

ОЦЕНКА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ РОССИЙСКОГО ГАЗА НА АЗИАТСКОМ РЫНКЕ

Россия на азиатском рынке природного газа. История азиатского рынка сжиженного природного газа (СПГ) началась в 1969 г., когда стартовали первые поставки в Японию из американского штата Аляска в рамках контракта с компаниями Japan's Tokyo Gas и Tokyo Electric Power Company, объем которого составлял менее 1 млн. т в год. В 1972 г. поставлять СПГ в Японию стал Бруней в рамках проекта Lulut, годовая мощность которого достигала уже 5,5 млн. т. В 1978 г. был запущен индонезийский проект Bontang начальной мощностью примерно 5,2 млн. т, поставки по которому также были нацелены на японский рынок.

Спрос на газ в Японии в 1970-1980 гг. обеспечивался в первую очередь со стороны коммунального сектора, тогда как электроэнергетика работала на основе нефти, мазута, угля и гидроэнергии, причём мазут и сырая нефть обеспечивали почти половину всей генерации электроэнергии. Однако после «нефтяных шоков» Япония озаботилась вопросами собственной энергобезопасности и, стремясь уменьшить свою зависимость от импорта нефти с Ближнего Востока (по ценовым и политическим факторам), переориентировала электроэнергетику на использование СПГ, который стал поставляться преимущественно из Индонезии.

В 1980-1990-х гг. география азиатского рынка СПГ стала расширяться. Среди новых поставщиков в тот период можно отметить Малайзию (1983 г.), Австралию (1989 г.), Нигерию (1999 г.), Катар (1997 г.) и ряд других стран. Новыми потребителями стали Южная Корея (1986 г.) и Тайвань (1990 г.). Мощный импульс для развития торговли СПГ был дан в конце XX – начале XXI вв. в результате улучшения экономических показателей технологии (в основном это касается снижения стоимости транспортировки) и динамичного развития производства СПГ в Катаре. Знаковым событием стал выход на рынок таких крупных потребителей как

Индия (2004 г.) и Китай (2006 г.), способных наращивать потребление газа в очень широких пределах.

Таким образом, объем поставок СПГ в азиатские страны увеличивался в среднегодовом выражении на 7,8% (или 2,5 млн. т) в 1980-2000 гг. и на 7,3% (7,9 млн. т) в 2000-2014 гг. Обилие развивающихся экономик в Азии позволяет говорить о значительных перспективах дальнейшего наращивания спроса на газ в регионе.

В отличие от других регионов азиатский рынок СПГ развивался в условиях практически полного отсутствия конкуренции со стороны трубопроводного газа в силу особенностей географического положения. Сегодня существуют единичные примеры трубопроводов из Индонезии в Сингапур и Малайзию, из Мьянмы в Сингапур и Китай, из Туркменистана в Китай, а также планируется строительство газопровода из России в Китай, однако 80% газовой торговли в Азии осуществляется в виде СПГ.

Как результат – Азия является своеобразным центром мировой торговли СПГ, на долю которого приходится 70% всех импортных поставок. Важной особенностью азиатского рынка является постоянный рост объемов поставок на протяжении всей 45-летней истории (рис. 1), тогда как Европа и Северная Америка менее стабильны в этом плане – например Европа за 2005-2011 гг. сначала нарастила импорт СПГ с 35 до 66 млн. т, однако затем он сократился до 38 млн. т к 2014 г.

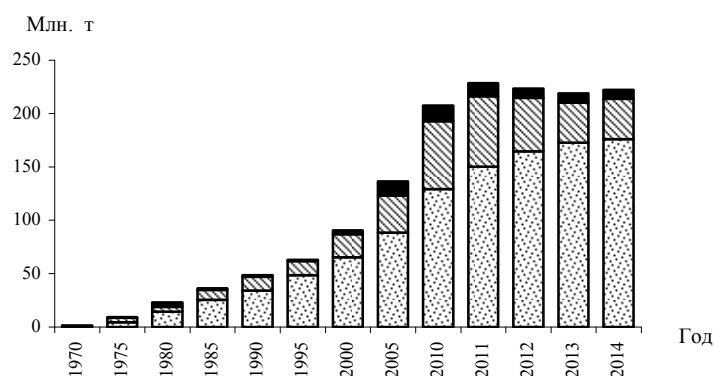


Рис. 1. Объем импортных поставок СПГ в мире:
■ Азия; ▨ Европа; ■ Северная Америка

Источники: ВР, [1].

Кроме того, азиатский рынок характеризуется и самыми высокими ценами на газ (рис. 2). В 2010-2014 гг. ценовая премия за поставку СПГ в Азию была особенно высокой вследствие приостановки работы АЭС в Японии. В 2015 г. в период падения цен на мировых энергетических рынках она сократилась, однако до сих пор имеет место.

