

Среднесрочные перспективы вхождения новых СПГ-производств на ключевые рынки в условиях низкой ценовой конъюнктуры

С.Мельникова, Н.Трошина

Ключевые слова: сжиженный природный газ (СПГ), заводы по производству СПГ, капитальные затраты, стоимость сжижения, транспортировка, регазификация

В статье анализируются рыночные позиции строящихся СПГ-проектов в Австралии, США и России, с учетом их реальных затрат на исходное сырье, сжижение, транспортировку и регазификацию при вхождении на ключевые рынки потребления – в Европу, Японию/Корею и Китай – при сохранении текущих тенденций по уровням цен на среднесрочную перспективу. Результаты расчетов, основанных на методике International Gas Union и последних доступных данных о затратах по всей технологической цепочке СПГ, свидетельствуют о том, что стоимость продукции всех новых СПГ-производств со сроками ввода до 2020 года оказывается выше текущих рыночных цен. В таких условиях мировой рынок СПГ ожидает резкое обострение конкуренции, необходимость максимальной оптимизации затрат как для операторов проектов, так и для крупных международных компаний, заключивших с ними договоры. Международному СПГ-бизнесу после высоких прибылей последних лет предстоит работать в условиях очень низкой или нулевой рентабельности.

Основные экономические характеристики новых СПГ-проектов

В течение последних четырех лет мировой рынок СПГ демонстрировал умеренно-поступательную динамику с незначительными темпами ежегодного прироста: по итогам 2015 года мощности по производству СПГ в мире выросли с 301 до 308 млн т. (+2,3%) [9], а торговые потоки увеличились на 2,5% до 245 млн т. в год. Однако в 2016-2019 годах устоявшийся рынок СПГ ждет резкий рывок, в результате которого действующий парк производственных мощностей вырастет почти наполовину. По состоянию на конец 2015 года в стадии строительства находится около 140 млн т/год новых мощностей по сжижению, 62 млн т из которых расположены в США и 50 млн т – в Австралии¹. Только в течение 2016 года заработают новые производства общим объемом 42 млн т/год, большая их часть находится в Австралии, которая с их вводом начинает претендовать на мировое лидерство (рисунок 1).

¹ За рамки данного исследования вынесены небольшие проекты в Малайзии, Индонезии и Колумбии, поскольку они лишь в незначительной мере определяют общую ситуацию на рынке.

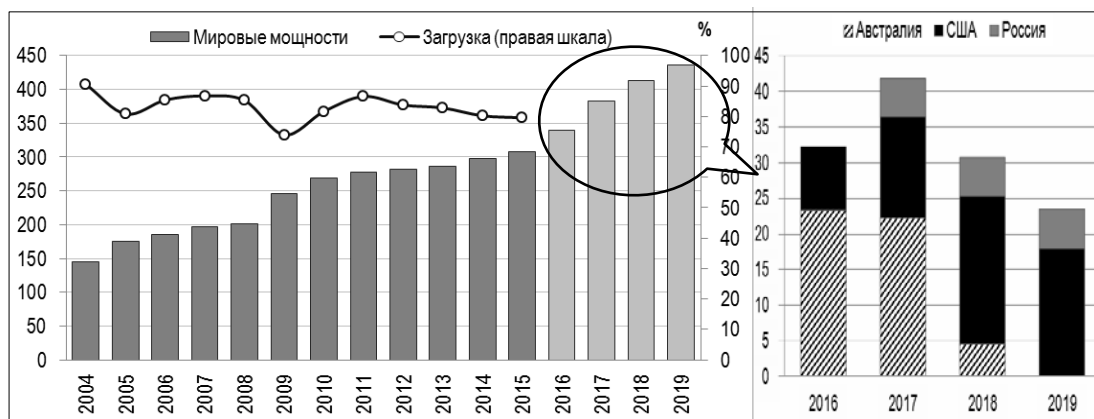


Рисунок 1 – Мощности по производству СПГ – действующие и строящиеся, млн т.

Источник: GIGNL, данные компаний-операторов

Предваряя более детальный анализ экономики американских, австралийских и российского проекта по производству СПГ со сроками ввода до 2020 года, подчеркнем существенную региональную специфику для новых проектов в этих странах, определяющую уровень капитальных затрат на их сооружение. Самым дорогостоящим в мире австралийским СПГ-проектам противостоят американские, чьи капитальные затраты в 3-5 раз ниже, поскольку они сооружаются на базе уже существующих регазификационных терминалов с их готовой инфраструктурой (рисунок 2). Именно это очевидное конкурентное преимущество, а также тот факт, что в стоимость американских проектов не входят апстрим-проекты в качестве ресурсной базы, позволяет компаниям из США позиционировать свои производства как недорогие, что, однако, не гарантирует низкой стоимости их продукции для конечного потребителя, как покажут последующие расчеты. Российский проект Ямал-СПГ занимает среднюю ценовую нишу по абсолютной стоимости строительства по отношению к своим конкурентам. Еще раз подчеркнем, что в стоимость российского и австралийских проектов входит и разработка собственной ресурсной базы и транспортная сеть от места добычи до завода.

