

BUSINESS GUSIESS









АЛЕКСЕЙ ХАРНАС.

РЕДАКТОР BUSINESS GUIDE «ГАЗ»

СМЕНА ФАЗЫ

Развитие технологий производства сжиженного газа, безусловно, серьезно изменит рынок энергоносителей, как во всем мире, так и в нашей отдельно взятой стране. Говорить о преимуществах газа как топлива здесь не буду — этому посвящены все последующие страницы **BG.** Мировой тренд на рост использования газа в энергетике уже невозможно не заметить, поскольку формируется он не первое десятилетие. Так, наиболее заметный прирост добычи энергоносителей произошел в период с 1981 по 2002 год. Добыча нефти во всем мире за эти годы выросла на 19%, угля на 26%, а газа — на 73%,

Единственное, что сдерживало до последнего времени газификацию небольших потребителей, -- необходимость строительства сложной и дорогой газопроводной инфраструктуры. Ее стоимость сводила на нет экономику использования дешевого газа, а в российских условиях «труба» являлась еще и инструментом административного регулирования. Строго говоря, хозяин газопровода мог диктовать любые условия как получателям газа, так и его продавцам. Сжиженный газ принципиально меняет этот расклад сил. Оборудование для его использования сопоставимо по цене со строительством газопровода, но, построив его однажды, владелец может выбирать поставщиков топлива и не беспокоиться об изменении тарифов на прокачку газа. Газопроводной зависимости уже нет в странах Юго-Восточной Азии, где при газификации сразу была сделана ставка на сжиженный газ. Осталось только дождаться, пока новый стандарт потребления придет и в Россию.

Тематическое приложения к газете «Коммерсанть» (Business Guide-Газ)

Демьян Кудрявцев — генеральный директор Азер Мурсалиев — шеф-редактор Анатолий Гусев — арт-директор Эдвард Onn — 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
Наталия Дашковская — редактор
Сергей Цомык — главный художник
Виктор Куликов — фоторедактор
Екатерина Бородулина — корректор

Екатерина Бородулина — корректор **Адрес редакции:** 125080, г. Москва, ул. Врубеля, д. 4. Тел. (499) 943–9724/9774/9198

Учредитель: ЗАО «Коммерсанть. 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). Сеидетельство о регистрации СМИ — ПИ № ФС77-38790 от 29.01.2010

Типография: «Сканвеб Аб». Адрес: Корьаланкату 27, Коувола, Финляндия Тираж: 75000. Цена свободная Рисунок на обложке: Роман Манихин

СТРАТЕГИЯ ВНУТРЕННЕГО СЖИГАНИЯ

ВЫСОКАЯ ДОЛЯ ГАЗА В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ СТРАНЫ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ НАЗАД БЫЛА ОБЪЯВЛЕНА ОДНОЙ ИЗ ПРЕГРАД НА ПУТИ К «ИННОВАЦИ-ОННОМУ И ЭФФЕКТИВНОМУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ СЕКТОРУ». СПОСОБ ЕЕ ПРЕОДОЛЕНИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ, — УВЕЛИЧЕНИЕ ДОЛИ УГЛЯ. НО ПОПЫТКИ СДЕЛАТЬ УГОЛЬ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ПРИЕМЛЕМЫМ ТОПЛИВОМ ДЕЛАЮТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ СЛИШКОМ ДОРОГОЙ. ПОЭТОМУ В МЕЖТОПЛИВНОЙ КОНКУРЕНЦИИ ГАЗ ПО-ПРЕЖНЕМУ ОСТАВЛЯЕТ УГЛЮ МАЛО ШАНСОВ. НАДЕЖДА ПЕТРОВА

КОГДА ЗАКОНЧИТСЯ ГАЗ Сам по себе отказ от экологически чистого и эффективного топлива, каким является газ, ради заведомо грязного и менее эффективного угля кажется странным, но теоретическое обоснование у него имеется. Энергетическая концепция, принятая за основу во времена позднего СССР, предполагала, что газовая генерация — это быстрый способ ликвидировать отставание в энергетике. За полтора десятка лет активного использования газа в электроэнергетике предполагалось восполнить дефицит атомной генерации и создать новые технологии использования угля, позволяющие получить от него по возможности большую отдачу с меньшим ущербом для окружающей среды.

Теория временного перевода электроэнергетики на газ получила название «газовой паузы». Но пауза затянулась, и закончиться ей мешает сразу несколько факторов. Во-первых, технологий сжигания угля, которые позволяли бы ему успешно конкурировать с газом, так и не появилось. Во-вторых, единства во взглядах на вопрос, в пользу какой энергетики следует распрощаться с газом угольной или, может быть, атомной — или вовсе обратиться к альтернативным источникам энергии, — больше не стало. А главное — газ, на сегодня составляющий

70% в топливном балансе теплоэлектростанций (ТЭС), закончится в природе куда позже, чем могли себе представить советские экономисты.

«Газа в России хватит на долгие десятки лет,— говорит Сергей Вакуленко, управляющий директор IHS CERA.— Есть вопрос, где взять средства на освоение новых месторождений или других горизонтов существующих месторождений, потому что сейчас "Газпром" в основном добывает сеноманский газ с мелких горизонтов, а ачимовские пласты, которые глубже, в разработке дороже. Но газа очень много. С газом проблемы нет никакой».

В том, что проблемы действительно нет, и в ближайшие годы не предвидится, убеждает и опубликованное ВР в начале июня «Статистическое обозрение мировой энергетики». Согласно этим данным, соотношение доказанных запасов и годовой добычи (R/P) газа в РФ равно 76 (отметим, речь идет только о тех запасах, которые могут быть извлечены «при существующих экономических и технологических условиях», а эти условия со временем могут и измениться). Угля, конечно, больше — для него этот коэфициент равен 495, а нефти меньше: ее разведанных извлекаемых запасов в РФ при сохранении нынешних темпов добычи хватит всего на 20,6 года.

Но нефть (точнее, мазут) используется преимущественно как резервное топливо на угольных и газовых станциях, и в топливном балансе на них приходится всего 1,7%. А вот альтернативы газу в виде угля, атома и воды (а в отдаленной перспективе и других возобновляемых источников энергии) достаточно интересны. Только, откровенно сказать, дороги. Тогда как природный газ, как отмечает директор технического департамента НП «Совет производителей энергии» Виктор Грицына, позволяет производить электроэнергию дешевле, чем в других странах, «что обеспечивает конкурентные преимущества многим отраслям российской промышленности».

УГРОЗА НАЦИОНАЛЬНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ Документы, принимавшиеся правительством РФ на разных этапах его существования, полностью отражают трудности выбора между стратегиями.

В 2006 году, руководствуясь лозунгами модернизации ТЭКа и просто желанием заработать («Неразумно использовать газ в горниле промышленности и энергетики — выгоднее продавать его на экспорт за \$250, чем сжигать внутри страны по \$40», — писал журнал «Нефтегазовая вертикаль»), «газовую паузу» торжественно похоронили.



В РОССИИ 47% ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ, ПОЛУЧАЮТ ЗА СЧЕТ СЖИГАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА

ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА

Владимир Путин, в ту пору президент РФ, объявил, что сажать «всю экономику страны на один энергоноситель недопустимо с точки зрения национальной безопасности». Хотя, строго говоря, газ не является однозначно доминирующим энергоносителем: в структуре установленных мощностей электроэнергетики (включая гидроэлектростанции) на него приходится 47%.

Тем не менее принятая в начале 2008 года Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года обещала устойчивое снижение доли газа (до 56,4% к 2020 году) в топливном балансе теплоэлектростанций при интенсивном (до 39,5%) росте доли угля и росте доли теплоэлектростанций в общем производстве электроэнергии. При этом абсолютный объем потребления угля должен был увеличиться в 2,3 раза, а газа — всего на 20% (считалось, что в целом установленные мощности теплоэнергетики вырастут на 127,9 ГВт, то есть на 89% по отношению к 2008 году). Одновременно предполагался стремительный рост мощностей атомной и гидроэнергетики: к 2020 году планировалось ввести 32,3 ГВт на АЭС — это в 1,3 раза больше уже существующих — и 25,9 ГВт — на ГЭС (рост на 57%).

Спустя два года концепция изменилась. В июне 2010 года правительство одобрило корректировку Генеральной схемы, заодно расширив горизонт прогнозирования до 2030 года. Этот документ (впрочем, после доработки в Минэнерго он уже почти год находится на утверждении в правительстве) зафиксировал происшедшую смену приоритетов — с диверсификации топливного баланса на банальную экономическую эффективность.

Новая Генсхема ориентирована уже не на ускоренное развитие ГЭС, АЭС и угольных ТЭС, а на оптимальное использование имеющихся мощностей. Это непосредственно сказалось на соотношении потребления угля и газа на электростанциях.

В базовом варианте Генеральная схема предполагает, что доля угля в структуре топливного баланса электростанций к 2030 году вырастет только до 32%. В максимальном варианте, правда, предусмотрен рост до 37%, но он рассчитан на ситуацию, «когда будут исчерпаны прогнозные ресурсы природного газа для электростанций». «В этом случае дальнейший прирост потребности в электроэнергии будут обеспечивать угольные ТЭС», — поясняет гендиректор Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ) Игорь Кожуховский.

ЛЕГКИЙ ВЫБОР В теории выбор топлива для ТЭС обусловлен несколькими критериями, в их числе текущая и прогнозируемая стоимость его покупки, включая транспортировку, стоимость оборудования для его сжигания, эксплуатационные затраты в течение срока работы ТЭС, необходимые инвестиции в оборудование для очистки продуктов сгорания и экологические платежи.

Уголь проигрывает газу практически по всем статьям. За одним исключением: иногда тянуть газопровод бывает всетаки слишком дорого. С этим связано и существующее гео-

графическое распределение: в европейской части страны больше используют газ, а в азиатской — уголь. Причина тривиальна: в Сибири, которая снабжается углем Кузбасса, просто дорого тянуть газопроводы. В свою очередь, вести уголь из восточных районов России в европейскую часть — недешевое удовольствие. «Уголь как топливо дешевле газа в расчете на калорию, только если у вас хорошая логистика», — подчеркивает господин Вакуленко.

При этом строительство угольных электростанций существенно сложнее газовых из-за необходимости разгрузки и складирования угля, его подготовки к сжиганию (размола), применения специальных мер и оборудования для очистки от окислов серы, для улавливания пыли и ее складирования на золоотвалах, рассказывает господин Грицына. По его словам, в результате стоимость угольной и газовой ТЭС может разниться в полтора-два раза.

Будучи существенно дороже, угольные электростанции проигрывают газовым в эффективности. Электрический коэффициент полезного действия угольных ТЭС существенно меньше, чем газовых. На 2008 год средний КПД ТЭС на газе составлял 34%. КПД современных паротурбинных электростанций составляет 40—42%. Похожие показатели дают уже устаревшие газовые электростанции на паросиловых блоках. Однако замена паросиловых блоков на парогазовые повышает КПД с 40 до 60% и более. А на угольных электро-

станциях прирост КПД в результате модернизации «относительно небольшой при значительно большей цене оборудования», констатирует господин Кожуховский.

И, наконец, серьезной проблемой угольных станций остаются золошлаковые отходы (ЗШО): расходы на их содержание могут составлять до 7% в себестоимости производимой энергии. По данным, которые приводились в начале июня на организованной АПБЭ конференции по использованию ЗШО, их объем в РФ достиг уже 1,5 млрд тонн, а площадь — 28 тыс. га. За год действующие угольные станции дают еще 27,5 млн тонн отходов. Теоретически их можно утилизировать полностью (используя, в частности, в дорожном строительстве и производстве стройматериалов), но на практике используется лишь 8% ежегодного выхода ЗШО. По отрасли в целом годовые затраты на содержание вновь образующихся отходов (транспортировка их от станции до золошлакового отвала, аренда земли, эксплуатация, экологические платежи) составляют более 14 млрд руб. При этом больше половины существующих отвалов или переполнены, или близки к этому, а строительство каждого нового, даже если для этого есть подходящие земельные участки, требует инвестиций в размере до 4 млрд руб.

На этом проблемы угольных станций не заканчиваются: содержание серы в их выбросах выше, чем у газовых

станций. Примерно на 50—70% больше и выход углекислого газа, создающего парниковый эффект. Бороться с этими проблемами можно. В Германии, к примеру, в 2008 году была запущена угольная станция, практически не дающая выхлопов в атмосферу: образующийся углекислый газ сперва сжижается, а затем закачивается под землю, на глубину более 1 км. Понятно, что стоимость строительства и эксплуатации такой станции выше обычной. Дешевое топливо оборачивается большими затратами, которые сводят на нет первоначальное ценовое преимущество.

ВЕЧНЫЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ У атомных станций, в отличие от тепловых, проблем с углекислым газом нет в принципе. Даже радиационный фон вокруг атомных станций меньше, чем вокруг угольных: угольная сажа содержит радиоактивные вещества в мизерных количествах, но долгие годы работы ТЭС делают свое дело: накапливаясь, сажа создает радиационный фон.

Ядерное топливо на порядки более калорийное, чем уголь или газ, поэтому себестоимость производства электроэнергии на АЭС в России вдвое меньше, чем на тепловых электростанциях. Кроме того, в России уже почти четыре десятилетия работают так называемые атомные электростанции-бридеры, в которых ядерное топливо не только сжигается, но и производится, что еще более удешевляет топливный цикл. Недостатком АЭС является высокая стоимость строительства: она в два-три раза выше, чем стоимость угольной электростанции.

Еще один важный фактор: ущерб от аварий на АЭС не идет ни в какое сравнение с ущербом от аварий на станциях, использующих другие энергоносители. Разрушение реактора в Чернобыле еще можно было списать на техническое несовершенство станции и человеческий фактор. Но недавние события на японской станции «Фукусима» показали, что даже современные реакторы беззащитны перед стихией. Выступая в середине июня на саммите Global Energy and Climate, вице-президент Shell Грем Суинней, заявил, что ожидает сокращения популярности атомной генерации во всем мире и к 2015 году период избыточного предложения природного газа закончится за счет роста спроса на сжиженный газ со стороны быстрорастущих экономик.

Крупные гидроэлектростанции дают дешевую электроэнергию, но также требуют и больших вложений на этапе строительства — оно занимает длительное время и примерно в два раза дороже, чем строительство угольной ТЭС. Да и считать их совершенно безобидными тоже нельзя, хотя гидроресурсы — экологичный возобновляемый источник энергии. При постройке гидроэлектростанций возводятся плотины. Если строительство ведется на равнине, то при этом затапливаются значительные площади земель, а если плотина строится в горах, есть опасность, что в случае ее разрушения (в результате землетрясения или теракта) водяной вал снесет многие дома и сооружения вниз по течению.

А альтернативная энергетика пока не получила в России такого распространения, как в других странах. К при-



СТРОИТЕЛЬСТВО УГОЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДОРОЖЕ, ЧЕМ ГАЗОВОЙ; ЭФФЕКТИВНОСТЬ УГЛЯ КАК ТОПЛИВА НИЖЕ, ЧЕМ У ГАЗА; ПО УРОВНЮ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ГАЗ И УГОЛЬ ДАЖЕ НЕВОЗМОЖНО СРАВНИТЬ. НО ПОЛНОСТЬЮ ОТКАЗЫВАТЬСЯ ОТ УГЛЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ БЫЛО БЫ СТРАТЕГИЧЕСКОЙ ОШИБКОЙ

ПРЯМАЯ РЕЧЬ «ГАЗПРОМ» С ЗАПАСАМИ ГАЗА САМ СПРАВИТСЯ?

общественный деятель:

— Куда там справиться! Для того чтобы Россия могла своими силами осваивать свои же природные ресурсы, нужна нормальная конкуренция, нужна децентрализация газовой промышленности, а при отсутствии мотивации никакого повышения производительности труда и уж тем более освоения новых технологии нет и быть не может. «Газпром» как был монополистом, так им и останется: ему не нужны ни российские, ни тем более западные конкуренты и партнеры.

Валерий Язев, вице-спикер госдумы, президент Российского газового общества:

— Никогда в истории российского газа так вопрос не ставился. Россия всегда работала в тесной кооперации с зарубежными партнерами. И в советское время, и сейчас. Вспомним сделку «газ-трубы», СПГ Сахалина, «Северный поток» — везде российские газовики работают в кооперации с зарубежными компаниями, обладающими

высокой ответственностью и технологиями. На днях мы проводили встречу экспертов газовых отраслей Украины и России. И в этом случае модернизацию газотранспортной системы лучше осуществлять совместно, что позволит повысить эффективность газоперекачивающих агрегатов на 10–15%. А освоение Ямала, Штокмановского месторождения, «Южный поток» — это все международные проекты. И это залог того, что они будут успешными.

Геннадий Шмаль, президент союза Нефтегазопромышленников россии:

нефтегазопромышленников россии:

— Я всегда считал, что России не только выгодно, но и крайне необходимо привлекать иностранные компании и иностранные технологии для переработки и добычи нефти и газа. Уже сейчас у нас достаточно большой опыт привлечения иностранных финансовых ресурсов на месторождениях «Сахалин-1» и «Сахалин-2», на газовых месторождениях севера мы работаем вместе с французами, на Ямале строим завод тоже с привлечением иностранных инве-

стиций. За рубежом огромный потенциал новых технологий и колоссальный опыт добычи природных ресурсов, поэтому не стоит просто так от них отмахиваться. Впрочем, в условиях глобализации этого уже не удастся сделать.

Сергей Чернин, президент гк «корпорация "газэнергострой"»:

— На мой взгляд, главным критерием привлечения как иностранных, так и российских компаний для разработки газовых месторождений должен быть прагматичный подход, основанный на долгосрочном анализе конъюнктуры рынка газа и потенциальной угрозе обвалить рынок. При вхождении в проект стратегический инвестор не только дает возможность хеджировать риски, но и получает возможность участвовать в прибыли. Пока видимой перспективы этому нет: как заявил Алексей Миллер на заседании Еврокомиссии, цена на газ к концу 2011 года может вырасти до \$500 за 1 тыс. кубометров, что оптимистично, но вполне реально. Однако если мы вспомним ситуацию 2008 года, когда подземные газовые хранилища были переполнены и дополнительные разработки приостанавливались принудительно, то поймем, что недооценка возможных рисков изменения конъюнктуры может существенно отразиться как на рынке газа, так и на экономике всей России.

Анатолий Дмитриевский, директор института проблем нефти и газа ран:

— Справится — исторический опыт не раз это доказывал. СССР вышел на первое место в мире по добыче нефти, установив в 1987 году исторический рекорд — 624 млн тонн. А в 1985 году был установлен рекорд и по добыче природного газа — 815 млрд кубометров. Так что если кто-то и превысит эти цифры, то только Россия. Наша страна уже заявляла, что самостоятельно справится со всеми сложностями в освоении природных ресурсов. Более того, не так давно была принята инвестиционная программа «Газпрома», и я могу сказать, что содержащиеся в ней решения не предлагала еще ни

одна компания в мире. Россия сегодня выходит на новые инновационные технологии в газовой отрасли, однако и от иностранных разработок отказываться не стоит. Прежде всего потому, что это сократит время на реализацию новых научно-технических и технологических решений, которые предлагаются российскими учеными. Так, например, «Газпром» согласился на привлечение компаний Statoil и Total к освоению Штокмановского месторождения, потому что эти компании имеют самые передовые технологии в освоении месторождений континентального шельфа и в условиях, приближенных к арктическому шельфу. Сейчас интересны не столько инвестиции, сколько технологии подводной газодобычи и другие, в которых мы заинтересовань

Валерий Прозоровский, первый зампред комитета госдумы по природным ресурсам и природопользованию:

— На шельфе — нет, потому что у российских компаний пока нет ни технологий, ни

ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА

ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА

меру, геотермальные источники используются практически только на Камчатке для отопления и производства электроэнергии для жилых домов, хотя, как указывает эксперт, в Исландии на геотермальной электроэнергии даже работает алюминиевый завод.

Ветряные электростанции — такие крупные, как строят в Дании или Германии (3—4 МВт), — по стоимости самих электрогенераторов сравнялись с угольными ТЭС. Правда, теперь их устанавливают в море, чтобы не занимать земли. Необходимость строить морские платформы и прокладывать кабели для доставки электроэнергии на сушу возвращает стоимость ветряных электростанций к исходной точке — они снова примерно в два раза дороже угольных.

Но вклад ветряных электростанций в российскую энергетику скорее символический: при установленной мощности около 16,5 МВт их суммарная выработка не превышает 25 млн кВт•ч в год (общий объем производства электроэнергии в РФ — более 1 трлн кВт•ч). Ветер — явление нерегулируемое.

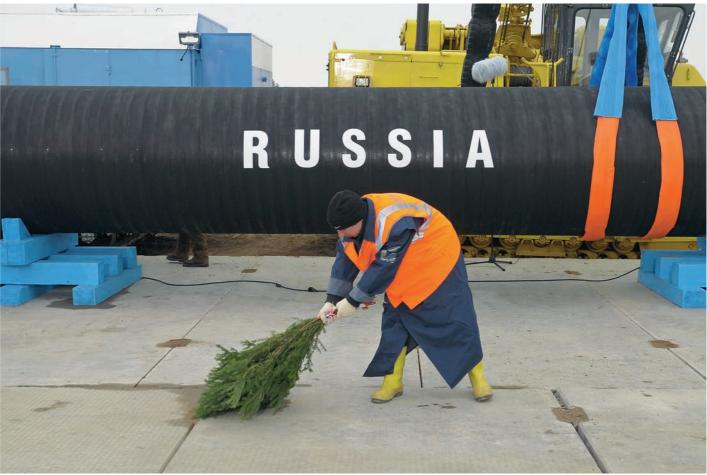
Впрочем, руководитель энергетической программы «Гринпис Россия» Владимир Чупров убежден, что развитию альтернативной энергетики в России мешают не климатические условия, а политические. Так, по его словам, после декабрьского выступления Владимира Путина в Хабаровске, в котором премьер сообщил, что от ветряков «такая вибрация, даже червяки на поверхность вылезают», для представителей ветровой индустрии «были закрыты вообще все двери».

Другой пример. В Берлине солнечных дней меньше, чем в Москве, но это не мешает Германии реализовывать проект «100 тысяч солнечных крыш», и в одном только 2010 году в ФРГ было установлено солнечных батарей на 7,4 ГВт мощностей. Для сравнения: установленная мощность всех энергоблоков на АЭС России — 24,2 ГВт.

Электрогенерация, основанная на возобновляемых источниках энергии — энергии солнца, ветра, воды, геотермальной энергии и т. п., была бы, по мнению господина Чупрова, предпочтительнее: в ней нет топливного цикла, соответственно, нет вредных продуктов горения, и нет нужды ради добычи полезных ископаемых разрушать ландшафты и вторгаться в новые экосистемы. Кроме того, «альтернативная энергетика является в основном децентрализованной», а ее развитие могло бы привести к настоящему «инновационному толчку».

«В нашем правительстве это не хотят понимать, сетует господин Чупров,— в то время как мир идет по сценарию "Газ плюс ВИЭ" (возобновляемые источники энергии)».

МИРОВОЙ ОПЫТ Цифры из доклада ВР подтверждают отмеченную представителем «Гринпис Россия» тенденцию: установленные мировые мощности солнечных и ветряных электростанций растут как на дрожжах — первых в 2010 году стало больше на 72,6%, вторых — на 24,6%. Лидерами являются страны Евросоюза: на них



ТАК СЛОЖИЛОСЬ, ЧТО ОСНОВНЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ ГАЗА НАХОДЯТСЯ ДАЛЕКО ОТ ЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ. И САМЫЕ БОЛЬШИЕ ЗАТРАТЫ ПО ГАЗИФИКАЦИИ ДОМОВ И ПРЕДПРИЯТИЙ ПРИХОДЯТСЯ КАК РАЗ НА ПРОКЛАДКУ ТРУБОПРОВОДОВ

приходится 74,5% мировых мощностей солнечной генерации (в целом по EC — 29,6 ГВт, в 2010 год рост составил почти 82%) и 43,9% ветряных энергоустановок (87,6 ГВт, рост на 14,5%).

Быстрый рост наблюдается и в США — 53% и 14,5% соответственно. По расчетам Минэнерго США, к 2035 году суммарные мощности альтернативной энергетики в стране удвоятся (с 47 ГВт до 100 ГВт), а производство электроэнергии с использованием возобновляемых источников, включая гидроэнергетику, увеличится на 69%. И это несмотря на очевидную дороговизну.