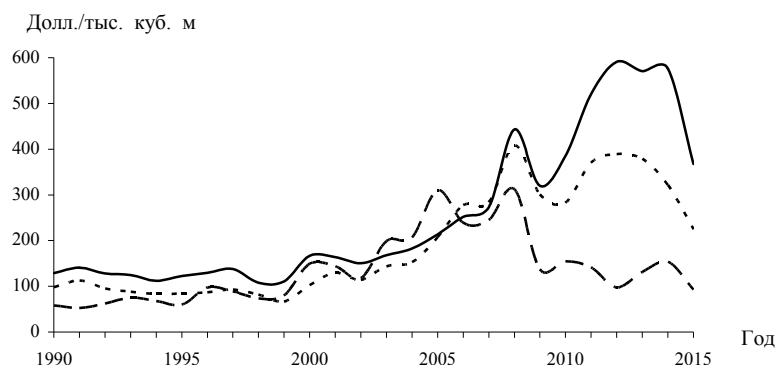


Рис. 2. Цены на газ на региональных рынках:
 — Япония (импорт СПГ); ----- Германия (средняя импортная цена);
 - - - - США (Henry Hub)

Источники: BP, World Bank, IMF.

Между тем, в течение следующих нескольких лет появится несколько независимых факторов, в совокупности способных оказать значимое понижающее давление на цену газа в азиатском регионе. Со стороны предложения – это массовый выход на рынок в период 2015-2018 гг. новых австралийских мощностей по производству СПГ в объеме порядка 50 млн. т, а также возможное начало поставок американского СПГ. Со стороны спроса следует отметить постепенное возобновление работы приостановленных ранее блоков японских АЭС, а также общее замедление роста региональных экономик, в первую очередь в Китае. С большой долей вероятности можно ожидать некоторое сближение газовых цен на европейском и азиатском рынках, но говорить о полном исчезновении ценовой диспропорции между ними пока преждевременно.

Таким образом азиатский рынок СПГ является премиальным для поставщиков, как с точки зрения более высоких цен, так и со стороны постоянно растущего спроса, который, как ожидается,

будет только увеличиваться, подстегиваемый экономическим ростом развивающихся стран и процессами замещения угля – согласно последнему прогнозу IEA [2], за 2012-2030 гг. доля Азии в мировом потреблении газа вырастет с 18% до 25%.

При этом Россия, являясь крупнейшим поставщиком газа в мире, представлена на таком выгодном и перспективном рынке только одним проектом Сахалин-2, который в настоящее время обеспечивает 6% суммарного импорта СПГ азиатских стран. В рамках проекта в 2014 г. на азиатский рынок было поставлено 10,5 млн. т СПГ, из которых 8,3 млн. т – в Японию, 1,9 млн. т – в Южную Корею и по 0,1 млн. т – в Китай, Тайвань и Таиланд.

Долгое время фактически единственным внешним рынком для сбыта российского газа была Европа. Однако существенное обострение конкуренции, связанное с растущей гибкостью поставок углеводородов, главным образом СПГ, а также ряд политических рисков обуславливают необходимость поиска альтернативных экспортных решений. В настоящее время существует несколько потенциальных проектов поставок российского газа в страны Азии, находящихся на различных стадиях реализации.

Проекты разработки нефтегазовых запасов шельфа Сахалина. Сахалин-2 является единственным проектом в России, в рамках которого осуществляется экспорт СПГ на азиатские рынки. Текущая мощность двух действующих линий составляет 10 млн. т. Совокупный объем запасов Пильтун-Астохского и Лунского месторождений составляет 634 млрд. куб. м газа и 182 млн. т. нефти. Проект управляется межнациональной компанией Sakhalin Energy, в состав которой входят ПАО «Газпром» (50% плюс 1 акция), Shell (27,5% минус одна акция), Mitsui (12,5%), Mitsubishi (10%). Совокупные инвестиции в проект составили порядка 12 млрд. долл.¹

Одним из приоритетов восточной газовой стратегии ПАО «Газпром» является расширение проекта за счет дополнительной производственной линии, после ввода которой годовая мощность завода может вырасти до 15 млн. т. При этом, поскольку вся смежная инфраструктура для вывода СПГ на внешние рынки уже существует, удельные капиталовложения на расширение мощностей будут на 30-40% ниже по сравнению с вариантом строительства нового завода.

Сахалин-1 предполагает разработку Чайвинского, Одоптинского и Аркутун-Дагинского месторождений, совокупные извле-

¹ Объемы инвестиций, встречающиеся по тексту, пересчитаны в доллары 2014 г.

каемые запасы которых оцениваются в 485 млрд. куб. м. газа и 307 млн. т. нефти. Операторами проекта являются ОАО «НК «Роснефть» (20%), ExxonMobil (30%), SODECO (30%) и ONGC (20%). Несмотря на то, что проект ориентирован в первую очередь на добычу нефти, собственники неоднократно заявляли о планах строительства СПГ-завода для реализации добываемого в рамках проекта газа на азиатском рынке. Однако, какие-либо конкретные параметры потенциального СПГ-завода ранее не озвучивались, а в 2015 г. И. Сечин сообщил о готовности продажи газа для расширения проекта «Сахалин-2» по цене, соответствующей «экспортному нетбэку»².

Сахалин-3 является одним из ключевых проектов восточной газовой программы ПАО «Газпром» и предполагает разработку трех месторождений – Мынгинского, Киринского и Южно-Киринского, суммарные запасы которых оцениваются на уровне 1,1 трлн. куб. м газа и 595 млн. т нефти и конденсата. Sakhalin Energy рассматривает ресурсы проекта в качестве дополнительного источника для загрузки третьей очереди Сахалина-2. Возможным альтернативным направлением использования ресурсов Сахалина-3 является проект Владивосток-СПГ.

