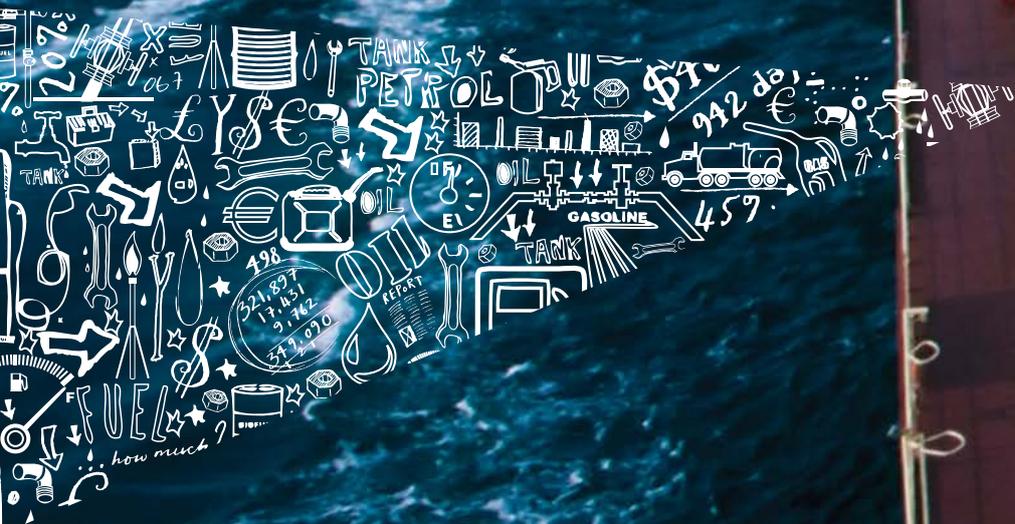


Мировой рынок СПГ

Новый спрос + новое предложение =
новые цены?





Введение и основные

СОДЕРЖАНИЕ

Введение и основные выводы	02
Мировой рынок природного газа и спрос на СПГ	04
Предложение СПГ	08
Ключевые вопросы экономической эффективности – себестоимость и ценообразование	12
Прочие риски и сложности	17
Какое содействие может оказать компания «Эрнст энд Янг»?	18

В 2014 году мировая индустрия сжиженного природного газа (СПГ) отметит 50-летнюю годовщину с момента, когда в 1964 году в Арзю (Алжир) был пущен первый в мире завод по производству СПГ в промышленных масштабах¹. На данный момент планируется строительство значительного количества новых мощностей – производительностью вплоть до 350 млн т/год. Если все из них будут успешно введены в эксплуатацию, существующие мощности (менее 300 млн т/год) увеличатся к 2025 году более чем вдвое. Даже при относительно стабильном росте спроса такое положение дел означает ужесточение конкуренции поставщиков, рост затрат на развитие производства и снижение цен на природный газ. Вместе с тем благоприятные долгосрочные перспективы рынка природного газа стимулируют инвестиционную активность: покупатели готовы подписывать долгосрочные контракты, а продавцы – выделять средства на реализацию проектов.

Темпы роста спроса на СПГ постепенно снижаются, в то время как темпы наращивания объемов производства будут только увеличиваться в свете наблюдаемого в последние годы активного строительства новых мощностей. Мы являемся свидетелями дефицита, возникшего после событий на АЭС в Фукусиме, а также замедления ввода в эксплуатацию дополнительных мощностей в краткосрочной перспективе. В итоге это приведет к тому, что в ближайшие несколько лет на рынках будет наблюдаться превышение спроса над предложением. Стоимость реализации проектов СПГ растет бурными темпами. Поставщикам приходится приспосабливаться к изменившимся условиям работы, когда, с одной стороны, в структуре спроса на СПГ увеличивается доля новых, более чувствительных к ценам потребителей, а с другой – растут издержки и ужесточается конкуренция среди производителей.

Помимо величины и динамики спроса и предложения СПГ, значительные изменения могут произойти и в области ценообразования. Основной вопрос при этом – будет ли привязка к мировым нефтяным котировкам по-прежнему определять контрактные цены на СПГ, можно ли будет работать по спотовым ценам, а также будут ли постепенно выравниваться региональные цены на газ.

В средне- и долгосрочной перспективах мы будем наблюдать постепенный переход от привязки к нефтяным ценам к ценообразованию на хабах или по спотовым ценам, который тем не менее будет носить локальный характер. Продавцы СПГ вынуждены мириться с действительностью и идти на различные уступки для сохранения конкурентоспособности. Однако система ценообразования на СПГ вряд ли рухнет хотя бы потому, что себестоимость продукции высока, а стимулы для создания новых мощностей необходимо поддерживать. Как отмечают аналитики фонда Macquarie, производство СПГ – это дорогостоящее занятие, и цены на него должны отражать реальность, каким бы образом они ни формировались².

ВЫВОДЫ

1 Сжижение природного газа было впервые осуществлено в XIX веке. В начале XX века были запущены многочисленные небольшие предприятия по производству СПГ. Первая транспортная перевозка СПГ из Луизианы в Великобританию была осуществлена в 1959 году, после чего состоялось подписание компанией British Gas контракта на импорт СПГ с проектируемого завода по производству СПГ в Алжире сроком на 15 лет. Дату открытия этого завода принято считать началом современной эры СПГ. (Источник: Deutsche Bank Markets Research, Global LNG, 17 сентября 2012 года.)

2 Macquarie Equity Research, Global LNG Outlook, 10 сентября 2012 года.



Мировой рынок природного газа и спрос на СПГ

Спрос – данные за последние годы и прогноз

Согласно оценкам, с 2000 года суммарный мировой спрос на природный газ рос на 2,7% ежегодно. В то же время мировой спрос на СПГ за указанный период увеличивался на 7,6% в год, т. е. почти в три раза быстрее³. В региональном разрезе устойчивый рост спроса на СПГ в основном поддерживается Азией, а в более широком смысле обеспечивается тем, что аналитики J.P. Morgan назвали «долговременными, перспективными с точки зрения инвестиций, политически мотивированными вопросами»⁴. Это:

- ▶ Национальная энергетическая безопасность – обеспечение диверсификации и гибкости предложения
- ▶ Обновление национальной энергетической инфраструктуры для повышения устойчивости системы к скачкам спроса и предложения, стимулирования инвестиций и снижения уровня безработицы
- ▶ «Декарбонизация» экономического роста как социальный императив, дальнейшее замещение угля природным газом
- ▶ Рост негативных настроений по отношению к ядерной энергетике в обществе.

Ожидается, что мировой спрос на газ продолжит уверенно расти. В последнем номере ежегодного издания World Energy Outlook Международное энергетическое агентство (МЭА) прогнозирует повышение значения природного газа в мировой экономике и увеличение его доли с 21% в 2010 году до 25% в 2035 году. При этом природный газ является единственным видом ископаемого топлива, доля которого будет становиться все больше. МЭА предсказывает ежегодный рост мирового спроса на природный газ на 1,6% вплоть до 2035 года, что более чем в два раза превышает ожидаемые темпы роста для нефти⁵. Некоторые аналитики и эксперты оценивают будущие темпы увеличения спроса на газ еще выше.

Однако ожидается, что рост спроса на СПГ будет еще существеннее, в особенности до 2020 года. Несмотря на значительный разброс в оценках, большинство отраслевых аналитиков и экспертов сходятся в том, что ежегодный рост составит около 5-6%. Ожидается, что спрос будет повышаться и после 2020 года, хотя и более

³ Deutsche Bank Markets Research, Global LNG: Gorgon & the Global LNG Monster, 17 сентября 2012 года.

⁴ J.P. Morgan Cazenove Global Equity Research, Global LNG, 13 января 2012 года.

⁵ Международное энергетическое агентство, World Energy Outlook 2012, октябрь 2012 года.



