
ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫХ ВАРИАНТОВ ПОСТАВОК СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

*Г.В. Зубарев, И.В. Демкин,
И.М. Никонов, В.С. Сафонов,
А.О. Габриелов*

Развитие спотового рынка торговли сжиженным природным газом (СПГ) открывает для производителей дополнительные возможности получения прибыли за счет гибкого выбора направлений и объемов поставок. В данной работе предложены оригинальные подходы к решению ряда стратегических проблем управления СПГ-проектами, а именно: оптимальный выбор направлений и объемов поставок СПГ с точки зрения баланса между доходностью и риском инвестиций; обоснование выбора эффективного механизма реализации СПГ на основе оптимизации программ долгосрочных контрактных поставок и арбитражных операций.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, спотовая торговля, чистый дисконтированный доход, имитационное моделирование, арбитражные операции.

ВВЕДЕНИЕ

Выраженная тенденция развития мирового рынка газа, в том числе рынка СПГ, состоит в его либерализации (Демкин, Никонов и др., 2009). Данная тенденция проявляется в

© Зубарев Г.В., Демкин И.В., Никонов И.М., Сафонов В.С., Габриелов А.О., 2011 г.

сокращении объемов и сроков долгосрочных контрактов на поставку продукции и увеличении доли газа, поставляемого на спотовые рынки. По прогнозу Международного энергетического агентства (IEA) по мере расширения экспортных мощностей СПГ будет также значительно увеличиваться доля краткосрочных контрактов и спотовых сделок. Если в начале 2000 г. она составляла в среднем 10%, то к концу 2010 г. ожидается уже на уровне 20%, а в 2020 г. прогнозируется рост этой доли до 30% (Natural Gas Market Review, 2008). Наличие свободного от жестких контрактных обязательств объемов СПГ и возможность направлять его для продажи на рынок с наиболее выгодной ценой позволяют увеличить доходы производителя. Переориентация поставок СПГ с одних рынков на другие играет возрастающую роль в торговле на рынке СПГ. Если в 2006 г. около 6% всего производства СПГ Атлантического бассейна было переориентировано на азиатско-тихоокеанский рынок, то в 2007 г. этот показатель существенно увеличился, составив 15,6% (Argus Global LNG, 2008; BP, 2008). Изменение направлений потоков происходило и внутри атлантического рынка. Как будет показано ниже, такое перераспределение потоков позволит создавать владельцам нефтегазового бизнеса существенную дополнительную стоимость.

Цены на природный газ по долгосрочным контрактам в основном привязаны к ценам на нефть и нефтепродукты (Конопляник, 2009), которые определяются на основе биржевых котировок. Спотовый рынок в Северной Америке (Henry Hub, штат Луизиана) функционирует с 1990 г., а спотовый рынок в Великобритании (NBP) действует с 1996 г. В Японии растущее значение приобретают поставки СПГ по краткосрочным контрактам, которые играют роль своеобразного спотового рынка. Спотовые цены на природный газ (как и цены на нефть) определяются биржевыми котировками, однако их волатильность существенно выше волатильности цен на нефть и нефтепродукты. Например, месячная волатильность нефти марки WTI составила 9,3% (по данным за 2001–2008 гг.), а соответ-

ствующая волатильность природного газа на Henry Hub – 14,7%. При этом уровни цен на природный газ на рынках существенно различаются в отдельные периоды, что открывает производителям возможности для межрыночного арбитража.

Традиционный формат реализации проектов СПГ предполагает вертикальную интеграцию звеньев СПГ-цепочки и продажу производимых объемов СПГ по долгосрочным контрактам, на которые в настоящее время приходится около 80% всех поставок (Global LNG, 2008). В таких долгосрочных контрактах, основанных на обязательствах «бери или плати», риски, связанные с объемами СПГ, ложатся на покупателя, а риски колебаний цен на энергоносители – на продавца. В традиционном контракте отсутствует гибкость в отношении объемов и пунктов назначения. Поэтому в рассматриваемом случае менеджерам достаточно сложно компенсировать потери при сбое в каком-либо звене цепи. Поэтому для обеспечения надежности в системе поставок необходимо закладывать несколько избыточные параметры. Возможные коммерческие сбои, происходящие в ходе реализации проектов, вполне могут привести к простоям заводов по сжижению или танкеров ввиду трудности переориентации таких мощностей на обслуживание других проектов. Кроме того, при заключении традиционных контрактов поставщики СПГ не имеют возможности извлекать дополнительную прибыль за счет использования арбитража.

С увеличением объемов и расширением географии торговли СПГ на смену жесткому формату реализации пришел более гибкий. Его развитие и привело к бурному росту краткосрочных операций (своповые контракты и спотовая торговля незаконтрактованными объемами СПГ) и развитию механизма самоконтрактования.

Широко применяемая в последнее время практика самоконтрактования, т.е. заключения договоров с собственными торговыми аффилированными компаниями, означает интеграцию производителей в сферу распределения с целью реализации продукции наприя-

мую более мелким оптовикам или конечным потребителям. Конечные рынки назначения в последнем случае определяются не условиями контракта, а оптимальной чистой экспортной выручкой (ценой net-back¹). Развитие самоконтрактования привело к появлению больших объемов СПГ, свободных от контрактных обязательств, которыми нефтегазовые компании распоряжаются по своему усмотрению с целью получения наибольшей прибыли исходя из разницы цен на региональных рынках.

Однако в сложившейся ситуации в управлении СПГ-проектами возникает *проблема выбора экономически обоснованных вариантов поставок СПГ, а именно: целесообразно ли в условиях кризисных явлений в мировой экономике использовать традиционные контрактные модели или рациональнее использовать гибкие модели, основанные на механизмах самоконтрактования и переориентации поставок СПГ? Какие факторы определяют выбор конкретной модели реализации СПГ в рамках соответствующих проектов?* Для ответа на эти вопросы авторы проанализировали рынки СПГ, в том числе новые механизмы реализации газа, разработали экономико-математические модели оптимизации направлений и объемов поставок в условиях ценовой неопределенности, провели исследования на базе реального СПГ-проекта, по результатам которого сформулировали рекомендации, направленные на совершенствование управления СПГ-проектами.

1. АНАЛИЗ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ОБОСНОВАНИЮ ВАРИАНТОВ ПОСТАВОК СПГ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

Арбитраж на спотовых рынках СПГ уже нашел отражение и теоретическое обоснование в научной литературе. Так, М. Хайес

¹ Цены СПГ в порту отгрузки.

(Hayes, 2008) создал модели спотовых цен на крупнейших рынках СПГ в США и Европе – Henry Hub и NBP – при помощи случайного процесса возвращения к среднему (процесса Орнштейна–Уленбека). С помощью построенных им моделей теперь можно провести количественную оценку выгоды, получаемой компанией за счет арбитражных операций. Решаемая М. Хайесом задача касалась обоснования целесообразности купли-продажи СПГ с целью извлечения максимальной прибыли за счет осуществления арбитражных операций. Однако предлагаемая им модель пригодна для краткосрочных спекулятивных операций на спотовом рынке и может использоваться лишь в отношении оценки стоимости реального опциона на переключение (изменение направлений поставок СПГ) в краткосрочном периоде. Полученные им результаты не позволяют обосновывать стратегические решения, касающиеся определения долей СПГ, поставляемых на контрактный и спотовый рынки на основе механизма самоконтрактования, с позиции производителя СПГ. Кроме того, гипотеза о справедливости применения модели возвращения цен к среднему уровню вызывает у авторов ряд сомнений, в том числе ввиду стационарного характера динамики цен в используемой Хайесом модели.