Стоимость 1 кВт•ч солнечной энергии с учетом предоставляемых производителям налоговых льгот прогнозируется в диапазоне от 21 до 31 цента, ветряной — от 10 центов для наземных станций до 24 центов для морских; оценка для угольной генерации — от 9,5 до 13,6, для атомной — 11,39, а для газа — от 6,6 до

12,5 цента/кВт•ч (для станций, вводимых в 2016 году). Но традиционная энергетика, по всей видимости, не сможет похвастаться такими темпами роста, как альтернативная — выше среднего уровня в США будет расти только газовая генерация. Производство электроэнергии в этом секторе вырастет к 2035 году на 38% при общем росте производства на 29%. Доля угля, составляющего основу американской электроэнергетики, будет медленно сокращаться (с 44% до 42%) — не в последнюю очередь из-за растущих расходов на экологическую безопасность.

ДАЛЕКО ДО ПОБЕДЫ «Газ, безусловно, имеет экологические преимущества перед атомной, угольной, мазутной генерацией», — признает господин Чупров: газовая генерация не дает радиоактивных отходов, в отличие от атомной и угольной энергетики, у нее нет таких больших выбросов серы, как в угольной генерации, и нет выбросов золы уноса, соответственно, нет и микрочастиц, влияющих на бронхолегочную систему человека. Газовые ТЭС, естественно, оказывают тепловое воздействие на окружающую среду, дают выбросы углекислого газа и в некоторой

степени соединений серы, но их влияние на экологию «наверное, самое низкое» после альтернативной энергетики.

Но что не менее важно: использование газа, по сути, остается простым выходом из ситуации, когда темпы ввода энергомошностей (в последнее десятилетие они составляют в среднем 1,9 ГВт в год) не покрывают даже необходимость выводить из эксплуатации устаревшее оборудование (6-7 ГВт ежегодно). Так что в ближайшие годы доля газа будет расти. Согласно уже заключенным договорам, из 24,1 ГВт мощностей теплоэлектростанций, модернизацию и ввод которых планируется осуществить до 2019 года, 19 ГВт приходится на парогазовые блоки. Однако за этим горизонтом перспективы газовых теплоэлектростанций не столь определенны. Даже новая, не утвержденная пока Генеральная схема-2030 предполагает снижение доли ТЭС на газе в структуре установленной мощности с 47,2% до 43,1%. Но, похоже, не потому, что газа мало. Просто очень много угля. А экологически чистой угольная генерация в России станет еще очень не скоро: во всех договорах на поставку мощности, касающихся угольных ТЭС, планируется использовать устаревшие технологии.

ПРЯМАЯ РЕЧЬ «ГАЗПРОМ» С ЗАПАСАМИ ГАЗА САМ СПРАВИТСЯ?

опыта работы на таких месторождениях. А на суше «Газпром» справится и самостоятельно. Сегодня создание совместных с иностранными компаниями предприятий очень важно и перспективно: технологии и опыт больших международных компаний нам очень помогут. Это прекрасно понимают и в России, и за рубежом. Именно поэтому к разработке Штокмановского месторождения привлекаются такие компании, как Statoil и Total.

Николай Денин, губернатор брянской области:

— Даже в мыслях нет, что «Газпром» может не справиться! Если судить по примеру деятельности госкомпании в Брянской области, то за 20 лет ни разу не было сбоев в работе или поставках газа. Ни разу, даже несмотря на плохую собираемость платежей в нашем регионе. Область газифицирована на 90%, «Газпром» продолжает этот процесс, да еще и финансирует социальные проекты. Правда, представители компании уже давно предупреждают всех, что

газ будет дорожать. Но это общемировая тенденция, от нее никуда не деться. «Газпром» не дает никаких поводов думать, что компания может с чем-то не справиться.

Яков Уринсон, ЗАМПРЕД ПРАВЛЕНИЯ ОАО «РОСНАНО»:

– Необходимо ликвидировать любую монополию на разработку недр, и не важно, кто это — «Газпром» или не «Газпром». А кто будет участвовать — наши или иностранные компании, это следующий вопрос. Это большая и трудная тема. Давно, уже с 1990-х годов, известно, что нужно разделить трубу и разделить добычу. Без конкуренции ничего нельзя использовать эффективно. Причем конкуренция должна быть нормальной, а не конкуренцией за доступ к телу начальства. А технология в современном мире — это то, чем можно обмениваться, причем если вы отдаете технологию, вы ее не теряете. Если я вам отдам костюм — я его потеряю, а если я вам отдам технологию она и у меня будет.

Андрей Нечаев, президент российской финансовой корпорации:

— Я думаю, что «Газпром», безусловно, справится с разработкой недр. Он имеет опыт добычи, в том числе и в экстремальных условиях. Вопрос в том, сколько это будет стоить. Но привлекать иностранные компании, конечно, стоит, тем более что разработка стоит больших денег и мы не являемся носителями каких-то уникальных технологий. Например, ВР — лидер в шельфовом бурении и, конечно, ее стоит привлекать. Вопрос только в наличии спроса. «Газпром» был в достаточно сложном положении, когда спрос в Европе сильно упал. А сейчас в свете фукусимской трагедии и программ свертывания АЭС интерес к газу опять увеличился. А значит, в ближайшее время, пока не найдут серьезную промышленную альтернативу, спрос будет расти.

Михаил Прохоров, председатель партии «правое дело»:

— Самодостаточных стран сейчас вообще нет. Пройдите по магазинам, везде напи-

сано: сделано в Китае. Поэтому мы должны делать то, что у нас получается лучше других, в этом и есть смысл конкурентоспособности каждой страны. Конечно, не то чтобы мы должны отказываться от путей, чтобы быть более технологичными. Но если уж мы умеем спасать мир идейно, так давайте это сделаем нашим главным бизнесом. Именно поэтому нужно развивать человеческий капитал, чтобы быть более конкурентными. Объять необъятное нельзя, и если взять наш нефтегазовый сектор, который сейчас кормит страну, то я, кстати, не считаю, что это плохо. Плохо то, что он один кормит, а должно быть много современных отраслей, которые смогут диверсифицировать нашу страну. Чтобы их усилить, необходимо создать предпосылки для вложений. Я приведу простой пример: мы долго обсуждаем проблему повышения цены на бензин. Вот как что-то происходит — сразу проблемы с бензином. Проблем две: первая в том, что у нас очень низкий уровень переработки нефти, и для того чтобы сдвинуться с мертвой точки, я

бы дал серьезные налоговые льготы на инвестиции в глубокую переработку нефти и газа — это бы нам позволило дать добавленный продукт. И вообще появление отраслей, которых у нас нет, надо стимулировать серьезными налоговыми льготами, а мы этого боимся. Боимся дать льготу там, где у нас ничего нет. И вторая проблема тоже касается налогообложения. Если у нас налог на добычу полезных ископаемых зависит от колебаний мировой цены, то, естественно, если цена на нефть поднялась, вырос и налог, соответственно, затраты выросли у нефтяников, и они повышают цены на бензин. В результате мы дошли до того, что у нас цена бензина выше, чем в Америке. А сделать надо очень просто — зафиксировать налог на добычу полезных ископаемых. И не просто зафиксировать, а повысить. И если нужно выбирать определенный объем налоговых изъятий — перенести его в сторону пошлины. И тогда у нас будет нормальная конкурентная цена на бензин. Вот дефект системы управления.

ЗАВОД-РЕКОРДСМЕН В КОНЦЕ МАЯ SHELL ОБЪЯВИЛ О НАЧАЛЕ РАБОТЫ СВОЕГО КРУПНЕЙШЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ — ЗАВОДА PEARL В КАТАРЕ. ЭТО КРУПНЕЙШИЙ В МИРЕ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД, И ВЫПУСКАЕТ ОН ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВУЮ ПРОДУКЦИЮ — СИНТЕТИЧЕСКОЕ МОТОРНОЕ ТОПЛИВО. КАК ЛАБОРАТОРНАЯ РАЗРАБОТКА 30-ЛЕТНЕЙ ДАВНО-СТИ СТАЛА РЕАЛЬНЫМ ПРОИЗВОДСТВОМ, УВИДЕЛ РЕДАКТОР BG АЛЕКСЕЙ ХАРНАС.



РАБОЧИЕ ЗАВОДА НА УЛИЦЕ СТАРАЮТСЯ ПОЯВЛЯТЬСЯ ТОЛЬКО В СПЕЦИАЛЬНОЙ ПУСТЫННОЙ ЭКИПИРОВКЕ

НОВОЕ ТОПЛИВО «Если ваша моча такого цвета, как на верхней картинке. — срочно выпейте три стакана воды, если такого, как на средней картинке, — один стакан...» — надпись над унитазом в туалете завода Pearl в катарском промышленном городе Рас-Лаффан призывает инженеров помнить, что, несмотря на включенные в офисах кондиционеры, они находятся посреди пустыни в одной из самых жарких стран мира.

Рас-Лаффан — как Уренгой в России — столица газовой промышленности Катара, шестого в мире экспортера газа. Только в российской газовой столице — вечная мерзлота, а в катарской — 40-градусная жара, которую не оттеняет даже близость вод Персидского залива. Вода в нем почти такой же температуры, как и воздух над ним.

От столицы Катара Дохи до Рас-Лаффана около часа езды на машине. Дорога идет через пустыню, и единственные украшения пейзажа — автономные антенные вышки GSMсвязи, стоящие на перекрестках. Эти вышки — стальные контейнеры с огромным баком для солярки, дизелем, электронной начинкой и собственно антенной — могут по два месяца работать без дозаправки и вмешательства человека.

Несмотря на отсутствие крупных населенных пунктов, движение по дороге весьма оживленное, и можно смело утверждать, что большая часть машин едет именно в Рас-Лаффан, В этом городе находится несколько нефте- и газоперерабатывающих предприятий, а также производится 10% от используемого во всем мире жидкого гелия. Крупнейшим предприятием города является завод Pearl, принадлежащий Shell и Qatar Petroleum. Строго говоря, он крупнейший не только в этом городе. Он вообще самый большой в мире завод по переработке природного газа.

Несколько фактов, позволяющих прочувствовать величие этого инженерного сооружения. Протяженность

В ПИКОВЫЙ ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬ-СТВА ЗАВОДА НА ПЛОШАДКЕ ТРУДИЛОСЬ ОДНОВРЕМЕННО 52 ТЫС. РАБОЧИХ. А ВСЕГО В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА PEARL ПРАВИТЕЛЬСТВО КАТАРА ВЫДАЛО БОЛЕЕ 100 ТЫС. РАБОЧИХ ВИЗ







НАГЛЯДНАЯ АГИТАЦИЯ, ПРИЗЫВАЮЩАЯ СОБЛЮДАТЬ ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ НА PEARL, СОСТАВИТ КОНКУРЕНЦИЮ ХУДОЖЕСТВЕННЫМ ПРОИЗВЕДЕНИЯМ С СОВЕТСКИХ ЗАВОДОВ

промышленной плошалки достигает 30 км. в поселке для специалистов рядом с заводом было построено шесть плавательных бассейнов, в пиковый период строительства на площадке трудилось одновременно 52 тыс. рабочих, а всего в рамках реализации проекта Pearl правительство Катара выдало более 100 тыс. рабочих виз.

Строительство этого завода полностью финансировалось компанией Shell. Проект начали готовить в 2006 году, а уже в 2007-м был заложен символический первый камень в фундамент одного из производственных объектов. И через четыре года предприятие начало функционировать. А в конце мая завол выпустил первую партию той продукции, ради которой во многом и был построен, — газойля газожидкостной конверсии (GTL, Gas-to-Liquids), проще говоря — синтетического мотор-

«Топливо из газа практически не содержит серы и ароматических соединений. При его сгорании в современном дизельном двигателе образуется меньше выбросов, загрязняющих атмосферу. У него очень высокое цетановое число, и при его использовании уровень производимого двигателем шума ниже, чем при использовании обычного лизельного топлива на нефтяной основе».— говорит Энди Браун, управляющий директор Pearl GTL. Подтверждая теорию практикой, сотрудник лаборатории наливает в две горелки обычное топливо и синтетическое и поджигает их: на светлом фоне без всяких приборов видно, что нефтяное топливо коптит, а газовое — нет.