медленными темпами (около 2-3% в год), по мере развития рынка, изменения структуры спроса за счет роста доли более чувствительных к ценам покупателей, а также отмены некоторых ценовых субсидий в странах, не являющихся членами ОЭСР. К 2030 году мировой спрос на СПГ может почти удвоиться по сравнению с оценочным уровнем в 250 млн метрических тонн в 2012 году.

Единицы измерения и коэффициенты пересчета

Обычно природный газ измеряется в единицах объема – либо в кубических футах (куб. ф.), либо в кубических метрах (куб. м). В соответствии с международными стандартами в настоящей публикации используются кубические метры со следующим коэффициентом пересчета:

1 кубический метр = 35,3 кубического фута

Однако СПГ обычно измеряется в миллионах (метрических) тонн в год (млн т/год, иногда сокращается млн м. т/год). В настоящей публикации используются следующие коэффициенты пересчета:

1 млн тонн СПГ = 1,36 млрд кубических метров (млрд куб. м) природного газа, или около 48 млрд кубических футов (млрд куб. ф.) природного газа

Япония, Южная Корея и Тайвань (вместе – ЯКТ) составляют основу мирового рынка СПГ. Ожидается, что эта ситуация сохранится и в будущем. ЯКТ, на которые в 2012 году приходилось более половины общемирового спроса на СПГ, являются промышленно развитыми странами с ограниченными внутренними источниками энергии, т. е. они рассматриваются в качестве «премиального» рынка СПГ. В то же время новые растущие центры спроса на СПГ (Китай, Индия, Ближний Восток, Европа и Южная Америка) стремятся увеличить число имеющихся конкурентных вариантов энергообеспечения, включая поставки угля и нефти, а также за счет развития иных источников природного газа – внутренней добычи или трубопроводного импорта. В результате эти новые рынки в целом менее склонны платить премию за безопасность поставок, а также более чувствительны к цене.

Более 30 стран представили свои планы по строительству и развитию мощностей по импорту и регазификации СПГ. Многие из них являются новичками на этом рынке. К 2020 году число стран, имеющих возможность импортировать СПГ, может удвоиться по сравнению с их количеством на конец 2011 года (25 стран). Существующие мировые мощности по регазификации составляют почти 600 млн т/год, что намного превышает текущий и прогнозируемый объемы спроса и предложения. Тем не менее к 2020 году эти мощности могут увеличиться до 200 млн т/год⁶.

Ожидается, что крупнейшими источниками дополнительного спроса на СПГ станут Китай и Индия. Последний пятилетний план по газификации китайской экономики подразумевает рост доли газа в общем объеме производства энергии с около 4% в 2010 году до 8% в 2015 году с долгосрочной целью достичь 10%-ной доли к 2020 году⁷. После 2020 года потенциальный спрос на газ в Китае останется значительным с учетом того, что угольный рынок страны в семь раз превышает размеры мирового рынка СПГ⁸. У Китая есть далекоидущие планы по освоению запасов сланцевого газа, а также расширению трубопроводов для импорта газа. Тем не менее для удовлетворения спроса стране по-прежнему будут требоваться значительные объемы импортного СПГ. Представляется важным, что рост внутреннего предложения и трубопроводного импорта, а также подписанные контракты на СПГ, по всей видимости, способны удовлетворить растущий спрос даже если самые оптимистичные прогнозы экономического развития Китая на кратко- и среднесрочную перспективы оправдаются.

График 1. Мировой спрос на СНГ



Источник: оценка данных из различных источников, «Эрнст энд Янг».

6 J.P. Morgan Cazenove Global Equity Research, Global LNG, 13 января 2012 года.
 7 OilPrice.com, «China Turns to Natural Gas to Fuel their Economic Growth», 19 июня 2012 года.
 8 Deutsche Bank Markets Research, Global LNG: Gorgon & the Global LNG Monster, 17 сентября 2012 года.

Природный газ в Китае: топливо для дракона

Подстегиваемый правительственными мерами и государственной стратегией спрос на природный газ в Китае с 2012 по 2020 год может удвоиться. Запланированный резкий рост внутренней добычи, в частности сланцевого газа, и ожидаемое развитие импортных газопроводов удовлетворят часть растущего спроса. Однако прогнозируемый импорт СПГ, который потребуется для того, чтобы сбалансировать спрос, возрастет более чем в четыре раза. В случае если планы по освоению месторождений сланцевого газа не оправдаются в полной мере или произойдут задержки при расширении газопроводов, импорт СПГ вырастет еще больше.

Таблица 1. Баланс спроса и предложения природного газа в Китае

(Млрд куб. м)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Спрос	110	135	163	182	204	229	256	287	322	360	403
Предложение											
Внутренняя добыча											
Обычный	92	100	117	119	129	138	144	147	151	155	159
Сланцевый			1	2	5	6	10	20	30	45	68
Прочий	1	3	5	8	11	13	16	18	20	22	24
Итого	94	103	122	129	144	158	170	185	201	222	250
Трубопроводный импорт											
Туркменский 1	4	14	21	25	30	30	30	30	30	30	30
Мьянма				3	8	12	12	12	12	12	12
Туркменский 2						0	6	15	30	30	30
Итого	4	14	21	28	38	42	48	57	72	72	72
Импорт СПГ для покрытия дефицита	13	17	20	25	22	29	39	45	49	67	81
Импорт СПГ (млн т/год)	9	12	15	18	16	21	28	33	36	49	60
Законтрактованный СПГ (млн т/год)	9	12	15	18	22	26	32	37	37	37	37
Мощности по регазификации* (млн т/год)	12	16	21	28	41	45	54	61	65	67	70

*Согласованные либо предложенные

Источник: Deutsche Bank Markets Research, Gorgon & the Global LNG Monster, 17 сентября 2012 года.

В частности, повторение североамериканского успеха в области освоения сланцевого газа может оказаться проблематичным. В целом сланцевые залежи в Китае меньше размером, более глубокие и сложные для разработки. Кроме того, они разбросаны по более чем 150 бассейнам и зачастую удалены от центров спроса. С учетом ограниченности существующей инфраструктуры во многих регионах, а также вопросов сохранности водоносных слоев водоснабжения, ожидается, что себестоимость разработки будет значительно выше. Государственное регулирование цен на газ может заставить негосударственные нефтегазовые компании отсрочить принятие на себя таких рисков. Кроме того, в Китае в целом отсутствует сообщество независимых компаний, достаточно мотивированных для принятия на себя дополнительных рисков, в то время как именно они, по сути, и стали первопроходцами в области развития и внедрения новых технологий горизонтального бурения и гидроразрыва. Это может замедлить темпы роста добычи сланцевого газа в Китае.

Ожидается, что спрос на СПГ в Европе будет расти по мере снижения объемов добычи в регионе (в основном, в Северном море) и увеличения совокупного спроса на газ в результате экономического роста, экологических предпочтений и обязательств по Киотскому протоколу. В то же время прогнозирование спроса и предложения СПГ в Европе осложнено многочисленными альтернативными внутренними и региональными цепочками поставок; различными источниками трубопроводного импорта (Россия, Северная Африка, Норвегия); и, что наиболее существенно, эволюцией ценовых стратегий и объемов поставок двух основных региональных поставщиков – России и Норвегии.

Риски спроса на СПГ

Основные риски в области роста спроса на СПГ связаны с неопределенностями, свойственными глобальной и региональным экономикам, а также с растущей конкуренцией между различными видами газа. Последние годы темпы мирового экономического роста снижались. Восстановление после финансового кризиса 2008–2009 годов идет медленно и неравномерно. Экономика США растет незначительно, в то время как кризис еврозоны мешает европейскому континенту. Развивающиеся страны во главе с Китаем сталкиваются с последствиями проблем на их основных рынках, т. е. в развитых странах. Все ожидают, что мировая экономика стабилизируется и начнет расти более уверенно. Однако риски спада остаются сравнительно высокими. С их учетом неопределенность в отношении величины спроса на энергоносители будет сохраняться.

