

## Четыре четверти пути

ТАТЬЯНА МИТРОВА, Эксперт ИНЭИ РАН

Дефицит газа и высокий уровень цен, сохраняющиеся на американском рынке, делают его чрезвычайно привлекательным для поставщиков сжиженного газа. Новый прогноз Департамента Энергетики США (2005 г.) говорит о перспективе значительно более высоких, чем предполагалось ранее, темпов роста американского спроса на СПГ. Тем не менее, пока на чрезвычайно чувствительном и переменчивом рынке СПГ по-настоящему эффективным бизнес становится только в руках majors (Shell, BP, BG), имеющих производственные мощности во всех бассейнах, обширный танкерный флот и доступ к приемным терминалам на всех основных рынках сбыта. Возможность организации мировой торговли СПГ, то есть интеграции отдельных проектов в единую систему торговли и арбитража, существенно увеличивает прибыльность и устойчивость этого бизнеса.

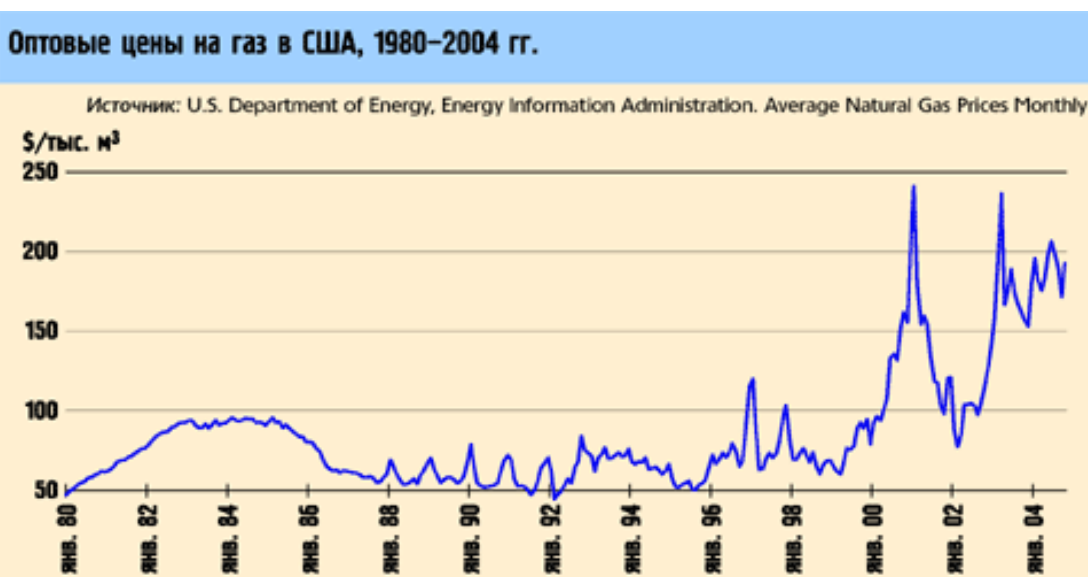
Сказанное, однако, не умаляет важности темы и для России: СПГ мог бы обеспечить и увеличение гибкости экспортных потоков, и выход на новые рынки. Из всех имеющихся у нас проектов (помимо Сахалина) наиболее перспективным является Штокман. Но вариант проекта, ориентированный исключительно на сжиженный газ и на американский рынок, сопряжен с высокими рисками: жесткой конкуренцией, неопределенностью емкости рынка СПГ, непредсказуемостью цен, а также краткосрочным характером спотового рынка США.

Последние данные подтверждают бурные темпы роста потребления СПГ в Северной Америке, в частности в США. По предварительным оценкам, в 2004 году объем импорта СПГ в США на четверть превысил показатели годовой давности. По мнению большинства экспертов, этот тренд сохранится и в перспективе.