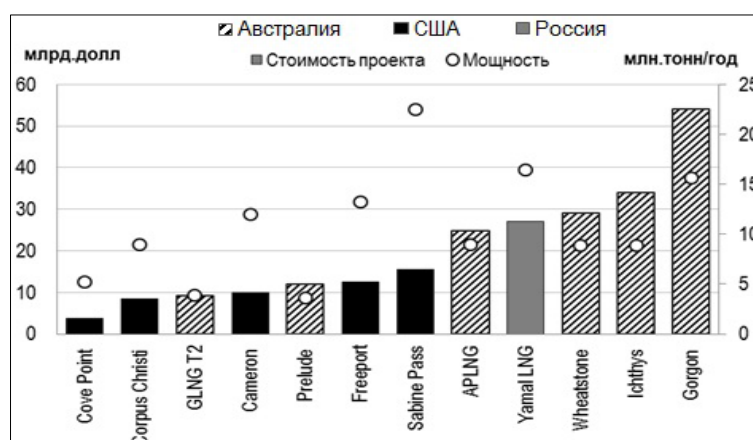


Рисунок 1 – Стоимость новых проектов СПГ

Источник: на основе данных компаний-операторов

Более детальную картину дает сравнение не абсолютных, а удельных затрат на строительство новых производств в пересчете на единицу произведенной продукции. Так, шесть австралийских проектов общей стоимостью 163,8 млрд долл. и мощностью 49 млн т/год имеют очень высокую удельную капиталоемкость в среднем на уровне 3340 долл./т, а самый высокий показатель отмечен для проекта Ichthys – свыше 3800 долл./т. В США, где реализуются шесть проектов общей стоимостью 53,5 млрд долл. и мощностью почти 62 млн т/год, оценивают свои капексы в четыре раза ниже – 863 долл./т. [12] Российский проект Ямал СПГ вновь оказывается в среднем ценовом диапазоне с удельной капиталоемкостью равной 1635 долл./т. (рисунок 3). При этом операционные затраты для большинства проектов оказываются сопоставимыми, лишь для Австралии они оцениваются выше на 0,1-0,2 долл./MBTU в силу более высоких требований по зарплате персонала и стоимости сервисных услуг.

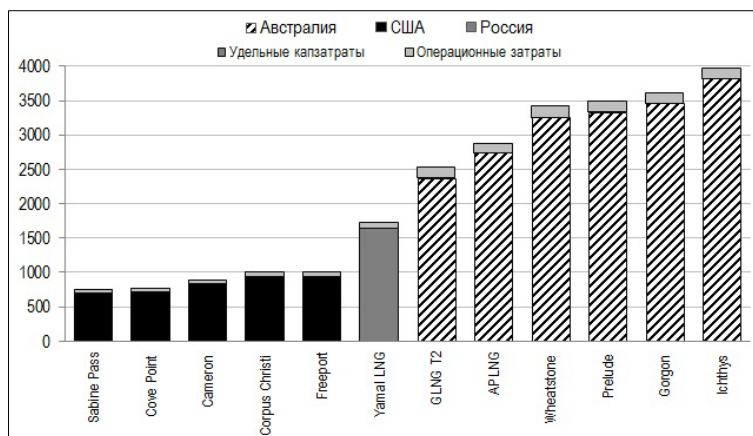


Рисунок 3 – Удельные капитальные и операционные затраты строящихся заводов СПГ, долл./т

Источник: расчеты авторов на основе данных МЭА и операторов

Именно общие капитальные затраты на сооружение нового СПГ-производства, соотнесенные с его проектной мощностью, в дальнейшем во многом определяют ключевой для отрасли показатель – стоимость сжижения газа, что напрямую влияет на стоимость конечного продукта. В зависимости от общей капиталоемкости проекта затраты на сжижение варьируются от 100 долл./тыс. куб. м или 2,8 долл./MBTU² (Sabine Pass, США) до 233 долл./тыс. куб. м или 6,3 долл./MBTU (Ichthys, Австралия) (рисунок 4).

² Здесь и далее данные представлены как в долларах за тысячу кубических метров, так и в долларах за миллион британских термальных единиц (MBTU) из расчета 1 MBTU = 0,028 тыс.куб.м.

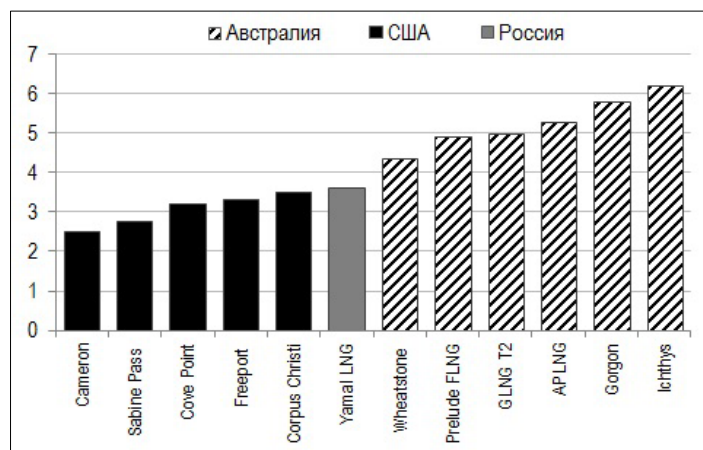


Рисунок 4 – Удельные затраты на сжижение природного газа для новых проектов СПГ, долл./MBTU

Источник: составлено авторами на основе данных операторов и Nexant

Помимо капитальных и операционных затрат, формирующих стоимость сжижения, экономику новых проектов СПГ определяют еще несколько крупных статей затрат: стоимость исходного сырья, транспортировки до конечного потребителя, регазификации, что будет подробнее рассмотрено ниже при анализе специфики новых проектов СПГ и расчетах маржи при поставке их продукции на ключевые рынки Европы, Китая и Японии/Кореи.