Проекты разработки Чаяндинского и Ковыктинского месторождений ПАО «Газпром» в Восточной Сибири. Запасы Чаяндинского месторождения ПАО «Газпром» оценивает в 1,2 трлн. куб. м газа и 61 млн. т нефти и конденсата. Согласно инвестиционному решению вложения в проект составят порядка 430 млрд. руб. (без учета трубопроводной составляющей)³. Потенциальные объемы добычи газа на Чаяндинском месторождении оцениваются в 20 млрд. куб. м./год.

Совокупные запасы Ковыктинского месторождения составляют около 1,5 трлн. куб. м. гелийсодержащего газа и 77 млн. т конденсата. В инвестиционном решении по проекту говорится о старте добычи газа в 2017 г., которая должна выйти на пиковые значения 25 млрд. куб. м в течение нескольких лет. Отметим, что добыче газа будет предшествовать введение в разработку нефтяной оторочки месторождения.

ПАО «Газпром» рассматривало два основных варианта доставки газа Чаяндинского и Ковыктинского месторождений на экспортные рынки – проект «Владивосток-СПГ» и строительство

² <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/09/04/607638-rosneft-gotova-prodat-gazpromu-gaz-sahalina-1>

³ <http://www.gazprom.ru/press/news/2012/october/article147313/>

трубопровода в Китай (часть системы «Сила Сибири»). Последний вариант стал основным после того, как 21 мая 2014 г. ПАО «Газпром» и CNPC заключили 30-летний контракт на поставку российского газа в Китай. Согласно заявлениям А. Миллера, стоимость контракта составляет 400 млрд. долл., а объемы ежегодных поставок – 38 млрд. куб. м⁴.

Ранее запуск первой очереди проекта «Владивосток-СПГ» мощностью 5 млн. т ожидался в 2019 г., а выход на пиковую мощность в 15 млн. т – в 2023-2024 гг. Капитальные затраты на строительство завода оцениваются в 15 млрд. долл. Однако в связи с реализацией договора о поставках российского газа в Китай и планируемым запуском третьей очереди Сахалин-2 Владивосток-СПГ рискует остаться без ресурсного обеспечения, что делает его реализацию в ближайшее время маловероятной.

Проект «Ямал-СПГ». Проект предполагает освоение Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения в районе полуострова Ямал и строительство завода по сжижению природного газа. Доказанные и вероятные запасы Южно-Тамбейского месторождения составляют 907 млрд. куб. м, суммарная мощность трех очередей завода, согласно инвестиционному решению⁵, составит 16,5 млн. т СПГ в год, а ввод первой очереди в промышленную эксплуатацию ожидается в 2017 г. Собственниками проекта в настоящее время являются ОАО «Новатэк» (60%), Total (20%) и дочерняя структура CNPC (20%). Совокупные инвестиции в проект оцениваются в 26,9 млрд. долл., из которых 2,6 млрд. долл. уже были произведены.

Будущие поставки по проекту практически полностью законтрактованы⁶, причем основным рынком сбыта станет Азиатско-Тихоокеанский регион. Подписаны долгосрочные договоры о реализации СПГ с CNPC (3 млн. т), Gazprom Marketing & Trading Singapore (3 млн. т, целевой рынок – Азия, преимущественно Индия), Gas Natural Fenosa (2,5 млн. т), Total (4 млн. т), Shell (0,9 млн. т), Novatek Gas & Power (2,86 млн. т).

Оценка конкурентоспособности проектов поставки российского газа на азиатские рынки. Все перечисленные выше проекты появились в период относительно высоких цен на нефть, и их экономические показатели рассчитывались и обосновывались в усло-

⁴ top.rbc.ru/economics/21/05/2014/925229.shtml

⁵ www.rbc.ru/rbcfreenews/20131218200300.shtml

⁶ <http://www.novatek.ru/ru/business/yamal/southtambey/>

виях, не соответствующих текущей ценовой конъюнктуре мировых энергетических рынков. Если летом 2014 г. мировые цены на нефть колебались в пределах 100-110 долл./барр., то к началу 2016 г. упали ниже 40 долл./барр. Такие преобразования формируют ряд последствий для проектов поставки российского газа в Азию.

Наиболее очевидным следствием является снижение потенциальной выручки проектов. Контрактное ценообразование на азиатском рынке газа по-прежнему основывается на привязке к стоимости нефтяной корзины JCC (Japan Crude Cocktail), а значит цены на газ в регионе повторяют динамику мировых цен на нефть, и если последние сохраняются на уровне около 40 долл./барр. на достаточно длительной перспективе, ПАО «Газпром» столкнется с необходимостью корректировки строки ожидаемой выручки своих инвестпроектов на 30-40% в меньшую сторону.

Однако следствием снижения мировой цены нефти станет и сокращение затрат на реализацию проектов. Во-первых, в новых условиях компании начнут пересматривать свои расходы и договариваться с подрядчиками, поставщиками и перевозчиками СПГ о предоставлении скидок. Это достаточно объективный эффект, поскольку при низкой ценовой конъюнктуре все субъекты предпочтут работать с меньшей маржой, ведь в обратном случае ее просто не будет. Во-вторых, определенную роль сыграет девальвация национальной валюты. На рис. 3 показана динамика данного процесса в странах-поставщиках природного газа на азиатском рынке.