### Этот прекрасный новый рынок

В январе 2005 года был опубликован долгосрочный прогноз Департамента Энергетики США, который констатирует более высокие темпы истощения ресурсной базы США и, соответственно, более высокую потребность в импорте СПГ. Департамент Энергетики на 30% увеличил свой прошлогодний прогноз импорта СПГ. Согласно новому прогнозу, темпы роста импорта СПГ в 2003-2025 годах составят почти 13% в год, и если в 2003 году США импортировали 14,37 млрд м<sup>3</sup> сжиженного газа, то к 2025 году потребность в импорте СПГ достигнет 180 млрд м<sup>3</sup>. Существуют и более смелые прогнозы. Так, CERA утверждает, что к 2020 году СПГ сможет занять 25-30% газового рынка США (т.е. его импорт заметно превысит 200 млрд м<sup>3</sup> в год), при этом уже к 2010 году Соединенным Штатам потребуется 114 млрд м<sup>3</sup> сжиженного газа.

В условиях перманентного дефицита газа на Северо-Американском рынке сохраняются высокие цены (см. "Оптовые цены..."). Если в период с 1986-го по 1999 год средняя цена на природный газ составляла \$66 за тыс. м<sup>3</sup>, то с начала нового тысячелетия цены подскочили - средняя цена в 2000-2004 годах достигла \$147 за тыс. м<sup>3</sup>, а в последние два года - вообще \$182 за тыс. м<sup>3</sup>.



Еще одна позитивная новость для поставщиков СПГ: наконец сдвинулся с мертвой точки процесс согласования строительства новых терминалов для регазификации СПГ. Как известно, в США в настоящее время функционирует четыре таких терминала, суммарная мощность которых после расширения составляет 38 млрд м<sup>3</sup>, а строительству новых импортных терминалов долгое время препятствовали сложные разрешительные процедуры, трудности с размещением и общественное недовольство. И если последние две проблемы по-прежнему актуальны, то в условиях сохраняющихся запредельно высоких для США цен на газ процесс получения разрешений был значительно упрощен. В конфликте между Федеральной комиссией по регулированию энергетики (FERC), стимулирующей строительство новых терминалов, и властями штатов (особенно Калифорнии), которых больше волнует озабоченность населения проблемами безопасности, Конгресс встал на сторону FERC.

В сентябре 2003 года, впервые за последние 25 лет, было дано разрешение на строительство нового терминала - Хэкберри в Луизиане мощностью 15,5 млрд м<sup>3</sup> в год, который должен заработать в конце 2006 года. Летом 2004 года FERC дала разрешение на строительство импортного терминала Фрипорт на острове Кинтана в Мексиканском заливе мощностью 15,5 млрд м<sup>3</sup> в год. Предполагается, что его строительство начнется уже в начале этого года, а к концу 2007 года терминал сможет принять первые метановозы. В середине декабря FERC дала разрешение на строительство еще одного терминала в Мексиканском заливе - Сабин Пасс мощностью 27 млрд м<sup>3</sup>. Строительство также должно начаться в ближайшее время. Помимо этого будут построены два терминала на Багамах суммарной мощностью около 17 млрд м<sup>3</sup> в год, которые будут связаны с материком подводным газопроводом.

Еще целый ряд проектов находится на стадии рассмотрения. По мнению CERA, если все поданные заявки на строительство новых приемных мощностей будут удовлетворены, проблемой станет их избыточность. Как заявил директор CERA Майкл Стоппард, "суммарные мощности новых импортных терминалов в Северной Америке, которые компании намерены построить к 2010 году, превзойдут 310 млрд м<sup>3</sup> - то есть все существующие производственные мощности поставщиков СПГ, а также заметно превысят потенциальный дефицит газа на внутреннем рынке Северной Америки".

Таким образом, возникает впечатление, что в перспективе США - рынок с высоким платежеспособным спросом, высокими ценами и избыточными приемными мощностями. В общем, голубая мечта любого производителя СПГ.

### **Четыре "но"**

Штокмановский проект кажется чрезвычайно привлекательным как с экономической, так и с геополитической точки зрения. Производство СПГ, обеспечивающее возможности диверсификации направлений поставок газа и проникновения на недоступные прежде рынки, крайне важно для российского экспорта газа. Особую актуальность СПГ приобретает как альтернатива чрезвычайно "жестко привязанному" сетевому газу в свете либерализации традиционных зарубежных рынков и обострения конкуренции между поставщиками газа. Все чаще раздаются призывы как можно быстрее начать осуществление штокмановского проекта, дабы "не упустить шанс". Оно и понятно - в кои-то веки Россия сможет осуществлять поставки прямо в США! На горизонте - молочные реки с кисельными берегами. Но не покидает чувство беспокойства. Все это слишком хорошо, чтобы быть правдой. Итак, какие факторы риска сопутствуют экспорту СПГ в США?