Новые американские проекты СПГ

Американские проекты по производству сжиженного природного газа на базе тотально простаивающих ныне регазификационных терминалов, вызывают наибольший резонанс среди специалистов и общественности. Одна из причин такого внимания – набор новых экономических и маркетинговых подходов, которые способны во многом изменить современный мировой рынок СПГ.

В США, по данным национального регулятора FERC, к апрелю 2016 года полностью одобрены и находятся в стадии строительства шесть проектов общей мощностью 62 млн т. На ранних этапах их реализации началась договорная компания, основная доля контрактов была заключена в 2013 году, когда ценовой дифференциал между американским, европейским и азиатским рынками был самым значительным, что гарантировало компаниям и трейдерам высокую маржу от реализации американского СПГ на этих рынках. Уверенность участников рынка в дешевизне американского сырья по сравнению с другими поставками вкупе с такой же уверенностью в высоких ценах газа для конечных потребителей, в результате позволили американским операторам почти полностью законтрактовать еще не построенные мощности до вхождения рынка в период высоких неопределенностей, когда привлечь покупателей стало гораздо сложнее. По данным IGU [8],

всего заключено контрактов на экспорт СПГ из США на общий объем 112 млн т. в год, при этом в 2015 гг. – лишь на 9 млн т.

Однако на фоне драматического падения цен на углеводороды, к февралю 2016 года, ставшему формальным стартом экспорта СПГ из Нового Света, разница в ценах между основными региональными рынками сократилась до 80-100 долл./тыс. куб. м., чего явно недостаточно для компенсации затрат на сжижение и транспортировку и получения хотя бы минимальных прибылей трейдерами. Возможности ценового арбитража между региональными рынками, на чем была основана идея американского экспорта, практически исчезли.

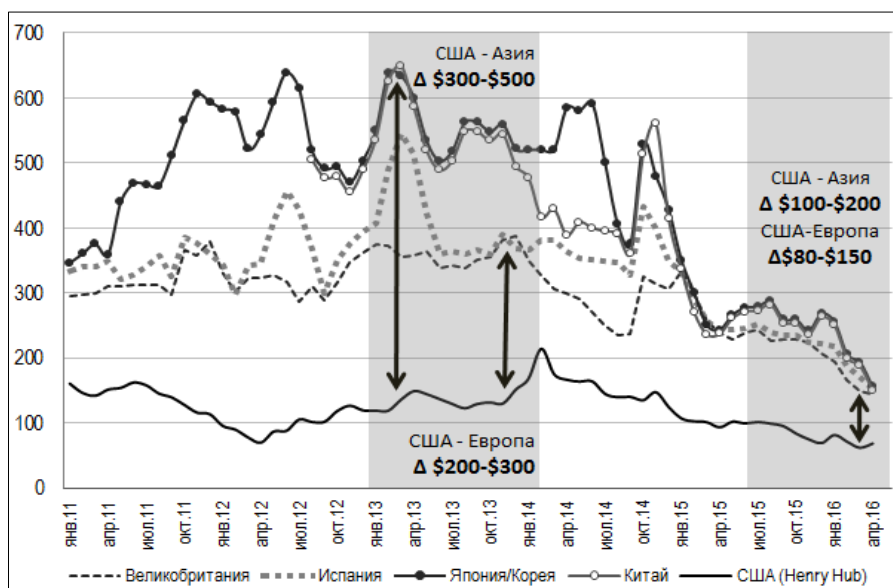


Рисунок 5 – Динамика цен на СПГ в мире, долл./тыс.куб.м.

Источник: Waterborn, EIA

Помимо значительных объемов уже заключенных контрактов на поставку будущих объемов СПГ, еще более интересны их условия, весьма неожиданные для глубоко либерализованного рынка Северной Америки.

Американские операторы реализуют практически весь свой СПГ на основе долгосрочных контрактов сроком на 20 лет, содержащих также обязательное условие «take-or-pay», что в данном случае надо трактовать как «сжижай-или-плати». Тем самым операторы снимают с себя риски, связанные с неполной загрузкой своих производств, обеспечивая себе гарантии получения платежей согласно условиям контракта.

Таким образом, как только американские компании перешли из категории потребителей в категорию поставщиков энергоресурсов, они отказались от давно действующей в США модели средне- и краткосрочных поставок в пользу долгосрочных. Аргументация традиционных поставщиков о том, что реализация крупных капиталоемких газовых проектов требует долговременных гарантий сбыта и возврата инвестиций,

оформленных в «длинных» контрактах с условием «take-or-pay», оказалась безоговорочно принята американцами.