Х. Суенага (Suenaga, 2007) предложил модель хеджирования арбитражной торговли СПГ в Тихоокеанском и Атлантическом бассейнах. Предложенная им модель хеджирования на основе фьючерсов на сырую нефть позволяет увеличить выигрыш от ценового арбитража при одновременном ограничении риска. Однако он не приводит экономически рациональных вариантов поставок СПГ.

Иной взгляд на проблему изложен в работе (Guelen, Ikonnikova et al., 2009), где торговля СПГ на контрактном и спотовом рынках рассматривается как двусторонняя игра с участием продавцов и покупателей СПГ. Контрактные и спотовые цены на СПГ определяются в результате достижения равновесия между интересами участников. Равновесие достигается в два этапа: на первом определя-

ется стоимость СПГ в контрактных поставках, на втором – стоимость СПГ, поставляемого на спотовый рынок на основе механизма самоконтрактования.

В отличие от авторов упомянутых выше работ мы предлагаем рассматривать проблему обоснования вариантов поставок СПГ не с точки зрения рыночного спекулянта или с позиции достижения общерыночного равновесия, а с точки зрения производителя и поставщика СПГ. Количественный эффект от арбитражных операций при этом становится лишь одним из дополнительных результатов. *Центральным же вопросом является решение оптимизационной задачи обоснования экономически эффективных вариантов поставок СПГ в условиях неопределенности.*

Задача выбора экономически обоснованных вариантов поставок СПГ схематично показана на рис. 1. Для каждого СПГ-проекта необходимо обосновать:

1) объемы СПГ, которые целесообразно поставлять в рамках долго- и среднесрочных контрактов с потребителями по каждому рынку;

2) объемы СПГ, которые целесообразно поставлять на спотовые рынки, используя механизм самоконтрактования;

3) целесообразность использования контрактного арбитража, который будет описан ниже, в управлении нефтегазовыми проектами.

Основными учитываемыми ограничениями в решении данной задачи являются:

- условия распределения прибыли от арбитражных операций между поставщиком и потребителем СПГ;
- ограничение на допустимый уровень инвестиционного риска.

2. КЛАССИФИКАЦИЯ АРБИТРАЖНЫХ ОПЕРАЦИЙ С СПГ

Широкое использование арбитражных операций с целью повышения эффективно-

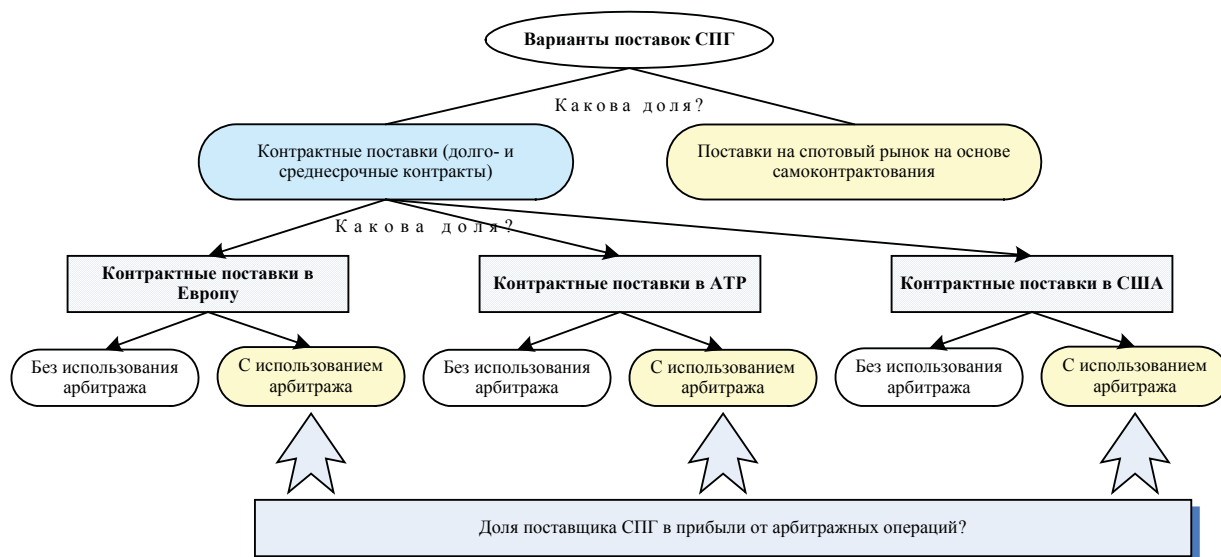


Рис. 1. Схема выбора вариантов реализации СПГ

сти проектов производства, транспортировки и поставок СПГ началось в самом конце 1990-х гг., в противовес сложившейся на тот момент и стабильно работающей на протяжении десятков лет системе поставок по долгосрочным контрактам. Начало массовых поставок по арбитражной схеме связывают в первую очередь с введением в строй заводов по производству СПГ в Тринидаде и Тобаго и Нигерии, продукция которых поставляется и в США, и на европейский рынок (Испания, Бельгия) (Jensen, 2003). С этого момента масштабы арбитражной торговли непрерывно росли, чему способствовали либерализация рынков отдельных стран и развитие спотовой торговли природным газом.

Анализу арбитражных операций на рынке СПГ посвящен ряд работ, однако единое определение и классификация таких операций отсутствуют. Некоторые авторы считают арбитражем только те операции, которые связаны с переориентацией законтрактованных объемов СПГ. Так, в (Zhuravleva, 2009) дается следующее определение: «Арбитраж СПГ может быть описан как перенаправление физического груза (танкера) с одного рынка

на другой, связанное с разницей цен на этих рынках. Перенаправление груза может считаться контрактным арбитражем, если изначально он должен был быть поставлен по контракту на конкретный рынок и конкретному покупателю».

В данной работе арбитраж трактуется авторами более широко и, помимо контрактного арбитража (определение которого приведено выше), под арбитражными операциями будет также пониматься торговля свободными (незаконтрактованными) объемами СПГ на спотовом рынке на основе механизма самоконтрактования с оптимизацией направлений и объемов поставок в зависимости от ценовой конъюнктуры на рынках (спотовый арбитраж).

Общая классификация арбитражных операций с СПГ приведена на рис. 2. Основными видами арбитража на рынке СПГ являются контрактный и спотовый.

Для осуществления спотового арбитража на основе оптимизации направлений и объемов поставок на спотовые рынки нефтегазовой компании необходимо иметь незаконтрактованные объемы производимого СПГ