Синтетическое горючее, получаемое на Pearl, не заливают в топливные баки в чистом виде. Его добавляют в традиционный дизель, поскольку моторы настроены на работу с нефтяным топливом и автопроизводители не реко-



ПО СЛОВАМ ЗНДИ БРАУНА, УПРАВЛЯЮЩЕГО ДИРЕКТОРА PEARL GTL. ТОПЛИВО ИЗ ГАЗА НА ПОРЯДОК ЭКОЛОГИЧНЕЕ АНАЛОГОВ, ПОЛУЧАЕМЫХ ИЗ НЕФТИ

мендуют менять режим их работы. А вот в тех двигателях, которые прошли соответствующую доработку, возможно использование GTL в высоких концентрациях. В октябре 2009 года самолет Airbus A340 авиакомпании Qatar с модифицированными двигателями Rolls-Royce совершил перелет из Лондона в Доху, имея в баках смесь из 50% авиакеросина и 50% GTL.

Технология получения синтетического моторного топлива на принципиальной химической схеме проста: метан соединяется с кислородом, в результате чего получается моноксил углерода и несвязанный водород: эту смесь, именуемую синтетическим газом, полимеризуют до получения парафина (побочным продуктом является вода) — полученный парафин сам по себе является ценным продуктом: из него производят пластмассы, а Shell



ОДНА ИЗ ОБЯЗАННОСТЕЙ ПРОРАБА — СЛЕДИТЬ, ЧТОБЫ РАБОЧИЕ РЕГУЛЯРНО ПИЛИ



ВЫХОД НА ТЕРРИТОРИЮ ЗАВОДА БЕЗ ЦЕЛОГО НАБОРА ЗАЩИТНЫХ АКСЕССУАРОВ ЗАПРЕЩЕН

еще и разработал технологию его гидрокрекинга: длинные молекулярные цепочки распадаются на более короткие, и получается жидкость. Это и есть топливо, и, в отличие от традиционного сжиженного газа, который хранится при низкой температуре, GTL сохраняет стабильность и в обычных условиях.

Получается всего четыре производственных этапа, но чтобы довести их от стадии лабораторного опыта до промышленного производства, специалистам Shell потребовалось 38 лет: за это время ими было получено более 3,5 тыс. патентов на различные технологии, используемые в производстве. Наконец, понадобилось построить самый большой в мире завод.

PA3MEP UMEET

РЕШАЮЩЕЕ ЗНАЧЕНИЕ Точнее, продолжить его строить. Сейчас запущена лишь первая очередь производства, специалисты компании устраняют недочеты в технологии, приспосабливаясь к местным условиям. Большая часть работы по запуску производственных единиц еще впереди. Сейчас на заводе работают 3 реактора, производящих парафин, а для того чтобы полностью загрузить две линии по производству синтетического топлива, надо ввести в строй еще 21 реактор, и эту работу планируется за-

вершить в 2012 году. Поэтому на производственной площадке по-прежнему много строителей. Профессиональную принадлежность работников видно издалека: они одеты в комбинезоны разных цветов. Красные — у тех, кто занят непосредственно производством продукции, песочные — у строителей, журналистов одели в синие, «туристические»: на них имеется нашивка с текстом, запрещающим привлекать человека, одетого в этот комбинезон, для решения каких-либо производственных задач. Такая система идентификации весьма важна на объекте, где работают люди из двух десятков стран, говорящие на разных языках. Формально языком рабочего общения является английский. Но даже в столовой для производственников, «красных комбинезонов», высшей касты, сделаны раздельные витрины с индийской, филиппинской и европейской едой и все названия блюд продублированы на языке оригинала. Но даже говоря на одном языке, узнать кого-либо в лицо на строительной площадке невозможно: из-за палящей жары строители носят пустынные шлемы, закрывающие голову, шею и лицо, оставляя место только для глаз, которые непременно закрыты солнечными очками — они являются обязательным аксессуаром каждого рабочего и выдаются на складе вместе с остальным инструментом.

Вообще, об отношении руководства завода к охране труда стоит сказать особо. Собирая журналистов на экскурсию по предприятию, каждому было выдано: комбинезон, каска, очки прозрачные, очки от солнца, перчатки, ботинки

с нескользящей подошвой, респиратор, фляга с литром воды. Без такого набора выходить за пределы офисной зоны категорически запрещено, причем не только посторонним. К рабочим такие же требования. Особое внимание — к поддержанию водно-солевого баланса. Pearl — единственное виденное мной предприятие, где наглядная агитация навязчиво предлагает выпить по любому поводу и без него. Разумеется — воды: алкоголя в ваххабитском Катаре не продают даже в аэропорту, а мини-бар в гостиничном номере заполнен минералкой и соками. Все точки отдыха оборудованы кранами с питьевой водой, бригадиры следят за тем, чтобы их подчиненные не забывали хотя бы раз в час пропустить стаканчик.

Производственные сооружения проектируются исходя исключительно из их функционального предназначения, что, конечно, порождает весьма причудливые архитектурные конструкции. Площадка подготовки жидкого кислорода (напомню, он нужен для производства синтетического газа) представляет собой ряд гигантских, порядка десяти метров в диаметре вентиляторов, вращающихся параллельно земле. Они закачивают тысячи кубометров воздуха на сепарацию, где от него отделяется кислород. Этот кислород смешивается с газом, поступающим с месторождения North Field в 60 км от берега, и нагревается до +1300°С, но предварительно он должен преодолеть несколько километров по трубопроводам, проложенным между производственными объектами.

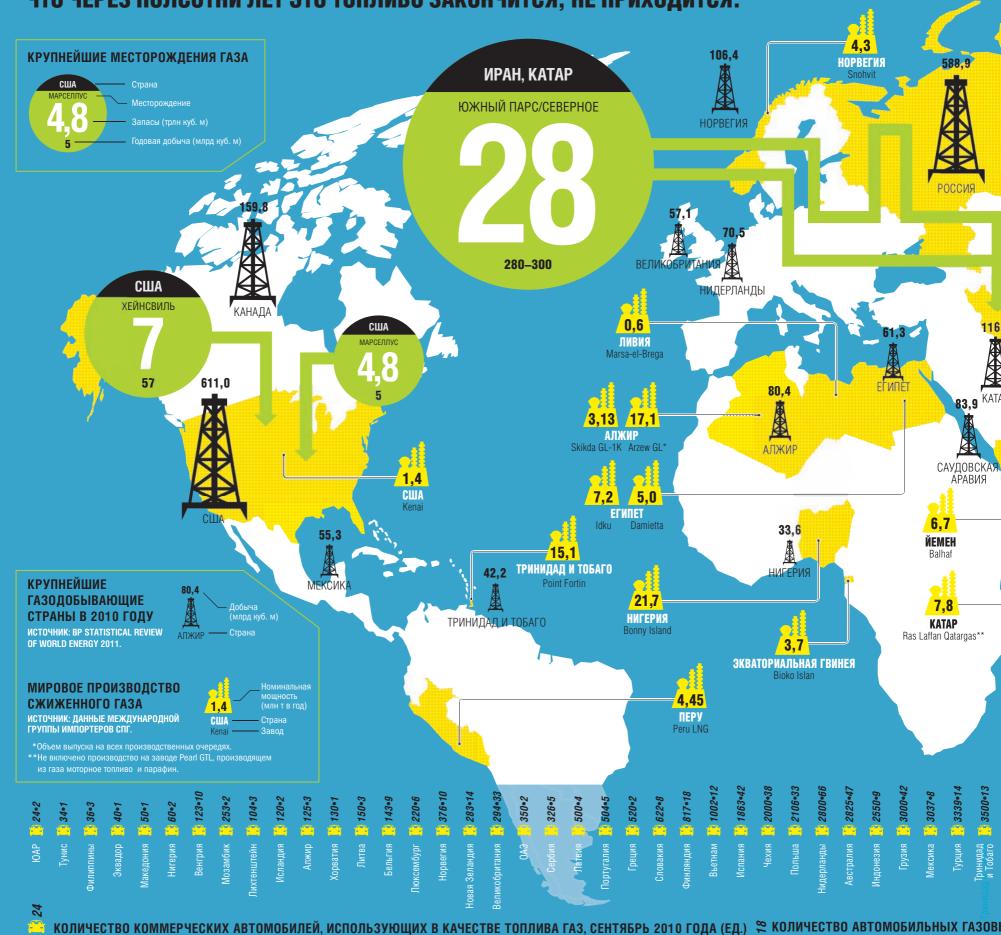
Сложно описать словами грандиозность этого производства. На Реагі, куда ни посмотри, обязательно увидишь какой-нибудь мировой рекорд в той или иной области промышленного строительства. Здесь самая протяженная (среди других газоперерабатывающих заводов) сеть электрокабелей и проводов связи — 13 тыс. км, самое большое потребление пара — 8 тыс. т/ч, самое большое производства кислорода — 28,8 тыс. т/день (не понятно, что остается для дыхания сотрудникам предприятия).

Но заводы строятся не для демонстрации достижений технической мысли, а для получения прибыли. В Shell говорят, что Pearl — это самая крупная инвестиция за время существования компании. За пять лет на строительство завода было потрачено более \$20 млрд. Когда завод выйдет на полную мощность, он будет ежедневно перерабатывать 1,6 млрд кубометров газа с North Field, где добычей сырья занимаются две платформы. В сутки предприятие будет выпускать 140 тыс. баррелей GTL, а также 120 тыс. баррелей сжиженного газа и этана. Эта продукция будет отправляться морским транспортом в основном в страны Юго-Восточной Азии, где особенно большой спрос на продукцию газопереработки, а также в Европу, где перегрузка будет осуществляться через порты Германии и Голландии. По подсчетам специалистов Shell, при цене их продукции на уровне \$70 за баррель завод будет ежегодно приносить до \$4 млрд выручки. Разумеется, пока в Катаре не кончится газ.

В ОТЛИЧИЕ ОТ ТРАДИЦИОННОГО СЖИЖЕННОГО ГАЗА, КОТОРЫЙ ХРА-НИТСЯ ПРИ НИЗКОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ, GTL COXPAHЯЕТ СТАБИЛЬНОСТЬ И В ОБЫЧНЫХ УСЛОВИЯХ



СЛУЖБА ГАЗА природный газ меняет товарную форму и вытесняет нефть из таких сфер применения, как моторное топливо. Совершенствование технологии получения сжиженного газа и снижение стоимости этого продукта может радикально изменить мировой рынок энергоносителей: нефти появилась реальная альтернатива, а поставки газа на мировой рынок все меньше зависят от политической воли тех стран, по территории которых проходит «труба». К тому же газа на этой планете гораздо больше, чем нефти. Во всяком случае, говорить о том, что через полсотни лет это топливо закончится, не приходится.



ПО ДАННЫМ НАЦИОНАЛЬНОЙ ГАЗОМОТОРНОЙ АССОЦИАЦИИ: ДАННЫЕ ЗА 2011 ГОД ПОКА НЕ ОПУБЛИКОВАНЫ



БАЛЛОН СМЕНИЛ ГАЛЛОН по данным международной газомо-

ТОРНОЙ АССОЦИАЦИИ, В 2010 ГОДУ В МИРЕ ЕЖЕДНЕВНО ПРОИЗВОДИЛОСЬ 4 ТЫС. АВТОМОБИ-ЛЕЙ, РАБОТАЮЩИХ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ, И ВВОДИЛОСЬ В СТРОЙ 8 ГАЗОВЫХ ЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ. МИРОВОЙ ПАРК АВТОМОБИЛЕЙ НА КОМПРИМИРОВАННОМ (СЖАТОМ) ПРИРОДНОМ ГАЗЕ СЕЙЧАС ПРЕВЫШАЕТ 13 МЛН. ОДНАКО В РОССИИ УРОВЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА КАК МОТОРНОГО ТОПЛИВА ОСТАЕТСЯ НА ОДНОМ ИЗ ПОСЛЕДНИХ МЕСТ В МИРЕ. ЧТО ПАРАДОКСАЛЬ-НО, ВЕДЬ ПО РАЗВЕДАННЫМ ЗАПАСАМ ЭТОГО ТОПЛИВА И ОБЪЕМАМ ПОСТАВОК НА МИРОВОЙ РЫНОК НАША СТРАНА ЯВЛЯЕТСЯ ЛИДЕРОМ. ВАЛЕРИЙ ЧУСОВ

Топливом для первого в мире двигателя внутреннего сгорания, запатентованного бельгийским изобретателем Этьеном Ленуаром в 1895 году, был именно газ. Правда, это был светильный газ, получаемый в газогенераторах путем коксования угля. Впрочем, примерно на треть светильный газ состоит из метана, так что метан имеет полное право претендовать на звание первого моторного топлива — как и волорол, который составлял примерно половину светильного газа. На светильном газе работали и двигатели Николауса Отто, которые отличались от сконструированных Ленуаром наличием такта сжатия, повысившего эффективность. Однако тяжелый газогенератор затруднял применение двигателя на транспорте. Поэтому Готтлиб Даймлер и Вильгельм Майбах в поисках более компактного решения перешли на питание двигателя бензином, который распылялся и смешивался с воздухом в специальном устройстве — карбюраторе.