Принципиальным нововведением американских компаний стало применение толлинговой схемы, когда оператор проекта оказывает лишь услуги по сжижению газа, который покупатель самостоятельно приобретает на рынке, получая за это фиксированную плату (liquefaction fee): для проекта Sabine Pass это 2,25-3 долл./MBTU (80-107 долл./тыс. куб. м), а для проекта Corpus Christi – уже 3,5 долл./MBTU (125 долл./тыс. куб. м).

Такой платеж компания-оператор получит вне зависимости от стоимости исходного сырья, фактических объемов производства и главное, вне зависимости от цен конечной реализации – все эти риски в американской модели несут потребители-контрагенты. Покупатели в данном случае становятся активными участниками производственной СПГ-цепочки на более ранних этапах, чем прежде. Толлинговая схема не исключает приобретения оператором газа на рынке с последующей самостоятельной реализацией готовой продукции, но вряд ли это будет реализовано в текущих условиях. При этом американские компании заявляют, что они не настаивают на географической привязке при поставке продукции к конкретному рынку, а также отказываются от прибылей за счет конечной реализации энергоресурса, хотя при текущей ценовой конъюнктуре это означает скорее освобождение от убытков и рисков.

Бесспорно рыночной составляющей американской модели является привязка стоимости СПГ к котировкам ведущей торговой площадки США – Henry Hub, которая может стать новым ценовым маркером глобального характера.

Таким образом, американские компании, используя в качестве основных аргументов объективно низкую капиталоемкость своих проектов по производству СПГ и конъюнктурно низкую стоимость исходного сырья на своем переполненном рынке, крайне успешно провели договорную кампанию, обеспечив свои еще не введенные в строй заводы загрузкой или ее оплатой на два десятилетия вперед, переложив при этом все рыночные риски на международные компании и торговые дома, заключившие с ними долгосрочные контракты на условиях «take-or-pay».

Российский проект Ямал СПГ

В целях данного анализа из всех российских проектов рассматривается лишь уже сооружаемый ОАО «НОВАТЭК» проект Ямал СПГ, мощностью 16,5 млн т. в год, стоимостью 27 млрд долл. и сроками ввода в 2017-2019 гг.

Кроме компании ОАО «НОВАТЭК» с долей в 50,1%, в проекте участвуют Total (20%), CNPC (20%) и Silk Road Fund (9,9%), сделка с которым была окончательно закрыта в

марте 2016 года. Заключены ключевые контракты на сооружение танкеров арктического класса, перевалку и поставку СПГ, законтрактовано более 95% объемов производства по долгосрочным контрактам (рисунок 6). [12]

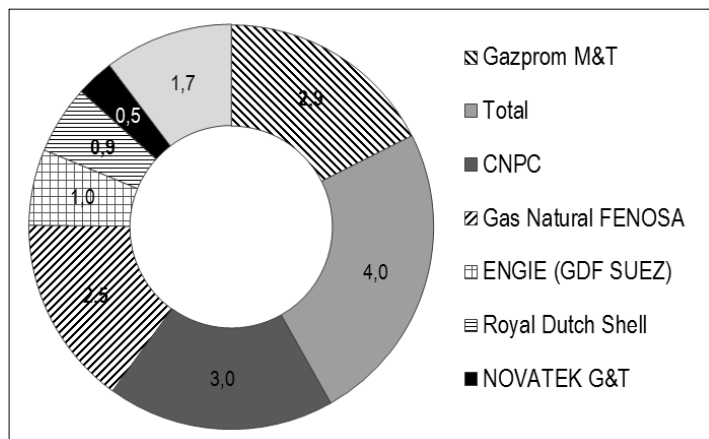


Рисунок 6 – Структура экспортных контрактов Ямал СПГ, млн т. в год

Источник: по данным ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Ямал СПГ»

Ямал СПГ, наряду с объективными сложностями арктической локализации, имеет ряд конкурентных преимуществ: устойчивое наращивание добычи традиционного газа с низкой себестоимостью, близость сырьевой и производственной базы, удачное географическое расположение с доступом к европейскому и азиатскому рынкам, а также государственная поддержка, в том числе налоговые льготы – нулевая ставка НДС, нулевая ставка таможенных пошлин на вывозимый СПГ и ввозимое оборудование, а также специальные ставки налога на прибыль. Помимо этого, компания видит свое преимущество в сравнительно низкой стоимости сжижения газа, в связи с арктическими погодными условиями и низкими температурами, что увеличивает производительность производственных линий на 10%. По заявлениям руководства компании НОВАТЭК, даже при сверхнизких ценах на СПГ на ключевых рынках – 4-5 долл./MBTU (143-179 долл./тыс. куб. м) в Европе и 6-6,5 долл./MBTU (214-232 долл./тыс. куб. м) в Азии – проект будет окупаем, несмотря на более высокую стоимость транспортировки с учетом затрат на перевалку СПГ в зимний период. [13]

Новые австралийские проекты СПГ

Австралийские проекты по производству СПГ традиционно были дорогими, прежде всего в силу особенностей их ресурсной базы – это либо метан угольных пластов, либо добыча газа на шельфе. Тем не менее, Австралия планирует значительно увеличить свои производственные мощности, в стране сооружается шесть новых СПГ-заводов общей мощностью 49 млн т в год, часть из которых уже введена в эксплуатацию.