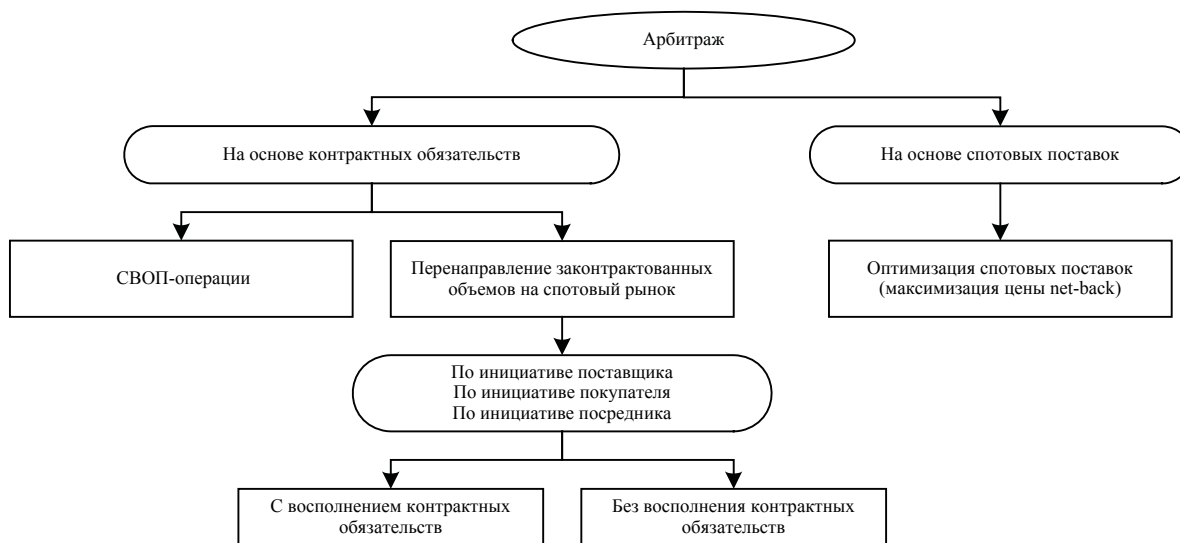


Рис. 2. Классификация арбитражных операций с СПГ

или возможность покупать СПГ у сторонних производителей с целью дальнейшей перепродажи (модель «сбытовика» (Габриелов, 2011)). На данный момент еще не сложился как таковой «мировой» рынок газа, что определяет существенные различия между ценами газа на спотовых рынках различных регионов в отдельные моменты времени. Такая ценовая дифференциация неизбежна, ввиду различия структуры потребления энергоресурсов в разных регионах, различных климатических условий, определяющих внутригодовую динамику энергопотребления, а также из-за локальных краткосрочных факторов, влияющих только на отдельные регионы как с точки зрения спроса (например, землетрясение в Японии в начале 2011 г., которое привело к закрытию ряда атомных электростанций и необходимости ввоза дополнительных объемов СПГ), так и со стороны предложения (например, ураганы в Мексиканском заливе, угрожающие стабильности работы газо- и нефтедобывающего комплекса и трубопроводной системы региона). К тому же стоит учитывать не только текущие различия в структуре топливно-энергетических балансов регионов, но и их динамику. Так,

существенную роль в повышении европейских цен на газ сыграл переход Великобритании из категории нетто-экспортеров газа в категорию нетто-импортеров, связанный с падением добычи на местных месторождениях. Однако сильное понижающее давление на цену газа в североамериканском регионе оказывает развитие добычи сланцевого газа, хотя оценки перспектив данного направления считаются во многом завышенными и спекулятивными. Все перечисленные факторы обуславливают ценовые различия между основными регионами-потребителями, которые с большой вероятностью сохранятся в будущем ввиду непрерывного влияния и меняющегося характера перечисленных факторов. Даже на более зрелом рынке нефти, развитие которого на несколько десятилетий опережает рынок газа, возникают существенные различия в ценах между различными сортами нефти. Так, спред между фьючерсными ценами на нефть марки Brent и WTI весной 2011 г. достиг порядка 20% (Сейранян, 2011) и продолжает удерживаться на этом уровне.

Ввиду высокой волатильности спотовых рынков СПГ и средней величины меж-

рыночной корреляции², которая объясняется различиями в структуре энергопотребления на различных рынках, за счет арбитража возникает возможность извлечения существенной дополнительной прибыли.

Однако компании, у которых нет (или временно нет) свободных объемов СПГ (целый ряд нефтегазовых компаний всю производимую продукции поставляет лишь на основе контрактных обязательств), также могут извлекать дополнительную прибыль за счет контрактного арбитража. Контрактный арбитраж может осуществляться следующими способами:

- своповые сделки по обмену законтрактованными объемами с компанией-партнером;
- переориентация законтрактованных объемов СПГ на спотовый рынок.

Получение дополнительной прибыли за счет своповых сделок происходит в первую очередь благодаря сокращению издержек на транспортировку (Delmon, 2005; Vausch, Schwenker, 2009). Пунктом поставки СПГ по контрактам не всегда является ближайший к месту производства регион, что обуславливает повышение удельных транспортных затрат на единицу перевозимого объема СПГ (например, из Ливии СПГ поставляется в США, а из Тринидада и Тобаго – в Европу). При определенных условиях (соотношение между контрактными ценами в обоих регионах и затратами на транспортировку) поставщикам становится выгодно обмениваться физическими потоками СПГ и покрывать свои контрактные обязательства за счет поставок партнера. Однако такой вид арбитража не очень распространен ввиду организационной сложности и редкой возможности эксплуатировать выгодные условия таких сделок. В этой связи своповые сделки были исключены из дальнейшего рассмотрения.

² Корреляция между среднегодовыми ценами на рынках Henry Hub и NBP за период с 1997 по 2008 г. составила приблизительно 0,7.

Более распространенным видом контрактного арбитража является продажа СПГ, предназначенного первоначально для поставки по контракту, на спотовом рынке. При этом переориентация груза может быть организована по желанию поставщика, покупателя или по предложению третьей стороны.

В первом случае продавец предлагает покупателю переориентировать груз СПГ на рынок с более высокой ценой, а раздел полученной от такой операции прибыли согласуется отдельно. При этом стоит заметить, что покупатель может отказать в совершении подобной арбитражной операции, даже несмотря на ее экономическую целесообразность. Такой отказ может быть мотивирован, например, острой необходимостью покупателя получить груз СПГ именно в согласованном объеме и в согласованные сроки и невозможностью получать природный газ на таких же условиях из альтернативных источников. В противном случае по желанию покупателя продавец организует замещение переориентированной поставки СПГ из других ресурсов: с локального рынка газа, со спотового рынка СПГ, а также поставкой собственного СПГ и пр.

Во втором случае арбитражная операция совершается по инициативе покупателя в случае, если он может заместить переориентированные объемы из других источников³ (поставщик в таком случае не обязан организовывать дополнительную поставку). Прибыль от такой операции, как правило, делится между контрагентами. Однако возможность ее реализации зависит от условий контракта, по которому осуществляются поставки. Если место поставки четко прописано в договоре, поставщик может отказаться везти груз в другой пункт отгрузки. Это может быть вызвано, например, большим расстоянием между начальным и планируемым местом поставки и

³ Иногда переориентация покупателем груза СПГ на другой рынок может быть вызвана не экономической целесообразностью, а переоценкой спроса, сезонными колебаниями, непредвиденными простоями и пр. Тогда замещение не требуется.

соответственно увеличением времени рейса СПГ-танкера, что может противоречить интересам и планам поставщика.

Наконец, предложение переориентировать груз СПГ на другой рынок может поступить от посредника (чаще всего компании-трейдера). В данном случае посредник покупает груз СПГ у первоначального покупателя (реже у поставщика) или получает права переориентировать груз при появлении возможности продать его на другом рынке (другому покупателю) по более высокой цене. Распределение прибыли от такой операции, а также обязанностей замещения переориентированных объемов СПГ зависит от конкретной ситуации и меняется от сделки к сделке.

3. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ МОДЕЛЬНЫЕ ПРЕДПОЛОЖЕНИЯ

Критерием выбора вариантов поставки СПГ, на наш взгляд, должен являться критерий достижения оптимального соотношения между доходностью (ожидаемым экономическим эффектом) и риском инвестиций. В качестве показателя ожидаемого экономического эффекта целесообразно рассматривать показатель чистого дисконтированного дохода (NPV) от реализации проекта. В качестве количественной меры риска был использован показатель NPV at risk (Caron, Fumagalli et al., 2007), представляющий собой нижнюю границу доверительного интервала для вероятностного распределения NPV. В целях исследования значение предельно допустимого уровня риска было принято равным нулевому значению NPV at risk для 95%-й доверительной вероятности⁴. Другими словами, будем считать риск приемлемым в том случае, когда вероятность получения отрицательного зна-

⁴ Величина приемлемого уровня риска может быть другой и зависит от отношения инвесторов к риску.