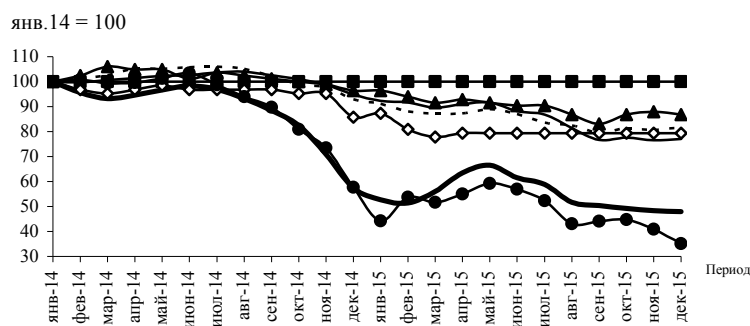


Рис. 3. Динамика курсов национальных валют относительно доллара США в странах-поставщиках СПГ на азиатском рынке:
 — Россия; ---- Австралия; —▲— Индонезия; — Малайзия;
 —■— Катар; —◇— Нигерия; —◆— Brent

Источники: EIA, x-rates.com, xe.com

Видно, что при падении цен на мировых энергетических рынках на 60% за 2014-2015 гг. почти все они (за исключением Катара) пошли на ослабление курсов своих национальных валют – Индонезия примерно на 15%, Нигерия, Малайзия и Австралия на 20%, ну а курс российского рубля упал на 50%. Это означает, что в долларовом выражении подешевеют отечественные материально-технические ресурсы и услуги, что скажется на общей конкурентоспособности проектов.

В газовом секторе России подавляющая часть операционных затрат определяется налогом на добычу полезных ископаемых, арендными и амортизационными платежами, расходами на электроэнергию и оплату труда [3], т.е. фактически номинирована в рублях. Что касается капитальных затрат, то в сфере добычи традиционного оншорного газа и его транспортировки российская экономика способна обеспечить материальное, техническое и технологическое оснащение инвестиционного процесса, однако в части шельфовой добычи и производства СПГ ситуация в корне отличается. Так, по оценкам Минэнерго России [4], доля импортного оборудования и программного обеспечения в этих сегментах составляет порядка 80% и не может быть оперативно сокращена в ближайшие годы. Таким образом эффект удешевления «восточноориентированных» российских СПГ-проектов от девальвации рубля будет существенно нивелирован их зависимостью от импорта. В особой степени это касается заводов, в качестве сырья для которого предполагается использовать газ шельфовых месторождений на Сахалине.

Между тем, это касается и других стран-поставщиков СПГ на азиатском рынке, поскольку все подобные проекты реализуются при участии западных энергетических компаний и их технологий. Например, компания-оператор катарского проекта Ras Laffan LNG RasGas является общим предприятием Qatar Petroleum и ExxonMobil. Ключевым участником западноафриканского проекта EG LNG является американская компания Marathon Oil, владеющая 60% акций компании оператора EG LNG Co. Индонезийский проект Tangguh LNG управляется международной группой, возглавляемой BP, китайской компанией CNOOC и японской энергетической компанией Mitsubishi. Австралийские проекты добычи СПГ главным образом управляются нефтегазовыми компаниями-мейджорами. Так, Gorgon LNG на 97% контролируется Chevron, Shell и ExxonMobil.

В данной работе сделана попытка учета всех обозначенных выше аспектов и переоценки экономических параметров проектов поставки российского природного газа и их конкурентоспособности на азиатском рынке в новых условиях. Наряду с ними рассматриваются несколько зарубежных проектов-конкурентов: катарский Ras Laffan⁷, западноафриканский EG LNG, индонезийский Tangguh LNG и австралийские QCLNG и Gorgon LNG. Все проекты кроме последнего уже функционируют, а их основные параметры приведены в табл. 1. При этом расчеты показывают, что удельные капиталовложения на единицу мощности у российских и зарубежных проектов достаточно схожи. Так, затраты на создание восточносибирских российских проектов (0,9-1 долл./кг) близки к соответствующему показателю в Катаре (1,1 долл./кг), в то время как Ямал СПГ (1,6 долл./кг) в этом смысле ближе к австралийским проектам (1,7 долл./кг и выше).

Методы оценки инвестиционных проектов построены вокруг концепций денежного потока и дисконтирования. Одним из ключевых объектов инвестиционного анализа является чистая приведенная стоимость (NPV), складывающаяся из дисконтированных денежных потоков за время жизни инвестиционного проекта [5-6]. На основе этого комплексного показателя может также производиться оценка сравнительной эффективности инвестиционных проектов со схожими параметрами⁸, к числу которых можно отнести рассматриваемые здесь газовые проекты.

В данной работе в качестве критерия сравнения проектов рассматривается не сам NPV, а цена газа в пункте назначения, при которой NPV проекта достигает нуля за определенный срок работы (далее будем называть ее ценой безубыточности). Фактически решается задача, обратная расчету срока окупаемости проекта с дисконтированием. Использование цены безубыточности в качестве критерия сравнения представляется более наглядным по сравнению с NPV или внутренней нормой доходности (IRR).