Бензин в итоге стал самым массовым видом топлива для автомобилей, потому что его было гораздо проще доставлять потребителю и хранить, в том числе в автомобиле. Однако на современном уровне развития техники проблемы с хранением становятся решаемыми и не заслоняют достоинств природного газа. А их достаточно. Прежде всего его не нужно перерабатывать. Даже при использовании современных технологий из тонны нефти получается около 700—750 кг моторного топлива различных видов, в том числе бензина. Однако для этого нужно сложное и дорогостоящее оборудование.

Примерно так же дело обстоит и с водородом. Он обеспечивает абсолютную чистоту выхлопа двигателя внутреннего сгорания и может использоваться для получения электричества в топливных элементах, но процесс производства водорода требует затрат энергии, да и его транспортировка и хранение также требуют специальных технологий.

Впрочем, тут природный газ находится с водородом почти в равных условиях. Температура его кипения — —161,6°С. Хранить его в сжиженном виде сложно, и для использования на автомобилях его закачивают в баллоны под высоким давлением — до 250 атмосфер. Его сжатие производится непосредственно на автомобильной газонаполнительной компрессорной станции. Для компримированного природного газа (КПГ) требуются чрезвычайно прочные баллоны — сейчас их изготавливают из композитных материалов, поэтому они стали легче и компактнее, чем прежде. Обычный же стальной баллон для хранения 50 л сжатого природного газа весит около 100 кг!

О ВРЕДЕ КОМПРОМИССОВ Октановое число природного газа достигает 120–130 единиц, так что теоретически двигатель на нем может иметь более высокую степень сжатия, чем бензиновый. Теплота сгорания метана

ХРАНИТЬ ГАЗ В СЖИЖЕННОМ ВИДЕ СЛОЖНО, И ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА АВТОМОБИЛЯХ ЕГО ЗАКАЧИВАЮТ В БАЛЛОНЫ ПОД ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ — ДО 250 АТМОСФЕР



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА КАК АВТОМОБИЛЬНОГО
ТОПЛИВА — ОДНО ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ
В СОЗЛАНИИ НОВЫХ МОТОРОВ

также выше, чем у бензина, на 9%. Таким образом, двигатель может быть более эффективным. Однако на деле этого не происходит, поскольку практически всегда автомобиль может работать не только на КПГ, но и на бензине. Но компромиссы часто означают «ни вашим ни нашим». и

этот случай не исключение: двигатель, предназначенный для работы на двух разных видах топлива, на любом из них работает хуже, чем если бы оно было единственным. А все современные модели представляют собой модифицированные бензиновые, которые дооборудованы аппаратурой для подачи газа и баллоном.

Например, 1,4-литровый мотор Fiat Punto Evo в версии Natural Power развивает 70 л. с. вместо 77 в чисто бензиновом варианте. Автомобиль Natural Power уступает по

всем характеристикам бензиновому варианту: максимальная скорость ниже, расход бензина при его использовании выше. Не удивительно, ведь газовая версия из-за наличия баллона, рассчитанного на 84 л (около 13 кг) КПГ, и газовой аппаратуры весит на 145 кг больше бензиновой. Зато при движении на газе выбросы углекислого газа снижаются до 115 г/км — меньше получается только у Punto с суперсовременным дизелем Multijet и системой Start & Stop, которая глушит мотор при остановке.

ПРЯМАЯ РЕЧЬ СТОИТ ЛИ ПОДДАТЬ ГАЗУ?

Елена Смирнова, глава audi russia:

— Мы считаем, что использование автомобилей, работающих на природном газе, является перспективной идеей. Все больше автомобильных производителей и потребителей уделяет внимание вопросу сочетания эффективности и экологичности производства и эксплуатации автомобилей. Использование газа позволит не только сократить выбросы вредных веществ в атмосферу, но и снизить расход топлива, что, соответственно, приведет к уменьшению стоимости эксплуатации.

В мае Audi AG объявила о запуске широкомасштабного проекта, ориентированного на экологически сбалансированное и CO2-нейтральное производство энергии для транспортных средств, — Audi Balanced Mobility. Одним из ключевых аспектов этой программы станет проект e-gas, в рамках которого Audi будет поставлять три носителя энергии: электричество, водород и метан. Благодаря строительству ветровых турбин в Северном море Audi планирует добиться получения зеленой электроэнергии, которая потом может использоваться как для коммунальных нужд, так и для производства водорода, необходимого для производства метана. Такой метан носит в Audi название e-gas. С химической точки зрения он идентичен природному газу, не токсичен и не опасен для здоровья человека

и при этом может служить топливом для двигателей внутреннего сгорания. Такой комплексный подход к развитию экологичных технологий является инновационным. Он позволит не только производить вид топлива, не влияющий на климат планеты, но и сможет сформировать новый тип мышления, уже сегодня поддерживаемый всеми представителями марки.

В настоящее время Audi активно работает над созданием автомобилей, которые смогут работать на синтетическом газе e-gas, который Audi планирует производить посредством метанизации. С 2013 года начнется серийное производство моделей TCNG, двигатели которых, созданные на базе силовых агрегатов TFSI, будут работать на данном виде топлива. Первой такой моделью станет Audi A3 TCNG.

Андреас Реншлер, член правления «даймлер аг», ответственный за грузовые автомобили:

— Мы в «Даймлер» считаем, что двигатели, работающие на газе, особенно актуальны в России, чьи запасы природного газа впечатляющи. Мы инициировали совместный проект с «Газпромом» по разработке особых двигателей на газе для грузовых автомобилей. Он находится сейчас в начальной стадии переговоров.

1

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА



Главное на сегодня достоинство КПГ — экологичность. При сгорании метана образуется меньше вредных веществ. Не случайно его используют в кухонных плитах без всякой дополнительной очистки «отработавших газов». За экологичность приходится платить: автомобили, рассчитанные на использование двух видов топлива, стоят заметно дороже. Fiat Punto Evo Natural Power в Европе обойдется в €16,5 тыс. — на €3 тыс. дороже, чем бензиновый автомобиль в той же комплектации. Почему же их покупают? Стоимость КПГ заметно меньше, и, по расчетам Volkswagen, пробег в 100 км обойдется хозяину модели Touran EcoFuel меньше чем в €5, ведь средняя стоимость КПГ чуть ниже €1 за 1 кг. Бензин сегодня стоит в Германии более €1,5 за 1 л, так что обычный Touran потратит на тот же пробег €9,9 — вдвое больше! Но все же чтобы окупить повышенную цену EcoFuel, необходим пробег в 44 тыс. км. Поэтому основными потребителями таких автомобилей Volkswagen видит профессионалов, в частности таксистов. Для них менее актуальна и другая проблема — небольшое число автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС). В Германии всего 891 станция, где можно заправиться КПГ. Притом что сжиженным газом можно заправиться на 6271 станции, а АЗС с бензином и дизельным топливом — около 12 000

ИНФРАСТРУКТУРНАЯ

ПРОБЛЕМА В России ситуация еще хуже. В Германии парк автомобилей на КПГ насчитывает около 85 тыс. единиц, то есть на каждые 100 машин приходится одна станция. У нас развитие сети АГНКС началось еще в 1980-е годы, однако сегодня в РФ насчитывается 250 АГНКС — в среднем одна станция на 400 потенциальных потребителей. И во многих городах, а то и целых регионах есть только одна точка, где можно заправиться КПГ. Профильный сайт www.agnks.ru сообщает только о четырех станциях в Москве — все они на МКАД.

АГНКС сложнее по устройству, чем обычная АЗС: здесь стоят компрессоры, которые доводят давление газа из обычного газопровода до необходимых 200—250 атмосфер. В принципе метан относительно безопасен: он легче воздуха и легко рассеивается в атмосфере. Однако при таком давлении опасен любой газ: при повреждении части баллона или другого оборудования осколки разлетаются с огромным ускорением. Именно

ОКТАНОВОЕ ЧИСЛО ПРИРОДНОГО ГАЗА ДОСТИГАЕТ 120-130 ЕДИНИЦ, ТАК ЧТО ТЕОРЕТИЧЕСКИ ДВИГАТЕЛЬ НА НЕМ МОЖЕТ ИМЕТЬ БОЛЕЕ ВЫСОКУЮ СТЕПЕНЬ СЖАТИЯ, ЧЕМ БЕНЗИНОВЫЙ

от осколков должны защищать перегородки, установленные между заправочными постами на АГНКС.

Стоимость небольшой АГНКС, рассчитанной на заправку нескольких десятков автомобилей в сутки, начинается с 250 тыс. рублей, поэтому ее приобретение экономически оправданно только при наличии хотя бы небольшого парка автомобилей. Установка газового оборудования

на машину обходится в 20–50 тыс. рублей, и при этом даже современные баллоны все-таки отнимут заметный объем в багажнике и увеличат массу машины. Для легкового автомобиля это иногда критически важно. Именно поэтому наиболее привлекателен переход на КПГ для коммерческого транспорта с его предсказуемыми маршрутами, значительными пробегами и сравнительно большим расходом топлива. Важны и большие размеры самих автомобилей. Хотя и в этих случаях для баллонов иногда приходится искать место. Например, в автобусах баллоны часто ставят на крыше.

Тем не менее дешевизна природного газа стимулирует быстрое увеличение числа работающих на нем автомобилей. Лидируют в этом направлении не слишком богатые страны, в которых или в соседних с ними регионах имеются значительные запасы природного газа. В Иране и Пакистане парк автомобилей на КПГ в конце 2010 года превысил 2 млн и 2,5 млн соответственно, в Аргентине и Бразилии превышает 1,5 млн. А в России не дотягивает до сотни тысяч и при этом уменьшается. Однако экологическая составляющая учитывается и в более богатых государствах — в США правительственные ведомства обязаны закупать такие автомобили.

ВЗГЛЯД В БУДУЩЕЕ Уже сейчас любой желающий может дополнить автомобиль оборудованием для работы на природном газе. А многие производители уже предлагают специальные версии своих моделей. Примерами могут служить упомянутые выше Fiat и Volkswagen.

Оригинальный путь выбрала Audi: она проводит в жизнь специальную программу Balanced Mobility, в рамках которой планирует комплексное решение. Компания закупила несколько ветровых турбин, смонтировала в Северном море, и вырабатываемое ими электричество используется в добыче метана.

Впрочем, не все автопроизводители рассматривают газ как самое перспективное альтернативное топливо. Nissan, который первым в мире выпустил на рынок семейный электромобиль LEAF, считает необходимым сконцентрироваться именно на направлении электромобилей. Volvo сочла, что природный газ оптимален только для коммерческих автомобилей. Это же направление развивает и Daimler. Свой взгляд на использование газа как моторного топлива и у нефтегазовых компаний. Например, Shell разработала технологию получения из газа синтетическогого дизеля и уже производит его на заводе в Катаре (подробнее об этом производстве можно прочесть на стр. 6).

Кажется, единообразию подходов, царившему в автомобилестроении почти целый век, приходит конец. Однако у природного газа есть мощное преимущество: он не потребует существенного изменения конструкции автомобилей, и перевести на него можно даже уже существующий парк. ■

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЭКОНОМИКИ НАИБОЛЕЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ДЛЯ КОММЕРЧЕСКИХ АВТОМОБИЛЕЙ, КОТОРЫЕ ЗА ГОД ПРОЕЗЖАЮТ ДО 60 ТЫСЯЧ КИЛОМЕТРОВ



ПРЯМАЯ РЕЧЬ СТОИТ ЛИ ПОДДАТЬ ГАЗУ?

В целом наш концерн ведет активный поиск решений в области альтернативных приводов. Мы приняли решение работать сразу в нескольких направлениях, поскольку у разных категорий клиентов ожидания от автомобилей разнятся. В результате уже сейчас мы располагаем готовыми к серийному производству технологиями создания электромобилей (оптимальны для коротких поездок в городской черте), автомобилей на метане и сжиженном газе, а также на водородной ячейке, более подходящих для длительных перегонов. У нас есть A-класс E-Cell, продемонстрированный на ПМЭФ-2011. В-класс F-Cell. работающий исключительно на водороде и проехавший порядка 30 тыс. км в ходе завершившегося 1 июня мирового пробега по 4 континентам и 15 странам, имеются электрические SLS и Vito E-Cell. Автомобили Mercedes-Benz с альтернативными двигателями регулярно участвуют в разного рода выставках в России, есть они и у клиентов. Автомобили с технологией NGT Mercedes-Benz уже прошли все необходимые процедуры сертифицирования и могут быть приобретены клиентами. В частности, цельнометаллический фургон Sprinter NGT (на метане) эксплуатируется компанией TNT с начала 2011 года. Автомобили Sprinter с технологией NGT в виде фургона и в пассажирской версии успешно тестировались ВНИИГАЗом в течение длительного времени, имеются отчеты.

