрять новые технологии на таких сложных объектах, как бажениды. Но если месторождение легкой нефти в труднодоступном месте и к нему надо тянуть инфраструктуру, то его экономика будет запредельной. В этой ситуации разработка месторождения трудноизвлекаемой нефти, например низкопористых сланцев, расположенного в районе с существующей инфраструктурой, может оказаться более выгодной. В Западной Сибири уже есть инфраструктура (не нужно далеко тянуть трубу). Там

при наличии соответствующего опыта нефтяники будут обращать внимание на трудноизвлекаемую нефть. Хотя, конечно, разработка таких месторождений по сравнению с обычными потребует увеличения объема инвестиций.

ВГ: У нас также планируется введение налоговых льгот для месторождений трудноизвлекаемой нефти?

С. Д.: Сейчас Минфин, Минэнерго и Минприроды участвуют в подготовке таких преференций. В зависимости от проницаемости пласта будут устанавливаться понижающие коэффициенты к НДС, вводиться более щадящая система налогообложения. Уже в скором времени этот законопроект должен быть внесен в правительство. Кроме того, закон о недрах позволяет проводить пилотные проекты на специальных полигонах для отработки технологий, которые потом можно будет распространять на частные компании. Мы рассматриваем такую возможность как одну из форм прямого участия государства.

ВГ: Речь идет о прямом бюджетном финансировании таких разработок?

С. Д.: Есть вариант, когда консорциум нефтяных компаний при участии государства отрабатывает технологию, а потом начинает ее использовать.

ВГ: Критики новых технологий добычи сланцевых углеводородов говорят о том, что новые технологии могут негативно сказываться на окружающей среде или даже повышать риски землетрясений. Какова позиция Минприроды по этому вопросу?

С. Д.: Да, в ряде стран экологические риски (загрязнение подземных вод, парниковый эффект и т. д.) привели к запрету добычи сланцевой нефти. Но, во-первых, Европа, где вводились такие запреты, является густонаселенной территорией. В менее населенных районах риски меньше. Во-вторых, технологии развиваются. В США в качестве реагентов, используемых при гидроразрыве пласта, применяют специальные гели, позволяющие уменьшить загрязнение подземных вод. Варианты снижения негативного влияния технологий на экологию сейчас прорабатываются во всем мире, в том числе в России.

ВГ: Добыча трудноизвлекаемой сланцевой нефти возможна только при высоких ценах на нее. Каковы ценовые ориентиры, делающие выгодным развитие таких месторождений?

С. Д.: По расчетам, сделанным в 2012 году, если мы учитываем, например, рентабельность в 15%, то нефтеносные песчаники могут разрабатываться при цене на нефть в \$77 за баррель. Битуминозные пески — в районе \$100 за баррель. Для сравнения отмечу, что сверхглубоководные месторождения традиционной нефти можно осваивать при цене около \$80 за баррель сырой нефти. Отработка сланцевой нефти будет выгодной примерно в таком же ценовом диапазоне. ■



«РОССИИ ПРИДЕТСЯ РЕАЛИЗОВАТЬ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО ГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ МИРОВОГО МАСШТАБА»

ОДИН ИЗ КРУПНЕЙШИХ ИНВЕСТИТОРОВ В РОССИЙСКУЮ ЭКОНОМИКУ — КОНЦЕРН SHELL — В НАЧАЛЕ ГОДА ПОМЕНЯЛ РУКОВОДСТВО РОССИЙСКОГО ОФИСА. ПОСТ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ КОНЦЕРНА SHELL В РФ ЗАНЯЛ ОЛИВЬЕ ЛАЗАР, ФИЗИК-ЯДЕРЩИК, РУКОВОДИВШИЙ РЯДОМ ПРОЕКТОВ КОМПАНИИ В АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОМ РЕГИОНЕ, В ЧАСТНОСТИ В АВСТРАЛИИ, ГДЕ КОНЦЕРН СОЗДАЕТ ГЛОБАЛЬНЫЙ ЦЕНТР ПРОИЗВОДСТВА СПГ. В ИНТЕРВЬЮ ВГ ГОСПОДИН ЛАЗАР РАССКАЗАЛ О ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ РАБОТЫ КОНЦЕРНА НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ.

BUSINESS GUIDE: Произойдут ли изменения в стратегии Shell в РФ в связи с вашим назначением?

ОЛИВЬЕ ЛАЗАР: Я рад тому, что у меня появилась возможность способствовать развитию нашего бизнеса в России. В долгосрочной перспективе Российская Федерация занимает ключевое место в стратегии роста концерна Shell как в добыче и разведке, так и в переработке и сбыте продукции ввиду того, что страна обладает большим запасом ресурсов и представляет собой растущий рынок для потребительских товаров. Мы стремимся развивать существующие партнерские отношения с российскими компаниями, такими, как ОАО «Газпром» на Сахалине и ОАО «Газпром нефть» в Западной Сибири.

Наша стратегия в отношении России остается неизменной и основана на желании использовать свои конкурентные преимущества в соответствии с энергетической стратегией российского правительства и потребностями наших деловых партнеров в РФ.

В целом у нас положительный взгляд на инвестиционный климат в России. На это указывают в том числе и некоторые налоговые послабления для нефтяной и газовой отраслей, принятые российским правительством за последнее время. В стране высокая политическая стабильность, а финансовая стабильность выше, чем 10–15 лет назад.

В России, как и в других странах, где мы работаем, приоритетом является создание прочных и долгосрочных партнерских отношений с российскими нефтегазовыми компаниями. Я уже упоминал другую стоящую перед нами цель, а именно приведение нашей стратегии в соответствие со стратегией правительства Российской Федерации. При этом для нас, конечно, важно получить возврат на инвестиции, соотносимый с теми техническими рисками, которые мы несем. Другой важный приоритет — это рост потенциала наших сотрудников посредством дальнейшего развития российских талантов.

ВГ: Каковы главные достижения концерна Shell в области технологий и инноваций за последнее время? Удастся ли компании сохранять высокие объемы инвестирования в технологическое развитие?

О. Л: Уже более 100 лет Shell выступает первопроходцем в области технологий, и мы продолжаем находить инновационные пути для обеспечения потребностей в энергии наших заказчиков и потребителей.

Последние пять лет (2007–2011 годы) Shell ежегодно выделяет на научно-исследовательские работы больше средств, чем любая другая международная нефтяная компания. Например, в 2011 году мы потратили на эти цели \$1,1 млрд.

Уже более 30 лет концерн Shell находится на передовой глубоководной разведки и добычи. Наша платформа Perdido, добыча на которой началась в 2010 году, закреплена на глубине примерно 2,5 км, что делает ее самой глубоководной эксплуатационной платформой данного типа. Мы разработали новые методы повышения нефтеотдачи, например дожимные подводные насосы, которые позволяют извлекать больше нефти на существующих месторождениях. На некоторых нефтяных пластах мы добились общего уровня нефтеизвлечения в 70–80%.

В 2013 году мы планируем начать производство на мини-установке СПГ Shell на одном из наших действующих заводов по сжижению природного газа. Такие установки имеют небольшие размеры, низкую стоимость, универсальны по своему характеру и, самое главное, безопасны. Они представляют собой малозатратные решения, по-



зволяющие сделать из небольших труднодоступных запасов газа экономически эффективные месторождения или преобразовать газ, поступающий по трубопроводу, в СПГ для малых потребителей, главным образом представленных местными транспортными компаниями.

ВГ: В 2013 году исполняется десять лет с момента начала Салымского проекта. Удалось ли этому проекту доказать свою экономическую эффективность в сравнении с другими международными разработками концерна?

О. Л: Мы считаем разработку Салымских месторождений очень успешной. В 2012 году годовой объем добычи СПД («Салым Петролеум Девелопмент». — **ВГ**) достиг 55,1 млн баррелей (7,6 млн тонн). Всего суммарный объем добычи нефти на месторождениях Салыма превысил 45 млн тонн.

Наши технологии Smart Wells («умные скважины») и Smart Fields («умные месторождения») были впервые применены в России в рамках Салымского проекта.

В мае 2012 года СПД, ООО «Монолит» и ОАО «НК «Русснефть» запустили завод по сжижению нефтяного газа, расположенный в районе Салымской группы нефтяных месторождений. Новый завод поможет СПД обеспечить уровень утилизации попутного нефтяного газа до 95%, что требуется в соответствии с российским законодательством.

На Салыме буровые бригады, применяющие российское оборудование и технологии Shell, тратят на проходку одной скважины глубиной до 2,7 км в среднем около 8,5 суток. Этот показатель в два раза превышает показатель любой другой компании в Западной Сибири.

ВГ: Рынок АТР станет, по мнению ряда экспертов, наиболее емким и одновременно конкурентным для международных поставок энергоносителей. Каковы перспективы развития экспортных мощностей в рамках второго крупнейшего российского проекта Shell «Сахалин-2»?

О. Л: Согласно сценарию Международного энергетического агентства, ожидается, что в период между 2008 и 2035 годами основной спрос на природный газ вырастет во всем мире на 60%, в том числе примерно в восемь раз в Китае, в пять раз в Индии и примерно в два раза на Ближнем Востоке. Спрос на газ будет повышаться на 2% в год, при этом 50% этого прироста придется на страны Азии.

Анализ мирового рынка сжиженного природного газа, проведенный Shell, показывает, что спрос на СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе может удвоиться к 2020 году. Россия является крупнейшим экспортером природного газа в мире. Для сохранения лидирующих позиций на международных рынках в России придется реализовать большое количество комплексных газовых проектов мирового масштаба при наличии прочных партнерских отношений с лучшими в своем роде международными компаниями.

Показатели работы первых двух технологических линий завода СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» действительно достигли уровня мировых стандартов с момента начала добычи углеводородного сырья в 2009 году. В прошлом году в рамках этого проекта была отгружена 500-я партия СПГ, что значительно опережает график. Ввод в строй третьей технологической линии позволит обеспечить дополнительные поставки российского сжиженного природного газа на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Сейчас крупные потребители СПГ придерживаются долгосрочных контрактов, так что момент является наиболее подходящим для расширения мощностей по производству СПГ в рамках Сахалинского проекта.

ВГ: Как вы оцениваете развитие сотрудничества с «Газпромом»?