чения NPV не превышает 5%. Использование данных критериев позволит максимизировать величину ожидаемого экономического эффекта от инвестиций в проект производства, транспортировки и поставок СПГ при одновременном удержании уровня инвестиционного риска в допустимых границах.

Предлагаемые ниже теоретические построения предназначены прежде всего для производственных компаний, применяющих в бизнесе модель интегрированного агрегатора (Габриелов, 2011). Таким компаниям в процессе управления необходимо принимать важнейшие инвестиционные решения, касающиеся определения доли производимого СПГ, предназначенной для поставок в соответствии со средне- и долгосрочными контрактными соглашениями.

В данной работе принимаются также следующие предположения.

1. Нефтегазовая компания реализует собственные проекты производства и поставок СПГ. При этом предполагается возможная поставка произведенных объемов СПГ как потребителям на контрактной основе, так и на определенные спотовые рынки на основе механизма самоконтрактования. В последнем случае имеется возможность изменить направления поставок СПГ.

2. Для замещения контрактных обязательств более дешевыми спотовыми поставками СПГ у компании имеются достаточные возможности приобретать в те или иные моменты времени необходимые объемы СПГ у других производителей в рамках краткосрочных контрактов или на спотовом рынке. При этом ранее законтрактованные объемы СПГ могут быть реализованы на других спотовых рынках, а полученная прибыль поделена между поставщиком и покупателем законтрактованного СПГ в рамках заключаемого соглашения⁵.

⁵ Заметим, что в данном случае нефтегазовой компании могут потребоваться дополнительные ресурсы (финансовые, материальные) для выполнения арбитражных операций.

3. Моменты отгрузки СПГ потребителю совпадают с моментами поступления денег за отгруженную продукцию.

4. Контрактные цены на СПГ зависят от цен на нефть и нефтепродукты, которые отклоняются от линии тренда согласно закону геометрического броуновского движения.

5. Спотовая цена на СПГ отклоняется от линии тренда в каждый момент времени также согласно закону геометрического броуновского движения.

6. В качестве параметра волатильности в моделях принимаются исторические месячные волатильности спотовых цен на соответствующие энергоносители на основных спотовых рынках.

7. Долгосрочные прогнозы развития цен на энергоносители определяются сценариями, разработанными специализированными аналитическими агентствами (EIA, Rase). Эти сценарии определяют линию тренда в используемых моделях.

8. Среди большой гаммы рисков проектов производства и поставок СПГ в моделях учитывается наиболее значимый риск – риск изменения цен на СПГ.

4. ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВАРИАНТОВ ПОСТАВОК СПГ

4.1. Модель спотового арбитража

Рассмотрим динамическую модель распределения поставок СПГ. Пусть имеется n рынков СПГ. В общем случае на каждом таком рынке СПГ может продаваться по контракту или свободно по спотовым ценам. Поэтому в любой момент времени t на рынке i в общем случае имеются две цены:

$p_i(t)$ – контрактная цена на СПГ, привязанная к ценам на энергоносители;

$q_i(t)$ – цена СПГ на спотовом рынке.

Контрактная цена определяется исходя из цен на альтернативные энергоносители (сырая нефть, газойль, мазут и др.). Так, контрактная цена на газ в Европе $p_{евр}(t)$ и цена на рынке АТР $p_{АТР}(t)$ вычисляются по следующим формулам (Конопляник, 2009):

$$p_{евр}(t) = a^{gasoil} \overline{gasoil}(t) + a^{res} \overline{residual}(t) + b_{евр}; \quad (1a)$$

$$p_{АТР}(t) = a^{oil} \overline{oil}(t) + b_{АТР}, \quad (16)$$

где a^{oil} , a^{gasoil} , a^{res} – ценовые коэффициенты контрактной формулы, определяемые на основе энергетической заменимости нефтепродукта природным газом; $b_{евр}$, $b_{АТР}$ – поправочные коэффициенты в контрактных формулах; $\overline{oil}(t)$, $\overline{gasoil}(t)$, $\overline{residual}(t)$ – усредненные значения (как правило, за последние девять месяцев) цены на сырую нефть, газойль и мазут соответственно.

В последнее время в Европе наблюдается тенденция превышения контрактных цен на газ над соответствующими спотовыми ценами (ценами рынков конкурентной торговли газом, такими как NBP, TTF и др.). В этой связи для ряда европейских потребителей изменена формула ценообразования (в формулы цены добавлена спотовая составляющая). Однако эти изменения не являются принципиальными и в целях простоты в модели не учитываются.

Примем гипотезу о том, что спотовая цена отклоняется от линии тренда в каждый момент времени согласно закону геометрического броуновского движения (Dixit, Pindyck, 1994):

$$q_i(t) = \bar{q}_i(t) \cdot Z_i(t),$$

где $\bar{q}_i(t)$ – ожидаемое значение спотовой цены на рынке i в момент времени t (значение тренда); $Z_i(t) = e^{-\lambda_i^2 t/2} \cdot e^{\lambda_i X_i(t)}$ – нормированный процесс геометрического броуновского движения с волатильностью λ_i ; $X_i(t)$ – стандартный процесс броуновского движения.

Предположим, что производитель в году t выпускает $V(t)$ тонн СПГ, а его затраты на производство соответственно равны

$C(t)$. Фиксированную часть α_i , $0 < \alpha_i < 1$ произведенного СПГ производитель должен направить по контракту на рынок i . Тогда общая доля контрактных поставок составляет

$$\alpha = \sum_{i=1}^n \alpha_i.$$

Оставшуюся часть СПГ производитель продает на спотовом рынке.

Введем следующие обозначения: $\beta_i(t)$ – доля газа, которую производитель продает на спотовом рынке i в году t ; $d_i(t)$ – удельные транспортные расходы на доставку СПГ на рынок i в году t .

Тогда выражение для валовой прибыли производителя в году t можно записать следующим образом:

$$CF(t) = \sum_{i=1}^n (\tilde{p}_i(t) \cdot \alpha_i \cdot V(t)) + \sum_{i=1}^n (\tilde{q}_i(t) \cdot \beta_i(t) \cdot V(t)) - C(t), \quad (2)$$

где через $\tilde{p}_i(t) = p_i(t) - d_i(t)$ и $\tilde{q}_i(t) = q_i(t) - d_i(t)$ обозначены цены СПГ net-back контрактного и спотового рынка соответственно.

В целях простоты введем предположение о том, что производитель располагает необходимыми резервными мощностями и может перераспределять продажи на спотовом рынке, меняя доли β_i таким образом, чтобы получать в каждый момент времени максимальную прибыль. Это приводит нас к следующей оптимизационной задаче с целевой функцией $CF(t) \rightarrow \max$ и параметрами β_i , $i = 1, \dots, n$, а также следующими ограничениями:

$$\sum_{i=1}^n \beta_i = 1 - \alpha, \quad \beta_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, n.$$

Поставленная задача имеет следующее решение:

$$\beta_i = \begin{cases} 1 - \alpha, & i = k(t), \\ 0, & i \neq k(t), \end{cases}$$

где индекс $k(t)$ определяется из условия

$$\tilde{q}_{k(t)}(t) = \max_{i=1, \dots, n} \tilde{q}_i(t).$$

Иными словами, при оптимальном решении производитель должен продавать весь незаконтрактованный газ на спотовом рынке, который дает максимальную цену net-back. Таким образом, мы можем записать выражение для денежного потока на шаге t в следующем виде⁶:

$$CF(t) = \sum_{i=1}^n (\tilde{p}_i(t) \cdot \alpha_i \cdot V(t)) + (1 - \alpha) \cdot \tilde{q}_{k(t)}(t) \cdot V(t) - C(t). \quad (3)$$

Заметим, что текущая стоимость инвестиций (сумма дисконтированных денежных потоков) может быть записана в следующем виде:

$$PV = \sum_{t=1}^T \frac{CF(t)}{(1+j)^t}, \quad (4)$$

где j – норма дисконтирования.