Спрос на подобные автомобили ограничивается отсутствием развитой инфраструктуры, отсутствием государственных дотаций на приобретение и эксплуатацию автомобилей с альтернативными двигателями. Немалая цена также играет важную роль в принятии решения о приобретении такого автомобиля.

Антон Свекольников,

МЕНЕДЖЕР ПО СВЯЗЯМ С ОБЩЕСТВЕННОСТЬЮ VOLVO CARS В РОССИИ:

— Volvo Cars не производит легковые автомобили и внедорожники на природном газе. На сегодняшний день мы считаем, что использование таких технологий более применимо и экономически выгодно для производителей коммерческого транспорта. С технической точки зрения производство автомобилей на природном газе не представляет сложности, но с учетом низкого спроса на такую продукцию производство сегодня было бы убыточным для производителя. В легковой индустрии мы считаем более перспективным развитие гибридных и электрических автомобилей. В начале 2011 года на автосалоне в Женеве мы представили дизельно-электрический гибрид Volvo V60 Plug-inHybrid. Производство этой модели стартует уже в 2012 году. А уже сейчас на заводе в Швеции мы производим электрокар Volvo C30 Electric, который способен проехать на одной зарядке до 150 км.

ЯКОРНЫЙ ОПЕРАТОР компания royal dutch shell начала создание первого в мире плавучего завода по производству сжиженного природного газа (СПГ). Завод будет располагаться на месторождении prelude у побережья австралии, а после его выработки сможет переместиться на другое месторождение.

У РЯДА КОНКУРЕНТОВ ЕСТЬ ПОДОБНЫЕ ПРОЕКТЫ, НО ОНИ НАХОДЯТСЯ НА БОЛЕЕ РАННИХ СТАДИЯХ РЕАЛИЗАЦИИ. АЛЕКСЕЙ АЛЕКСЕЕВ

ВЛАДЕЛЕЦ ЗАВОДОВ И ПАРОХОДОВ

До трети мировых запасов газа приходится на морские месторождения. Сейчас добываемый на шельфовых месторождениях газ транспортируется на берег, где перерабатывается и опять отправляется в море на борту танкерагазовоза. Перенос процесса переработки газа непосредственно к месторождению существенно снизит стоимость производства и цену СПГ. Можно провести аналогию с гигантскими плавучими рыбзаводами, которые использовались в рыболовецком флоте СССР: дары моря на них перерабатывали и превращали в товар, месяцами не причаливая к земле. Но для переработки газа прямо в море требуются плавучие конструкции, размерами во много раз превосходящие суда для переработки рыбы. И таких судов пока нет ни у одной компании в мире.

Месторождение Prelude (его оператором и владельцем является Shell) было разведано специалистами компании в январе 2007 года. Оно находится примерно в 200 км от северо-западного побережья Австралии. Запасы месторождения оцениваются в 85 млрд кубометров газа.

В конце мая руководство Shell приняло решение разрабатывать месторождение с помощью первого в мире плавучего завода. Только над проектом этого грандиозного сооружения трудились более 600 человек, было создано более 3 тыс. чертежей. В ходе разработки плавучего завода пришлось внести изменения в технологию сжижения газа, из-за того что большая часть технологических элементов должна устанавливаться вертикально, тогда как на земле их можно располагать горизонтально.

Производственные мощности завода разместят над емкостями, в которых при температуре —162°С будет храниться СПГ. В работе охлаждающих теплообменников используют забортную воду — 50 тыс. кубометров воды в час будет перекачиваться по восьми трубам диаметром 1 м с глубины 150 м.

Плавучий завод будет представлять собой двухкорпусное (для защиты от возможных утечек продукции) судно длиной 480 м и шириной 75 м. Полностью укомплектованный и с заполненными емкостями он будет весить около 600 тыс. тонн. Для сравнения: это в шесть раз больше, чем крупнейший в мире авианосец.

В хранилищах может находиться до 220 тыс. кубометров СПГ, 90 тыс. кубометров сжиженного нефтяного газа и 126 тыс. кубометров конденсата.

Плавучий завод будет способен выдерживать ураган пятой (высшей) категории и волны высотой до 20 м, не прерывая производственного процесса. 105-метровая башня, один из технологических элементов, проходящая через судно, будет удерживаться четырьмя группами якорных цепей (по шесть штук в каждой), крепящихся к сваям диаметром 10 м и длиной 20—30 м, закрепленным на морском дне.

Судно Prelude (оно получило имя по названию месторождения) будет оснащено тремя двигателями мощностью 6,7 тыс. л. с., расположенными на корме.

Плавучий завод будет построен на судостроительной верфи Samsung на острове Годжу. Эта верфь одна из не-

ПОЛНОСТЬЮ УКОМПЛЕКТОВАННЫЙ И С ЗАПОЛНЕННЫМИ ПРОДУКЦИЕЙ ЕМКОСТЯМИ, ПЛАВУЧИЙ ЗАВОД БУДЕТ ВЕСИТЬ ОКОЛО 600 ТЫС. ТОНН. ДЛЯ СРАВНЕНИЯ: ЭТО В ШЕСТЬ РАЗ БОЛЬШЕ, ЧЕМ КРУПНЕЙШИЙ В МИРЕ АВИАНОСЕЦ

многих в мире, где имеется сухой док, пригодный для постройки судна такого размера. Работать в сухом доке будут в течение полугода 7 тыс. специалистов, в том числе 250 от компании Shell. Плавучий завод Prelude станет самым большим судном в мире. Сейчас таковым является супертанкер Knock Nevis длиной 459 м, шириной 69 м и дедвейтом 565 тыс. тонн.

Рекордной может стать и цена сооружения. По оценке Франка Харриса, занимающегося СПГ в консалтинговой компании Wood Mackenzie, стоимость постройки плавучего завода может составить около \$5 млрд (цена современного авианосца не превышает \$4,5 млрд). Официально стоимость строительства Shell пока не называет.

Ожидаемая добыча должна составить примерно 5,3 млн тонн жидких углеводородов в год, в том числе 3,6 млн тонн в год сжиженного природного газа, 1,3 млн тонн конденсата и 0,4 млн тонн сжиженного нефтяного газа (110 тыс. баррелей нефтяного эквивалента в сутки). Плавучий завод СПГ будет стоять на якоре на месторождении Prelude в течение 25 лет, а на более поздних стадиях разработки также начнет осуществлять добычу и с других месторождений в регионе. Планируется, что плавучий завод прослужит 50 лет.

Перевалочным пунктом на суше должен стать расположенный в 475 км от месторождения портовый городок Брум. Местные газеты уже пишут о скором превращении региона в «маленький Дубай» и обсуждают плюсы и минусы грядущих перемен. Первый сжиженный газ новый плавучий завод должен дать на рубеже 2016—2017 годов, к вековому юбилею индустрии СПГ.

ПРЕЛЮДИЯ К PRELUDE Первые научные исследования по производству СПГ на шельфе датируются 1970-ми годами, но на серьезный уровень работы вышли лишь в 1990-е, чему способствовало создание плавучих систем для добычи, хранения и отгрузки нефти.

Компания Billiton на рубеже веков изучала возможность создания морской гравитационной платформы, на которой должны были построить емкости для хранения СПГ общим объемом 170 тыс. кубометров. Проект планировалось реализовать в Тиморском море на месторождении Bayu-Undan или на соседнем Greater Sunrise. В 2001 году Shell, владевшая 26,6% акций Greater Sunrise, заявила о планах создания плавучей баржи с мощностями по производству СПГ на этом месторождении, про-

дукция с которой должна была отгружаться на танкеры-

Баржа была схожа с Prelude: судно должно было иметь длину 400 м и ширину 70 м, для сжижения газа планировалось использовать принадлежащую компании технологию DMR. Предполагалось, что экономия по сравнению с использованием наземных мощностей переработки составит около 40%. Shell не скрывает, что наработки того проекта очень помогли при создании Prelude.

По ряду причин, как политических (спор между новым государством Восточный Тимор и Австралией о правах на месторождения), так и деловых (основной участник проекта компания Phillips Petroleum поддерживала идею создания завода по сжижению газа на суше), идея не была воплощена в жизнь — газ Тиморского моря сжижают на заводе в австралийском Дарвине.

Исследование, проведенное в 1999 году по заказу ряда энергетических компаний, включая Chevron, показало, что на основе существующих технологий сжижения газа возможно создание компактного плавучего завода.

Mobil разработала собственную концепцию шельфового производства СПГ — квадратное бетонное сооружение с бассейном внутри получило прозвище «пончик».

С 1992 по 2000 год консорциум во главе с Bouygues Offshore осуществлял частично финансируемый ЕС проект Azure, основное внимание в котором уделялось разработке концепций небольших и среднего размера плавучих заводов по производству СПГ и газохранилищ.

Ряд проектов разработала Shell, включая уже упомянутый проект на месторождении Sunrise. Рассматривалась возможность реализации аналогичного проекта на месторождении Куду у берегов Намибии.

Также Shell вместе с норвежской Statoil планировала в 2006 году запустить на принадлежащих обеим компаниям соседних месторождениях в Гвинейском заливе у берегов Нигерии плавучий завод по производству СПГ методом последовательного сжижения газа с помощью комбинированных хладагентов. Проект, в котором также собирались участвовать ExxonMobil, Chevron, Total, Agip и нигерийская NNPC, тоже не был реализован.

И хотя с технологической точки зрения уже несколько лет не существует препятствий для создания плавучего завода по производству СПГ, до Shell никто еще не доходил до стадии инвестиционных решений.

MOPE 30BET Shell планирует довести размер своего «заводского» флота до десяти единиц, плавучие заводы будут работать на шельфе Восточной и Западной Африки, Индонезии, Новой Зеландии, Бразилии, Венесуэлы, в Средиземноморье.

Вслед за Shell проекты шельфовой переработки СПГ активно стали развивать (или, как минимум, обдумывать) и другие энергетические компании.

Послать собственный плавучий завод в Тиморское море на месторождение Абади может японская Іпрех. Первоначально запланированная мощность составляла 4,5 млн тонн в год, запуск производства был запланирован на 2016 год. Затем планы изменились: 2,5 млн тонн начиная с 2018 года. Финальное инвестиционное решение по проекту будет принято в 2013 году.

Глава Chevron по разведке и добыче в Азиатско-Тихоокеанском регионе Джим Блэкуэлл в прошлом году в интервью газете The Australian заявил, что компания рассматривает возможность разработки недавно открытого на шельфе Австралии месторождения Exmouth Plateau с помощью плавучего завода по производству СПГ.

ExxonMobil в 2007 году запустила проект BlueOcean Energy: у берегов штата Нью-Джерси должен был появиться плавучий завод по производству СПГ. В прошлом году проект был приостановлен: бум сланцевого газа привел к падению цены на газ на рынке США.

Kpome Prelude для Shell на верфях Samsung будут построены также четыре небольших плавучих завода для норвежской компании Flex LNG.

Бразильская Petronas и MISC Berhad (Малайзия) в феврале подписали соглашение о подготовке предпроектной документации плавучего завода по производству СПГ мощностью 1 млн тонн в год с Technip и корейской Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering. Документация должна быть готова к концу года. Планируемое место работы — шельф Малайзии, месторождение официально не называется.

Бразильская государственная компания Petrobras изучает предложения по постройке плавучего завода, который будет перерабатывать СПГ на шельфовом месторождении Santos Basin. Заявки подали Technip, SBM Offshore и Saipem, решение должно быть принято в текушем голу.

У GDF Suez Bonaparte (СП между австралийской Santos и французской GDF Suez) проект плавучего завода мощностью 2 млн тонн в год, который должен работать на шельфе Северной Австралии, находится на стадии разработки предпроектной документации. Окончательное инвестиционное решение по нему должно быть принято в 2014 году.