О. Л: Я бы хотел напомнить, что в ноябре 2010 года между концерном Shell и ОАО «Газпром» был подписан протокол о стратегическом глобальном сотрудничестве. Он определяет основные руководящие принципы более широкого взаимодействия между нашими компаниями. Возможности, которые мы рассматриваем, включают в себя развитие двустороннего сотрудничества в области геологоразведки и добычи в Западной Сибири и на Дальнем Востоке России, включая Сахалин, в осуществлении коммерческой деятельности в области переработки, транспортировки и сбыта нефтепродуктов в России и Европе, а также участие «Газпрома» в проектах концерна Shell, связанных с геологоразведкой и добычей за пределами России. В данный момент обсуждение этих планов продолжается.

ВГ: Как в настоящее время развивается совместный проект Shell и «Газпром нефти» по освоению запасов баженовской свиты?

О. Л: В России огромные запасы сланцевой нефти залегают в баженовской свите, расположенной в Западной Сибири на территории более 1 млн кв. км. Согласно наиболее оптимистичным оценкам сторонних экспертов, ресурсы баженовской нефти превышают 140 млрд тонн, из которых от 20 млрд до 50 млрд тонн по качеству сопоставимы с эталонной маркой Brent.

Совместно с нашим партнером по Салымскому проекту «Газпром нефтью» мы поддержали в 2012 году проект по разработке сланцевой нефти на баженовской свите Верхне-Салымского нефтяного месторождения. В течение прошлого года специалисты СПД создавали подходящие модели коллектора, исследовали баженовскую нефть и методы ее добычи в целом, а на 2013 год уже запланированы бурение скважин и проведение геологических мероприятий.

ВГ: Shell сотрудничает с национальными нефтяными компаниями в разных странах мира. Существуют ли какие-либо особенности такого сотрудничества в России?

О. Л: Концерн Shell участвует в более чем 20 совместных проектах с национальными нефтяными компаниями в различ-

ных странах. Сегодня ННК — это знания, возможности и высокое доверие. Некоторые из них уже сравнялись с международными в определенных областях и даже обогнали их.

Российские государственные нефтяные компании уникальны с точки зрения своих возможностей, профессионализма и практического опыта. Они явно среди лучших, и не только среди национальных компаний, но даже среди международных нефтяных компаний. Например, ООО «Газпром трансгаз Томск» (дочернее предприятие ОАО «Газпром»), которое отвечает за эксплуатацию и техобслуживание трубопроводов на проекте «Сахалин-2», имеет мировой опыт эксплуатации газопроводов, и мы не можем представить лучшего подрядчика для выполнения этой работы, будь то национальная или международная нефтяная компания.

Также мы были бы рады возможности развивать полноценные партнерские отношения с «Роснефтью» в рамках крупномасштабных, технически сложных, комплексных проектов. Полагаем, что именно в этом наши главные сильные стороны.

ВГ: 2012 год стал непростым для реализации арктических проектов Shell. Будут ли пересмотрены планы работы концерна в Арктике?

О. Л: В 2012 году специалисты концерна Shell с соблюдением всех правил безопасности пробурили верхние части стволов двух скважин на наших участках в море Бофорта и Чукотском море, а также продолжили проведение фоновых экологических исследований. Мы бы хотели сделать больше, но исключительные ледовые условия в начале сезона отодвинули наши планы, к тому же у нас произошел ряд инцидентов, не связанных с бурением, а также возникли проблемы с системой локализации аварий. Из-за этого нам не удалось завершить запланированную программу в срок. В результате происшествий на наших участках никто не пострадал, а воздействие на окружающую среду было минимальным. Концерн Shell сожалеет, что это произошло, и сейчас вместе с акционерами компании проводит анализ программы на 2012 год. Уроки, которые мы извлекли из недавнего происшествия с буровой платформой «Кулук», будут учтены при утверждении плана работ на 2013 год.

Что касается других регионов Арктики, где работает концерн, мы успешно провели работы по геологоразведке в районе залива Баффина на северо-западе Гренландии. Для того чтобы глубже изучить свойства коллектора, Shell провел крупномасштабную трехмерную сейсморазведку. Кроме того, нами была выполнена программа отбора и анализа керна в целях изучения стратиграфических условий другого участка, который осваивается консорциумом в составе Cairn, ConocoPhillips, Dong, GDF SUEZ, Maersk, NUNAOIL, Shell и Statoil.

Интервью взяла МАРИЯ КУТУЗОВА

НА САЛЫМЕ БУРОВЫЕ БРИГАДЫ, ПРИМЕНЯЮЩИЕ РОССИЙСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ SHELL, ТРАТЯТ НА ПРОХОДКУ ОДНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ ДО 2,7 КМ В СРЕДНЕМ ОКОЛО 8,5 СУТОК. ЭТОТ ПОКАЗАТЕЛЬ ВДВОЕ ПРЕВЫШАЕТ ПОКАЗАТЕЛЬ ЛЮБОЙ ДРУГОЙ КОМПАНИИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ



РЕВОЛЮЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

АМЕРИКА В ОЧЕРЕДНОЙ РАЗ ЗАЯВИЛА О СЕБЕ КАК ОБ ЭКСПОРТЕРЕ РЕВОЛЮЦИЙ. СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ И НЕФТЬ — ГЛАВНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ ПЕРЕВОРОТА В ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ. НЕСМОТРИ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ СЛОЖНОСТЬ ИХ ДОБЫЧИ, УЖЕ ЯСНО, ЧТО С НИМИ НАДО СЧИТАТЬСЯ ВСЕМ ТРАДИЦИОННЫМ ПОСТАВЩИКАМ УГЛЕВОДОРОДОВ, КОРРЕКТИРУЯ СВОИ ПЛАНЫ ЗАВОЕВАНИЯ ЭКСПОРТНЫХ РЫНКОВ. ИЛИ РАЗВИВАЯ СОБСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ТОПЛИВА ИЗ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ.

12,2 МЛРД КУБОМЕТРОВ

ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА
В РОССИИ В 2026 ГОДУ (ВНИГРИ)

650 ТРЛН ТОНН

МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ

26 ТРЛН ТОНН

ИЗ НИХ МОЖНО ПОЛУЧИТЬ
«СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ»

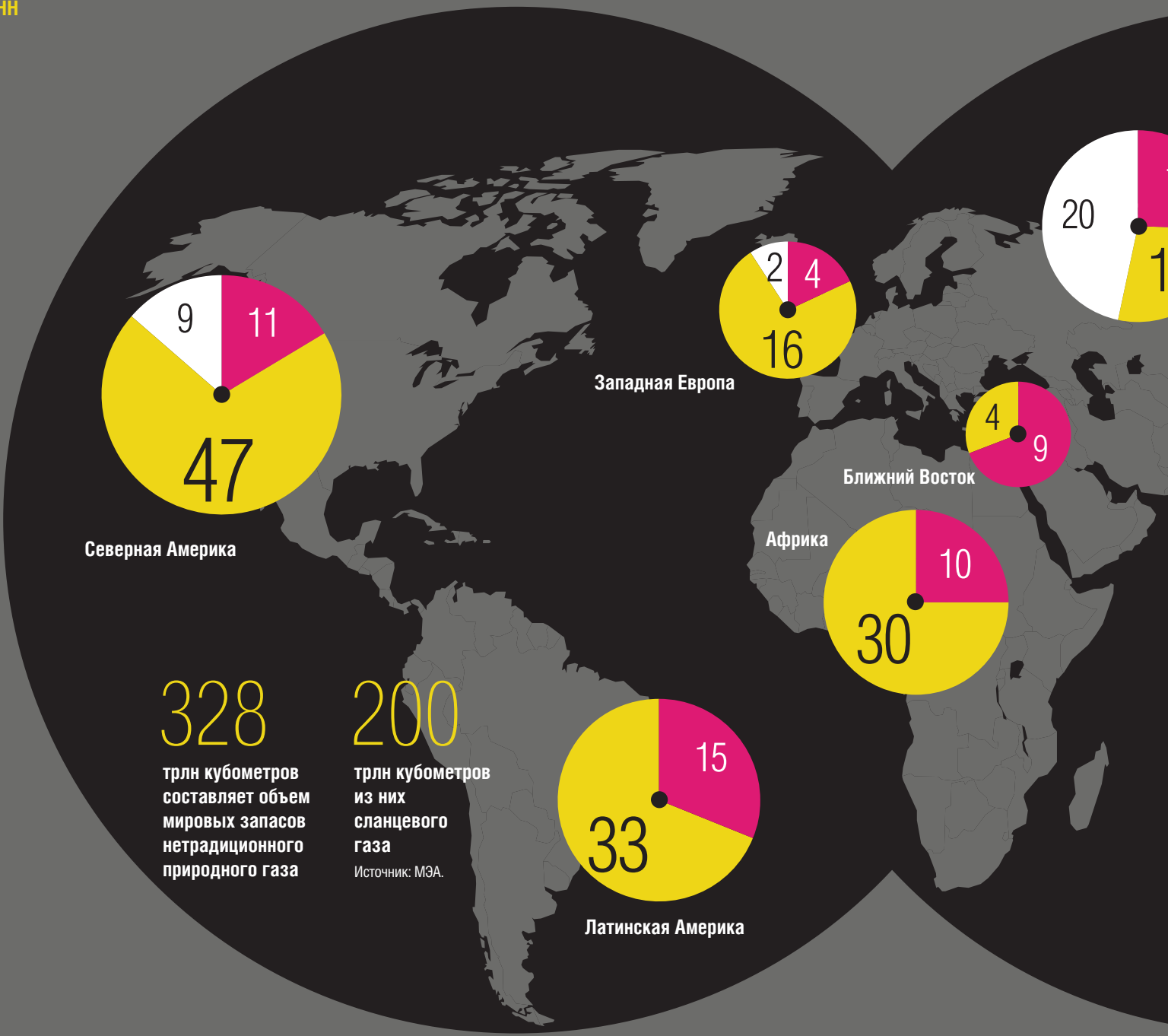
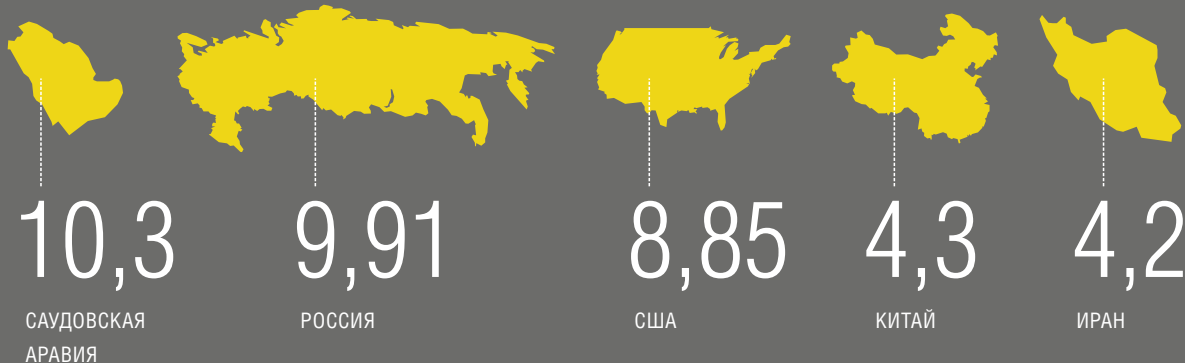
>90