Значительная доля продукции новых заводов законтрактована азиатскими покупателями в рамках долгосрочных контрактов, часть из которых предусматривает оплату

по гибридной схеме Henry Hub/нефтяная привязка. Оставшиеся свободные объемы операторы надеются реализовать на краткосрочном рынке.

Ценовые риски – ключевой вызов для всех австралийских проектов, причем эти риски присутствуют по всей производственной цепочке. Сложность ресурсной базы обуславливает высокую стоимость исходного сырья для производства СПГ. Так, по оценкам OIES, цена газа для новых австралийских проектов составляет 5,5 долл./MBTU (196 долл./тыс. куб. м). [10] Однако, нам представляется более обоснованной цена, рассчитанная на основе данных национального правительства [1], которая составила для проектов в западной и восточной части Австралии 3,3 долл./MBTU (118 долл./тыс. куб. м) и 3,6 долл./MBTU (128 долл./тыс. куб. м) соответственно, что и будет далее использовано в расчетах.

Сложности в реализации СПГ-проектов в этой стране сталкиваются с высокими затратами на материалы, оборудование, сервисные услуги и зарплату персонала. В результате удельная капиталоемкость для новых производств СПГ в Австралии колеблется в диапазоне 2372-3820 долл./т. Это является самым высоким мировым показателем, что в значительной мере объясняется присутствием апстрим-сегмента при его расчете.

Наконец, ценовые риски в полной мере сказываются и на этапе реализации готовой продукции в АТР, цены на которую сократились почти втрое по сравнению с теми, что были заложены в первоначальные расчеты. Правительство Австралии, анализируя текущие вызовы и возможный уровень экспортных цен, оценивает работу своих СПГ-проектов как убыточную вплоть до конца десятилетия (рисунок 7). Незначительное повышение экспортных цен к 2020 году не делает рентабельными австралийские проекты, которым для получения минимальной прибыли требуется цена реализации не ниже 12 долл./MBTU (430 долл./тыс. куб. м.).

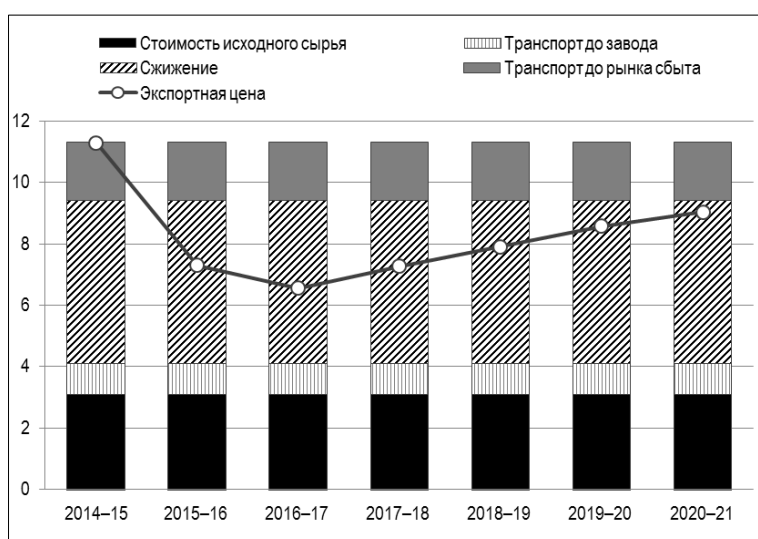


Рисунок 7 – Сравнение экспортной цены СПГ и стоимости производства СПГ для проектов на востоке Австралии, долл./MBTU

Источник: Australian Government, расчеты авторов

Новые австралийские проекты по производству СПГ, с их высокой стоимостью сырья и самыми высокими капитальными затратами, жестко привязанные к высококонкурентному рынку АТР с его почти стагнирующим спросом, оказываются наиболее уязвимы при сохранении текущей ценовой конъюнктуры на среднесрочную перспективу.

Оценка прибыльности/убыточности новых СПГ-проектов при вхождении на ключевые рынки

Приведенные ниже оценки прибыльности/убыточности поставок СПГ с новых проектов на ключевые рынки Европы, Японии/Кореи и Китая, представляет собой укрупненный анализ по методике IGU, где за основу взяты лишь основные статьи затрат, формирующих конечную цену продукции: стоимость исходного сырья, сжижения, транспортировки до рынка сбыта и регазификации с использованием фактических данных за рассматриваемые периоды.

Так, по стоимости исходного сырья для американских проектов использованы котировки Nengyu Hub плюс 15% с учетом потерь; для Ямал СПГ за отправную точку взято заявление главы ОАО «Новатэк» Л.Михельсона о цене газа на Южно-Тамбейском месторождении на уровне 0,6 долл./MBTU [13]; для австралийских проектов взяты расчеты на основе данных национального правительства [1].