Предварительная проектная документация плавучего завода разрабатывается в настоящее время и компанией ConocoPhillips (ориентировочно производство может начаться в 2016—2019 годах), другие подробности не разглашаются.

Аналитики компании Visongian оценили объем спроса мирового рынка «плавучего СПГ» в 2010 году в \$492 млн. Сектор ожидает бурный рост: по оценке Douglas-Westwood — до \$7,4 млрд к 2017 году, моменту запуска первого плавучего завода по производству СПГ компании Shell. ■



ПО ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКЕ,
СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА
ПЕРВОГО В МИРЕ ПЛАВУЧЕГО
ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ СПГ
МОЖЕТ СОСТАВИТЬ ДО \$5 МИРД

ГАЗ ТЕЧЕТ И ИЗМЕНЯЕТСЯ

СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ (СПГ) ЕЩЕ НЕДАВНО БЫЛ ЭКЗОТИЧЕ-СКИМ ИСТОЧНИКОМ ЭНЕРГИИ. СИТУАЦИЯ МЕНЯЕТСЯ: РОСТ ЕГО ПРОИЗ-ВОДСТВА, РАЗВИТИЕ ИНФРАСТРУКТУРЫ ДЕЛАЕТ СПГ БОЛЕЕ ДОСТУП-НЫМ НЕ ТОЛЬКО ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ, НО И ДЛЯ ИНДИВИДУАЛЬ-НЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ СТИМУЛ РОСТУ ПОТРЕБЛЕ-НИЯ СПГ ПРИДАЕТ ЕГО ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. МАКСИМ ШИШКИН

ГАЗ ЕСТЬ Сжать, охладить, снова сжать, снова охладить, осушить, удалить конденсат, углекислоту, сероводород, гелий. И, наконец, при температуре —162°С получить желаемое — СПГ. Результат: жидкость без цвета и запаха, примерно вдвое легче воды, в 1 кубометре которой примерно 600 кубометров природного газа (при нормальных температуре и давлении). СПГ не токсичен, не взрывоопасен до такой степени, что вроде бы даже в нем можно погасить окурок. Впрочем, это только до того, как произошел обратный процесс — регазификация: превращение в привычную по газовой горелке смесь метана и более тяжелых углеводородов — этана, пропана и бутана.

Процесс производства СПГ выглядит вроде бы несложно — на деле же упирается в необходимость разработки сложнейших технологий. Без которых даже такая компания, как «Газпром», не решилась заняться его производством самостоятельно. Впрочем, не начинать делать СПГ нельзя: можно «отстать от поезда», а точнее, от революционных процессов, идущих последние годы в мировой энергетике.

И если альтернативные источники энергии и производство биотоплива явно не бизнес российской газовой монополии, а добыча сланцевого газа при огромных резервах традиционного не считается приоритетом, то игнорировать стремительно растущий рынок СПГ «Газпром» просто не мог.

Логика проста. Нынешний уровень мировых цен на нефть — свидетельство того, что легкодоступной нефти уже недостаточно для обеспечения растущих потребностей мировой экономики в энергии.

ЗАМЕНА ГОРНОЧЕГО Реалистичных вариантов компенсации потенциального дефицита при нынешнем уровне развития науки, по сути, два: уголь и газ. Если нефти при нынешнем уровне добычи и разведанных запасов хватит лет на 20—30, максимум — на 50, то угля хватит уже более чем на 100 лет, а газа (с учетом сланцевого) — на многие столетия. Третий вариант — ядерную энергетику — после Чернобыля и катастрофы на «Фукусиме», вероятно, уже не стоит рассматривать: целый ряд стран сворачивает свои программы в этой сфере.

Уголь, впрочем, в современном мире считается плохим топливом. Слишком грязным. «Угольная энергетика несет ответственность за самый быстрый рост выбросов СО2 в мировых масштабах, темпы которого более чем в два раза превышают темпы роста выбросов СО2 от всего мирового транспорта. Современные газовые электростанции выбрасывают в атмосферу на 50–70% меньше СО2, чем угольные электростанции в пересчете на 1 кВт•ч произведенной электроэнергии, а также значительно меньше одной десятой доли оксида серы, оксида азота, твердых частиц и тяжелых металлов» — это цитата из выступления исполнительного директора Shell Малькольма Бриндеда на конференции Gastech в Амстердаме, но произнести эти слова могли и сотни миллионов европейцев, не забывших кислотные дожди

1970—1980-х годов, приходившие с восточным ветром с угольных электростанций в Польше и ГДР, и миллиард с лишним китайцев — у них та же беда сейчас.

Остается газ. С точки зрения окружающей среды это самое безопасное топливо. Однако до недавних пор по сравнению с нефтью и углем у него был серьезный недостаток — дороговизна, а то и невозможность транспортировки на большие расстояния. «Газпром» уникален не только своим масштабом, но и бизнес-моделью: примерно треть его добычи экспортируется на огромные расстояния. Эти почти 186,5 млрд кубометров (2010 год, данные из ежегодного доклада ВР) — примерно четверть трубопроводного экспорта газа в мире. Причем остальные относительно крупные экспортеры, например Голландия и Норвегия, расположены очень близко к рынкам сбыта. Экспорт же газа из мест вроде Катара, Тринидада и Тобаго, не говоря уже о Брунее, до какого-то момента был просто практически невозможен.

После 1964 года, когда прошла первая коммерческая поставка СПГ (в Англию и Францию из Алжира), ситуация теоретически изменилась. Сейчас доля газа в мировом энергобалансе составляет почти 25%. Впрочем, большая часть мировой торговли — все еще трубопроводные поставки. В 2010 году они составляли около 70% общего объема в 975 млрд кубометров, на долю СПГ приходилось чуть больше 30%. Мировая торговля СПГ довольно быстро растет: по данным министерства энергетики США, десять лет назад этот показатель был около 25%. А физический объем только в 2010 году вырос более чем на 10%.

По прогнозам различных экспертов, включая, например, авторитетное аналитическое агентство Cedigaz, в ближайшие годы потребление газа в мире будет расти примерно на 4% в год, а СПГ — где-то на 7% в год. Это, впрочем, значительно выше, чем средние темпы роста спроса на газ в мире за последние 20 лет. По данным Oil & Gas Journal, они составляли 2,4%.

И все равно взрывным этот рост пока не назовешь. Главная причина — неразвитость инфраструктуры. Заводы по производству СПГ есть примерно в 15 странах, примерно 20 располагают терминалами по разгрузке и регазификации.

ТАНКЕР ДЛЯ НОВОГО ТОПЛИВА Неразвитость предопределена дороговизной. Так, по сообщениям СМИ, инвестиции в «Сахалин-2» составили около \$20 млрд. А цена только одного криогенного танкера для перевозки СПГ может доходить до \$200 млн и даже превышать эту сумму. Впрочем, тенденция снижения себестоимости СПГ была отмечена еще в середине 2000-х: тогда отмечалось что с 1970-х годов она упала более чем вдвое. Перегрев мировой экономики конца прошлого десятилетия, насколько можно судить по пересмотрам в сторону увеличения объемов инвестиций в различные проекты в нефтегазовом секторе, временно нарушил эту тенденцию.

Главные производители на мировом рынке СПГ — Катар (76 млрд кубометров в год), Австралия (25 млрд), Индонезия (31 млрд), Малайзия (30 млрд), Нигерия (24 млрд), Алжир (19 млрд) и крошечный остров-государство Тринидад и Тобаго (20 млрд). Последнее благодаря введению этого производства побило все мировые рекорды по темпам роста ВВП: они там превышали 30% в год. Россия за счет проекта «Сахалин-2» в 2010-м, по данным ежегодника ВР, экспортировала 13 млрд кубометров СПГ. Это около 7% нашего суммарного экспорта газа.

Главные же потребители СПГ — Япония и Южная Корея. Эти две страны в 2009—2010 годах импортировали половину всего сжиженного газа в мире. А на тихоокеанский рынок приходилось более 70%. В Европе крайне высока до-

ля СПГ в импорте газа у Испании. Это довольно логично: эта страна географически наиболее удалена от источников трубопроводного газа.

По данным Сеdigaz, только за 2010 год суммарная мощность заводов по производству СПГ в мире выросла с 249 млн до 274 млн тонн в год, а к 2015 году должна увеличиться до 320 млн тонн. На начало 2011 года мощности по регазификации составляли 622 млн тонн, а к 2015 году они вырастут еще на 164 млн. Разрыв в мощности производства и потребления объясняется тем, что в большинстве стран СПГ до сих пор играет роль балансирующего источника газа. Эти относительно новые технологии лишь сейчас начинают признаваться достаточно надежными, а объемы — становиться достаточными для того, чтобы делать на них значительные ставки.

Кстати, основных технологий сжижения в мире всего четыре: C3MR, или APCI, разработанная компанией Air Products & Chemicals; Cascade (ConocoPhillips); Shell DMR; Linde. Считается, что наиболее важны первые две, однако все может измениться — например, может оказаться, что плавучие установки сжижения Shell будут крайне успешны.

В прогнозах недооценен и еще целый ряд факторов. Добыча сланцевого газа превращает США из крупнейшего в мире импортера природного газа в его экспортера, соответственно, потоки СПГ перенаправляются на европейский и, что еще важнее, тихоокеанский рынок. Именно последний в силу быстрого роста экономик стран Юго-Восточной Азии в ближайшие годы будет ключевым с точки зрения формирования спроса на газ вообще и СПГ в частности.

Впрочем, и развитые страны наверняка увеличат темпы роста потребления газа. В сценарном прогнозе аналитиков Shell, в частности, рассматриваются варианты, при которых, несмотря на удвоение потребления энергии в мире к 2050 году, выброс углекислого газа снизится. Это в реальном мире — без инопланетян и коммерческого термояда — возможно лишь при радикальном увеличении доли газа в энергобалансе.

Между прочим, сложность прогнозирования хорошо иллюстрирует соображение, приведенное в июньском номере Oil & Gas Journal: «Добыча сланцевого газа может снизить потребление СПГ. После успехов, достигнутых в добыче сланцевого газа в Северной Америке, несколько стран в других регионах изучают возможность использования собственных запасов сланцевого газа». Авторы статьи — Биляна Пехливанова, Джеймс Крэнделл и Майкл Зенкер — задаются логичным вопросом: что будет, если Китай быстро разовьет эту технологию? Не сократит ли это импорт СПГ? Их ответ: маловероятно.

Еще одна причина, по которой по росту потребления газ будет опережать другие виды топлива, а темпы роста спроса на СПГ будут еще выше,— еще более политическая и уже не связана с «зелеными» идеями. СПГ постепенно превращается в инструмент обеспечения энергети-



НА НАЧАЛО 2011 ГОДА МИРОВЫЕ МОЩНОСТИ
ПО РЕГАЗИФИКАЦИИ СОСТАВЛЯЛИ 622 МЛН ТОНН,
А К 2015 ГОДУ ОНИ ВЫРАСТУТ ЕЩЕ НА 164 МЛН ТОНН

ческой безопасности, занимая все больше места в умах политиков и энергетических стратегиях Евросоюза.

Ну и, наконец, еще одна революция. Большая часть мирового рынка газа на протяжении многих десятилетий функционировала на условиях долгосрочных контрактов. Как и в трубопроводных контрактах «Газпрома», цены на газ, как правило, были по определенным формулам привязаны к цене на нефть. После того как США нарастили производство сланцевого газа и ввоз СПГ практически прекратился, значительно вырос объем спотового рынка газа, а цены на нем «отвязались» от рынка нефти. Проще говоря, газ из очень специфического товара постепенно превращается в обычный соттовоту.

К тому же в ряде случаев — еще в относительно дешевую альтернативу нефтяному топливу. А это уже важно для конечного потребителя. Нельзя забывать, что привычный российскому обывателю газ на кухне в мире вовсе не норма, розничные газораспределительные сети существуют далеко не везде. А вот газгольдер — небольшое хранилище сжиженного газа, достаточное для отопления загородного дома в течение нескольких месяцев, — вещь, уже привычная и для многих россиян. Стоит такое устройство автономного газоснабжения несколько сот тысяч рублей.

Собственно, в той части мира, где не было централизованного планирования, а значит, и теплораспределительных сетей, автономное отопление, а часто и энергоснабжение — норма. Традиционно в качестве топлива для таких систем использовались дизтопливо или уголь. Теперь это все чаще сжиженный газ.