ЛИТРОВ НЕФТИ НА ТОННУ ПОРОДЫ —
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ТАКИМ
ПОКАЗАТЕЛЕМ ЭКОНОМИЧЕСКИ
ЭФФЕКТИВНО РАЗРАБАТЫВАТЬ

55 \$/БАРРЕЛЬ

НАЧАЛЬНАЯ МИРОВАЯ ЦЕНА НА НЕФТЬ
ПРИ КОТОРОЙ ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОЙ
НЕФТИ СТАНОВИТСЯ РЕНТАБЕЛЬНОЙ

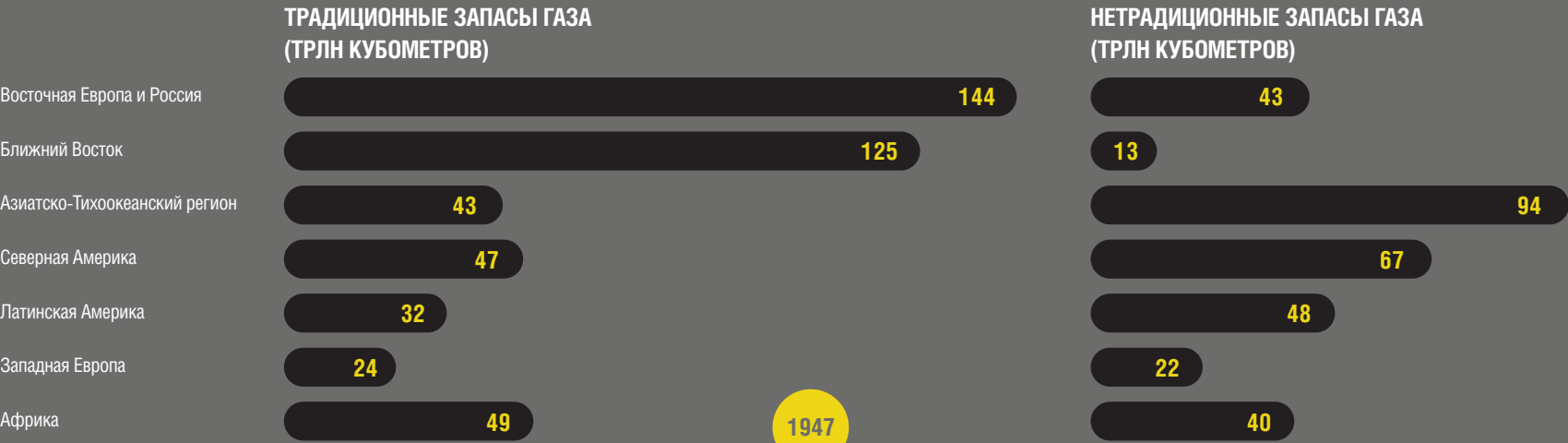
МИРОВАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ (МЛН БАРРЕЛЕЙ/ДЕНЬ)



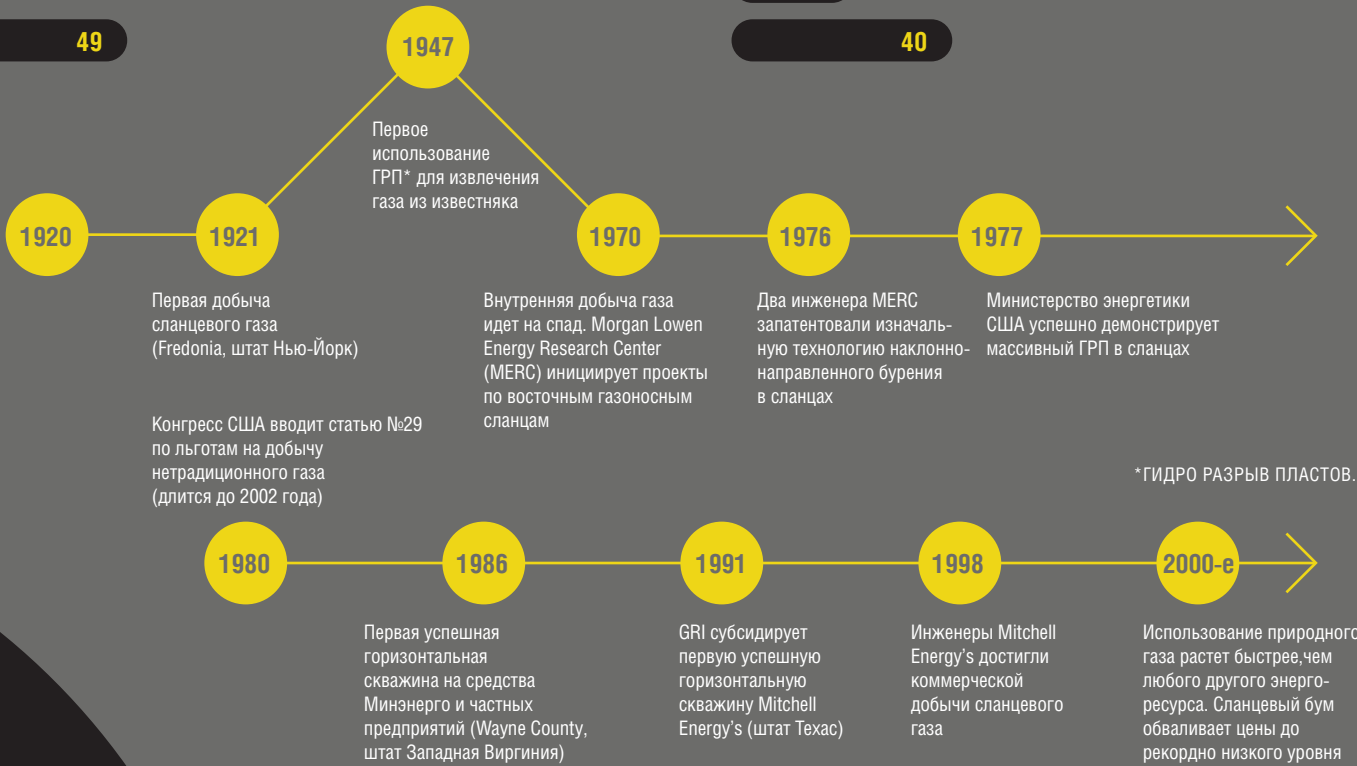
328
трлн кубометров
составляет объем
мировых запасов
нетрадиционного
природного газа

200
трлн кубометров
из них
сланцевого
газа
Источник: МЭА.

МИРОВЫЕ РЕСУРСЫ ИЗВЛЕКАЕМОГО ГАЗА



ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ
СЛАНЦЕВОЙ
ДОБЫЧИ В США



СРЕДНЯЯ ГРУБИНА ЗАЛЕГАНИЯ
СЛАНЦЕВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (М)



48

КРУПНЫХ СЛАНЦЕВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАЗВЕДАНЫ В

38

СТРАНАХ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ

\$2000

МЛН — ПРИМЕРНАЯ СТОИМОСТЬ
СТОРОИТЕЛЬСТВА ТАНКЕРА
ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ СЖИЖЕННОГО
ГАЗА ОБЪЕМОМ 150 ТЫС. КУБОМЕТРОВ

ЗАВОД АВТОНОМНОГО ПЛАВАНИЯ

ЕСЛИ ПРОСМОТРЕТЬ КАЛЕНДАРЬ БЕСЧИСЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ И ВЫСТАВОК, ПРОХОДИВШИХ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ПО ВСЕМУ МИРУ, ОЧЕВИДНЫМ СТАНЕТ ФАКТ: ТРЕТЬЕЙ ПО ПОПУЛЯРНОСТИ ТЕМОЙ ВСЛЕД ЗА ОСВОЕНИЕМ РЕСУРСОВ АРКТИКИ И ПРОИЗВОДСТВОМ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ СЛАНЦЕВ СТАЛА РАЗРАБОТАННАЯ СПЕЦИАЛИСТАМИ КОНЦЕРНА SHELL В ПАРТНЕРСТВЕ С TECHNIP И SAMSUNG ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ПЛАВУЧЕМ КОМПЛЕКСЕ (FLOATING LIQUEFIED NATURAL GAS — FLNG). ЭТО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПОДГОТОВКУ, СЖИЖЕНИЕ, ХРАНЕНИЕ И ОТГРУЗКУ СПГ НЕПОСРЕДСТВЕННО В МОРЕ, ЧТО ЯВЛЯЕТСЯ НОВОЙ ВЕХОЙ В РАЗВИТИИ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.