Стоимость сжижения и регазификации основаны на данных МЭА и консалтинговой компании Nexant. Информация о транспортных затратах базируется на расчетах МЭА [6] с учетом анализа IGU, подтверждающего, что за последние три года фрахтовые ставки и аренда танкеров в рамках долгосрочных контрактов остались практически неизменными. Для краткосрочных поставок фрахтовые тарифы существенно сократились, но они пока не определяют общую ситуацию на рынке транспортных перевозок.

Для того чтобы оценить последствия драматического падения цен на рынке углеводородов за последние два года для операторов проектов, далее будут приведены расчеты прибыльности/убыточности поставок СПГ с новых проектов не только в рыночной ситуации 2016 года, но и в ценовых условиях, если бы новые экспортные поставки начались в 2014 году. Именно благоприятная ценовая конъюнктура 2011-2014 годов вкупе с высокими оценками по росту спроса на газ послужила толчком к принятию решений о строительстве новых СПГ-производств, а возможность ценового арбитража между основными региональными рынками способствовала масштабному заключению договоров на приобретение продукции еще не построенных заводов.

Американский СПГ в 2014 году при поставках в Европу мог бы принести маржу на уровне 1,5 долл./MBTU, но в 2016 году это оборачивается убытками в 2,9 долл./MBTU (рисунок 8). Наиболее близка к текущим европейским ценам (менее 5 долл./MBTU)

продукция российского Ямал-СПГ, особенно если ограничить поставки передачей товара на борту танкера (FOB), как считает большинство экспертов. СПГ из Австралии не предполагается к поставкам в Европу. Добавим, что регазификация на европейских терминалах дороже, чем на азиатских.

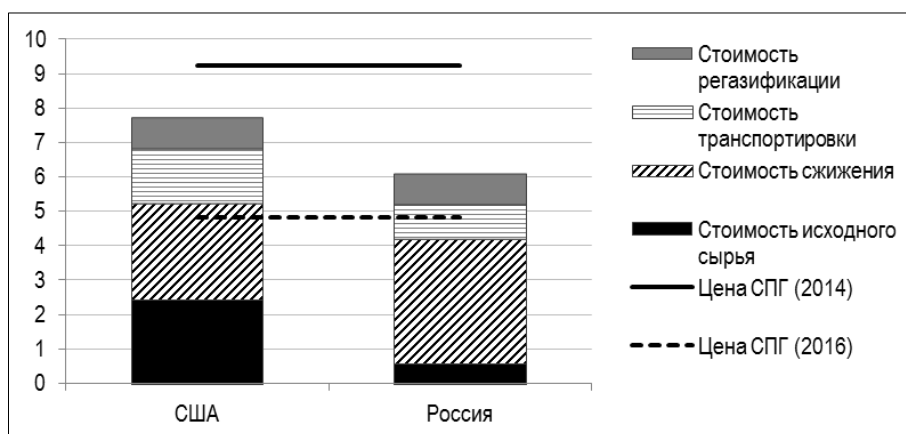


Рисунок 8 – Затраты на поставки СПГ (LRMC) с новых проектов в Северо-Западную Европу в рыночной ситуации 2014 и 2016 годов, долл./MBTU

Источник: IEA, EIA, Nexant, Waterborn, данные операторов, расчеты авторов

Реализация СПГ в Китай оказалась бы прибыльной для всех рассматриваемых проектов в ситуации 2014 года с его уровнем цен в 12 долл./MBTU, однако их сокращение более чем в два раза к 2016 году делает поставки убыточными для всех поставщиков (рисунок 9). Наименьший разрыв в 1,8 долл./MBTU (без учета регазификации) с текущими рыночными ценами наблюдается у российского проекта при транспортировке по восточному маршруту, в то время как для минимальной рентабельности рыночные цены в этой стране должны быть выше 7 долл./MBTU.

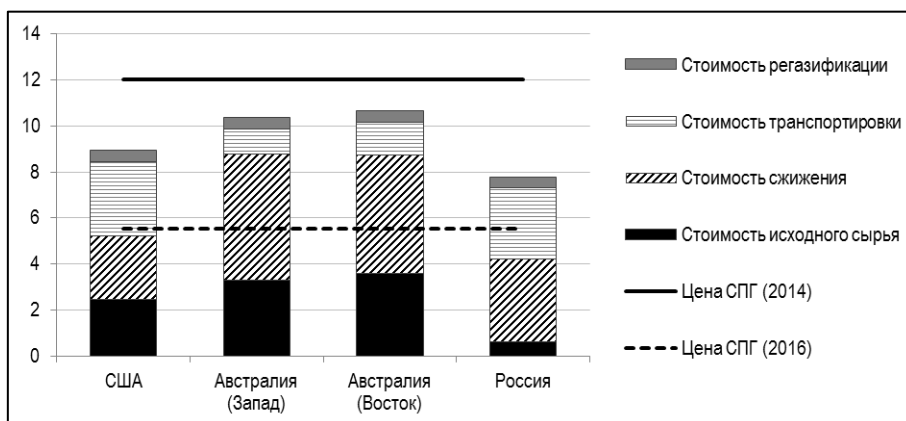


Рисунок 9 – Затраты на поставки СПГ (LRMC) с новых проектов в Китай в рыночной ситуации 2014 и 2016 годов, долл./MBTU