Сравнительно новые, «нетрадиционные» объемы природного газа, включая сланцевый газ, газ низкопроницаемых коллекторов и метан угольных пластов (МУП, известный также как рудничный газ или РГ), могут существенно изменить глобальные рынки энергоносителей. Хотя мировые запасы газа стабильно растут уже в течение десятилетий, так называемая революция нетрадиционных видов газа, произошедшая в последние 10 лет, привела к утроению запасов ресурсов, извлечение которых экономически оправдано. Согласно расчетам 10-летней давности, общемировых ресурсов газа должно было хватить только на 50–60 лет. С учетом новых объемов нетрадиционного сырья общая обеспеченность запасами возросла до более чем 200 лет⁹. На нетрадиционный газ приходится 331 трлн куб. м или 44% от общего объема расчетных мировых технически извлекаемых запасов природного газа (752 трлн куб. м). При этом запасы сланцевого газа составляют 63% от расчетных мировых технически извлекаемых запасов нетрадиционного газа. По оценкам МЭА, доля нетрадиционного газа в мировых поставках увеличится приблизительно до 25% к 2035 году по сравнению с 8% в настоящее время¹⁰. Ожидается, что спрос будет частично удовлетворяться за счет менее дорогостоящего нетрадиционного газа, а не благодаря поставкам СПГ.

Запланированные и предлагаемые новые трубопроводы из России, Каспийского и Центрально-Азиатского региона в Европу и Азию, а также расширение существующих мощностей по транспортировке газа (например, газопроводы «Набукко» и «Южный поток» в Южную и Центральную Европу, трубопроводы Туркменистан–Афганистан–Пакистан–Индия (ТАПИ) и Иран–Пакистан, российский алтайский газопровод в Китай) могут снизить потенциальный спрос на СПГ на европейских и азиатских рынках. Очевидно, не все из этих предложений будут реализованы, однако ожидается, что будет построена как минимум одна из ниток в Южную и Центральную Европу. При этом вероятность реализации проекта по строительству газопровода Россия–Китай достаточно высока, особенно с учетом стратегической переориентации российской газовой отрасли на восточное направление.



9 The Economist, «Special Report: An Unconventional Bonanza», 14 июля 2012 года.

10 Международное энергетическое агентство, Golden Rules for a Golden Age of Gas, июнь 2012 года.



Предложение СПГ

Мощности по сжижению газа

С момента пуска в 1964 году в Арзю (Алжир) первого в мире завода по сжижению СПГ в промышленных масштабах мировые мощности пусть и не постоянно, но медленно увеличивались, достигнув уровня в 100 млн т/год к началу 1990-х годов и около 140 млн т/год к 2000 году. Между 2000 и 2012 годами объем мощностей по сжижению газа вырос более чем в два раза, в основном за счет масштабных проектов по производству СПГ в Катаре и первых этапов реализации австралийских проектов¹¹.

В течение последних 50 лет предложение СПГ постоянно увеличивалось. При этом можно условно выделить три этапа его роста. В рамках первого этапа доминировали Алжир, Малайзия и Индонезия, которые еще 10 лет назад вместе контролировали 60% суммарных мощностей по производству СПГ. Согласно оценкам аналитиков их доля снизится до 20% от суммарных мощностей к 2020 году. Во время второго этапа лидерство перешло к Катару и Австралии, на которые в 2000 году приходилось около 20% мировых мощностей по производству СПГ, но доля которых на данный момент быстро растет. По прогнозам, к 2020 году на них будет приходиться около 50% суммарных мировых мощностей.

Во второй половине нынешнего десятилетия ожидается ввод в эксплуатацию значительных мощностей по производству СПГ в Австралии. Начиная с конца 2009 года австралийские операторы в течение трех лет запланировали реализацию новых проектов по производству СПГ с общим объемом 60 млн т/год, что приблизительно соответствует 25% текущего спроса на СПГ. В то же время многие из предлагаемых, но еще не одобренных мощностей, скорее всего, не будут построены до тех пор, пока не будут получены определенные гарантии по поставкам готовой продукции. Риски реализации новых проектов растут, и даже в случае привязки цен на СПГ к ценам на нефть у операторов нет никаких гарантий того, что рост нефтяных котировок будет опережать рост затрат.

Третий этап может начаться благодаря усилиям 25 других стран, многие из которых в настоящий момент совсем не производят СПГ либо производят его в незначительном объеме. Однако к 2020 году на эти страны, возможно, будет приходиться до 30% мировых мощностей. Стоит отметить, что в рамках третьего этапа менее крупные операторы все больше вовлекаются в область деятельности, которой ранее занимались исключительно ведущие международные и национальные нефтегазовые компании. В 2012 году существовало только 19 стран-экспортеров СПГ, однако многие новые потенциальные поставщики обладают существенной ресурсной базой и могут в принципе снизить

¹¹ J.P. Morgan Cazenove Global Equity Research, Global LNG, 13 января 2012 года.

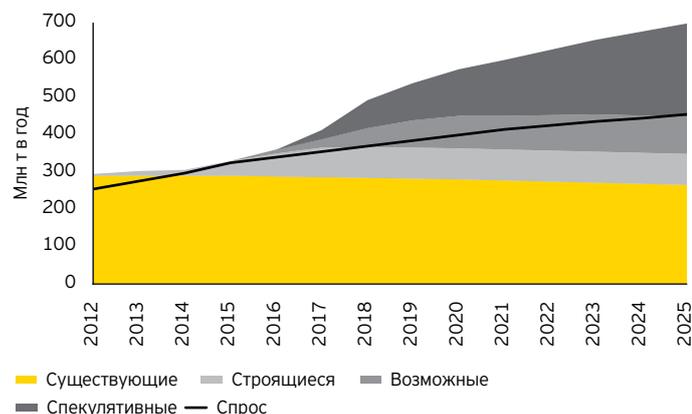


себестоимость производства. В то же время масштаб требуемых инвестиций и текущая экономическая неопределенность могут привести к тому, что многие из этих предлагаемых проектов не дойдут до стадии принятия окончательного инвестиционного решения (ОИР).

Системы поставок СПГ из Ирана, Венесуэлы (впервые предложенные в начале 1970-х годов) и Нигерии столкнутся с геополитическими проблемами и трудностями с финансированием. Предлагаемое дальнейшее расширение деятельности в странах, испытывающих растущий дефицит газа на внутреннем рынке (например, в Тринидаде и Египте), также вряд ли будет осуществлено. Восточное Средиземноморье и Восточная Африка являются важными новыми регионами добычи газа, которые могут обеспечить реализацию проектов по производству СПГ мирового класса. Кроме того, предлагаемые проекты по экспорту СПГ из США и Канады станут противовесом Австралии, которая уже давно является основным политически стабильным поставщиком сжиженного газа.

Перспектива роста напряжения на рынке в течение ближайших трех-пяти лет предполагает жесткое закрепление контрактных цен по крайней мере до момента, когда значительное количество новых проектов перейдет в стадию ОИР и производства. Ожидается, что к 2025 году на мировом рынке СПГ найдется место для всех тех проектов, которые в настоящее время рассматриваются как «возможные». Тем не менее, если темпы роста спроса на СПГ не будут увеличиваться значительными темпами, реализация большинства «спекулятивных» проектов приведет к существенному обострению конкуренции между поставщиками.

График 2. Мировые мощности по производству СПГ и спрос



Источник: оценка данных из различных источников, «Эрнст энд Янг».