МАРИЯ КУТУЗОВА

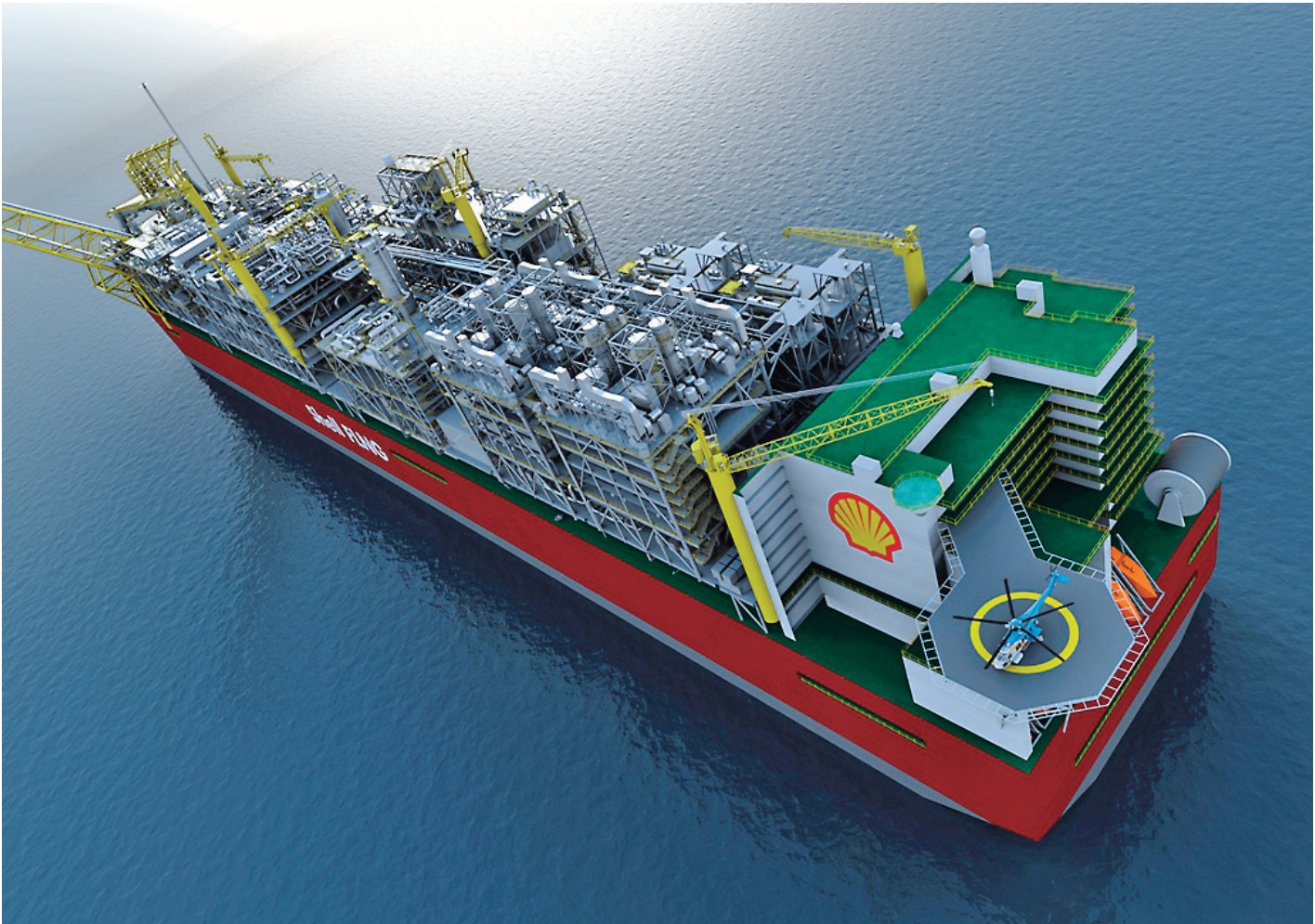
РАЗРЕЗАНА ПЕРВАЯ СТАЛЬ 18 октября 2012 года на верфи Geoje shipyard (Samsung Heavy Industries) в Южной Корее прошла церемония резки стали для пилотного плавучего комплекса FLNG, которому предстоит работать на австралийском месторождении Прелюд. Всего для постройки комплекса потребуется около 260 тыс. тонн стали. Вес полностью оборудованного и загруженного судна превысит 600 тыс. тонн, что в шесть раз больше водоизмещения крупнейшего в мире авианосца. Австралийский завод Prelude FLNG, превосходящий по площади четыре футбольных поля (длиной 488 м, шириной 74 м), станет крупнейшей плавучей конструкцией за всю историю человечества. Несмотря на столь впечатляющие габариты, платформа по своим размерам соответствует лишь четверти территории сухопутного завода сопоставимой мощности.

Для проведения строительных работ на верфи консорциум Samsung и Technip привлек более 5 тыс. человек, еще 1 тыс. специалистов занимаются системами швартовки и буровым оборудованием для плавучего комплекса на других предприятиях по всему миру.

После сдачи в эксплуатацию и проведения необходимых испытаний Prelude FLNG установят в 200 км от северо-западного побережья Австралии. Согласно планам Shell, добыча и производство сжиженного природного газа должны начаться на месторождении не позднее 2017 года. Суммарная производительность плавучего комплекса Prelude FLNG составит 5,3 млн тонн в год, из которых производство СПГ — 3,6 млн тонн в год (этого количества с лихвой хватит, чтобы удовлетворить годовые потребности Гонконга в природном газе). Остальная продукция — сжиженный нефтяной газ и конденсат.

Внедрение новой технологии открывает доступ к запасам природного газа, которые ранее считались трудноизвлекаемыми, потому что их разработка была слишком дорогой или сложной при условии размещения мощностей по производству СПГ на берегу. А при использовании плавучих комплексов нет необходимости вкладывать средства в дорогостоящие инфраструктурные проекты — строить протяженные трубопроводы и обустроить портовые сооружения, что также помогает предотвратить нанесение ущерба морской среде и береговой линии. FLNG — принципиально новое техническое решение, которое позволит нефтегазовым компаниям вывести на рынок продукцию из новых источников углеводородного сырья. Для Shell реализация этой концепции нацелена на рост числа проектов и объемов производства СПГ, что позволит гибко управлять поставками газа и удовлетворять спрос на энергоносители в течение ближайшего столетия.

ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА ВЕРФИ КОНСОРЦИУМ SAMSUNG И TECHNIP ПРИВЛЕК БОЛЕЕ 5 ТЫС. ЧЕЛОВЕК, ЕЩЕ 1 ТЫС. СПЕЦИАЛИСТОВ ЗАНИМАЮТСЯ СИСТЕМАМИ ШВАРТОВКИ И БУРОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ ДЛЯ ПЛАВУЧЕГО КОМПЛЕКСА



ЗАВОД PRELUDE FLNG, ПРЕВОСХОДЯЩИЙ ПО ПЛОЩАДИ ЧЕТЫРЕ ФУТБОЛЬНЫХ ПОЛЯ, СТАНЕТ КРУПНЕЙШЕЙ В МИРЕ ПЛАВУЧЕЙ КОНСТРУКЦИЕЙ

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ КОНСТРУКТОР

Как предполагается, плавучий комплекс будет находиться на якорной стоянке до завершения добычи на Прелюд непосредственно над газовым месторождением и соединяться с коллектором и скважинным оборудованием гибкими райзерами. Управление всеми системами контроля параметрами коллектора, подводными системами, а также подготовкой газа, хранением и отгрузкой продукции будет осуществляться непосредственно с судна. Танкеры для транспортировки СПГ будут швартоваться к платформе, принимать груз и до-

ставлять его потребителям. Конструкция плавучего комплекса по производству сжиженного природного газа, предложенная специалистами концерна, позволяет использовать его даже при ураганах пятой категории. Поэтому при ухудшении погодных условий нет нужды отсоединять платформу от устьевых оборудования и уводить ее в безопасное место.

Срок эксплуатации Prelude FLNG составляет 25 лет для верхних строений и 50 лет — для корпуса платформы. Через четверть века с момента ввода в строй плавучего комплекса планируется постановка судна в сухой док для проведения капитального ремонта и модернизации, чтобы продлить срок его службы.

При проектировании первого в истории FLNG специалистам концерна Shell пришлось использовать весь нако-

пленный за долгие годы опыт строительства и эксплуатации плавучих установок для добычи, хранения и отгрузки нефти, заводов по производству СПГ и организации морских перевозок.

Как рассказывают специалисты Shell, плавучий комплекс по производству СПГ представляет собой стандартизированную конструкцию. Однако проектное решение предусматривает возможность его оптимизации для использования на самых различных месторождениях. Некоторые из модулей обязательны для применения, другие носят вспомогательный характер. Если для разработки месторождения не требуется наличия того или иного модуля, то их и не устанавливают, что позволяет существенно улучшить экономику проекта.



ХОЛОДНОЕ СЕРДЦЕ FLNG Особенности морской платформы (ограниченное пространство, высокие требования к безопасности) исключают применение обычных технологических процессов сжижения природного газа, которые широко используются на суше. Специалистами концерна был сделан выбор в пользу процесса, который позволяет сократить количество единиц установленного оборудования, предусматривает ограниченную сырьевую базу и использование вертикальных теплообменников. Речь идет о процессе производства СПГ с использованием двойного смешанного хладагента (DMR), который был разработан специалистами концерна и успешно применяется на заводе по производству сжиженного природного газа в рамках проекта «Сахалин-2», который был запущен в марте 2009 года.

Процесс сжижения газа — сердце плавучего комплекса по производству СПГ. Использование двойного смешанного хладагента может применяться в широком диапазоне температур окружающей среды, так как всегда можно скорректировать состав смешанного хладагента предварительного охлаждения с учетом местных условий. Такая гибкость технологии позволяет сделать процесс сжижения природного газа на плавучих комплексах по производству СПГ не зависящим от климатических условий в районе дислокации комплекса.

Этот созданный в Shell процесс, успешно используемый на Дальнем Востоке РФ, может применяться и в других регионах с субарктическим климатом. Он позволяет уменьшить размеры технологической линии и сократить количество необходимого оборудования. Еще одно преимущество этого процесса заключается в том, что использование двойного смешанного хладагента позволяет уменьшить энергопотребление. В процессе DMR, разработанном специалистами концерна, для предварительного охлаждения газа используется смешанный хладагент, а не пропан, что повышает эксплуатационную гибкость производства в субарктических условиях острова Сахалин и позволяет сократить расходы.

ВРЕМЯ МЕГАПРОЕКТОВ Очевидны значительные изменения, происходящие в мировой газовой промышленности. На смену обычным проектам по разработке традиционных запасов природного газа приходят технически сложные в реализации мегапроекты. Началось освоения крупнейших по объемам запасов природ-



СТРОИТЕЛЬСТВО ПЛАВУЧЕГО КОМПЛЕКСА FLNG НАЧАЛОСЬ В ОКТЯБРЕ ПРОШЛОГО ГОДА НА ЮЖНОКОРЕЙСКОЙ ВЕРФИ GEOJE SHIPYARD

ного газа глубоководных месторождений выводит на первый план необходимость решения сложных технологических проблем. Компании наращивают экспорт сжиженного природного газа, производство и транспортировка которого также предполагают реализацию мегапроектов стоимостью в несколько миллиардов долларов.

Согласно прогнозам Douglas-Westwood, в период 2013–2019 годов на создание флота FLNG в мире будет

потрачено более \$28 млрд. «С начала строительства Shell первого FLNG-суда мы рассматриваем эту технологию как приемлемое решение. Рынок АТР станет целевым регионом для строительства СПГ-терминалов в 2013–2019 годах. В этот период сюда будет направлено примерно 35% из прогнозируемых \$47,4 млрд инвестиций в сектор СПГ. Однако пока сохраняется неопределенность относительно ввода в строй ряда проектов и требуется значительная осторожность в оценке долгосрочных перспектив. Тем не менее в будущем именно сегмент разработки месторождений природного газа открывает большие возможности для роста по-

ставок оборудования, техники и услуг», — считает Мюррей Дормер, аналитик Douglas-Westwood.