Представляется важным ответить на следующий вопрос: «каким образом доли поставок α_i на отдельные контрактные рынки и доля контрактных поставок в целом α влияют на значение чистой текущей стоимости (NPV) инвестиционных проектов нефтегазовой компании и на величину рисков? Имеется определенная сложность получения аналитической зависимости показателей риска чистой текущей стоимости проектов от параметров α_i . В этой связи для решения поставленной задачи целесообразно использовать метод имитационного моделирования.

4.2. Модель контрактного арбитража

Выше мы предполагали, что в арбитражной торговле участвуют только незакон-

⁶ В целях простоты капитальные затраты можно исключить из выражения денежного потока, поскольку они не повлияют на выбираемое оптимальное решение.

трактованные объемы СПГ. В ситуации, когда контрактами охвачена значительная часть производимого СПГ, существенно сокращаются потенциальные возможности арбитража. Опция контрактного арбитража может быть включена в условия контракта, имеется также возможность зафиксировать правила распределения прибыли от арбитражных операций между продавцом и покупателем. Арбитражная торговля законтрактованным СПГ порождает проблему замещения проданного на спотовом рынке газа в объемах, требуемых для выполнения условий контракта.

Предположим, что производитель СПГ заключил контракт, предусматривающий его поставку по контрактным ценам в объеме V на рынок i . Если в момент времени t наилучшая спотовая цена net-back $\tilde{q}_{k(t)}(t)$ достаточно велика, производителю выгоднее продать газ на спотовом рынке $k(t)$. Для того чтобы в этих условиях все же выполнить контракт, производитель должен закупить природный газ в необходимом объеме на местном спотовом рынке. В результате данной операции он получит доход, который составит

$$\tilde{q}_{k(t)}(t) \cdot V + (p_i(t) \cdot V - q_i(t) \cdot V).$$

Для покупки газа на спотовом рынке требуются средства в размере $q_i(t) \cdot V$. В данном случае речь может идти о значительных суммах, сопоставимых с ликвидными ресурсами компании-производителя, что требует привлечения дополнительных внешних средств и влечет за собой дополнительные издержки (расходы, связанные с погашением процентов по кредиту, вознаграждение за организацию кредита и пр.). Пусть r – годовая ставка по кредиту, а ΔT – временной лаг между покупкой газа на спотовом рынке i и получением денежных средств за газ, проданный на спотовом рынке $k(t)$. Тогда процентный платеж по кредиту за период ΔT будет равен

$$r \cdot \frac{\Delta T}{365} \cdot q_i(t) \cdot V.$$

Таким образом, экономический результат арбитражной торговли в году t составит:

$$\begin{aligned} & \tilde{q}_{k(t)}(t) \cdot V + (p_i(t) \cdot V - q_i(t) \cdot V) - \\ & - r \cdot \frac{\Delta T}{365} \cdot q_i(t) \cdot V = \\ & = (\tilde{q}_{k(t)}(t) + p_i(t) - (1 + \rho) \cdot q_i(t)) \cdot V, \end{aligned} \quad (5)$$

где $\rho = r \cdot \frac{\Delta T}{365}$ – удельные расходы по кредиту.

Арбитраж будет выгоден производителю по сравнению с контрактными поставками, если выполняется условие

$$\tilde{q}_{k(t)}(t) + p_i(t) - (1 + \rho) \cdot q_i(t) > \tilde{p}_i(t),$$

которое сводится к следующему неравенству:

$$\tilde{q}_{k(t)}(t) - \tilde{q}_i(t) > \rho \cdot q_i(t), \quad (6)$$

так как справедливо следующее соотношение:

$$\begin{aligned} p_i(t) - q_i(t) &= p_i(t) - d_i(t) - \\ - q_i(t) + d_i(t) &= \tilde{p}_i(t) - \tilde{q}_i(t). \end{aligned}$$

Таким образом, арбитраж выгоден в случае, если дополнительный доход от сделки покрывает издержки на ее проведение (проценты по кредиту).

Пусть γ , $0 < \gamma < 1$ – доля прибыли от осуществления контрактного арбитража, которую получает производитель в соответствии с условиями договора или по специальному соглашению. Тогда доля покупателя составит $1 - \gamma$. Дополнительная прибыль от контрактного арбитража по сравнению с прямыми контрактными поставками на единицу объема газа равняется

$$\begin{aligned} & (\tilde{q}_{k(t)}(t) + p_i(t) - (1 + \rho) \cdot q_i(t)) - \tilde{p}_i(t) = \\ & = \tilde{q}_{k(t)}(t) - (1 + \rho) \cdot q_i(t) + d_i = \\ & = \tilde{q}_{k(t)}(t) - \tilde{q}_i(t) - \rho \cdot q_i(t). \end{aligned}$$

После вычитания доли покупателя доход производителя на единицу объема газа в случае проведения контрактного арбитража составит

$$\tilde{p}_i(t) + \gamma \cdot (\tilde{q}_{k(t)}(t) - \tilde{q}_i(t) - \rho \cdot q_i(t)).$$

Таким образом, в момент времени t доход производителя от арбитражной торговли

контрактным газом (с учетом транспортных расходов) на рынке i будет равен:

$$\max(\tilde{p}_i(t), \tilde{p}_i(t) + \gamma \cdot (\tilde{q}_{k(t)}(t) - \tilde{q}_i(t) - \rho \cdot q_i(t))) \cdot V. \quad (7)$$

Иными словам, если нам выгоднее продавать газ по контракту, мы получим прибыль по контракту. Если выгоднее продавать на каком-либо спотовом рынке, то прибыль от продажи газа должна дополнительно увеличиться на часть суммы, равной доходу от продажи газа на таком рынке за вычетом затрат на покупку газа для поставки по контракту. Другую часть прибыли в размере указанной суммы покупатель получит по контракту.

В случае когда имеются только два рынка продаж и производитель производит контрактные поставки на рынок 1, условие выгоды арбитража принимает вид $\tilde{q}_2(t) - \tilde{q}_1(t) > \rho \cdot q_1(t)$.

Данное условие можно записать в следующем виде:

$$d_2(t) - d_1(t) < q_2(t) - (1 + \rho) \cdot q_1(t). \quad (8)$$

Другими словами, цена на новом рынке должна быть выше цены на рынке контракта на сумму издержек на проведение сделки за вычетом изменения стоимости транспортировки газа на новый рынок, по сравнению с контрактным рынком.

Разработанные модели условий экономической эффективности контрактного арбитража (6), (8) и величины его экономического эффекта (7) легли в основу последующего имитационного моделирования.

5. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ И ПРИНЯТЫЕ ДОПУЩЕНИЯ

Для иллюстрации возможностей представленной выше модели было проведено имитационное моделирование для планируемого проекта производства и поставок СПГ из

Катара Qatargas T4. Входные параметры модели были заданы следующим образом:

- имеются два возможных рынка продаж СПГ (страны Европа и АТР) ($n = 2$);

- для определенности будем считать, что контрактные поставки производятся только на азиатский рынок⁷ ($\alpha_1 = 0$, $\alpha_2 = \alpha$). Положим также, что проблем с контрактованием у компании не возникает;

- помесечный тренд контрактных цен СПГ на рынках Европы и Азии, а также цены на нефть определяются на основе прогноза компании RACE – 100 долл. за баррель нефти марки WTI;

- цены на нефтепродукты ввиду сильной корреляции (не менее 95%) с ценой сырой нефти оцениваются при помощи линейной регрессии;

- волатильность цен спотового рынка газа рассчитывается исходя из исторических данных динамики цен на рынках Henry Hub (США), NBP (Великобритания) и поставок в Японию (данные о ценах поставок по краткосрочным контрактам). Вычисленные значения исторических волатильностей считаются во времени неизменными;

- объемы производства СПГ, а также капитальные затраты оцениваются согласно данным компании RACE: производственная мощность проекта Qatargas T4 равна 7,8 млн т в год, затраты на реализацию проекта составляют 18,48 млрд долл., удельные затраты на производство – 2,7 долл. за ММВТУ (1 млн британских тепловых единиц, эквивалентный приблизительно 28,3 м³ газа (Argus Global LNG, 2008));

- удельные транспортные расходы d оцениваются в расчете на миллион британских термических единиц реализованного СПГ (в долл. за ММВТУ). Удельные транспортные расходы для проекта Qatargas T4 равны $d_1 = 0,83$ (для поставки на рынок стран Европы), $d_2 = 1,1$ (для поставки на рынок

⁷ В дальнейших исследованиях обоснования региона контрактных поставок это допущение снимается.

США) и $d_3 = 1,26$ (для поставки на рынок ATP) (Argus Global LNG, 2008; World Energy Outlook, 2008);

- продолжительность расчетного периода – 20 лет;
- удельная ставка, определяющая стоимость дополнительных расходов компании, связанных с осуществлением контрактного арбитража, вычисляется исходя из 9% годовой процентной ставки заимствования, а также 10-дневного периода проведения арбитражной операции и составляет $\rho = 0,25\%$. Издержки, связанные с организационными расходами при проведении арбитражных операций, не учитываются;
- ставка дисконтирования денежных потоков – 10% годовых.

Таким образом, в предлагаемой нами модели учитываются два входных варьируемых параметра. Первый параметр представляет собой долю законтрактованного газа в общем объеме поставок СПГ α . Оставшаяся часть СПГ $(1 - \alpha)$ – реализуется на спотовых рынках с использованием механизма самоконтрактования. Второй параметр представляет собой долю прибыли, получаемой поставщиком СПГ при осуществлении контрактного арбитража, $-\gamma$.

Выходным параметром модели является показатель текущей дисконтированной стоимости инвестиций PV , рассматриваемый как случайная величина, зависящая от α и γ . Случайными факторами, т.е. факторами риска, в модели являются цены на СПГ на спотовых рынках США, Европы и Азии, которые колеблются относительно соответствующих линий тренда, определяемых ценовым сценарием.

исследования. Суть гипотезы заключалась в том, что динамика цен на спотовых рынках газа, а также на нефть марки WTI подчиняется модели геометрического броуновского движения.

Для оценки волатильности цен была использована ретроспективная информация о месячных ценах на спотовых рынках газа Henry Hub и NBP, а также о ценах поставок по краткосрочным контрактам в Японию и ценах на нефть WTI. На основе собранных данных были получены следующие значения месячной волатильности логарифмической доходности цен: $\lambda_{HH} = 14,7\%$ (на рынке Henry Hub), $\lambda_{NBP} = 12\%$ (на рынке NBP), $\lambda_{Jspot} = 12,7\%$ (на рынке краткосрочных газовых контрактов в Японии), $\lambda_{WTI} = 9,3\%$ (для нефти WTI). Корреляции между логарифмическими приращениями цен приведены в табл. 1.

Для проверки адекватности принятой выше модели геометрического броуновского движения были проведены следующие статистические проверки (тесты) ряда логарифмических приращений:

- серий монотонности;
- серий отклонений от медианы;
- автокорреляций Бокса–Пирса.

P -значения всех тестов (т.е. вероятность того, что отклонение фактического значения от теоретического будет не ниже рассчитанного по имеющимся данным) превышают 0,05 – это подтверждает гипотезу о том (на уровне значимости 5%), что ценовой ряд описывается статистической моделью геометрического броуновского движения (табл. 2).

Таблица 1

Матрица корреляций между логарифмическими приращениями цены

Показатели корреляции	HH	NBP	J _{spot}	WTI
HH	1			
NBP	0,09	1		
J _{spot}	-0,05	0,51	1	
WTI	0,35	0,01	-0,33	1

6. ОЦЕНКА ВОЛАТИЛЬНОСТИ СПОТОВЫХ РЫНКОВ ГАЗА И ВЫБОР МОДЕЛИ ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕН

На следующем шаге исследования мы оценили волатильность цен спотовых рынков газа и доказали гипотезу, лежащую в основе

Таблица 2
Доверительные значения
статистических тестов независимости

Тесты независимости	НН	NBP	WTI	J _{spot}
Серии отклонений от медианы	0,83	0,51	0,35	0,34
Серии монотонности	0,54	0,43	0,71	0,70
Статистика Бокса–Пирса	0,42	0,57	0,11	0,85

7. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕНИЙ И ОБЪЕМОВ ПОСТАВОК СПГ ДЛЯ ПРОЕКТА QATARGAS T4

Имитационное моделирование проводилось с использованием программного продукта Oracle Crystal Ball. Для определения числа испытаний применялась автоматическая проверка точности для среднего значения NPV. Среднее число испытаний в ходе моделирования не превосходило 5000.

На рис. 3 отображена зависимость ожидаемого значения NPV проекта (отображается на вертикальной оси) от соотношения между объемами поставок газа по контрактам и на спотовые рынки (отображается на гори-

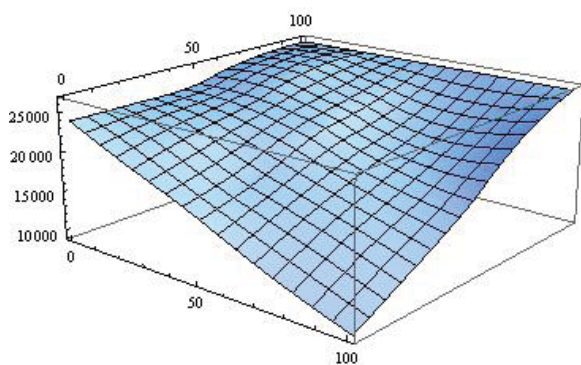


Рис. 3. Зависимость ожидаемого значения NPV от доли спотовых поставок $(1 - \alpha)$ и доли контрагента в прибыли от контрактного арбитража $(1 - \gamma)$

зонтальной оси, ведущей вправо и вверх), а также от условий распределения прибыли от контрактного арбитража (отображается на горизонтальной оси, ведущей вправо и вниз). Наибольшее ожидаемое значение NPV приносит реализация СПГ на спотовом рынке на основе самоконтрактования, при этом доля контрагента в прибыли от контрактного арбитража не будет иметь значения (точки В и С), в то время как реализация СПГ по контракту без возможности осуществления контрактного арбитража показывает наименьшее значение ожидаемого значения NPV (точка D). Вариант использования контрактного арбитража в случае получения 100% прибыли поставщиком (точка А) по экономической эффективности лишь немного уступает самоконтрактованию. Это обусловлено в том числе удобным географическим положением катарского проекта и сравнительно небольшими транспортными издержками на транспортировку продукции в любое из трех рассматриваемых направлений (США, страны Европы, АТР). Из рис. 3 явно следует, что использование более гибких механизмов реализации СПГ – контрактного арбитража и спотовой торговли на основе самоконтрактования – позволяет существенно (в рассматриваемом случае более чем вдвое) повысить ожидаемую экономическую эффективность СПГ-проекта: значения NPV соответственно – 24 млрд и 26 млрд долл. против 10 млрд долл. в сценарии реализации 100% продукции по контракту без использования арбитража, что в нашем случае эквивалентно использованию контрактного арбитража при условии передачи всей арбитражной прибыли контрагенту (точка D).