Новые экспортеры – Северная Америка и Восточная Африка

Для осуществления экспорта СПГ из США необходимо получить лицензию, выдаваемую Министерством энергетики (МЭ). В общем случае экспорт СПГ в страну, заключившую с США соглашение о свободной торговле (ССТ), считается соответствующим общественным интересам и, как правило, проходит согласование без особых сложностей и задержек. При рассмотрении заявок на экспорт в страны, не заключившие ССТ, вероятность изменения существующих и внесения новых условий со стороны МЭ значительно выше. В настоящее время в США действуют ССТ с 19 странами, пять из которых импортируют СПГ (Канада, Мексика, Доминиканская Республика, Чили и Южная Корея). Шестая страна – Сингапур – будет иметь мощности для импорта в 2013 году. Из числа стран с ССТ только Южная Корея и, потенциально, Сингапур, представляют собой крупные и экономически значимые рынки.

По состоянию на конец января 2013 года подано 20 заявок на экспорт СПГ из США. На данный момент утверждено 17 из них, при этом 16 – на экспорт в страны с ССТ, и только одна, полученная Cheniere's Sabine Pass Liquefaction LLC, – в страны без ССТ. Предложенные проекты в основном будут реализовываться на побережье Мексиканского залива, а также на Атлантическом и Тихоокеанском побережьях. В рамках девяти заявок, в т. ч. заявки Cheniere, экспорт будет осуществляться на базе существующих мощностей для импорта СПГ после их модификации. Данные «вторичные» экспортные проекты скорее всего смогут значительно снизить себестоимость продукции за счет уже существующей инфраструктуры (в частности, за счет подводных коммуникаций, а также мощностей по хранению и портовых объектов) по сравнению с проектами, реализуемыми «с нуля», где такая инфраструктура отсутствует. Капитальные затраты «вторичных» американских проектов оцениваются в сумму от 550 млн до 650 млн долларов США на создание мощностей по производству 1 млн т СПГ в год, что значительно меньше затрат при реализации нового проекта¹².

12 Macquarie Equity Research, Global LNG Outlook, 10 сентября 2012 года.

В США уже имеются предложения по мощностям для экспорта СПГ в объеме 200 млн т/год, что в пересчете может означать экспорт газа в объеме 28 млрд куб. ф./сут. Однако с учетом объема мирового спроса на СПГ в 250 млн т/год в 2012 году, а также потенциала роста до 400 млн т/год к 2020 году и 500 млн т/год к 2030 году рынок вряд ли сможет потребить все это количество. Очевидно, что решающее значение для успешной реализации американских проектов будут иметь твердые соглашения на поставку.

Примечательно, что будущие объемы производства в рамках проекта «Сабин Пасс» компании Cheniere уже законтрактованы. В результате его реализации будут введены в эксплуатацию четыре технологические линии суммарной мощностью около 18 млн т/год, а продукция будет продаваться четырем основным покупателям. Кроме того, определенное количество газа зарезервировано для спотовых продаж. Общие контрактные условия основаны на спотовых ценах биржи Генри Хаб плюс 15%-ная наценка на расходы на электроэнергию, а также фиксированная цена за сжижение в размере 2,25-3 долларов США за млн куб. ф.¹³. Открытие в конце 2014 года Панамского канала после его расширения будет особенно важно для предлагаемого экспорта в Азию с побережья Мексиканского залива. В настоящее время большинство танкеров СПГ не могут использовать существующий канал. С другой стороны, значительная доля экономии за счет использования нового канала и уменьшения расстояния и времени транспортировки пойдет на оплату за проход.

В Западной Канаде запланированы четыре проекта по экспорту СПГ общей мощностью почти 50 млн т/год или около 7 млрд куб. ф./сут. Как и в случае с США, ожидается, что не все проекты будут реализованы. В основе предлагаемых проектов лежат обширная ресурсная база Западной Канады, государственная поддержка и в целом благоприятный климат для иностранных инвестиций. Однако эти проекты проигрывают своим американским конкурентам, поскольку все они, скорее всего, будут представлять собой совершенно новые предприятия. Компаниям, которые займутся ими, предстоит не только построить «с нуля» мощности по сжижению и экспорту, но и решить вопрос с обеспечением производства сырьем. Потребуется также дополнительные капитальные вложения, скорее всего от третьих сторон, для создания трубопроводной инфраструктуры от источника газа – подразумевается северо-восток провинции Британская Колумбия, в частности месторождения Монтни (Montney), Хорн Ривер (Horn River) и Лиард (Liard) – до экспортных сооружений. По оценкам, дополнительные капиталовложения в трубопроводы увеличат суммарные прогнозные расходы на 150-200 млн долларов США на создание мощностей по производству 1 млн т СПГ в год.

Среди четырех канадских проектов крупнейшим является возглавляемый Shell проект «СПГ Канада» в г. Китимате с заявленной мощностью 24 млн т/год, или около 3,2 млрд куб. ф./сут. Партнерами Shell в проекте «СПГ Канада» являются азиатские национальные нефтегазовые компании PetroChina и Kogas, а также японский конгломерат Mitsubishi. Проект по производству СПГ «Китимат», возглавляемый Apache, с мощностью 10 млн т/год (около 1,4 млрд куб. ф./сут.) дальше всех продвинулся в части получения официальных разрешений и согласований. Первоначально в него входили две другие крупные североамериканские компании геологоразведочного и нефтегазодобывающего сегментов отрасли – EOG Resources и EnCana. Однако в конце 2012 года компания Chevron объявила, что выкупает доли EOG и EnCana. Chevron привнесет в проект обширный опыт работы с СПГ и, что особенно важно, уже установленные взаимоотношения с потенциальными покупателями СПГ в Азии.

Третий канадский проект по экспорту СПГ – «Тихоокеанский Северо-Запад» на острове Лелу близ г. Принц Руперт (провинция Британская Колумбия) – был предложен компаниями Petronas и Progress Energy. Его плановая мощность составляет 11 млн т/год (около 1,5 млрд куб. ф./сут.). Недавно канадское правительство одобрило приобретение Progress Energy компанией Petronas, а в начале января 2013 года TransCanada заявила, что она построит газопровод от месторождения Монтни в северо-западной части провинции Британская Колумбия до завода по производству СПГ.

Недавние чрезвычайно успешные открытия, сделанные на шельфе Восточной Африки, являются, по словам аналитиков из Macquarie, слишком крупными, чтобы не обратить на себя внимание инвесторов¹⁴. Открытые запасы теоретически могли бы обеспечить экспорт до 70 млн т/год, но, поскольку геологоразведочный этап еще далек от завершения, данная оценка может вырасти до 100 млн т/год. На шельфе Мозамбика обнаружены запасы газа в объеме 110 трлн куб. ф. (3116 млрд. куб. м). Работы в основном проводились консорциумами, возглавляемыми компаниями Anadarko Petroleum (участок Ровума 1) и Eni (участок Ровума 4). Поскольку открытые на шельфе Мозамбика месторождения расположены рядом друг с другом, экономика экспортных проектов будет сильно зависеть от того, насколько крупные блоки будут осваиваться отдельными операторами, и от степени кооперации между ними. В конце декабря 2012 года компании Anadarko и Eni согласовали совместную программу освоения соседних шельфовых участков. Они вместе спроектируют и построят общие наземные мощности по сжижению и экспорту СПГ. Данное соглашение должно способствовать получению одобрения проектов со стороны правительства¹⁵.

14 Macquarie Equity Research, Global LNG Outlook, 10 сентября 2012 года.

15 IHS Global Insight, «Anadarko and Eni sign gas deal with Mozambique government, awards FEED contracts», 21 декабря 2012 года.

13 Deutsche Bank Markets Research, Global LNG, 17 сентября 2012 года.

В начале 2012 года было особенно интересно наблюдать за конкурентной борьбой между Shell и таиландской национальной нефтегазовой компанией PTT Exploration and Production (PTTEP) за принадлежащую Cove Energy 8,5%-ную долю в участке «Ровума 1», который Anadarko осваивает на шельфе Мозамбика. После множества предложений и контрпредложений Shell отказалась от дальнейшего участия в торгах. В то же время ожидается, что Shell будет рассматривать другие варианты участия в разработке газоносных бассейнов Восточной Африки. Потенциальных партнеров компании должен заинтересовать ее большой опыт в сфере производства и продажи СПГ.