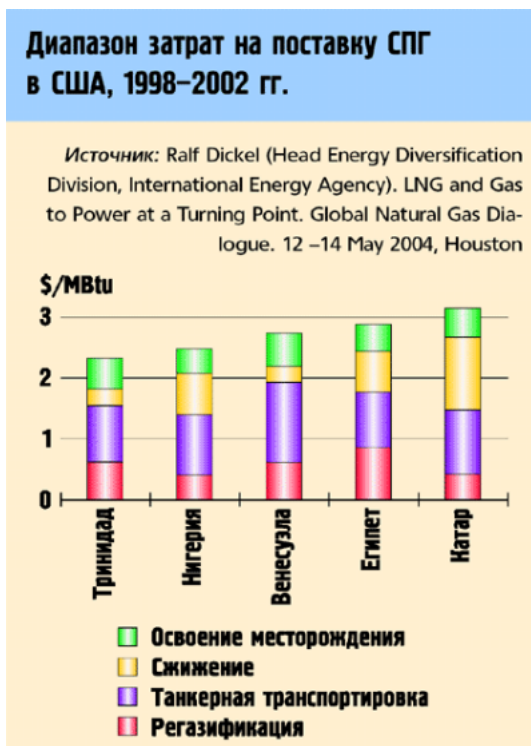
#### **"Но" #1 - конкуренты**

Первое, и самое очевидное, - конкуренты. На этот чрезвычайно привлекательный рынок направлены проекты практически всех стран-производителей СПГ Атлантического и Тихоокеанского бассейнов. В 2007-2009 годах ожидается расширение существующих мощностей и ввод целого ряда новых проектов, нацеленных на Северо-Американский рынок (см. ["Аншлаг на рынке СПГ"](#), НГВ #1/2004).

К сожалению, помимо больших запасов Россия никакими конкурентными преимуществами на этом рынке не располагает. Большинство стран - Венесуэла, Тринидад и Тобаго, Нигерия, Алжир... - расположены гораздо ближе к США и выигрывают в затратах на транспортировку. Усугубляют ситуацию тяжелые геологические и климатические условия добычи на Штокмане (пожалуй, самые сложные в мире), довольно удаленное расположение месторождения от берега (что заметно увеличивает затраты по проекту) и отсутствие у "Газпрома" как технологического опыта производства СПГ, так и навыков его маркетинга.

Представители "Севморнефтегаза" говорят о предварительных расчетах, по которым стоимость газа FOB завода СПГ составляет \$84 за тыс. м<sup>3</sup> (т.е. около 2,6 \$/MBtu). Сравнительный анализ (см. ["Диапазон затрат..."](#)) показывает, что затраты конкурентов на поставку СПГ в США

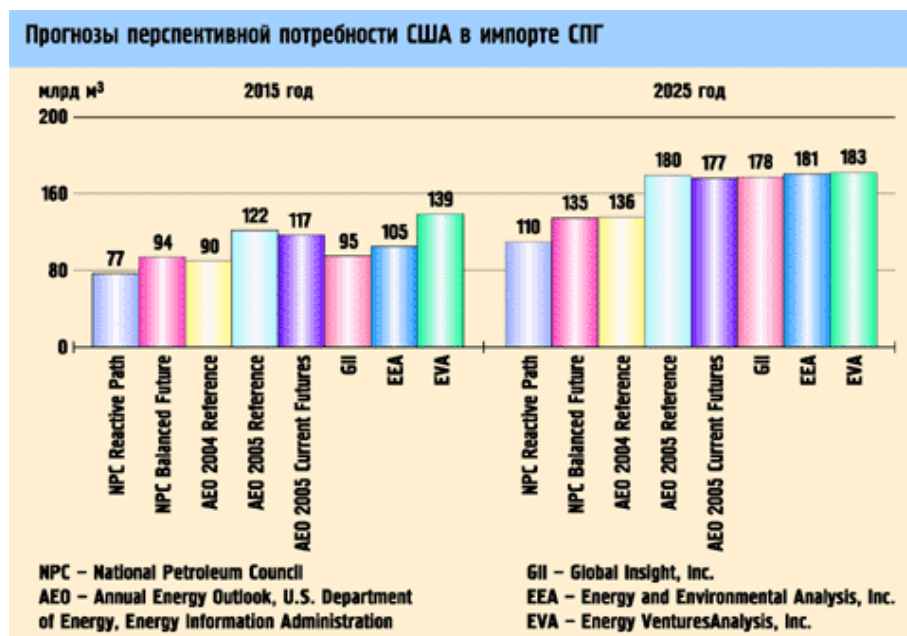
находятся примерно в этом диапазоне, но уже с учетом затрат на транспортировку и регазификацию!