Разработанные в последние годы в концерне Shell технологии позволяют использовать высокопроизводительные линии СПГ в сложных климатических условиях, а также обеспечивать проектирование судов для морской транспортировки сжиженного природного газа. Все это существенно повышает конкурентоспособность, а в некоторых случаях делает поставки СПГ гораздо более привлекательными по сравнению с поставками газа по международным трубопроводам, которые пересекают множество государственных границ. ■

«МЫ ВИДИМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПЛАВУЧИХ УСТАНОВОК ПО ВСЕМУ МИРУ»

БАРЕНД ПЕК,
генеральный директор
по развитию проектов СПГ,
Shell Global Solutions.



BUSINESS GUIDE: Почему FLNG называют революционным для газовой промышленности решением?

БАРЕНД ПАК: Ожидается, что в период с 2000 по 2050 год мировой спрос на энергетические ресурсы вырастет более чем в три раза. Удовлетворение таких потребностей в энергии возможно лишь с использованием различных энергоносителей, включая освоение новых газовых месторождений. Рост поставок газа, экологически наиболее чистого вида ископаемого топлива, позволяет удовлетворять все возрастающие энергетические потребности с минимальной нагрузкой на окружающую среду.

Мы уверены в том, что применение плавучих комплексов FLNG позволит осуществить разработку как ряда относительно небольших по запасам и удаленно расположенных месторождений газа, так и значительно более крупных активов (в том числе с использованием сразу нескольких комплексов на одном месторождении), освоение которых традиционными методами не представлялось ранее возможным. На практике это означает возможность оперативной реализации экономически более эффективных и гибких стратегий разработки газовых ресурсов, освоение которых ранее считалось

экономически неэффективным или невозможным ввиду наличия технических или иных ограничений.

BG: Расскажите об истории появления FLNG: технического решения и концепции его внедрения в нефтегазовую промышленность. Когда появилась эта технология?

Б. П.: Концепция создания плавучего комплекса по производству СПГ является самой последней разработкой Shell в ряду инновационных технологий для нефтегазовой промышленности, которая укрепила передовые позиции концерна в области научно-исследовательских и конструкторских разработок. Концерн приступил к работе над созданием этой концепции более десяти лет назад, опираясь на свой более чем полувековой опыт разработки технологий сжижения природного газа, транспортировки СПГ и эксплуатации морских установок по добыче нефти и газа. Многие из технологий, применяемых на плавучем комплексе FLNG, мы успешно использовали при освоении сухопутных месторождений. Однако ряд технологий претерпел доработку и модернизацию с учетом необходимости выполнения таких операций, как сжижение природного газа и отгрузка готовой продукции в морских условиях.

Разработка технологии производства СПГ в условиях плавучего комплекса велась начиная с середины 90-х годов прошлого века. Приблизительно до 2008 года осуществлялись предварительная проработка и формирование принципиальных основ концепции проекта.

Для того чтобы проект обрел свое реальное воплощение, потребовалось решить множество взаимосвязанных задач комплексного характера. Концерн Shell сумел справиться с трудностями, действуя настойчиво и применяя смелые инновационные решения, явившиеся результатом глубокого творческого процесса. Еще одним фактором, благоприятствующим успешному созданию качественной основы для новой технологии, стало наличие у Shell многолетнего опыта разработки технологий в области геологоразведки, производства СПГ и морской транспортировки продукции.

На основании результатов международного тендера в 2009 году концерн Shell заключил с консорциумом компаний Technip и Samsung Heavy Industries договор генподряда на разработку и строительство плавучих комплексов по производству СПГ и приступил к этапу разработки предпроектной документации по проекту Prelude в Австралии. С самого начала проектирование велось в соответствии с принятыми в компании принципами, которые предусматривают использование единых норм проектирования везде, где это возможно, и индивидуальную адаптацию проекта только там, где это обусловлено спецификой месторождений газа. Кроме того, в своей работе мы строго придерживались принципа непрерывного совершенствования в целях снижения уровня риска, оптимизации затрат и сокращения времени для принятия окончательного инвестиционного решения.

20 мая 2011 года после успешного завершения всех основных этапов, регламентированных внутрикорпоративными и международными отраслевыми нормами, концерн Shell принял окончательное решение об инвестировании проекта создания первого в мире плавучего комплекса по производству СПГ.

Необходимо отметить, что нами планируется построить и запустить в эксплуатацию несколько плавучих комплексов FLNG. Поэтому одновременно со строительством первого такого комплекса для проекта Prelude мы продолжаем наращивать свой портфель проектов разработки глубоководных газовых месторождений, искать новые возможности партнерского взаимодействия, а также развивать концепцию проектирования плавучих комплексов, в том числе для разработки залежей сухого природного газа.

BG: Каковы главные причины того, что первый проект FLNG было решено запустить в строй именно в Австралии?

Б. П.: С момента получения нашими стратегическими партнерами Technip и Samsung Heavy Industries уведомления о начале работ главным поставщикам и субподрядчикам было выдано более 200 заказов на поставку необходимых материалов и оборудования. В мае 2012 года в Дубае начались работы по раскрою стальных заготовок для строительства турели, а в октябре к раскрою стальных заготовок для судового корпуса приступили на верфи в Кодже, Южная Корея. В январе на

верфи началось строительство верхних конструкций установки. Это выдающееся достижение всех участников проекта. Верфь в Кодже является одной из немногих мире, имеющих сухой док необходимого размера и опыт строительства сооружений таких габаритов.

Что касается проведения буровых работ, то полупогружная плавучая буровая платформа Noble Clyde Boudreaux уже была на месторождение Prelude на австралийском шельфе, где вскоре приступит к выполнению буровых операций.

При реализации всех своих проектов Shell придерживается принципа «безопасность прежде всего!». С момента начала проекта и по сегодняшний день не отмечено ни одного несчастного случая с временной потерей трудоспособности при объеме трудозатрат свыше 5,1 млн человеко-часов.

BG: Как вы оцениваете дальнейшие перспективы использования FLNG? Каковы ваши прогнозы относительно развития этой технологии и масштабов ее применения?

Б. П.: Наша цель — доставлять больше газа на большее количество рынков, и поэтому мы разрабатываем программу развития строительства плавучих установок СПГ, основываясь на уже имеющемся опыте. FLNG могут применяться при различных сценариях освоения месторождений с различным составом газа, при этом сохраняя высокий уровень добычи. Мы видим возможности применения плавучих установок по всему миру.

БЕРИ ОТ НЕФТИ ВСЕ

СИБИРСКИЕ НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ОСНОВНОЙ ИСТОЧНИК РОССИЙСКОЙ НЕФТИ, ПОСТЕПЕННО ИСТОЩАЮТСЯ, А ОБЪЕМ ДОБЫЧИ СНИЖАЕТСЯ. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ ПРИ ТРАДИЦИОННЫХ МЕТОДАХ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ДВЕ ТРЕТИ ВСЕХ НЕФТЯНЫХ ЗАПАСОВ ТАК И ОСТАНУТСЯ ЛЕЖАТЬ В НЕДРАХ МЕРТВЫМ ГРУЗОМ. ВПРОЧЕМ, НЕФТЯНИКИ УЖЕ ПЫТАЮТСЯ ИСПРАВИТЬ СИТУАЦИЮ. В 2013 ГОДУ СП «ГАЗПРОМ НЕФТИ» И SHELL НАЧИНАЕТ ОПЫТНОЕ ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, НАЦЕЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ, НА САЛЫМСКОЙ ГРУППЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ИЛЬЯ АРЗУМАНОВ

ОСТАТКИ СЛАДКИ Методы извлечения нефти из пласта делятся на три категории — первичные, вторичные и третичные. На стадии применения первичных методов нефть самотеком поступает в ствол скважины под воздействием пластового давления. Запасы нефти разрабатывались таким методом с самого начала развития нефтяной промышленности и до второй половины 1940-х годов, в течение всего этого времени нефтяникам удавалось добывать не более 25% от изначальных запасов месторождений.

В конце 1940-х добывающие компании начали применять вторичные методы улучшения нефтеотдачи (Improved Oil Recovery) — всевозможные разрывы пластов. В скважину под огромным давлением закачивается вода, пластовое давление повышается, и происходит вытеснение нефти. Для поддержания разрыва в открытом состоянии в пласт также заносится расклинивающий агент — песок, не дающий трещине сомкнуться, либо кислота, разъедающая породу. Долгое время заводнение пластов было наиболее экономически эффективным методом увеличения нефтеотдачи — с его помощью в СССР в начале 1980-х годов было добыто свыше 90% нефти. Несмотря на постоянное совершенствование технологии гидроразрыва, использование этого вторичного метода добычи обеспечивает коэффициент извлечения нефти (КИН) не выше 30–35%, то есть около 70% нефти остается в земле.

Исследования ведущих нефтяных компаний, в частности концерна Shell, показывают, что повышение КИНа в глобальном масштабе всего на 1% позволит увеличить традиционные запасы нефти до 88 млрд баррелей, что в три раза больше, чем сегодня добывается за год. Для этого в настоящий момент ведущие нефтяные компании активно развивают и используют третичные методы добычи, так называемые методы увеличения нефтеотдачи (Enhanced Oil Recovery, EOR). Принцип действия EOR состоит в снижении поверхностного натяжения или вязкости содержимого скважины, что способствует вытеснению нефти из пласта. Этот эффект достигается путем закачки в пласт полимеров, газов (двуокиси углерода, углеводородов или азота) или пара. EOR могут способствовать извлечению дополнительно от 5% до 20% геологических запасов нефти. В зависимости от свойств коллектора общее извлечение может достигать 50–70% запасов месторождения.

ПРОЩЕ ПАРЕНОЙ НЕФТИ Технология извлечения тяжелых и вязких нефтей с помощью пара предполагает бурение двух горизонтальных скважин. Водяной пар закачивается в скважину, расположенную примерно на 5 м выше параллельно добывающей скважине. Пар нагревает тяжелую нефть, которая вместе с водяным конденсатом стекает вниз в добывающую скважину.