Однако полученные выводы основаны только на критерии максимизации ожидаемого чистого дисконтированного дохода и не учитывают ограничения на приемлемый уровень инвестиционного риска проекта. Уровень данного риска может оказаться достаточно высоким и не устроить менеджеров и акционеров нефтегазовой компании. В качестве показателя уровня инвестиционного риска проекта мы выбрали показатель NPV at risk, отражающий наи-

меньшее значение чистого дисконтированного дохода NPV с вероятностью 95%, а в качестве минимального приемлемого значения – ноль.

Выбранное ограничение на риск проекта отображено на рис. 4 и представлено линиями равного уровня инвестиционного риска, зависящего от доли объемов СПГ, поставляемого на спотовый рынок на основе самоконтрактования (доли спотового рынка), и процентной доли прибыли контрагента при контрактном арбитраже.

Жирная линия показывает линию нулевого уровня NPV at risk, при этом ее нештрихованная часть – линию, отражающую оптимальную (с точки зрения максимизации ожидаемого значения NPV проекта) долю СПГ, поставляемого на спотовый рынок, при различных вариантах распределения прибыли от контрактного арбитража. Наиболее темные области контурного графика, ограниченные жирной линией, показывают зоны неприемлемого риска, где показатель NPV at risk становится отрицательным, иными словами, вероятность реализации неэффективных инвестиций превышает 5%.

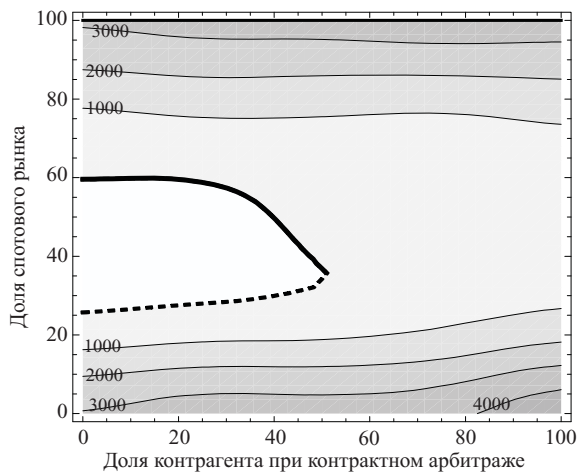


Рис. 4. Зависимость показателя NPV at risk (млн долл.) от процентной доли объемов СПГ, поставляемого на спотовый рынок, и доли контрагента в прибыли от контрактного арбитража

Ограничение на допустимый уровень инвестиционного риска для проекта Qatargas T4 может выполняться лишь при одновременном выполнении следующих условий:

- доля контрагента в прибыли от контрактного арбитража не должна превышать 44%;
- доля поставляемых на спотовый рынок объемов СПГ на основе самоконтрактования должна находиться в пределах 20–40%.

При любых иных значениях рассматриваемых показателей риск проекта превысит допустимый уровень, что может либо негативно сказаться на принятии решения о его реализации, либо привести к необходимости пересмотра толерантности к риску менеджеров и акционеров компании или поиску дополнительных механизмов снижения риска, например хеджирования.

Заметим, что 100%-е самоконтрактование, являющееся оптимальным решением при отсутствии ограничения на риск проекта, с учетом такого ограничения выходит за рамки допустимых (с точки зрения риска) вариантов реализации проекта. В области приемлемого уровня инвестиционного риска максимум ожидаемого значения NPV достигается при наибольшей допустимой доле СПГ, реализуемой на спотовом рынке, которая выделена на рис. 4 сплошной жирной линией. Это связано с тем, что, как показано на рис. 3, спотовые поставки в целом хоть и не значительно, но эффективнее контрактного арбитража – с точки зрения максимизации ожидаемого значения NPV.

При чистом контрактном арбитраже тренд, связанный с изменением доли спотовых продаж, выражен неярко. Диверсификация поставок в этом случае позволяет несколько снизить разброс значений чистого дисконтированного дохода относительно тренда, однако затем, с увеличением доли спотовых поставок, этот разброс быстро увеличивается (рис. 5). Такое изменение распределения чистого дисконтированного дохода объясняется большей волатильностью спотовых цен по сравнению с волатильностью контрактных цен.

Еще одним параметром, влияющим на ожидаемую доходность и риски проекта, помимо рассмотренных выше (доли СПГ, поставляемого на спотовый рынок на основе самоконтрактования, доли прибыли компании от контрактного арбитража) является выбранный рынок, на котором целесообразно осуществлять контрактные поставки СПГ. Этот параметр дает определенную дополнительную возможность оптимизации модели поставок СПГ. Для простоты ниже мы предполагаем, что вся чистая прибыль от операций контрактного арбитража в проектах производства и реализации СПГ остается у поставщика СПГ.

По сути, нами рассматривается пять следующих сценариев реализации произведенного СПГ:

- 1) поставки СПГ на спотовый рынок на основе самоконтрактования с использованием критерия максимизации цены net-back;
- 2) контрактные поставки СПГ на европейский рынок без арбитража;
- 3) контрактные поставки СПГ на европейский рынок с арбитражем;
- 4) контрактные поставки СПГ на американский рынок без арбитража;
- 5) контрактные поставки СПГ на американский рынок с арбитражем.

Результаты моделирования для проекта Qatargas T4 распределения контрактных по-

ставок между двумя региональными рынками реализации (страны Европы и АТР) представлены в табл. 3 и на рис. 6.

Контрактный арбитраж на европейском рынке оказывается более предпочтительным, чем контрактный арбитраж на азиатском рынке. На азиатском рынке спотовые цены в среднем выше контрактных цен, поэтому вероятность осуществимости контрактного арбитража невысока. Как показали результаты исследования, 100%-е контрактное с последующим контрактным арбитражем – только на азиатском и только на европейском рынках – не обеспечивает приемлемого уровня инвестиционного риска (рис. 7). Жирная сплошная линия показывает оптимальную долю спотового рынка при данном распределении контрактов между АТР и европейским рынком с точки зрения максимизации ожидаемого значения NPV проекта. Выделенная точка на жирной линии отмечает оптимальное распределение поставок газа. Для того чтобы

Таблица 3

Регион поставок	Ожидаемое NPV, млн долл.		
	Контрактные поставки	Контрактный арбитраж	Спотовые поставки
Страны Европы	9667	27 245	26 284
Страны АТР	9094	23 982	

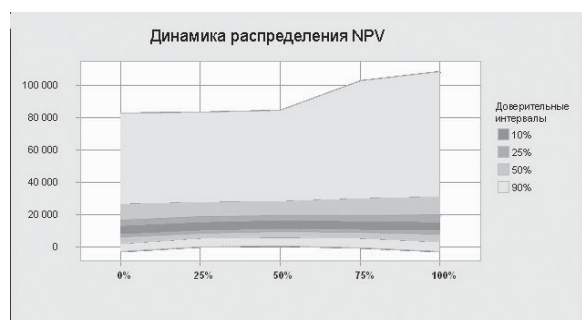


Рис. 5. Зависимость распределения NPV (млн долл.) проекта Qatargas T4 от доли объемов СПГ, поставляемого на спотовый рынок (с учетом контрактного арбитража)