Следует отметить, что это лишь предварительные прикидки. В ходе реализации проекта освоения Штокмановского месторождения издержки могут существенно увеличиться. Хорошее тому подтверждение пример норвежской "Белоснежки", затраты по которой будут превышены как минимум на 30%, а пуск отложен на 6-12 месяцев. Представители Statoil говорят о том, что сложность проекта была недооценена и что он еще не был "достаточно зрелым", когда в 2001 году принималось решение о его осуществлении.

#### "Но" #2 - объемы

Сохраняется неопределенность относительно потенциальной емкости Северо-Американского рынка СПГ. То, насколько быстро и резко Департамент энергетики США пересмотрел свои прогнозы, порождает определенный скептицизм в их отношении (см. "Прогнозы перспективной потребности США в импорте СПГ"). Широкий диапазон этих оценок иллюстрирует неопределенность, связанную с возможными проблемами развития американской газовой отрасли, уровнем цен, политическими рисками, а также темпами экономического роста.



Нельзя исключать жесткую конкуренцию со стороны североамериканского газа, ведь увеличение поставок в США может осуществляться не только за счет импорта СПГ, но и за счет увеличения объемов поставок сетевого газа из Канады, Мексики и Аляски. Высокие цены стимулируют инвестиции в разведку и добычу, а также в разработку новых технологий, делающих североамериканскую газовую промышленность более конкурентоспособной. Успех на этом поприще может существенно сократить необходимость в поставках больших объемов СПГ в США.

Кроме того, многое будет зависеть от цен на газ - в случае сохранения высоких цен спрос на газ может сильно сократиться как за счет закрытия и вывода в другие страны ряда производств (химических, стальных), так и за счет перехода многих потребителей на альтернативные виды топлива. Руководство США, крайне обеспокоенное сложившейся на газовом рынке ситуацией, может принять решение о стимулировании использования других энергоносителей и газосбережения. Этот процесс уже начался, и в новом прогнозе Департамента Энергетики от 2005 года прогнозируемый суммарный объем потребления газа в США в 2025 году снижен на 20% по сравнению с вариантом 2002 года.

Необходимо принимать во внимание еще один важный фактор, ограничивающий объемы поставок российского газа в Америку. США - это рынок покупателя, который желает максимально диверсифицировать свой импортный портфель. На этот рынок к 2020 году нацеливается около двадцати стран-производителей сжиженного газа. Очевидно, что из соображений энергетической безопасности и необходимости диверсификации поставок, изложенных в Национальной Энергетической Стратегии Дж.Буша, США не допустят увеличения доли отдельных поставщиков СПГ до более чем 15-20% суммарного импорта этого вида топлива. Действительно, зачем американцам загонять себя в газовую зависимость от России или кого бы то ни было, когда они имеют все возможности для диверсификации?

Особенно эти настроения усилились после забастовки в Тринидаде и Тобаго 8 марта 2004 года, когда на сутки были остановлены все три агрегата завода по сжижению газа. Теперь Тринидаду, даже несмотря на его крайне высокие конкурентные показатели, вряд ли удастся сохранить 75% рынка США, как это было в 2003 году. Образцом для подражания для американцев остается Япония - страна, уже получающая СПГ из десяти стран и продолжающая заключать контракты на поставки из все новых источников.

США также ведут переговоры со всеми потенциальными поставщиками и всем (а не только России) говорят о "всемерной поддержке" и "чрезвычайной заинтересованности".