При расчете цены безубыточности целевой срок окупаемости проекта полагается равным 15 годам работы (без учета инвестиционной фазы). Предполагается, что инвестиции вводятся единовре-

⁷ В работе рассматривается не весь проект Ras Laffan LNG, общая мощность которого превосходит 100 млн. т СПГ в год, а только две из его очередей – шестая и седьмая.

⁸ Вопросы некорректности использования показателя NPV для сравнения эффективности разнотипных инвестиционных проектов (значительно отличающихся в части масштаба инвестиций, расчетных периодов и финансовых результатов) рассмотрены в работе [7].

менно в начале проекта. Ставки дисконтирования положены равными 8% для российских проектов и 5-7% для иностранных проектов.

Кроме того, в работе рассматриваются американские экспортоориентированные СПГ-проекты, однако специфика расчета их цены безубыточности описана в следующем разделе.

Таблица 1

Основные параметры ряда зарубежных СПГ-проектов, являющихся конкурентами России на азиатском рынке

Показатель	Ras Laffan (Катар)	EG LNG (Экваториальная Гвинея)	Tangguh LNG (Индонезия)	QCLNG (Австралия)	Gorgon LNG (Австралия)
Объем инвестиций, млрд. долл. (2014)	17	3,6	18,5	22,6	54
Мощность, млн. т	15,6	3,4	11,4	13,5	15,6

Источники: официальные сайты компаний.

На рис. 4 представлены оценки цен безубыточности российских и зарубежных проектов поставки СПГ на азиатский рынок в прежних условиях относительно высоких мировых цен на нефть (80 долл./барр.), которым будет соответствовать цена на газ в Азии на уровне 400 долл./тыс. куб. м. Большинство рассмотренных проектов оказываются рентабельными и способны окупить капитальные вложения за 15 лет работы. Сильно выбивающимся из общей картины исключением является только сверхдорогой Gorgon LNG, который сможет окупиться, по нашим оценкам, не ранее чем через 20 лет его эксплуатации. Экономические показатели проекта Ямал-СПГ находятся на границе его окупаемости, однако наличие пакета заключенных контрактов позволяет говорить об определенных гарантиях его реализации. Остальные российские проекты имеют существенный «запас прочности» – так, в случае реализации Владивосток-СПГ при поставках продукции азиатским потребителям по рыночным ценам в течение 15 лет способен сгенерировать прибыль в размере 70% капитальных затрат, а финансовый результат Сахалина-2 в аналогичных условиях и вовсе будет сопоставим с объемом вложенных инвестиций.

Долл./тыс. куб. м

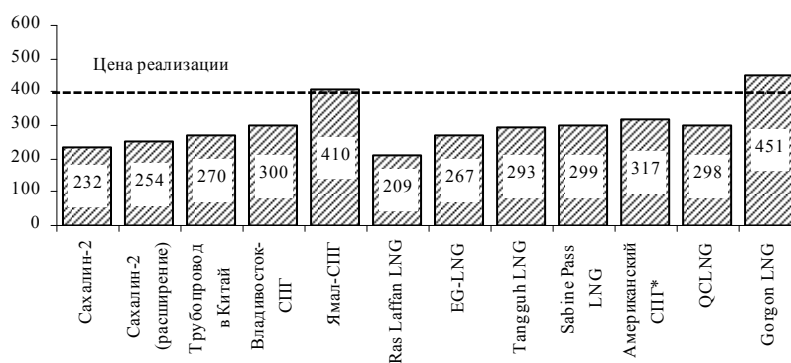


Рис. 4. Оценка цен безубыточности российских и зарубежных проектов поставки природного газа на азиатский рынок в условиях относительно высоких мировых цен на нефть (80 долл./барр.)

* Кроме Sabine Pass.

Рассчитанный нами уровень безубыточности проекта строительства газопровода в Китай (270 долл./тыс. куб./м) по крайней мере на 10% ниже озвучиваемых ориентиров цены заключенного в 2014 г. контракта между ПАО «Газпром» и CNPC, которая оценивалась в СМИ в диапазоне 300-350 долл./тыс. куб. м.

Между тем, если по критерию цены безубыточности сахалинский завод и газопровод в Китай превосходит среди рассмотренных зарубежных проектов только СПГ из Катара, то Владивосток-СПГ уступает в этом аспекте практически всем конкурентам. Конечно, разница оказывается небольшой – цена безубыточности Владивосток-СПГ (300 долл./тыс. куб. м) всего на несколько долларов выше индонезийского Tangguh (293 долл./тыс. куб. м), австралийского QCLNG (298 долл./тыс. куб. м) и американского Sabine Pass (299 долл./тыс. куб. м), но ключевым фактором конкурентного преимущества зарубежных СПГ-заводов является то, что все они уже вышли на рынки с реальным товаром и имеют своих потребителей, тогда как российский проект продолжает откладываться.

На рис. 5 представлены переоценки цен безубыточности российских и зарубежных проектов поставки СПГ на азиатский рынок в новых условиях относительно низких мировых цен на нефть (40 долл./барр.), которым, согласно нашим расчетам, будет соответствовать цена на газ в Азии на уровне 270 долл./тыс. куб. м.