Концерн Shell использует EOR в Омане в рамках стратегического альянса с Petroleum Development Oman (PDO). На месторождениях Карн-Алам, Фахуд и Амал активно применяется закачка пара, закачка растворенного газа —

на участке месторождения Харвил. «При реализации проектов, использующих закачку пара, одной из основных задач является минимизация объемов природного газа, используемого для выработки необходимого пара. На месторождениях Карн-Алам и Амал 80% пара, необходимого для проектов, генерируется с использованием тепла, поступающего с местных ТЭЦ. В настоящее время наши специалисты прорабатывают техническую реализуемость и экономическую целесообразность использования солнечной энергии для выработки пара, разрабатываются планы проведения испытаний этой технологии в полевых условиях на месторождении Амал», — сообщает пресс-служба концерна Shell.

На тяжелую и вязкую нефть приходится до 25% общемировых запасов: в конце 2011 года запасы тяжелой нефти Аляски, Канады и Венесуэлы оценивались в 400 млрд баррелей.

ПРЕСНАЯ ВОДА И ПОЛИМЕРЫ Разработанная компанией BP технология заводнения пластов водой пониженной солености LoSal EOR способна повысить нефтеотдачу на 5–10% по сравнению с традиционными подходами. Технология заключается в изменении свойств смачиваемости коллекторов, которое приводит к увеличению вытеснения нефти. «Этот подход уменьшает объем отложения солей, сохраняя проницаемость коллектора, повышает приемистость нагнетательных скважин, улучшает вертикальное вытеснение нефти, уменьшает окисление нефти и количество выпадающих твердых частиц. Стоимость применения технологии составляет менее \$3 на баррель добычи. Впервые полномасштабное применение этой инновации планируется на месторождении Клэр-Ридж в Северном море. Еще пять аналогичных проектов находятся на различной стадии реализации», — сообщает пресс-служба BP.

На одном из первых оманских месторождений — Мармул — применяется полимерная закачка. Добыча на нем началась 25 лет назад, было извлечено не более 15% запасов месторождения. Для увеличения добычи использовалась система заводнения, но нефть оказалась настолько густой и вязкой, что заводнение коллектора обходило участки с нефтью и вода не вытесняла нефть к скважинам.

Компания PDO приняла решение по увеличению добычи и продлению срока эксплуатации месторождения путем перехода от простого заводнения к полимерному. Схема заводнения включает подготовку воды с очисткой ее от примесей с последующим добавлением усовершенствованного полиакриламида и закачку раствора в коллектор под очень высоким давлением. С начала 2010 года PDO ведет закачку полимерного раствора в объеме 100 тыс. баррелей в сутки. Данная технология позволяет увеличить КИН месторождения с 15% до 25%.

«Хорошая организация контроля параметров скважин и коллектора позволили PDO добиться успехов в увеличении нефтеотдачи с помощью передовых технологий Shell, включая отбор, расчет и интерпретацию наиболее оптимальных вариантов испытания скважин и других новейших методов контроля и наблюдения. В развитие успеха на этом направлении PDO намеревается расширить работы на Мармуле и запустить там одну из крупнейших в мире установок для заводнения. Предположительная мощность заводнения коллектора составит порядка 500 тыс. баррелей воды в сутки», — отмечают в пресс-службе концерна Shell.

ПОЛИМЕРЫ В СИБИРИ В Ханты-Мансийском автономном округе добывается более половины всей российской и около 7% мировой нефти. Однако с 2008 года на местных месторождениях наблюдается постепенное снижение добычи: с 2008 по 2011 год уровень добычи упал с 227,6 млн до 262,5 млн тонн. Поскольку ключевая задача для российской нефтедобывающей отрасли — предотвращение снижения продуктивности, в настоящий момент важно более эффективное использование существующих возможностей добычи. В ноябре 2012 года акционеры совместного предприятия Salyu Petroleum Development (SPD) «Газпром нефть» и Shell одобрили проект полномасштабного опытно-промышленного применения методов повышения нефтеотдачи с применением химических реагентов на Салымской группе месторождений. Речь идет о технологии закачки в пласт анионного поверхностно-активного вещества (ПАВ), соды и полимера (АСП). Анионные ПАВ вызывают снижение поверхностного натяжения залежей нефти, они представляют собой молекулярные цепочки, сцепляющие углеводороды нефти с молекулами

воды. В соответствии с заявлениями руководящих лиц SPD ожидается, что при использовании этой технологии дополнительная нефть будет добыта за три-пять лет, в то время как в случае традиционного заводнения срок увеличения добычи может составить десятки лет.

АСП подразумевает повышение нефтеотдачи за счет сокращения остаточных объемов нефти, защемленных в поровом пространстве породы после традиционного заводнения. Химическое заводнение пласта позволяет добыть дополнительно до 30% нефти. SPD начало изучать эту технологию в 2008 году, а в 2009-м компания провела ряд испытаний на одиночной скважине Западно-Салымского месторождения. В ходе испытаний после проведения обычного заводнения было проведено заводнение АСП, в результате чего удалось мобилизовать 90% остаточной нефтенасыщенности.

В настоящий момент SPD переходит к этапу полномасштабной опытно-промышленной эксплуатации технологии, в течение 2013 года планируется разработать проектную документацию, проработать логистику и провести контрактное, в 2014-м — построить технологическое оборудование, а в 2015-м — начать добычу. Дополнительная добыча на Салымских месторождениях может составить до 25 млн тонн нефти. Преимущество нового метода состоит и в том, что он достаточно легко подвергается тиражированию на других месторождениях региона и предусматривает использование существующей инфраструктуры, что позволяет рационально и эффективно использовать природные ресурсы. Если эксплуатация АСП-заводнения на Салымских месторождениях окажется успешной, этот опыт можно будет использовать для повышения эффективности целого ряда месторождений Западной Сибири.

У ситуации с российским внедрением технологий повышения нефтеотдачи есть одна общая с шельфовыми проектами черта: при существующем налоговом режиме добыча с применением инновационных методов будет приносить операторам убытки. Первый заместитель губернатора ХМАО Александр Ким заявлял, что, поскольку по оценкам геологов и нефтяников до 70% углеводородных запасов округа относятся к трудноизвлекаемым, государство должно начать применять некую гибкую налоговую систему — такую, чтобы добыча этой нефти не была убыточной. В 2011 году губернатор ХМАО Наталья Комарова обращалась Владимиру Путину, тогда премьеру, с просьбой оказать поддержку нефтяникам, разрабатывающим трудноизвлекаемые запасы. Весной 2012 года со стороны властей поступало предложение разделить месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на категории, соответственно которым предоставлять налоговые льготы на добычу. Варианты стимулирующего налогового режима до сих пор обсуждаются. То есть пока SPD только начинают опытное внедрение, время для диалогов с властями еще есть. ■

В ЭТОМ ГОДУ ПРЕДПРИЯТИЯ SALYU PETROLEUM DEVELOPMENT НАЧАЛИ ПРИМЕНЯТЬ ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ЗАКАЧИВАЯ В НЕФТЕНОСНЫЙ ПЛАСТ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОЕ ВЕЩЕСТВО, СОДУ И ПОЛИМЕРЫ



СЕРГЕЙ ПЕТРОВ / ФОТО ИЛЛА-ТАСС



КРЕАТИВНЫЙ НЕФТЕКЛАСС

В СПИСКЕ 100 САМЫХ ИННОВАЦИОННЫХ КОМПАНИЙ МИРА, СОСТАВЛЕННОМ FORBES В КОНЦЕ 2012 ГОДА, НЕТ НИ ОДНОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОРПОРАЦИИ. ОДНАКО В УСЛОВИЯХ СОКРАЩЕНИЯ ТРАДИЦИОННЫХ ЛЕГКОДОСТУПНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ ИМЕННО ИННОВАЦИИ СТАНОВЯТСЯ ОСНОВНЫМ МЕХАНИЗМОМ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ. ВГ РЕШИЛ ВЫЯСНИТЬ, КАКИЕ ИГРОКИ ПОДТАЛКИВАЮТ ВВЕРХ ОБЩИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ РЫНКА, РАЗРАБАТЫВАЯ И ВНЕДРЯЯ ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ.

ИЛЬЯ АРЗУМАНОВ

ЧИСЛО И УМЕНИЕ ВГ обратился к десяти российским и десяти зарубежным нефтегазовым компаниям с просьбой предоставить данные о количестве принадлежащих им патентов на технологические разработки. Запрошенные сведения согласились предоставить только три российские и пять зарубежных компаний. Остальные предпочли не приводить сведений ни о своих затратах на R&D ни о том, как эти вложения распределяются, а также о том, какой экономический эффект наблюдается от внедрения разработок.

Формально лидером по числу патентов среди российских компаний является «Газпром». Но в общий список, насчитывающий 1691 патент, входят и разработки дочерних обществ компании. В частности, в указанное число вошли 92 патента «Газпром нефти».

Инновационные разработки и технологии активно внедряются «Газпромом», в частности, при создании нового крупнейшего в России центра газодобычи на полуострове Ямал. «На Бованенковском месторождении впервые в России применяется система, которая предусматривает использование единой инфраструктуры сбора газа при добыче на сеноманских и апт-альбских залежах. Эти залежи расположены на разных глубинах (520–700 м и 1200–2000 м соответственно) и отличаются разным пластовым давлением. Сейчас добыча ведется из апт-альбских залежей, но со временем, когда давление в этих пластах начнет падать, рядом с существующими будут пробурены новые скважины для добычи сеноманского газа. Газ, добываемый из различных пластов, будет подаваться в один газосборный шлейф и далее на одну и ту же установку подготовки газа. Такой подход обеспечивает значительную экономию средств на обустройство и высокую эффективность эксплуатации месторождения», — сообщает управление информации ОАО «Газпром».

Для транспортировки ямальского газа «Газпром» строит двухниточную систему магистральных газопроводов (СМГ) Бованенково—Ухта. Уже построена первая нитка, ведется строительство второй. При сооружении СМГ используются специально разработанные по заказу «Газпрома» отечественные трубы, по своим характеристикам не имеющие мировых аналогов. Они производятся из стали повышенной прочности и хладостойкости, что позволяет транспортировать газ под очень высоким давлением — 11,8 МПа (120 атмосфер). То, что трубы способны выдержать такое давление, позволяет увеличить объем транспортировки газа, сократить количество необходимых ниток газопровода и объем изымаемых из оборота земель, снизить в целом металлоемкость газопровода и финансовые затраты на строительство. «Экономический эффект в период до 2030 года по капитальным вложениям превысит 300 млрд руб., по эксплуатационным затратам будет составлять до 10 млрд руб. ежегодно», — отмечают в управлении информации компании.