Аналогичные успехи в области геологоразведки наблюдаются и на шельфе соседней Танзании. Однако, несмотря на достигнутый прогресс в области налогообложения и соглашений по реализации газа, из-за расстояний между открытыми залежами, скорее всего, потребуется заключение официальных соглашений между партнерами.





Ключевые вопросы экономической эффективности – себестоимость и ценообразование

Ценовой шок – сложности в области капитальных затрат

Проекты по производству СПГ на первом этапе реализовывались при капитальных затратах менее 200 млн долларов США на создание мощностей по производству 1 млн т СПГ в год. За исключением нескольких знаковых проектов (например, «Сновит» в Норвегии и «Сахалин» в России), на втором этапе мощности в целом строились по ценам в диапазоне 500-1500 млн долларов США на 1 млн т/год. В рамках третьего этапа придется столкнуться с проблемой, которую можно описать как переход на новый уровень капитальных вложений. По оценкам Deutsche Bank действующие мощности по производству СПГ создавались по средней цене 1200 млн долларов США на 1 млн т/год, в то время как расходы, закладываемые в недавно одобренные и предлагаемые проекты, составляют более 2600 млн долларов США за 1 млн т/год. Это более чем в два раза превышает средний уровень за прошедшие периоды¹⁶.

Число предлагаемых проектов по производству СПГ растет быстрее, чем возможности отрасли по их воплощению в жизнь. Как правило, по причине высокого уровня затрат, связанного с серьезными трудностями при реализации и резким ростом стоимости строительных работ, сложнее всего продвигаются проекты в Австралии. Риски существенно меньше в том случае, когда объемы поставок заранее подтверждены контрактами (если только контракты не подвергаются пересмотру). При этом те проекты, которые еще только находятся в поиске законтрактованного сбыта, подвержены значительному риску.

В то же время более высокая экономическая эффективность будет обеспечена при строительстве на действующих площадках (brownfield) мощностей, связанных с расширением текущей деятельности, а также при выполнении проектов, в которых, как в США, задействована существующая инфраструктура импорта СПГ. Аналогичным образом, проекты, связанные лишь с производством и сбытом СПГ и не включающие в себя затраты по разведке и добыче природного газа (что также характерно для большинства перспективных американских проектов по экспорту СПГ), окажутся в более выигрышном положении по сравнению с интегрированными.

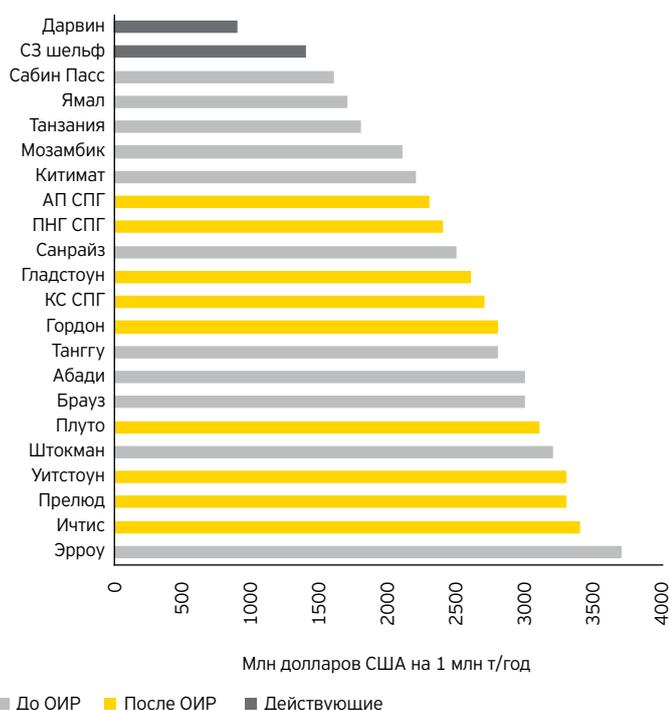
По мнению аналитиков из Credit Suisse, предлагаемые североамериканские и восточноафриканские экспортные проекты при средних удельных затратах (имеются в виду общие расходы до начала первых поставок СПГ) менее 2000 долларов США/т занимают особенно выгодные позиции по сравнению с новыми австралийскими проектами, где средние затраты превышают 3000 долларов США/т¹⁷.

¹⁶ Deutsche Bank Global Market Research, The Australian LNG Handbook, 6 сентября 2011 года.

¹⁷ Credit Suisse Global Equity Market, Global LNG Sector Update, 7 июня 2012 года.



График 3. Суммарные капитальные затраты до начала поставок: отдельные проекты СПГ (суммарные капитальные вложения до начала поставок СПГ)



Источник: Credit Suisse Global Equity Research, Global LNG Sector Update, 7 июня 2012 года.

Затраты в Австралии растут из-за инфляции, колебаний курса валют, сложных условий реализации проектов в удаленных регионах с ограниченной инфраструктурой, а также в связи с затрудненным доступом к оборудованию и квалифицированному персоналу. По информации Международного валютного фонда, в последние 10 лет инфляция в Австралии более чем на 1% превышала совокупный средний уровень по другим развитым странам¹⁸. Кроме того, за последние несколько лет курс австралийского доллара к доллару США значительно вырос – более чем на 65% с начала 2009 года¹⁹.

18 Международный валютный фонд, World Economic Outlook database, данные получены 12 декабря 2012 года.

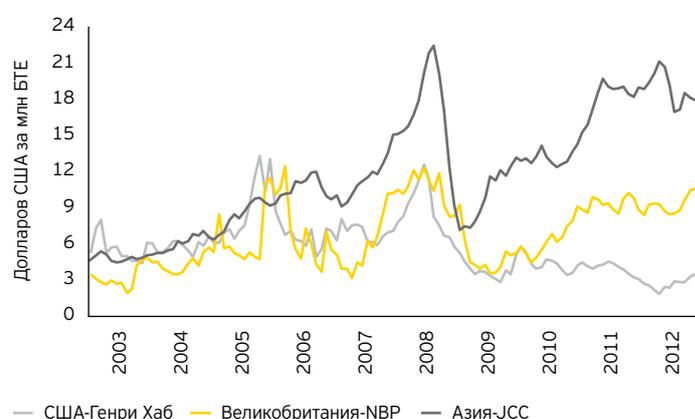
19 Dow Jones Factiva, данные получены 12 декабря 2012 года.

Индексация и выравнивание

В последние несколько лет наблюдался рекордный разброс региональных цен на газ, обусловленный факторами спроса и предложения, такими как рост добычи сланцевого газа в США, финансовый кризис в Европе и авария на АЭС в Фукусиме.

Новые источники предложения нарушили равновесие на рынке СПГ. Судя по всему, азиатские покупатели ищут способы пересмотра, а то и полного отказа от долгосрочных и относительно дорогостоящих ценовых моделей, предусматривающих жесткую привязку цен на газ к мировым ценам на нефть.

График 4. Мировые цены на газ (среднемесячные значения)



Источники: Министерство энергетики США и «Томсон/Рейтер».

При столь высоком уровне затрат на реализацию проектов по производству СПГ наличие долгосрочных контрактов, жестко закрепляющих обязательства по отбору газа, становится необходимостью. Однако в последнее время на рынке наблюдается объективное противоречие между стремлением продавцов компенсировать растущие затраты на реализацию проектов и желанием покупателей как можно больше сэкономить при закупке. Если рассматривать рынок углеводородов, то предложение нефти постепенно снижается, а газа – растет. Вследствие этого упорно не желающие снижаться цены на нефть и рост предложения природного газа приводят к тому, что доводы в пользу строгой привязки к нефтяной конъюнктуре становятся все менее убедительными.