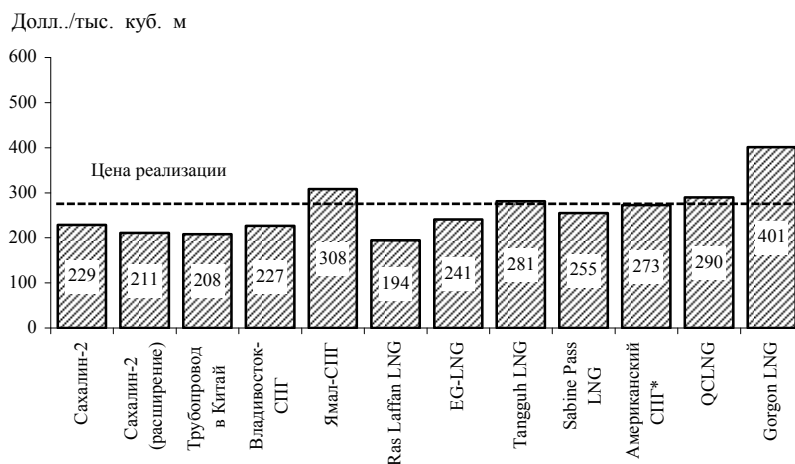


Рис. 5. Переоценка цен безубыточности российских и зарубежных проектов поставки природного газа на азиатский рынок в условиях относительно низких мировых цен на нефть (40 долл./барр.)

* Кроме Sabine Pass.

В данном сценарии у многих зарубежных проектов возникают сложности по окупаемости. Только у 3 из них – катарского Ras Laffan LNG, западноафриканского EG-LNG и американского Sabine Pass – цена безубыточной поставки на азиатский рынок оказывается ниже общего уровня цен на газ в регионе (194, 241 и 255 долл./тыс. куб. м, соответственно). Высокая стоимость СПГ остальных проектов не позволяет инвесторам рассчитывать на быстрый возврат вложений, и горизонт их окупаемости придется отодвинуть на более поздний срок (в особенности для австралийских проектов). Это наблюдение косвенно подтверждается возникшими в 2015 г. проблемами с контрактованием продукции индонезийского Tangguh LNG.

Важно, что, по нашим оценкам, в текущих условиях Sabine Pass остается достаточно эффективным проектом. У прочих СПГ-заводов в США, вследствие особенностей заключаемых контрактов (подробнее в следующем разделе), цена безубыточности оказывается несколько выше (273 долл./тыс. куб. м), и сроки их окупаемости, вероятно, превысят 15 лет. Между тем, в отличие от рассмотренного выше сценария при низких ценах на мировых энергетических рынках они оказываются более конкурентоспособными по сравнению с австралийскими СПГ-проектами.

Что касается российских проектов, то в результате произошедшей девальвации рубля их экономика существенно улучшилась, и практически все они (за исключением Ямал-СПГ) остаются окупаемыми за 15 лет эксплуатации, а в плане экономических показателей оказываются наиболее эффективными проектами из всех рассмотренных, кроме катарского Ras Laffan LNG. Уровень цены безубыточности Ямал-СПГ значительно приблизился к показателям западных проектов, но тем не менее остается почти на 20 долл./тыс. куб. м выше показателей ближайшего конкурента QCLNG и на 10% превышает рыночную цену, что создает определенные сложности в плане окупаемости проекта и не позволяет ему конкурировать с большинством поставщиков на сопоставимых условиях.

В целом в новых условиях конкурентоспособность потенциальных российских проектов в азиатском регионе существенно возросла, в особенности по сравнению с новыми поставщиками из Австралии и США, которые только выходят на рынок.

Перспективы поставок американского СПГ на азиатский рынок. Одним из знаковых событий в сфере энергетики стал выход американского СПГ на мировой рынок природного газа в начале 2016 г. Первые поставки в рамках проекта Sabine Pass LNG характеризуются небольшими объемами, однако в течение ближайших нескольких лет следует ожидать наращивание экспорта американского СПГ, значительная часть которого будет нацелена именно на азиатские рынки. Для понимания специфики этого нового явления, закономерностей его развития и ориентировочных уровней цен безубыточности (которые приводились в предыдущем разделе) следует рассмотреть ключевые особенности данного процесса.

В первую очередь необходимо отметить, что все без исключения собственники заводов по производству СПГ в США заключают только контракты по схеме толлинга, т.е. фактически они предоставляют мощность для производства СПГ. В качестве контрагентов выступает целый ряд международных энергетических компаний, которые получают СПГ на выходе с завода на условиях take-or-pay, причем его цена US_LNG_Price определяется по стандартной формуле:

$$US_LNG_Price = 1,15 * HH + Fixed_Fee, \quad (1)$$

где HH – цена природного газа в хабе Henry Hub; Fixed_Fee – фиксированный платеж. Равняется 3,5 долл./млн. БТЕ для подавляющего большинства заключенных контрактов, однако СПГ

проекта Sabine Pass продан с фиксированными платежами от 2,25 до 3 долл./млн. БТЕ.