С 1996 по 2011 год нефтяная компания ЛУКОЙЛ зарегистрировала 170 патентов на собственные разработки. В прошлом году наблюдался резкий прирост разработок, и сегодня у компании более 200 патентов. Специалисты ЛУКОЙЛа

разработали инновационный метод очистки нефти от сероводорода. Эта технология была реализована на установке подготовки нефти «Баяндыская» в Республике Коми. «Запатентованная технология очистки нефти от сероводорода — это реальное инновационное решение, позволившее реализовать с начала разработки на Баяндыском нефтяном месторождении очистку нефти от сероводорода без значительных капитальных вложений в объеме 2,2 млн тонн», — сообщает пресс-служба ЛУКОЙЛа.

Еще один патент, являющийся предметом гордости ЛУКОЙЛа, был выдан за разработку принципиально нового насоса ННД 57/44. «С апреля 2011 года ведутся опытно-промышленные испытания на скважинах пермокарбоновой залежи Усинского месторождения в Республике Коми. Результаты испытаний положительные, текущая наработка превысила наработку традиционного электровентильного насоса в два с половиной раза, при стоимости в три раза ниже. Ожидаемый эффект от внедрения превышает 100 млн руб.», — отмечают в пресс-службе ЛУКОЙЛа.

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ Патентный портфель норвежской компании Statoil включает примерно 800 изобретений и 3,5 тыс. патентов и патентных заявок. Ежегодно компания подает 50–100 патентных заявок. Более трети всех НИОКР компании приходится на новые решения в сфере разработки месторождений, еще треть — на решения, применяемые в производственно-сбытовой цепочке. 15% от всего R&D приходится на увеличение нефтеотдачи, еще по 10% — на геологоразведку и разработки в области альтернативной энергетики.

Компанией Statoil разработана система трубной сепарации, являющаяся частью самой первой в мире системы подводного разделения тяжелой нефти и воды на больших глубинах, которая включает обратную закачку пластовой воды для увеличения добычи на зрелых месторождениях. Подводный модуль разделяет тяжелую нефть, газ, песок и воду на глубине моря до 900 м. «Первая промышленная система трубной сепарации установлена для использования на месторождении Марлин компании Petrobras в бассейне Кампус: эта технология позволяет вести глубоководную разработку с хорошими экономическими показателями. Statoil рассматривает вопрос выдачи лицензии на эту технологию новым поставщикам с целью увеличения конкуренции на рынке», — отмечают в московском представительстве Statoil.

Компаниям группы Eni в общей сложности принадлежит почти 2 тыс. патентов, причем около 1 тыс. из них — разработки в области химической промышленности. Разработанная Eni суспензионная технология переработки нефти (Eni Slurry Technology, EST) обеспечивает полную переработку нефтяного остатка, тяжелой нефти и битуминозной нефти в высококачественное, эффективное топливо. «EST дает возможность увеличения объемов переработки нетрадиционной нефти, запасы которой есть во всех частях мира, особенно в Канаде и Венесуэле, и приблизительно в три раза превышают

подсчитанные запасы традиционной нефти. EST, финансирование разработки которой составило свыше €1,1 млрд, представляет собой первое итальянское научное и технологическое открытие в области нефтепереработки и самый крупный промышленный проект, осуществляемый в стране в настоящее время. Начальная добыча в рамках проекта составит 23 тыс. баррелей нефтяного эквивалента в день», — рассказали ВГ в московском представительстве Eni.

Британской нефтегазовой компании BP в настоящее время принадлежит более 6 тыс. патентов. «BP уделяет внимание развитию особо значимых для отрасли технологий, способствующих повышению нефтеотдачи на действующих месторождениях и увеличению коэффициента извлечения нефти. В частности, речь идет о прогрессивных технологиях сейсмической визуализации недр (Advanced Seismic Imaging)», — сообщили в российском представительстве компании. BP стала первой компанией, внедрившей в 2003 году систему постоянных сейсмических наблюдений на месторождении Валхалл на шельфе Норвегии. Там на дне моря уложены кабели с 10 тыс. сейсмических датчиков, которые обеспечивают высококачественные сейсмические изображения недр, позволяющие отслеживать состояние текущей выработки залежей в режиме реального времени, выявлять периферийные залежи, оптимально выбирать точки уплотнения эксплуатационной сетки скважин. Аналогичный подход BP применила на месторождении Клэр в Северном море (в 2006 году), а вскоре после этого — на месторождении Азери-Чираг-Гюнешли в Азербайджане.

Американская компания Chevron, один из мировых лидеров по части инноваций, располагает 37 475 патентами. Большое число разработок Chevron связано с информационными технологиями и нацелено на оптимизацию бизнес-процессов структур, входящих в состав компании. Разработанная компанией Chevron коммуникационная система Infocomm способна в режиме реального времени передавать точные показания давления и температуры на глубине до 7620 м, а специальное оборудование, созданное по технологии TruDepth, позволяет определять объемы нефти и воды внутри скважины с механизированной добычей. В отличие от существующих систем, оборудованию не требуются батареи, а вместо традиционных проводов, идущих с поверхности ко дну скважины, стоят датчики. Это делает обо-

рудование значительно дешевле аналогов, а также решает проблемы, связанные с ненадежностью эксплуатации.

Еще одному лидеру в отношении инноваций, нидерландско-британской Shell, принадлежит более 14 тыс. патентов. В 2011 году Shell потратила \$1,1 млрд на НИОКР. По словам представителей Shell, это больше, чем затраты на R&D любой другой международной нефтяной компании. Shell — первая компания, начавшая постройку плавучего комплекса сжиженного природного газа (СПГ). Строительство началось в мае 2011 года на месторождении Прелюд (Австралия). Плавучий комплекс позволит осуществлять добычу, сжижение, хранение и транспортировку СПГ на шельфе. Комплексу не нужны ведущие на берег длинные трубопроводы, компрессорные платформы для прокачки газа на берег, нет необходимости в выполнении дноуглубительных работ и строительстве причальных сооружений, не требуется дорожное строительство, береговые склады и поселки. Плавучий комплекс в Прелюд будет весить 600 тыс. тонн с полным балластом, его длина составит 488 м, ширина — 74 м. Это будет самый крупный когда-либо построенный плавучий комплекс. На строительство самого комплекса потребуется около 260 тыс. тонн стальных конструкций, это в пять раз больше, чем ушло на строительство Сиднейского моста. Корпус рассчитан на срок службы 50 лет, срок службы надпалубных сооружений составит около 40 лет. Ожидается, что комплекс проведет на месте порядка 20–25 лет, затем его отправят в доки для ремонта надпалубных сооружений и, возможно, впоследствии установят на новом месте.

Французскому концерну Total, также входящему в число лидеров по инновациям, принадлежит более 14 тыс. патентов. В качестве примера инноваций в области разведки и добычи представители Total приводят опыт работы концерна на нефтяном месторождении Пашфлор в Анголе. Это первый нефтепромысловый проект, где в масштабе нескольких месторождений используется система подводной добычи, объединяющая в том числе установку сепарации газа и жидкостей. Конечно, без сведений об инновационной деятельности ряда крупных компаний картина этого обзора получилась неполной. Однако некое распределение разглядеть все же можно. Реально толкает отрасль вперед лишь узкая группа игроков, серьезно и целенаправленно вкладываясь в прорывные и масштабные проекты. ■



НИДЕРЛАНДСКО-БРИТАНСКАЯ SHELL ПРИНАДЛЕЖИТ БОЛЕЕ 14 ТЫС. ПАТЕНТОВ. В 2011 ГОДУ SHELL ПОТРАТИЛА \$1,1 МЛРД НА НИОКР — БОЛЬШЕ, ЧЕМ ЗАТРАТЫ НА R&D ЛЮБОЙ ДРУГОЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

МАСЛО ВМЕСТО НЕФТИ

СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ ПРОИЗОШЛА В РОССИИ ЕЩЕ ДО РЕВОЛЮЦИИ ОКТЯБРЬСКОЙ. НО ДЕШЕВАЯ НЕФТЬ И ГАЗ СВЕЛИ НА НЕТ ЕЕ ДОСТИЖЕНИЯ. СЕЙЧАС, СПУСТЯ 100 ЛЕТ, ВЫЯСНИЛОСЬ, ЧТО СОВЕТСКИЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ СЛАНЦЕВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ БЕССЛЕДНО ИСЧЕЗЛИ ВО ВРЕМЯ РАСПАДА СТРАНЫ ИЛИ СТАЛИ ОБЪЕКТОМ КОММЕРЧЕСКОЙ ТАЙНЫ В ЧАСТНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЯХ.

ВЛАДИМИР СОКОЛОВ

СЫРЬЕВОЙ ПРИДАТОК САНКТ-ПЕТЕРБУРГА Как и многое новое, сланцевая энергетика — это давно и хорошо забытое старое. Сланцевая отрасль в России появилась раньше нефтянки: промышленность «искусственного» газа в России существовала с первой половины XIX века. Тогда газ во всем мире использовался по большей части для освещения. Также газ был необходим для двигателей первых автомобилей, электрогенераторов и промышленных установок. 100 лет назад, в 1913 году, в Российской империи было зарегистрировано 117 газовых заводов, производивших газ как для обслуживания промышленных предприятий и городов, так и для открытой розничной продажи. Предприятия эти использовали в качестве сырья местный каменный уголь, но заводы, расположенные в Санкт-Петербурге, перерабатывали только высококачественный английский уголь.

Но потом разразилась Первая мировая война, и поставки сырья из Великобритании были прекращены. Петроградские заводы попытались было переключиться на уголь из Донбасса, но транспортный кризис перерезал и этот канал поставок. И тогда профессор Ломшаков из Петроградского технологического института, глава специальной тепловой комиссии при Министерстве торговли и промышленности, предложил использовать для переработки в газ кукуерситы — прибалтийские горючие сланцы.

Горючие сланцы относятся к твердым каустобиолитам и являются органоминеральными образованиями, сформированными в водных условиях. Геологи определяют горючие сланцы как осадочные породы, содержащие в основном аквагенное органическое вещество (то есть остатки вымерших морских и озерных животных), что роднит их с нефтью. При нагреве сланцев без доступа воздуха образуется очень похожая на нефть субстанция — сланцевое масло, или смола, которую многие геологи относят к нетрадиционной нефти. Одновременно при нагреве выделяются и газообразные углеводороды — сланцевый газ. Таким образом, из сланцев можно получать одновременно и нефть, и газ. И энергетики всего мира вот уже 100 лет мечтают наладить этот процесс, сделав его как можно более дешевым и экологически чистым.