Формирование цены на СПГ в Азии

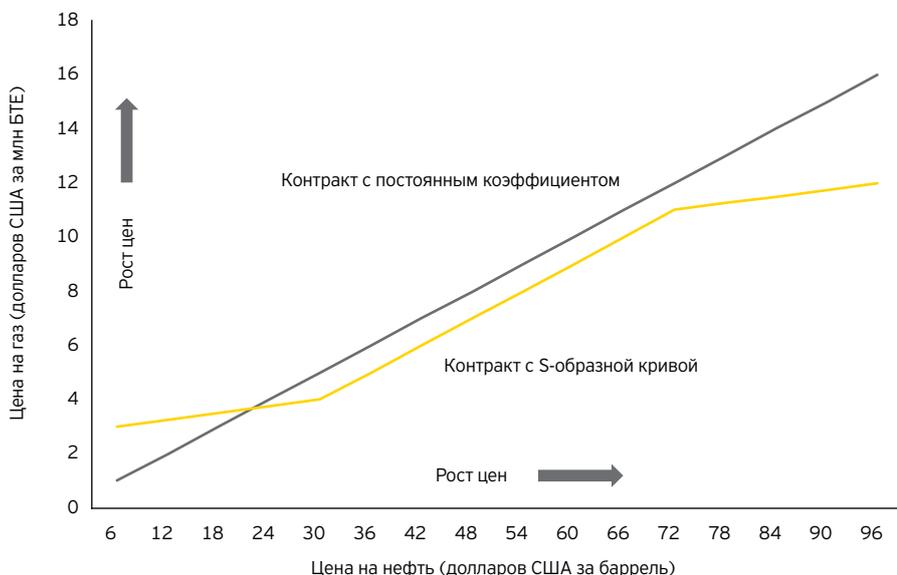
Исторически сложилось так, что долгосрочные контракты на СПГ в Азии привязываются к существующим ценам на сырую нефть. Хотя концепция достаточно проста, фактический расчет цены на сжиженный газ может показаться несколько запутанным. Как правило, при расчете контрактной цены используются три составляющие: цена на нефть, коэффициент (или «крутизна кривой») и константа.

Расчет начинается с определения базовой цены на нефть; наиболее часто используется средняя цена на нефть после таможенной очистки в Японии (JCC или «японская нефтяная корзина»). JCC представляет собой среднемесячную цену на корзину из различных видов сырой нефти, импортируемой в Японию. Как правило, JCC меняется в соответствии с другими мировыми базовыми ценами на нефть.

Второй составляющей контрактной цены на СПГ является согласуемый в ходе переговоров коэффициент или «крутизна кривой». По сути, этот коэффициент определяет взаимозависимость между ценами на нефть и газ и затем умножается на JCC. В среднем 1 млн БТЕ газа обладает 16,67% энергетической ценности барреля нефти (т. е. паритет теплотворной способности 6 к 1). Как правило, контрактный коэффициент устанавливается в процентах. Таким образом, он составит 16,67%, если использовать паритет теплотворной способности. В общем случае контрактный коэффициент несколько ниже 16,67% – обычно около 14-15%, но он может и превышать это значение, если покупатель готов платить премию сверх цен на нефть, соответствующих паритету теплотворной способности. По мере уменьшения коэффициента снижается и цена СПГ, соответствующая данной цене на нефть.

Расчет становится сложнее, когда контракт содержит различные процентные значения коэффициента, используемые при различных уровнях цен на нефть. В целом используются четыре основных формы работы: самая простая из них – постоянный коэффициент. Однако в этом случае как продавец, так и покупатель в равной степени подвержены значительному риску при неблагоприятных колебаниях цен. Вторая форма – это так называемая S-образная кривая, при которой наклон прямой становится более пологим при низких ценах на нефть для защиты продавца и при высоких ценах на нефть для защиты покупателя. Остальные два типа являются вариантами S-образной кривой, при которых определенной защитой пользуется либо только продавец (привязанный к цене на нефть контракт с нижним пределом), либо только покупатель (привязанный к цене на нефть контракт с верхним пределом).

График 5. Условные графики зависимости контрактной цены на СПГ от цены на нефть



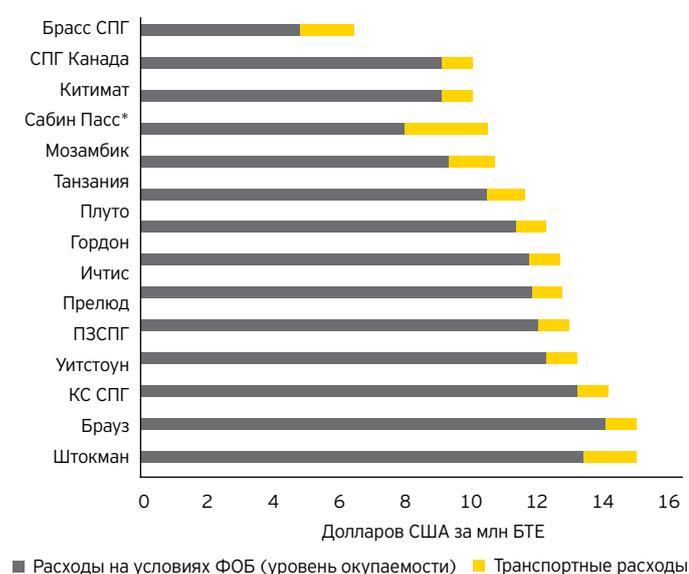
Источник: адаптировано «Эрнст энд Янг» на основании данных Deutsche Bank Markets Research, The Australian LNG Handbook, 6 сентября 2011 года.

Последней составляющей является константа, которая обычно отражает фиксированную часть цены, не зависящую от колебаний цен на нефть. Большинство контрактов на поставку СПГ включают умеренную константу – как правило, менее 1 доллара США за млн БТЕ, которая в общем случае определяется затратами на транспортировку.

Индексация газовых контрактов исходя из цен на нефть будет усложняться по мере ужесточения конкуренции между продавцами, роста чувствительности покупателей к цене, дальнейшей либерализации правил работы в энергетическом секторе, ужесточения конкуренции поставщиков газа на фоне ввода в эксплуатацию новых трубопроводов, роста ликвидности спотового рынка и, что самое важное, увеличения экспортных поставок СПГ по спотовым ценам. Сторонам, реализующим высокочрезвычайно затратные проекты, становится все сложнее обеспечить будущую эффективность на основе двусторонних контрактов, а продавцы дорогостоящего газа будут из всех сил стараться сохранить уровень цен.

Соответственно, аналитики Deutsche Bank предвидят определенные сложности при выполнении предлагаемых австралийских проектов СПГ в части достижения расчетного номинального уровня окупаемости с учетом заложенной внутренней нормы рентабельности (12%) и при условии поставки в Токийский залив. По мнению Deutsche Bank, проектируемые мощности по экспорту североамериканского СПГ отличаются особенно выгодным расположением даже несмотря на то, что положительный эффект от меньшей цены при экспорте из терминалов в Мексиканском заливе на условиях FOB будет частично нивелирован за счет увеличения транспортных расходов.

График 6. Номинальные расходы некоторых новых проектов СПГ (при условии поставки в Токийский залив)



*При спотовой цене на газ на Генри Хаб на уровне 4 доллара США

Источники: Министерство энергетики США и «Томсон/Рейтер».

Аналитики Deutsche Bank предполагают, что производителям СПГ необходимо обеспечить чистую выручку (т. е. без транспортных расходов) на уровне от 10 до 11 долларов США за млн БТЕ или от 12 до 13 долларов США за млн БТЕ после поставки. При условии сохранения долгосрочных средних цен на нефть на уровне 80-90 долларов США за баррель это означает, что продавцы будут стремиться заключать привязанные к цене на нефть контракты с коэффициентами от 14% до 16%, т. е. приблизительно на текущем уровне²⁰.