Таким образом, первая составляющая формулы (1) определяется исходя из стоимости сырья на входе, а вторая является платой за предоставление услуг по сжижению природного газа собственнику завода (которая, очевидно, обеспечивает окупаемость проекта).

На выходе с завода права собственности на СПГ получает контрагент / международная энергетическая компания, которая далее обеспечивает поставку и продажу СПГ конечному получателю.

По состоянию на начало 2016 г. мощности первых 5 проектов, которые получили все требуемые разрешения (лицензия DOE – Министерства энергетики США на экспорт СПГ в страны, у которых нет соглашения о свободной торговле с США, а также разрешение FERC – Федеральной комиссии по регулированию энергетического рынка, которая выдает заключение о соответствии проекта требованиям по охране окружающей среды) и находятся на разных стадиях реализации, законтрактованы более чем на 80% (примерно 58 из 71 млн. т в год) – количественные параметры заключенных контрактов можно увидеть в табл. 2.

Большинство из этих контрактов были заключены в 2013-2014 гг. В течение этого периода, согласно оценкам Международного Энергетического Агентства [8], прибыльность поставок американского СПГ в Японию составляла порядка 110 долл./т, а в Европу – только 30-40 долл./т. Собственник проекта Sabine Pass LNG компания Cheniere Energy также приводила свои расчеты [9], согласно которым максимальной прибыльностью обладают поставки в Латинскую Америку (порядка 160 долл./т), далее в Азию (100 долл./т), а наименее прибыльными считались поставки в Европу (70-80 долл./т).

Не удивительно, что законтрактованный американский СПГ пойдет в первую очередь в азиатские и латиноамериканские страны. Уже известно, что BG Gulf Coast LNG LLC будет поставлять 0,5 млн. т СПГ с завода Sabine Pass японской Terco. Pacific Summit Energy LLC поставит свои 2,3 млн. т с проекта Dominion Cove Point японским TG Plus Co. Ltd и Kansai Electric Power Co. Ltd в объемах 1,4 и 0,9 млн. т соответственно. GAIL Global LNG LLC свои 2,3 млн. т с проекта Dominion Cove Point поставит почти полностью в Индию, однако еще имеет свободные объемы на продажу. GDF SUEZ нашла покупателей в Японии, Тайване, Китае и Чили на все причитающиеся ей 4 млн. т с проекта Cameron LNG.

Параметры заключенных контрактов на экспорт
американского СПГ в рамках проектов,
получивших все требуемые разрешения

Sabine Pass LNG			
Первые поставки в 2016 г.	Очередь 1, 2	Очередь 3, 4	Очередь 5, 6
Мощность, млн. т	4,5+4,5	4,5+4,5	4,5+4,5
Контракты (Толлинг, 20 лет), млн. т	7,7	8,3	3,75
BG Gulf Coast LNG, LLC	4,2	1,3	
Gas Natural Fenosa	3,5		
KOGAS		3,5	
GAIL Ltd.		3,5	
Total Gas & Power North America			2
Centrica plc			1,75
Dominion Cove Point LNG			
Первые поставки в 2017 г.	Очередь 1		
Мощность, млн. т	5,25		
Контракты (Толлинг, 20 лет), млн. т	4,6		
Pacific Summit Energy LLC	2,3		
GAIL Global LNG LLC	2,3		
Freeport LNG			
Первые поставки в 2018 г.	Очередь 1	Очередь 2	Очередь 3
Мощность, млн. т	4,4	4,4	4,4
Контракты (Толлинг, 20 лет), млн. т	4,4	4,4	4,4
Osaka Gas и Chubu Electric	4,4		
BP Energy Company		4,4	
Toshiba Corporation			2,2
SK E&S LNG, LLC			2,2
Cameron LNG			
Первые поставки в 2018 г.	Очередь 1	Очередь 2	Очередь 3
Мощность, млн. т	4	4	4
Контракты (Толлинг, 20 лет), млн. т	4	4	4
GDF SUEZ	4		
Mitsubishi Corporation		4	
Mitsui & Co., Ltd			4
Corpus Christi			
Первые поставки в 2018 г.	Очередь 1	Очередь 2	Очередь 3
Мощность, млн. т	4,5	4,5	4,5
Контракты (Толлинг, 20 лет), млн. т	2,63	4,25	1,54
Endesa	2,25		
Iberdrola	0,38	0,38	
Gas Natural Fenosa		1,5	
Woodside		0,85	
Pertamina		1,52	
EDF			0,77
EDP			0,77

Источники: официальные сайты компаний.

Mitsubishi Corporation будет продавать значительную часть своих 4 млн. т с проекта Cameron LNG собственному торговому

подразделению в Сингапуре, хотя известно и о договоре с японской Tokyo Gas Co Ltd на поставку 0,2 млн. т. Mitsui & Co. Ltd также законтрактовала часть своего СПГ с проекта Cameron LNG под поставки в Японию компаниям Kansai Electric, Toho Gas и Tokyo Gas. СПГ проекта Corpus Christi продавался преимущественно в 2014-2015 гг., и значительная его часть пойдет в Европу (Испанию и Португалию), однако 2,3 млн. т индонезийской Pertamina и австралийской Woodside окажутся на азиатском рынке.