Таким образом, в лучшем случае диапазон поставок российского газа (15- 20% от спроса на СПГ) составит к 2015 году от 12 млрд м<sup>3</sup> до 28 млрд м<sup>3</sup>. Ну уж никак не 40 млрд м<sup>3</sup> (см. "Динамика добычи товарного газа Штокмановского газоконденсатного месторождения"), которые предполагается производить к 2015 году в третьем "наиболее интересном", по словам руководителя "Севморнефтегаза", варианте разработки месторождения, при котором сжигается весь добываемый газ (см. ["Развитие экспорта газа"](#), НГВ #1/2005).

## Динамика добычи товарного газа Штокмановского газоконденсатного месторождения



И еще один нюанс: иностранные партнеры недвусмысленно заявляют, что готовы участвовать в проекте только на условиях СРП. Не сложно догадаться, чей газ попадет на американские рынки в случае ухудшения конъюнктуры - российских или иностранных участников проекта. СПГ был и остается замыкающим, маргинальным источником газа для Северо-Американского рынка. Из-за дороговизны добычи и производства и более дальнего расстояния транспортировки СПГ, Россия на Северо-Американском рынке обречена быть замыкающим поставщиком. Таким образом, если добыча газа в Канаде или на Аляске окажется больше, чем сейчас предполагается, или спрос на газ будет расти медленнее из-за экономического спада или вытеснения газа альтернативными видами топлива, именно российские поставки будут сокращены первыми.

### "Но" #3 - цены

Третий фактор риска - предельно нестабильные цены на дерегулированном американском рынке. Как известно, после либерализации газового рынка в США цены на газ определяются очень нестабильным спотовым рынком. Вообще, все энергетические товары имеют более высокий уровень волатильности, чем другие виды биржевых товаров. А природный газ и электроэнергия в особенности подвержены резким колебаниям цен из-за сильной реакции спроса на изменение погоды. Спрос может быстро увеличиться в связи, например, с похолоданием, а неэластичность предложения, присущая газовым рынкам, ведет к возникновению дефицита и многократному росту цен (например, 14 января 2004 года пиковые спотовые цены, по данным информационного агентства Platts, в связи с холодами в Нью-Йорке и Чикаго превысили \$2000 за тыс. м<sup>3</sup>). Но ведь верно и обратное! Избыток предложения в летние месяцы может обваливать цены до \$50 за тыс. м<sup>3</sup>, как это и происходило на заре либерализации.

Помимо погодных условий на спотовые цены влияет много других факторов - текущий спрос и предложение газа, наличные газотранспортные мощности, экономическая ситуация, объемы запасов газа в ПГХ, спекулятивная игра и, разумеется, цены на альтернативные виды топлива (в первую очередь, нефть и нефтепродукты), с которых потребители могут быстро переключаться на газ. В результате спотовые цены на газ характеризуются крайней нестабильностью и непредсказуемостью. Если до либерализации волатильность цен на газ составляла 0,7%, то с конца 1990-х годов она превысила 15%.

Главная проблема состоит в том, что на американском рынке СПГ именно спотовые цены являются определяющими при установлении цен на сжиженный газ, в связи с чем можно ожидать резких скачков цен на поставляемый СПГ. Готовы ли мы к рискам, связанным с флуктуациями североамериканских цен по большим объемам поставок?