Впрочем, самый главный фактор, который определит дальнейшую судьбу СПГ, — то, насколько быстро будет расти его производство, появляться мощности по регазификации, строиться танкерный флот, конечно, использование газа в электроэнергетике. А это стратегические решения, требующие уверенности и инвесторов, и регуляторов в том, что природный газ будет доступен и относительно дешев на протяжении ближайших десятилетий. Именно от этих решений зависит, какую долю от более чем \$1 трлн, который, по оценкам экспертов, в ближайшие 20—40 лет потребуется для инвестиций в производство и распределение энергии, получит эта сфера энергетики. ■

СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ПОСТЕПЕННО ПРЕВРАЩАЕТСЯ В ИНСТРУМЕНТ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ЗАНИМАЯ ВСЕ БОЛЬШЕ МЕСТА В УМАХ ПОЛИТИКОВ И ЭНЕРГЕТИ-ЧЕСКИХ СТРАТЕГИЯХ ЕВРОСОЮЗА



«РОСТ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ ПРИ НЫНЕШНИХ ТЕХНОЛОГИЯХ ВХОДИТ В ПРОТИВОРЕЧИЕ С ЗАДАЧАМИ ЗАЩИТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ»

МИРОВОЙ СПРОС НА ГАЗ НЕУКЛОННО РАСТЕТ. ДОЛГО ЛИ ПРОДЛИТСЯ ЭТОТ РОСТ, ДЛЯ ЧЕГО НУЖЕН РАСТУЩИМ ЭКОНОМИКАМ ГАЗ И КАК ЕГО БУДУТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ В БЛИЖАЙШИЕ ГОДЫ БЛАГОДАРЯ ПОЯВЛЕНИЮ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ? ЭТИ ВОПРОСЫ ВС ЗАДАЛ АНАЛИТИКАМ, ЕЖЕДНЕВНО ИЗУЧАЮЩИМ РАЗВИТИЕ МИРОВЫХ РЫНКОВ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ.

Виталий Крюков, аналитик ифд «капитал»:

— В мире уже давно наметилась тенденция перехода на экологически чистые вилы топлива. Пока что альтернативное топливо в глобальном смысле не очень широко используется ввиду низкой эффективности. Однако процесс технологического развития идет, и он необратим. Резкого перехода от нефти и угля к какому-то принципиально новому виду топлива не будет, процесс будет мягким и плавным. И, на мой взгляд, газ вполне может стать неким связующим звеном между углем, нефтью и тем самым новым топливом. Сейчас газ — оптимальная альтернатива нефти и нефтепродуктам, но это не будет продолжаться вечно. За ближайшие 20 лет производство СПГ может удвоиться по сравнению с сегодняшними объемами вслед за активным ростом потребления в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Страны будут замещать уголь и нефть газом, поэтому можно прогнозировать рост доли газа в мировом энергобалансе на фоне ужесточения экологических требований и роста энергоэффективности экономик. Развитие современных технологий сжижения и транспортировки СПГ будет только способствовать этому процессу.

Станислав Жизнин, д.э.н., профессор мгимо мид России, президент центра энергетической дипломатии и геополитики:

— Спрос на газ в ближайшие десять лет будет расти, и рост будет связан сразу с несколькими факторами. Вопервых, наступает пауза в развитии ядерной энергетики. После аварии на японских АЭС многие страны не смогут так же ударно развивать ее у себя, не озаботившись мерами ядерной безопасности, разработка которых потребует времени и дополнительных инвестиций.

Второй момент. Производительность возобновляемых источников энергии в мире растет невысокими темпами. Особенно это касается ЕС. Вряд ли к 2020 году европейским странам удастся довести долю альтернативных источников энергии до 20% от всей энергии, потребляемой в Европе. Возобновляемая энергетика слишком дорогостоящая, и срок окупаемости у нее очень длинный. Добывать сланцевый газ, который считают альтернативой природному газу, более сложно и затратно, чем газ традиционный. Сейчас в США добывают сланцевый газ, но разрабатывают самые легкодоступные и рентабельные месторождения, которые не требуют колоссальных вложений. Как только их опустошат и приступят к другим, в которых сланцевый газ менее доступен, станет очевидно, что добывать его на самом деле не так уж и просто. И вот тогла темпы развития добычи сланцевого газа замедлятся. Так что масштабного замещения сланцевым газом обыкновенного газа не предвидится. Потребление традиционного газа будет расти. Новыми рынками сбыта газа

ПЕРИОД, КОГДА ГАЗ ПОСТАВЛЯЛИ ТОЛЬКО ПО ТРУБАМ, ЗАКАНЧИВАЕТСЯ. НАСТУПАЕТ ВРЕМЯ РАЗВИТИЯ ТРАНСПОРТИ-РОВКИ ГАЗА НА БОЛЕЕ ДАЛЬНИЕ РАССТОЯНИЯ ТАНКЕРАМИ станут страны Латинской Америки. Среди них можно назвать Аргентину, Бразилию — страны, в которых уровень газификации пока достаточно низок. Перспективы имеет также рынок Мексики. Новые рынки сбыта могут открыться в африканских странах: ЮАР, Ботсване, Намибии. Конечно, повышение спроса на газ во всем мире не сможет оставить на нынешнем уровне технологии его транспортировки. Период, когда газ поставляли только по трубам, заканчивается. Наступает время развития транспортировки газа на более дальние расстояния танкерами — в Южную Корею, Китай и, конечно, Японию, которая после ядерной аварии очень нуждается в безопасном и экологически чистом топливе. То есть развитие танкерного флота, технологий СПГ неизбежно.

Александр Назаров, ведущий аналитик, нефтегазовый сектор оао «газпромбанк»:

— В ближайшие десять лет на глобальном мировом рынке потребление газа вырастет и будет расти темпами, опережающими рост потребления других энергоресурсов. Главными регионами газопотребления станут Азиатский регион, куда входят Южная Корея, Китай и Япония, и Североамериканский, где основным потребителем будут США.

Основания для такого прогноза следующие. Китайское правительство прогнозирует ежегодный рост газопотребления на 12% в год. К тому же надо учесть еще двух крупных газопотребителей — Республику Корея и Японию, в которой после известных событий на АЭС «Фукусима» произошла переориентация на более мирные энергоносители, в частности на газ, сейчас уровень потребления газа со стороны Японии быстро растет. Южная Корея потребляет в основном СПГ, и за прошлый год уровень потребления вырос более чем на 20%. В США, которые сейчас являются самыми крупными потребителями газа, в последнее время наметился структурный сдвиг. Американцы стали потреблять намного больше газа, его доля в энергобалансе страны улвоилась за последние шесть лет. И пока

спрос удовлетворяется за счет внутреннего производства. Будет расти газопотребление в Европе и странах СНГ. Однако этот рост будет сравнительно небольшим: всего 1–2% в год в Европе и 2–3% — в странах СНГ. Связано это с неблагоприятным экономическим прогнозом и увеличивающейся энергоэффективностью.

Стоит отметить, что глобального рынка пока нет, поскольку пока сильны логистические ограничения по транспортировке газа: если нефть можно перевезти, налив ее в определенную емкость, то чтобы газ транспортировать, надо строить трубопровод либо сжижать и разжижать, а для этого нужны соответствующие заводы. И специальный танкерный флот. Это ограничивает глобализацию рынка газа и российские поставки в Североамериканский и Азиатский регионы.

Михаил Корчемкин, глава East European Gas analysis:

 Газоемкие производства могут переместиться в страны с низкими ценами на газ. Сейчас крупнейшие промышленные потребители центра России, покупающие газ по оптовым ценам прямо у «Газпрома» (без участия газораспределительных компаний), платят около \$130 за 1 тыс. кубометров. Для сравнения: в марте 2011 года промышленные потребители штата Техас платили в среднем \$119 (включая все налоги и расходы на газораспределение). При сохранении высоких цен на нефть, от которых зависят цены «Газпрома», будущее российской газохимии видится сложным. Новые рынки оценить трудно, но принцип «равной доходности» продаж газа на экспорт и внутри России может убить российскую газохимию. Газохимия выживет, если в России появится конкурентный газовый рынок. Это очень вероятно, так как гигантская программа «Газпрома» по строительству газопроводов приведет к возникновению очень больших резервов газотранспортных мощностей и у «Газпрома» исчезнет формальный повод для отказа в доступе к газу независимых произволителей.

Виталий Бушуев, д.т.н., генеральный директор организации «глобализация и устойчивое развитие. институт энергетической стратегии»:

— Изменений в сторону увеличения потребления объемов газа на внутрироссийском рынке все же не будет. Газ в РФ в будущем, как это сейчас происходит, будут использовать для покрытия потребностей внутрироссийского сектора энергетики. Что касается моторного топлива, то, мне кажется, его мы будем производить за счет нефтяного сектора экономики. Я ожидаю повышения уровня газопотребления в мире. В Европе, где атомная и угольная энергетика развиты слабо, газа будут потреблять больше, чем сейчас. У европейцев ничего другого нет, и альтернативная энергетика всех их потребностей не покроет. Тут наши газодобывающие компании получат преференции при поставках своей продукции. Конечно, при условии, что они не будут говорить с потребителями с позиции грубой силы. В этом случае европейские потребители могут найти других поставщиков.

Геннадий Шмаль, президент союза нефтегазопромышленников россии-

— Вместе с переходом на газовое моторное топливо нам надо развивать газохимические производства. На наших нефтяных месторождениях вместе с нефтью можно добывать большое количество других полезных компонентов: метана, гелия и других газов. Переработка этих газов сделала бы разработку месторождений намного более эффективной экономически. Кроме того, нам необходимо развивать и внедрять инновации добычи и транспортировки СПГ, потому что это очень перспективный продукт. Сейчас в мире наблюдается увеличение доли СПГ: если еще пять лет назад его доля была 6% от общего объема газа в мире, то в этом году — 9%. Еще через несколько лет, я уверен, этот показатель достигнет 20% в мировой торговле газа. То есть спрос на СПГ повысится. И значит, у нашей страны в этом плане большие перспективы.

Подготовила АННА ГЕРОЕВА



НЕСМОТРЯ НА РАЗВИТИЕ
ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА И ТРАНСПОРТИРОВКИ
СЖИЖЕННОГО ГАЗА, ТРУБОПРОВОД ПО-ПРЕЖНЕМУ
ОСТАЕТСЯ В РОССИИ ГЛАВНЫМ СПОСОБОМ ДОСТАВКИ
ГАЗА К ПОТРЕБИТЕЛЮ

1

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА

Kommepcahi Всегда Ha Ball JKPAHAX

iPhone





Бесплатный сервис Издательского дома «Коммерсантъ» - приложение

- «Коммерсантъ» для мобильных платформ iPhone (iPod-touch), Windows Mobile и Android. Газета
- «Коммерсантъ», журналы
- «Коммерсантъ Weekend»,
- «Коммерсантъ Власть», «Коммерсантъ Деньги», «Коммерсантъ Секрет фирмы», «Огонёк». Новостная лента, полный
- доступ к статьям, видео- и фотогалереям, удобный тематический рубрикатор, простая навигация, закладки для быстрого доступа, поиск по архивам, доступ к контенту из других приложений, экспорт в социальные сети с возможностью комментариев.

Версия 3.0 приложения «Коммерсантъ» доступна в AppStore.

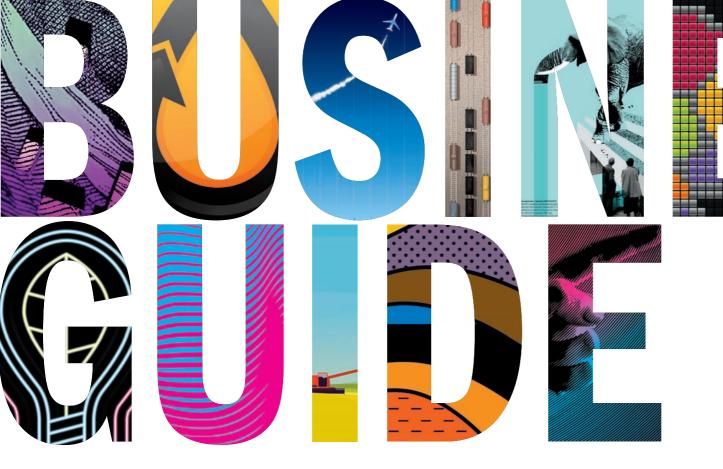






Теперь и для Android!







ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА
ПЕРЕДОВИКИ ПРОИЗВОДСТВА
СМЕЖНИКИ
ИНВЕСТОРЫ
КОНКУРЕНТЫ
АДМИНИСТРАТИВНЫЙ РЕСУРС