Источник: IEA, EIA, Nexant, Waterborn, данные операторов, расчеты авторов

Наибольший резонанс вызывает перспектива поставки СПГ из Северной Америки на рынок АТР, особенно с учетом значительного объема контрактов, заключенных азиатскими компаниями на волне ажиотажного спроса после Фукусимы. Емкий рынок АТР с его

устойчиво высокими ценами (свыше 14 долл./MBTU) рассматривался как наиболее маржинальный, где поставки с любого из новых проектов принесли бы прибыль в диапазоне 3,5 - 6,8 долл./MBTU даже с учетом стоимости регазификации (рисунок 10). Однако падение цен более чем в два раза в Японии и Корее на фоне постепенного возврата атомной генерации, ослабления спроса, растущей межтопливной конкуренции и развития возобновляемой энергетики, делают поставки «нового» СПГ убыточными – более всего для австралийских проектов (разрыв в 4,3 – 4,4 долл./MBTU, без учета регазификации), менее всего – для российского газа (разрыв 1,1 долл./MBTU). Поставки СПГ из Америки возможны лишь в периоды пикового спроса, когда цены в регионе могут вырасти до 8 - 8,5 долл./MBTU.

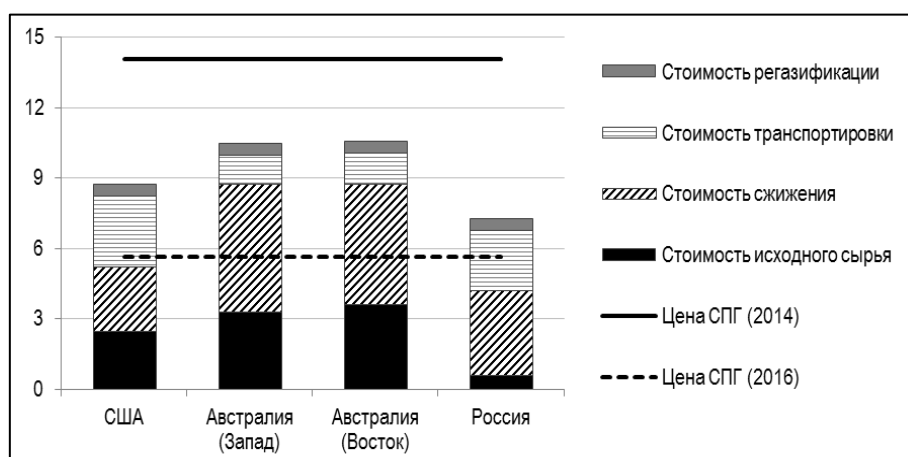


Рисунок 10 – Затраты на поставки СПГ (LRMC) с новых проектов в Японию/Корею в рыночной ситуации 2014 и 2016 годов, долл./MBTU

Источник: IEA, EIA, Nexant, Waterborn, данные операторов, расчеты авторов

Не вдаваясь в тонкости прогнозирования в условиях высокой неопределенности развития ситуации на мировом рынке углеводородов даже на столь короткий период, сделаем следующее разумное допущение. Даже если нефтяные котировки к этому моменту подрастут, подняв за собою цены газа, то резкое увеличение предложения СПГ неминуемо толкнет цены вниз, что позволяет с высокой долей вероятности предположить сохранение текущей ценовой конъюнктуры до конца десятилетия. Низкий уровень цен будет также поддерживать краткосрочный рынок, куда хлынут все свободные объемы СПГ, что неизбежно приведет к формированию низких спотовых цен в условиях высокой конкуренции.

Пессимистичные оценки для новых СПГ-проектов породили весьма своеобразную аргументацию, призванную поддержать оптимизм у покупателей американского СПГ. С этой целью предлагается считать цены безубыточности не с учетом предельных издержек длительного периода (Long Run Marginal Costs, LRMC), а лишь с учетом издержек короткого периода (Short Run Marginal Costs, SRMC). Такие прецеденты были в истории газового бизнеса, что на практике для компании означает крайне низкую или нулевую прибыль,

достаточную лишь для выплаты процентов по кредитам и покрытия операционных затрат, и соответственно очень продолжительный срок окупаемости проекта, во имя завоевания доли на рынке и вытеснения конкурентов. Такой подход может на какое-то время спасти компанию от закрытия производства и последующего банкротства, но вряд может стать постоянной практикой ведения бизнеса и устроит инвесторов.

Именно этот аргумент выходит сейчас на первый план при обсуждении перспектив поставок СПГ из Америки. В качестве одного из многочисленных примеров приведем подобные выкладки из работы авторитетного The Oxford Institute for energy studies (рисунок 11) [4]. Однако даже краткосрочные издержки рассчитываются не снижением затрат по всей производственной цепочке, а исключением одной, но весьма существенной составляющей – стоимости сжижения, что сокращает цены практически вдвое. Такой подход означает, что компании-покупатели американского СПГ будут платить операторам за сжижение согласно условиям контракта, списывая эти платежи как невозвратные затраты (sunk costs), что немедленно отразится на их финансовых результатах.