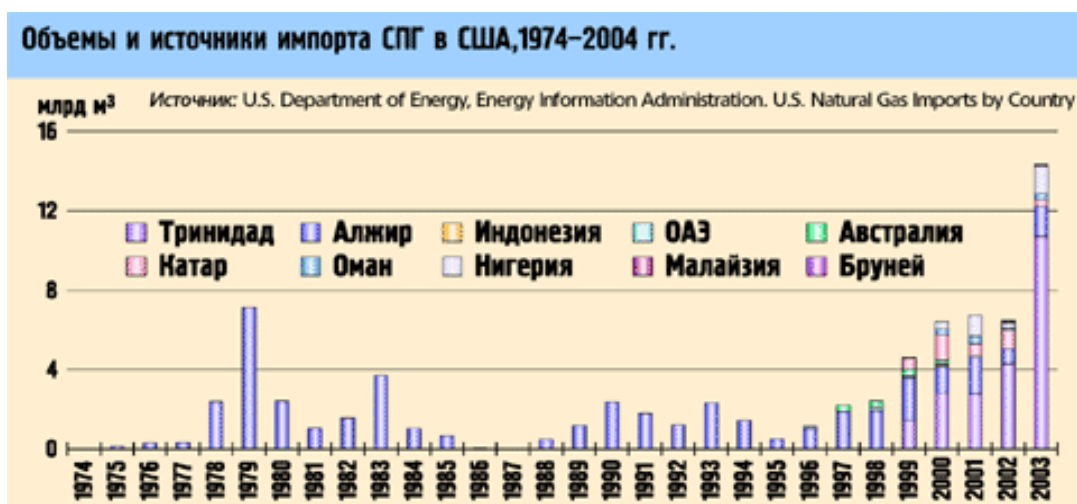
Кроме того, согласно прогнозу Департамента Энергетики, цены на американском газовом рынке к 2010 году должны снизиться до \$103 за тыс. м<sup>3</sup> (в долларах 2003 года) в результате

расширения поставок СПГ и собственной добычи. По прогнозу ЕЕА, пуск газопровода из Дельты Маккензи в 2009 году, более раннее строительство газопровода с Аляски, пуск к 2009 году многочисленных проектов поставок СПГ могут привести к снижению цен до \$95 за тыс. м<sup>3</sup>, что, очевидно, делает нерентабельными поставки со Штокмана. Правда, этот период низких цен должен быть непродолжительным, после 2010-2013 годов цены должны находиться в диапазоне \$125-140 за тыс. м<sup>3</sup>, однако, как известно, прогноз цен, особенно на долгосрочную перспективу, - дело крайне деликатное.

#### "Но" #4 - о "святоści контрактов"

Еще один удручающий фактор: основная часть поставок сжиженного газа на рынок США осуществляется по краткосрочным контрактам (т.е. по контрактам сроком менее двух лет). В 2000 году они составляли 51% импорта СПГ, в 2001-м - 64%, в 2002-м - 74%, а в 2003-м - уже 87% всех поставок сжиженного газа. Это заметно повышает риски по Штокмановскому месторождению, ведь обеспечить твердый сбыт пусть даже не всего, но большей части производимого газа в таких условиях практически нереально. Кроме того, сложно рассчитывать на гарантии по долгосрочным контрактам, под которые обычно "Газпром" брал инвестиции для своих проектов.

Да и о "святоści" долгосрочных контрактов у США довольно своеобразные представления. Нынешний бум СПГ - не первый в истории США. Собственно, все действующие в настоящее время импортные терминалы были сооружены в 1971-1982 годах под поставки СПГ из Алжира по 25-летним контрактам. Если обратиться к истории газовой промышленности США, это был период высоких цен, спровоцированных крайне неудачным государственным регулированием отрасли. Тогда из-за искусственно удерживаемых в течение продолжительного времени низких регулируемых цен на газ страна столкнулась с жесточайшим дефицитом газа, в результате которого было даже принято законодательное решение о запрете использовать газ для производства электроэнергии, были зафиксированы многочисленные случаи отключения потребителей, в том числе школ и больниц. В этой ситуации поставки СПГ казались идеальным решением. К 1979 году импорт сжиженного газа из Алжира достиг исторического максимума, который был преодолен только в 2003 году, - более 7 млрд м<sup>3</sup> (см. "Объемы и источники импорта СПГ").



Однако после пика 1983 года цены на газ стали стремительно снижаться - частично в результате либерализации, которая практически отменила долгосрочные контракты и выплеснула заключенный в них газ на краткосрочный рынок, частично вследствие начала масштабных поставок дешевого сетевого газа из Канады. Как пишет об этом Дэниел Ергин, президент CERA, "растущая доступность североамериканского газа создала значительный избыток внутреннего предложения. СПГ двинулся из судов в суды, поскольку оспариваемые контракты влекли за собой финансовые претензии и тяжбы. Импортные терминалы были закрыты. Несколько лет импорт СПГ в США вообще не осуществлялся". Долгосрочные контракты, заключенные на 20-25 лет с Алжирской стороной, ничего ей не смогли гарантировать.