Однако появившаяся возможность покупать североамериканский СПГ с привязкой контрактной цены к спотовым ценам на газ может нарушить сложившуюся схему. Привлекательность ценообразования на базе «Генри Хаб плюс» как для покупателей, так и для продавцов становится очевидной на примере контрактов Cheniere по проекту «Сабин Пасс»: покупатели получают доступ к поставкам, не привязанным к высоким ценам на нефть, которые могут еще больше вырасти, а у продавцов появляется возможность играть на марже. Как показано в приведенной ниже таблице, «плюсовый» компонент или «превышение» над спотовой ценой должно составлять около 6 долларов США за млн БТЕ. Так, СПГ из США будет особенно привлекательным в случае, если долгосрочные спотовые цены на газ в США будут ниже либо приблизительно на уровне от 5 до 6 долларов США за млн БТЕ.

Таблица 2. СПГ с побережья Мексиканского залива

(Долларов США за млн БТЕ)						
Генри Хаб спот	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00
Расходы на электроэнергию (15%)	0,30	0,45	0,60	0,75	0,90	1,05
Плата за пропускную способность	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Стоимость FOB	5,30	6,45	7,60	8,75	9,90	11,05
Транспортировка	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Стоимость СИФ	7,80	8,95	10,10	11,25	12,40	13,55

Источник: Deutsche Bank Markets Research, Global LNG, 17 сентября 2012 года.

Подразумевается, что примерная стоимость FOB у экспорта СПГ из Западной Канады будет немного выше, чем у экспорта СПГ с побережья Мексиканского залива США, в основном за счет трубопроводной составляющей (транспорт газа из северо-восточной части провинции Британская Колумбия до побережья). Однако стоимость морского фрахта до Азии значительно ниже. Суммарная стоимость при поставке канадского СПГ в Азию на условиях СИФ оценивается на 0,50-1,00 доллар США за млн БТЕ ниже, чем у СПГ с побережья Мексиканского залива США²¹.

²⁰ Deutsche Bank Markets Research, Global LNG, 17 сентября 2011 года.

²¹ Macquarie Equity Research, Global LNG Outlook, 10 сентября 2012 года.

По мере продвижения существенных объемов менее дорогостоящего СПГ на азиатские рынки проекты с более высокой стоимостью поставки, а именно многие из австралийских проектов, будут становиться все более уязвимыми.

По нашему мнению, в средне- и долгосрочной перспективах мы будем наблюдать постепенный отход от привязки к нефтяным ценам в направлении ценообразования на хабах или спотовых цен, который, тем не менее, будет носить локальный характер. С другой стороны, мы, скорее всего, увидим некоторое снижение контрактных коэффициентов (см. информацию на стр. 17), что будет оказывать аналогичный эффект. Поставщики СПГ вынуждены мириться с действительностью и идти на различные уступки, чтобы сохранить конкурентоспособность. Однако цены на СПГ вряд ли рухнут хотя бы потому, что стоимость предложения высока, а стимулы для создания новых мощностей необходимо поддерживать. Как отмечают аналитики из Macquarie, производство СПГ – это дорогостоящее занятие, и цены на него должны отражать реальность, каким бы образом они ни формировались²².

Спотовое ценообразование расширяет выбор для потребителя, повышает ликвидность рынков и позволяет покупателям хеджировать и финансовые, и физические риски. Исторически обоснованием привязки цен на газ к ценам на нефть являлась безопасность поставок. Однако с ростом ликвидности рынка все труднее обосновывать «премию» за безопасность. Рост ликвидности также добавляет поставщикам уверенности при запуске проектов без гарантированного сбыта, в связи с чем на рынке СПГ появилось множество игроков. Ожидается, что открытие в 2013 году терминала СПГ в Сингапуре позволит создать для высоколиквидного регионального рынка базу, на которую можно будет опираться при ценообразовании. Кроме того, некоторые азиатские покупатели уже начали подписывать контракты на будущие партии продукции из США по ценам, привязанным к Генри Хаб.

Однако экспорт в привязке к хамам не всегда может оказаться дешевле (например, цены на газ в США могут меняться в очень широких пределах). Хотя более гибкие условия при заключении контрактов выгодны обеим сторонам, спотовые цены могут всего лишь привести к большей волатильности для покупателей и к увеличению нормативов внутренней рентабельности проектов с учетом указанного риска волатильности.

Мы также ожидаем более гибких условий контрактов на поставку СПГ в части пунктов назначения продукции, учащения «переадресовки» партий СПГ между рынками и их реэкспорта. Все это приведет к росту ликвидности и улучшит связи между регионами и рынками. Установление таких тесных связей и ужесточение конкуренции среди поставщиков за премиальных покупателей из Азии обеспечат определенное выравнивание региональных цен (а именно снижение азиатских и некоторое повышение североамериканских цен) и в целом уменьшит, хотя и не устранил, региональный разброс.

²² Macquarie Equity Research, Global LNG Outlook, 10 сентября 2012 года.



Прочие риски и сложности

Помимо вопросов себестоимости и ценообразования существует ряд других рисков и сложностей, которые компаниям необходимо учитывать:

- ▶ Ценовая волатильность – как указывалось выше, спотовые цены (например, в США) могут обладать высокой волатильностью. Кроме того, на них может повлиять целый ряд региональных факторов, таких как колебания спроса и предложения, аномальные погодные условия или чрезвычайные происшествия.
- ▶ Политические риски (связанные с вопросами экспорта) особенно высоки в США, где в результате экспорта СПГ могут вырасти внутренние цены на энергоносители. Газоёмкие отрасли, которые в последнее время получили конкурентные преимущества в связи с низкими ценами на газ в США, решительно настроены против экспорта СПГ. Недавнее исследование, проведенное NERA Economic Consultants для Министерства энергетики США, выявило, что, несмотря на некоторое повышение внутренних цен на газ, экспорт СПГ обеспечит стране чистую экономическую выгоду, которая будет расти по мере увеличения объемов экспорта²³. Хотя выводы, содержащиеся в отчете, нашли положительный отклик у представителей компаний, работающих в индустрии СПГ, само по себе исследование не решает этот политически острый вопрос. У правительства США всегда есть право не выдавать и/или отзываться экспортные лицензии. Кроме того, беспокойство вызывает то, каким образом продажа больших объемов газа Китаю будет выглядеть с политической точки зрения.
- ▶ Политические риски (относящиеся к вопросам экологии) – в Канаде они обусловлены формирующимися негативными настроениями в обществе, вызванными экологическими последствиями возможных утечек из трубопроводов и судов, а также нарушениями прав коренных народов в части землепользования в результате строительства экспортных мощностей и связанной с ними трубопроводной инфраструктуры.
- ▶ Обеспокоенность по поводу теплотворной способности сухого газа (например, из США) – азиатские покупатели, как правило, отдают предпочтение более «жирному» газу. Эффективными могут оказаться технические наработки, такие как «насыщение» сухой продукции широкой фракцией легких углеводородов (ШФЛУ).
- ▶ Трансфертное ценообразование – ценообразование осложнено относительно низкой ликвидностью рынков, имеющих небольшое число участников и недостаточно сопоставимых данных. Возникают сложности при присвоении и выделении стоимости и рисков в отношении различных звеньев цепочки поставок для долгосрочных контрактов. Актуальность этих вопросов может существенно повышаться при «переадресации» партий продукции.
- ▶ Дефицит квалифицированной рабочей силы – потребность в кадрах для растущего числа австралийских проектов СПГ стала основным фактором увеличения издержек, от которого страдает отрасль. Ожидается, что даже с учетом того, что значительная часть работ по изготовлению оборудования осуществляется за пределами Австралии, потребность в рабочей силе будет оставаться на очень высоком уровне вплоть до конца текущего десятилетия. В Канаде, где рынок квалифицированной рабочей силы уже существенно сузился из-за строительных работ, ведущим по проектам освоения битуминозных песков, дополнительное влияние реализации проектов СПГ может существенно обострить имеющиеся проблемы и привести к значительному

росту расходов.