Исходя из обозначенных особенностей можно сделать вывод, что американский СПГ является прямым конкурентом российского газа именно на азиатском рынке, а конечная его стоимость определяется ценой газа в хабе Henry Hub в США.

На рис. 6 приведена более подробная структура используемых в предыдущем разделе оценок цены безубыточности поставки американского СПГ на азиатский рынок, обусловленных контрактной практикой.

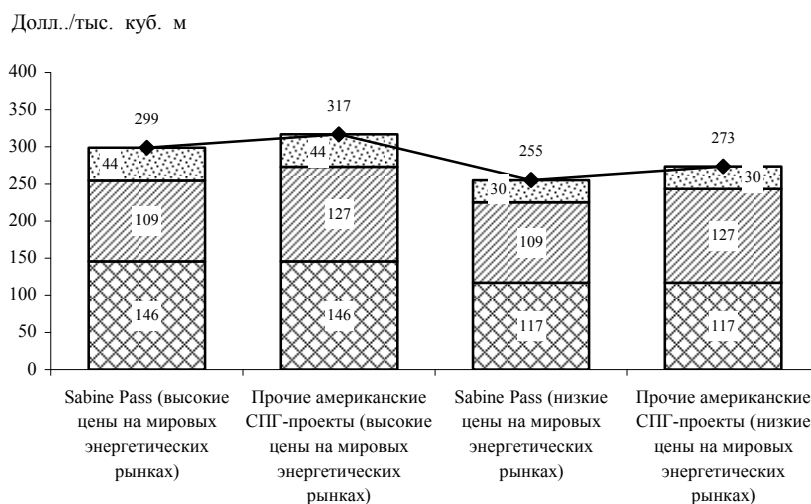


Рис. 6. Структура цены безубыточности поставки американского СПГ в Азию при разных сценариях цен на мировых энергетических рынках:

▨ — транспортировка; ▤ — сжижение; ▩ — сырье;
—◆— стоимость безубыточной поставки

Отметим, что стоимость сырья рассчитывалась исходя из сложившихся в 2014-2015 гг. цен на газ в хабе Henry Hub, которые

являются очень волатильными и, что самое главное, характеризуются определенной непредсказуемостью их перспективных уровней относительно современных значений. Авторам представляется, что замедление развития сланцевой добычи и выход американского СПГ на внешние рынки приведет к снижению предложения газа в США и возможному росту цен в перспективе нескольких лет (последние прогнозы ЕИА, датируемые январем 2016 г., также говорят об этом⁹). В этом случае приводимые на рис. 6 оценки цен безубыточности должны быть скорректированы в сторону их повышения.

Заключение. Выполненные в работе расчеты показывают, что российский газ «восточноориентированных» экспортных проектов по меньшей мере конкурентоспособен на азиатском рынке, поскольку они (проекты) демонстрируют лучшие стоимостные характеристики по сравнению с многими зарубежными аналогами даже в условиях падения цен на мировых энергетических рынках. Однако из-за поздней инициации российских проектов возможность реализации конкурентных преимуществ может быть окончательно упущена. Согласно прогнозам ВР [10], в период 2015-2020 гг. мировое предложение СПГ вырастет вдвое с 250 до 500 млн. т в год, а основными источниками роста станут мощности новых заводов в Австралии, США и Африке, которые нацелены, прежде всего на азиатских потребителей. Первые значительные объемы российского СПГ смогут поступить на рынок в лучшем случае после 2020 г., что формирует существенные трудности при поиске свободных рыночных ниш. Другими словами, потенциальная экономическая привлекательность российского природного газа рискует остаться «на бумаге» – сегодня данная тенденция, наблюдаемая на европейском рынке, может перекинуться и в азиатский регион.

Литература и информационные источники

1. *Energy Charter Secretariat (2007). Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas.* [Электронный ресурс]. URL: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil_and_Gas_Pricing_2007_en.pdf (дата обращения: 29.02.2015).
2. *International Energy Agency (2015). World Energy Outlook 2015.*

⁹ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=24672>

3. Сняк Ю.В., Колпаков А.Ю. Анализ динамики и структуры затрат в нефтегазовом комплексе России в период 2000-2011 гг. и прогноз до 2020 г. // Проблемы прогнозирования. 2014. № 5. С. 15-38.
4. Министерство энергетики Российской Федерации. Импортозамещение в нефтегазовом комплексе России. URL: <http://oilandgasforum.ru/data/files/Files%200315/Novak.pdf> (дата обращения: 29.02.2015).
5. Брейли Р., Майерс С. Принципы корпоративных финансов // М.: Олимп-Бизнес, 2008.
6. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. М.: Дело, 2008.
7. Коган А.Б. Новации оценки локальной и глобальной эффективности реальных инвестиций. Монография. Новосибирск: Новосиб. гос. архитектур.-строит. ун-т (Сибстрин)(НГАСУ), 2012.
8. International Energy Agency (2013). World Energy Outlook 2013.
9. Cheniere Energy. Corporate Presentation April 2014 // [электронный ресурс]. URL: http://media.corporate-ir.net/media_files/IROL/10/101667/LNG_April_2014_final.pdf (дата обращения: 29.02.2015).
10. BP Energy Outlook 2035. URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf> (дата обращения: 29.02.2015).