Вообще, проект производства СПГ на Штокмане очень напоминает проект строительства газопровода с Аляски - примерно те же объемы инвестиций, тот же рынок сбыта, близкие показатели затрат на добычу и транспортировку газа на американский рынок. И, что характерно, компании, участвующие в подготовке проекта аляскинского газопровода, говорят о непомерно высоких финансовых рисках и необходимости государственных гарантий по кредитам в связи с

большой неопределенностью показателей рынка сбыта.

### **Гигантомания**

Главное преимущество и главная опасность Штокмановского проекта - его масштаб. С одной стороны, это дает возможность существенно уменьшить затраты на единицу продукции. С другой - резко увеличивает финансовые риски проекта. "Севморнефтегаз" на форуме "Газ-2004" презентовал три варианта разработки месторождения, явно склоняясь к варианту, предусматривающему ориентацию всей добычи (67,5 млрд м<sup>3</sup>) исключительно на производство СПГ с последующим сбытом в Северной Америке.

А ведь после "Голубого потока" уже стало ясно, что нельзя ориентироваться только на один рынок, тем более нельзя ориентироваться исключительно на "будущий" рынок - он может и не развиваться. Кроме того, сам по себе выход таких объемов СПГ на атлантический рынок сжиженного газа может обвалить цены. Ведь предполагаемый максимальный объем производства СПГ на Штокмановском месторождении - около 60 млрд м<sup>3</sup> - практически равен сумме всех мощностей по производству СПГ в Атлантическом бассейне, построенных к настоящему времени.

Конечно, существует масса субъектов, заинтересованных в скорейшем начале разработки Штокмановского месторождения - речь идет об огромных заказах, подрядах... Однако, как показывает пример Алжира, попасть на рынок легче, чем удержаться на нем. Надо отдавать себе отчет, что речь идет о \$25-30 млрд - сумме, составляющей четверть бюджета РФ.

Желание поскорее "разобраться" с проектом, да еще сделать это с размахом может привести к весьма печальным результатам.

Гораздо более разумным выглядит вариант, представленный руководителем Департамента стратегического развития В.Русаковой на Европейском Деловом Конгрессе в Париже в декабре 2004 года. Проект предполагает производство на первой фазе 7 млрд м<sup>3</sup>, затем его расширение до 20-28 млрд м<sup>3</sup> в год. Эти объемы вполне реально разместить на Северо-Американском рынке, а в случае проблем - и на Европейском рынке. Остальные объемы добываемого газа можно направить по Северо-Европейскому газопроводу, который становится все более актуальным в свете ситуации с транзитом российского газа через Украину и Белоруссию. Для снижения рисков таких масштабных проектов, как Штокмановский, необходимо максимально диверсифицировать продукты и рынки сбыта. Это означает, что при освоении месторождения необходимо ориентироваться и на сжиженный, и на сетевой газ, и на Северо-Американский, и на Европейские рынки. Кроме того, пока рынки не готовы принять большие объемы газа, нет необходимости торопиться с полномасштабной разработкой месторождения. Впрочем, весьма вероятно, что она задержится по объективным причинам. В новом мировом энергетическом прогнозе Международного Энергетического Агентства, опубликованном в декабре 2004 года, отмечается: "Затраты на разработку очень высоки. Мы не ожидаем появления первых поставок газа со Штокмановского месторождения до 2020 года, хотя официально добыча должна начаться в 2010 году".

### **Учиться...**

СПГ - это не новый товар, это новый способ транспортировки. Скорее даже новый способ логистики. И чем более изощренными становятся методы оптимизации поставок и распределения рисков между всеми участниками цепочки поставок, тем отчетливее видно - чтобы работать с СПГ, нужны совершенно новые навыки и компетенции.

"Газпрому" необходимо учиться работать в этой изменчивой среде, быстро адаптироваться.

Одним из возможных путей, о котором и сам "Газпром" не раз упоминал, является заключение соглашений о взаимозамещающих поставках (свопах) с зарубежными партнерами, владеющими долями рынка поставок трубопроводного газа и СПГ. Только таким образом можно "прощупать" маркетинговые возможности российского СПГ и оценить величину рисков, сопутствующих работе на этом рынке.