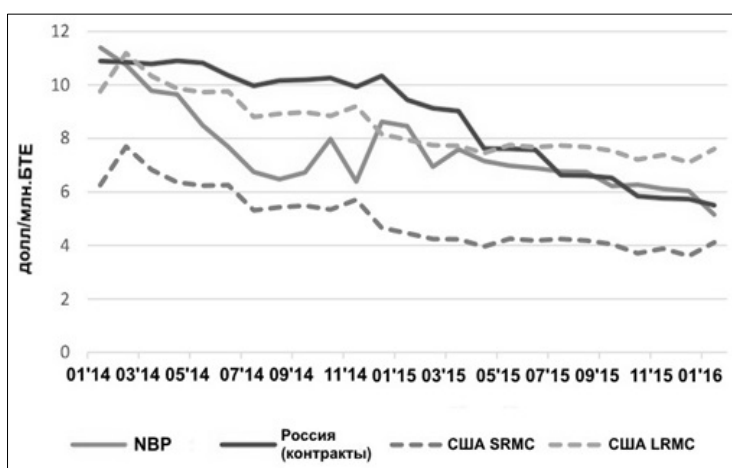


Рисунок 11 – Расчет стоимости американского СПГ при поставках на рынок Европы с учетом долгосрочных и краткосрочных издержек

Источник: OIES

Мы наблюдаем резкую смену трендов на мировом рынке СПГ, которая произошла за очень короткое время и уже после начала строительства новых заводов, превратив высокомаржинальный сегмент в практически убыточный. В самое короткое время новые СПГ-производства, начатые в крайне благоприятной экономической ситуации, должны адаптироваться к новым жестким условиям рынка, которые останутся таковыми как минимум до конца десятилетия. Такая адаптация безусловно потребует от всех субъектов со стороны предложения, включая и компании-трейдеры, максимальной оптимизации и снижения издержек. Помимо этого уже сейчас намечаются контуры нестандартных решений, призванных повысить жизнеспособность новых проектов. Так, некоторые компании начали

формировать дополнительные рынки сбыта для своей продукции, входя в крупные энергетические проекты или начав строительство новых.

С увеличением производственных мощностей в полтора раза всего за четыре предстоящих года, мировой рынок СПГ вступит в период жесточайшей конкуренции. Значительные объемы свободного газа хлынут на краткосрочный рынок, развивая его инструменты и механизмы, но не оставляя продавцам иного выхода, кроме демпинга. При этом о уже заявленных заводах, но не вошедших в стадию строительства, можно забыть, поскольку ни один финансовый институт не станет кредитовать столь низкорентабельные проекты. Загрузка всех действующих предприятий будет сокращаться, что еще более снизит доходность всего сектора. В такой ситуации стоит ожидать и закрытия отдельных производств, и их перепродажу.

Перенасыщенный рынок СПГ на среднесрочную перспективу превращается в рынок покупателей, большая часть из которых окажется в безусловном выигрыше, за исключением тех, кто связал себя долгосрочными соглашениями и будет вынужден полностью разделить все предстоящие риски наряду с операторами СПГ-проектов, международными компаниями и трейдерами. По сути, участникам рынка предстоит реализовать некий экономический казус, причем в глобальном масштабе – заставить потребителей покупать газ, чья стоимость выше рынка, в условиях слабого спроса, растущей межтопливной конкуренции и достаточных альтернативных предложений.

Список источников:

1. Australian Government, Department of Industry, Innovation and Science – Resources and Energy Commodity Data – март 2016
2. Cheniere Energy Inc. - Corporate presentation, January 2016
3. Federal Energy Regulatory Commission - North American LNG Import/Export Terminals Approved, April 2016
4. Henderson J. Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe? // The Oxford Institute for Energy Studies // Oxford Energy Comment, January 2016
5. Howard Rogers. The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets // The Oxford Institute for Energy Studies // OIES PAPER: NG 99, July 2015
6. International Energy Agency - The Asian Quest for LNG in a Globalising Market // OECD/IEA, 2014
7. International Energy Agency - World Energy Outlook // OECD/IEA, 2015
8. International Gas Union - World LNG Report // IGU, 2016 Edition
9. International Group of Liquefied Natural Gas Importers - The LNG Industry in 2015 // GIIGNL, 2016 Edition

10. Ledesma D., Henderson J., Palmer N. The Future of Australian LNG Exports // The Oxford Institute for Energy Studies // OIES PAPER: NG 90, September 2014
11. Nexant Inc. – World Gas Model // February 2016
12. Михельсон Л.: проект Ямал-СПГ готов к низким ценам на сжиженный природный газ // Neftegaz.ru // URL: <http://neftegaz.ru/news/view/145451-L.-Mihel'son:-proekt-Yamal-SPG-gotov-k-nizkim-tsenam-na-szhizhennyj-prirodnyj-gaz>

Сведения об авторах:

Мельникова Светлана – научный сотрудник ИНЭИ РАН, научный сотрудник Института энергетики НИУ ВШЭ, s.melnikova@inbox.ru

Трошина Наталья – магистрант базовой кафедры «Системных исследований энергетических рынков» ИНЭИ РАН, troshina.natalia1992@gmail.com