Начались же первые эксперименты летом 1916 года, когда в районе деревни Кукерс (ныне это город Кохтла-Ярве в Эстонии) открылся первый сланцевый рудник, а в 1-м Петроградском политехническом институте открылся Опытный газовый завод для перегонки сланцев. Уже через два года руководитель лаборатории при заводе инженер Вальгис представил готовую технологию перегонки сланцевого газа, который по теплотворности не уступал каменноугольному газу. Правда, к тому времени Эстония стала независимым государством и Кукерское месторождение стало недоступным. Зато недалеко от Петрограда были обнаружены свои запасы сланцев. Кроме того, горючие сланцы были найдены в Тверской, Казанской и Самарской губерниях. Для организации их добычи и переработки при Главном топливном управлении ВСНХ создается Главный сланцевый комитет, который возглавил И. М. Губкин — будущий нефтяной академик.

Однако уже в 1925 году масштабное финансирование исследований работ было прекращено: зачем строить до-

рогие газореакторы, если дешевый донецкий уголь и кавказская нефть стали с лихвой покрывать все энергетические потребности страны? Реализация сланцевого проекта была оставлена только для Ленинграда: в 1934 году были основаны предприятие «Ленинградсланец» и введена в эксплуатацию шахта им. С. М. Кирова, затопленная сразу после начала Второй мировой войны.

Повторно к сланцевой энергетике власти СССР вернулись в 1947 году: было принято решение Совмина о строительстве газосланцевого завода в Кохтла-Ярве и газопровода Кохтла-Ярве—Ленинград. В самом Кохтла-Ярве был открыт уникальный НИИ сланцев — единственный в мире отраслевой институт подобного профиля, перед которым была поставлена задача найти новые технологии использования сланцев. И определенные успехи в этом направлении были достигнуты. Журнал «Смена» писал в 1988 году: «По технологиям НИИ сланцев уже сейчас путем термической переработки получают десятки важнейших продуктов: масло для пропитки древесины — антисептик, к примеру, шпало-пропитка; строительные мастики, различные синтетические смолы: эпоксидные, тампонажные, клеевые, хорошо известная в быту «эпоксидка»; электродный кокс, синтетические дубители для кожевенной промышленности... Или смазка «Сласк» для защиты сельскохозяйственной и прочей техники от атмосферной коррозии». Но все это были второстепенные задачи, а вот решение главной проблемы — методика превращения сланцев в нефть — все время ускользало от ученых.

ПОТЕРЯННЫЕ И ЗАБЫТЫЕ «Я не могу сказать, что Института сланцев больше нет, — говорит сегодня Николай Куташов, ставший уже советником руководителя Сланцедобывающего завода в эстонском городке Кивиули. — Другое дело, что потерян весь научный потенциал, уничтожена вся научная школа. НИИ сланцев был центром, в котором формировались новые технологии переработки горючего камня и направления развития сланцевыми.

Сегодня сланец из Кивиули идет на новейший завод Enefit по производству сланцевых масел. Вообще-то этот завод был построен в 1980 году для внедрения передовой по тем временам технологии НИИ сланцев по переработке сланца в мазут и газ, но после выхода Эстонии из состава СССР завод был закрыт, а потом реконструирован концерном VKG при участии финской инжиниринговой компании Outotec. Сегодня здесь возобновилось производство сланцевых масел, и администратор производства Николай Голубев с энтузиазмом рассказывает: «Две установки Enefit 140 перерабатывают в час по 140 тонн сланца. Дневной выпуск продукции — 800 тонн. У нас есть технология получения из масел

дизельной фракции, но рентабельности такое производства сможет достичь только тогда, когда мы будем получать хотя бы 1 млн тонн сланцевого масла в год». В ближайших планах — строительство завода по гидрированию мазута.

О советских технологиях НИИ сланцев никто и не вспоминает, причем вовсе не потому, что они были несовершенны. Просто в середине 1990-х НИИ сланцев, перешедший под крыло Таллинского технического университета, потерял права на все свои изобретения.

«Часть старых разработок ученых НИИ сланцев сегодня внедрена в производство, — говорит нынешний директор НИИ сланцев профессор Юри Сооне. — Но, к сожалению, институт от этого ничего не имеет, поскольку те многие патенты, которые в свое время были получены, в бедное время были просрочены, потому что не было возможности поддерживать эти патенты».

Пропала и большая научная библиотека НИИ сланцев. Несколько тонн документации просто исчезло по дороге из Кохтла-Ярве в Таллин — не исключено, что пропавшие документы потом оказались в офисах тех фирм, которые сегодня командуют сланцевой революцией в Европе. А вот в чудом уцелевшем НИИ сланцев сегодня работает всего три десятка человек, причем большинство из них уже не исследователи, а преподаватели.

«После того как мы вошли в состав факультета ТТУ, у нас добавилось участие в учебном процессе, и главный адрес у нас теперь в Таллине, потому что мы проводим здесь курсы магистров, — говорит Юри Сооне. — Но у нас сохранилась лаборатория в Кохтла-Ярве, где продолжают договорные и внедренческие работы по разработке новых технологий переработки сланца. Наши усилия сейчас направлены на то, чтобы включиться в государственную программу энерготехнологий, мы намерены ходатайствовать о получении финансирования».

Еще жестче рыночные реформы обошлись с предприятием «Ленинградсланец». В 1993 году Ленинградское орден Трудового Красного Знамени производственное объединение «Ленинградсланец» было преобразовано в ОАО «Ленинградсланец», после чего шахты были закрыты. Дело в том, что единственным потребителем ленинградского сланца было эстонское АО «Нарвские электростанции», которое под давлением экологических организаций Евросоюза расторгло договор на поставку сланца. В результате добыча полностью прекратилась, а завод «Сланцы» занялся более прибыльным бизнесом — прокалкой нефтяного кокса.

Лишь пять лет назад с приходом инвестора (основной акционер ОАО «Ленинградсланец» — ГК «Ренова») шахта возобновила добычу сланцев. Планов было громадье: от по-

лучения сланцевого масла до использования сланцевых продуктов для создания удобрений. Для этого «Ренова» вынашивала планы объединить «Ленинградсланец» с заводом «Сланцы» в единую производственную цепочку, но сделка была остановлена в Минэкономике, где не были удовлетворены итогами торгов. В итоге планы так и остались планами, а «Ленинградсланец» находится сейчас в состоянии банкротства с кредиторской задолженностью 1,8 млрд рублей.

ДОЖАТАЯ НЕФТЬ Впрочем, советские разработки в области сланцевой энергетики вовсе не канули в Лету — благодаря ученым из ВНИИнефть, которые еще в 1971 году после совместной работы со специалистами НИИ сланцев предложили новый способ добычи сланцевой нефти — термогазовую технологию. Речь идет не о переработке твердого сланца, а об извлечении из пластов породы сланцевой нефти — вещества, которое еще не успело стать полноценной нефтью в процессе превращения останков биологических отходов в углеводороды.

«Чтобы ускорить процесс, нужно эти пласты термически обработать, — объясняет Александр Соломатин, заместитель генерального директора ВНИИнефть. — Суть термогазового метода заключается в закачке в пласт одновременно воды и сжатого воздуха. При этом в пласте создается высокоэффективный вытесняющий газовый агент, который и обеспечивает мощный приток нефтеотдачи».

К началу перестройки метод термогазового воздействия прошел успешные испытания на месторождениях Украины, Азербайджана и даже в США, для чего было создано совместное предприятие с компанией «Амоко» «Нефтеотдача». В результате было достигнуто существенное увеличение как нефтеотдачи, так и добычи нефти — в полтора раза и более. Но с началом рыночных реформ программа экспериментов была свернута и отправлена на склад.

И вот, похоже, рост нефтяных цен сделал старые разработки вновь актуальными. Три года назад компания РИТЭК испытала метод термогазового разрыва пласта на Средне-Назымском месторождении в ХМАО, а в 2011 году на Приобском месторождении компания «Роснефть» впервые испытала этот же способ извлечения нефти.

Правда, некоторые эксперты сомневаются, что данный метод войдет в повседневную практику. «Для того чтобы добывать сланцевые газ или нефть, во-первых, бурится большое количество скважин, и, когда это делается в обустроенных районах, это всегда неприятно: грязи слишком много, необходимо изымать из оборота дорогие освоенные земли, — считает академик Алексей Конторович из Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. — Потом в эти скважины, чтобы произвести гидроразрыв — а без этой технологии много не добыть, надо закачивать огромные объемы воды. Где-то эту воду надо брать, а ее и без того дефицит. К тому же в эту воду надо добавлять специальные химикаты, а ведь закачанная в пласт грязная вода может выйти на поверхность. Вот такое сплетение разных обстоятельств. И когда нам рассказывают, что в Европе уникальный газ Западной Сибири будет заменен сланцевым газом, лично я убежден, что все это сказки, направленные на то, чтобы сбить цены на наш газ на европейском рынке». ■



РИА НОВОСТИ

«РЕНОВА» ВЫНАШИВАЛА ПЛАНЫ ОБЪЕДИНИТЬ «ЛЕНИНГРАДСЛАНЕЦ» С ЗАВОДОМ «СЛАНЦЫ» В ЕДИНУЮ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ЦЕПОЧКУ, НО СДЕЛКА БЫЛА ОСТАНОВЛЕНА В МИНЭКОНОМИКИ. В ИТОГЕ ПЛАНЫ ТАК И ОСТАЛИСЬ ПЛАНАМИ, А «ЛЕНИНГРАДСЛАНЕЦ» НАХОДИТСЯ СЕЙЧАС В СОСТОЯНИИ БАНКРОТСТВА



ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА

НАЖМИ НА ДЕНЬГИ!

ТЕПЕРЬ ДЛЯ ПЛАТФОРМ iOS И ANDROID



ЦИФРОВАЯ
ВЕРСИЯ
ЖУРНАЛА

- современно и экологично
- всегда под рукой
- свежий номер – в любой точке мира
- архив предыдущих номеров – в любую минуту
- удобная навигация и постраничный просмотр
- видео- и фотогалереи

ТЕ ЖЕ ДЕНЬГИ, НО ДЕШЕВЛЕ

реклама
16+

ПОДПИСКА НА ЦИФРОВУЮ ВЕРСИЮ ДЛЯ IPAD — 3, 6 ИЛИ 12 МЕСЯЦЕВ С АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЗАГРУЗКОЙ СВЕЖЕГО НОМЕРА

BUSINESS GUIDE

Тематические приложения к газете
Коммерсантъ

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА
ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА
СМЕЖНИКИ
ИНВЕСТОРЫ
КОНКУРЕНТЫ
АДМИНИСТРАТИВНЫЙ РЕСУРС