- ▶ Технологии в области предложения – существуют два фактора, которые могут особенно сильно повлиять на будущее СПГ: освоение месторождений гидратов метана и строительство плавучих заводов СПГ (ПЗСПГ). В долгосрочной перспективе гидраты метана могут удвоить объем мировых запасов газа. С учетом непропорционально большого объема гидратов метана, залегающих вблизи Японии и Кореи, обе эти страны наращивают НИОКР в данной области. Успешное освоение месторождений гидратов метана может существенно сократить спрос на СПГ. ПЗСПГ могут в некоторых случаях стать привлекательной и экономически эффективной альтернативой наземному сжижению с учетом потенциально менее высокой стоимости строительства, снижения воздействия на окружающую среду и возможности экономически целесообразного освоения удаленных и мелких газовых месторождений. В настоящее время действующих ПЗСПГ не существует – проект «Прелюд ПЗСПГ» компании Shell, реализуемый в настоящее время в Австралии, запланирован к пуску в эксплуатацию в 2017-2018 годах.
- ▶ Несовершенные фискальные и правовые режимы развивающихся газовых рынков – в условиях становления Восточной Африки в качестве одной из наиболее перспективных газовых провинций у правительств возникнет необходимость в формировании справедливых, прозрачных и эффективных фискальных и правовых систем. Неспособность добиться этого, скорее всего, замедлит развитие отрасли СПГ.
- ▶ Возможные проблемы, связанные с вопросом вместимости танкеров СПГ, – в зависимости от размера судна отрасли требуется по одному дополнительному танкеру СПГ на каждые 1,5-2 млн т/год новых мощностей. Крупнейшие новые танкеры (суда Q-max) имеют вместимость 260 тыс. куб. м, а вместимость стандартного танкера – около 175 тыс. куб. м. Недостаточная вместимость танкеров может замедлить рост ликвидности спотового рынка.
- ▶ Неоднозначный отраслевой опыт в части срыва сроков и перерасхода средств – аналитики Deutsche Bank обращают внимание на то, что только два из последних 12 проектов СПГ были пущены в срок и без превышения сметы. Похоже, добиваться этого становится все труднее. Появляются проблемы в связи с увеличением размера технологических линий, повышением уровня технологической сложности, кадровыми и экологическими вопросами. В то же время для добычи сырья приходится работать во все более сложных регионах²⁴. К аналогичным выводам пришли и аналитики J.P. Morgan – по их данным, с 2000 года около трети всех проектов СПГ было реализовано либо с задержкой, либо с перерасходом средств, либо с тем и другим одновременно²⁵.

23 NERA Economic Consulting, *Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States*, отчет подготовлен для Министерства энергетики США, 3 декабря 2012 года.

24 Deutsche Bank Global Market Research, *The Australian LNG Handbook*, 6 сентября 2011 года.

25 J.P. Morgan Cazenove Global Equity Research, *Global LNG*, 13 января 2012 года.



Контактная информация – руководители подразделений Международного центра «Эрнст энд Янг» по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли

Дейл Найджока

Руководитель международной группы по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли
Тел.: +1 713 750 1551
dale.nijoka@ey.com

Алексей Лоза

Партнер, руководитель группы по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли в СНГ
Тел.: +7 (495) 641 2945
Alexey.Loza@ru.ey.com

Алексей Кондрашов

Партнер, руководитель международной группы по оказанию услуг в области налогообложения компаниям нефтегазовой отрасли, руководитель Московского нефтегазового центра
Тел.: +7 (495) 662 9394
Alexey.Kondrashov@ru.ey.com

Игорь Болдырев

Партнер, руководитель практики консультационных услуг в СНГ
Тел.: +7 (495) 705 9742
Igor.Boldyrev@ru.ey.com

Виктор Бородин

Партнер, руководитель группы по оказанию услуг в области налогообложения компаниям нефтегазовой отрасли в СНГ
Тел.: +7 (495) 755 9760
Victor.Borodin@ru.ey.com

Григорий Арутунян

Партнер, группа по оказанию консультационных услуг по сделкам компаниям нефтегазовой отрасли
Тел.: +7 (495) 641 2941
Grigory.S.Arutunyan@ru.ey.com

Олег Светлеущий

Партнер, руководитель группы по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли на Украине
Тел.: + 380 (44) 490 3031
Oleg.Svetleuschyi@ua.ey.com

Ксения Бабушкина

Директор, руководитель практики консультационных услуг в Казахстане и Центральной Азии, руководитель группы по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли в Центральной Азии
Тел.: +7 (727) 258 5960
Ksenia.Babushkina@kz.ey.com

Денис Борисов

Директор по аналитике, Московский нефтегазовый центр
Тел.: +7 (495) 664 7848
Denis.Borisov@ru.ey.com

Ernst & Young

Assurance | Tax | Transactions | Advisory

Краткая информация о компании «Эрнст энд Янг»

«Эрнст энд Янг» является международным лидером в области аудита, налогообложения, сопровождения сделок и консультирования. Коллектив компании насчитывает 167 000 сотрудников в разных странах мира, которых объединяют общие корпоративные ценности, а также приверженность качеству оказываемых услуг. Мы создаем перспективы, раскрывая потенциал наших сотрудников, клиентов и общества в целом.

Мы постоянно расширяем наши услуги и ресурсы с учетом потребностей клиентов в различных регионах СНГ. В 19 офисах нашей фирмы (в Москве, Санкт-Петербурге, Новосибирске, Екатеринбурге, Казани, Краснодаре, Тольятти, Владивостоке, Южно-Сахалинске, Алматы, Астане, Атырау, Баку, Киеве, Донецке, Ташкенте, Тбилиси, Ереване и Минске) работают 4500 специалистов.

Более подробная информация представлена на нашем сайте: www.ey.com.

Название «Эрнст энд Янг» относится к глобальной организации, объединяющей компании, входящие в состав Ernst & Young Global Limited, каждая из которых является отдельным юридическим лицом. Ernst & Young Global Limited – юридическое лицо, созданное в соответствии с законодательством Великобритании, – является компанией, ограниченной гарантиями ее участников, и не оказывает услуг клиентам.

Как международный центр «Эрнст энд Янг» по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли может помочь вашему бизнесу

В нефтегазовой отрасли происходят постоянные изменения. Растущая неопределенность энергетической политики, нестабильная геополитическая обстановка, необходимость эффективного управления затратами, изменение климата – все эти факторы создают дополнительные трудности для нефтегазовых компаний.

Международный центр «Эрнст энд Янг» по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли сформировал глобальную сеть из 9000 специалистов с большим опытом работы в области аудита, налогообложения, сопровождения сделок и консультирования компаний, осуществляющих деятельность в сегментах разведки и добычи нефти и газа, переработки, транспортировки и сбыта нефтегазовой продукции, а также предоставления нефтесервисных услуг. Функции центра включают определение рыночных тенденций, обеспечение мобильности глобальных ресурсов и выработку мнений экспертов по важным вопросам отрасли. Опираясь на глубокое знание отраслевой специфики, мы можем помочь вашей компании раскрыть свой потенциал путем снижения затрат и повышения конкурентоспособности бизнеса.

© 2013 «Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.»
Все права защищены.

Информация, содержащаяся в настоящей публикации, представлена в сокращенной форме и предназначена лишь для общего ознакомления, в связи с чем она не может рассматриваться в качестве полноценной замены подробного отчета о проведенном исследовании и других упомянутых материалов и служить основанием для вынесения профессионального суждения. «Эрнст энд Янг» не несет ответственности за ущерб, причиненный каким-либо лицам в результате действия или отказа от действия на основании сведений, содержащихся в данной публикации. По всем конкретным вопросам следует обращаться к специалисту по соответствующему направлению.

Следите за нашими новостями в социальных сетях:



@EY_OilGas



Ernst & Young Global
Oil & Gas Center



Ernst & Young Global