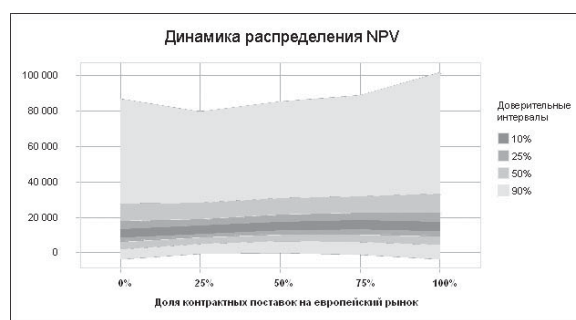


Рис. 6. Зависимость распределения NPV (млн долл.) проекта Qatargas T4 от распределения контрактных поставок между рынком АТР и европейским рынком в условиях контрактного арбитража

снизить уровень риска, необходимо произвести диверсификацию контрактных поставок между региональными рынками либо поставлять часть производимого в рамках проекта СПГ на спотовые рынки на основе самоконтрактования. При этом наше исследование показало, что доля европейских контрактных поставок не должна превышать 84%, а доля спотовых поставок – 67%. Заметим, что при фиксированном распределении контрактов между регионами и оптимальном выборе доли спотовых поставок на основе самоконтрактования ожидаемое значение NPV незначительно возрастает. Таким образом, при максимизации ожидаемого значения NPV одновременно по двум параметрам оптимальное распределение поставок будет следующим: на спотовый рынок на основе самоконтрактования целесообразно поставлять приблизительно 40% объема производимого СПГ. Из оставшихся 60% объема около 84% (50,4% общего объема) следует направлять по контрактам

на европейский рынок, а оставшиеся 16% (9,6% общего объема) реализовывать через контрактные поставки на азиатский рынок. При таком распределении ожидаемое значение NPV будет наибольшим при допустимом уровне инвестиционного риска и составит приблизительно 26,5 млрд долл.

Графически сравнение различных схем реализации газа по соотношению «риск – чистый дисконтированный доход» приведено на рис. 8. Как видно из данных рис. 8, безарбитражные поставки газа по контракту либо на конкретный спотовый рынок обеспечивают невысокую доходность проекта и в целом – высокий уровень инвестиционного риска. Как показали исследования, для проекта Qatargas T4 наибольшим риском обладают спотовые поставки на основе самоконтрактования, наименьшим – контрактные поставки на азиатский рынок. Применение контрактного арбитража позволяет приблизительно вдвое увеличить чистый дисконтированный доход проекта, при этом риски существенно уменьшаются. Наиболее привлекательными по параметрам «риск – чистый дисконтированный доход» являются поставки на американский рынок по схеме контрактного арбитража, далее по привлекательности следуют варианты контрактного арбитража на европейский и азиатский рынки. Высокую доходность, но и

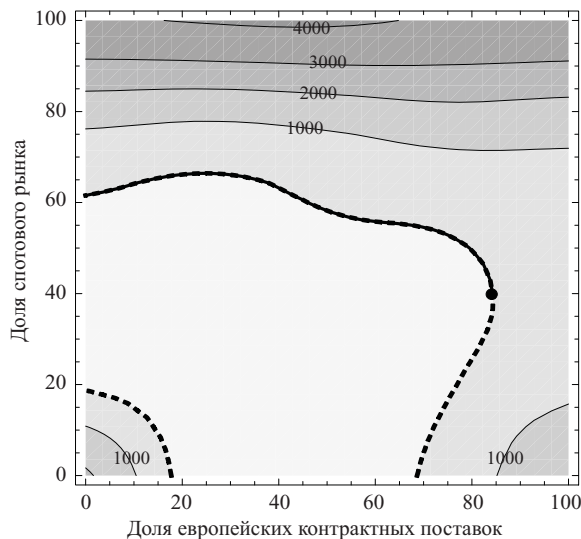


Рис. 7. Зависимость показателя NPV at Risk (млн долл.) проекта Qatargas T4 от процентной доли объемов СПГ, поставляемого на спотовый рынок, и процентной доли контрактов, заключаемых на европейском рынке, в условиях контрактного арбитража

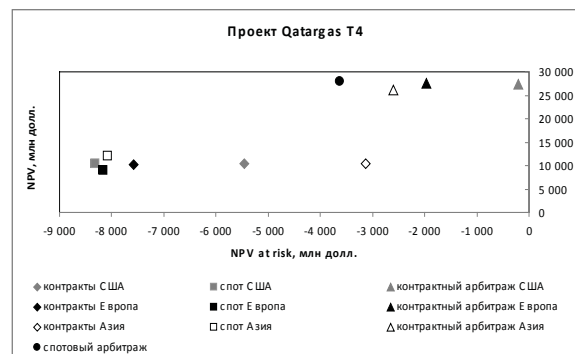


Рис. 8. Соотношение между риском и доходностью при различных вариантах реализации СПГ для проекта Qatargas T4

существенные риски обеспечивают арбитражные поставки на спотовые рынки.

Заметим, что все перечисленные схемы реализации СПГ в чистом виде не обеспечивают допустимого уровня риска. Чтобы удовлетворить ограничению на риск, необходимо, как мы уже видели ранее, диверсифицировать поставки СПГ между наиболее доходными схемами реализации (контрактным и спотовым арбитражем).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие рынков спотовых продаж СПГ дает в руки производителей СПГ определенные инструменты для извлечения существенной дополнительной прибыли. Сочетание контрактных поставок СПГ и продаж на спотовых рынках на основе механизма самоконтрактования, а также такие комбинированные способы реализации СПГ, как арбитражная торговля законтрактованными объемами СПГ, позволяют нефтегазовым компаниям не только существенно улучшить финансовые показатели проектов по производству и реализации СПГ, но и снизить уровень инвестиционного риска. На основании проведенного нами исследования проектов производства и поставок СПГ могут быть сделаны следующие основные выводы.

1. Арбитражная торговля законтрактованным газом является эффективным инструментом управления реализацией СПГ, который позволяет нефтегазовой компании (поставщику СПГ) как получать существенную дополнительную стоимость, так и снижать уровень инвестиционного риска. По этой причине при заключении контрактов поставщикам СПГ целесообразно включать в текст контракта пункт о возможности в ходе реализации проектов проведения контрактного арбитража, добываясь при этом наиболее благоприятных условий распределения прибыли от арбитражных операций.

2. Наилучшие значения показателей эффективности проекта по производству и реализации СПГ в условиях ограничения на предельно допустимый уровень инвестиционного риска достигаются при диверсифицированных поставках произведенного СПГ как по контрактам, так и на спотовые рынки реализации на основе механизма самоконтрактования.

3. Выбор направлений контрактных поставок (контрактование на определенных рынках сбыта) существенно влияет на экономическую эффективность проектов производства и реализации СПГ. Поставщикам СПГ экономически целесообразно осуществлять контрактование поставок СПГ на те рынки продаж, на которых тренды ожидаемых контрактных цен превышают соответствующие тренды спотовых цен. При этом целесообразно комбинировать контрактование с арбитражными операциями.

4. Диверсификация контрактных поставок (контрактование объемов СПГ на нескольких рынках сбыта, если это возможно) позволяет значительно снизить уровень инвестиционного риска проекта. Наибольшее значение показателя чистого дисконтированного дохода СПГ проекта в условиях ограничения на предельно допустимый уровень инвестиционного риска достигается в результате комбинирования механизмов диверсификации контрактных поставок на различные рынки, контрактного арбитража и поставок на спотовые рынки на основе самоконтрактования. Причем для каждого проекта производства и поставок СПГ целесообразно определять наилучшую комбинацию поставок СПГ с использованием подходов прогнозирования цен, а также предлагаемой методологии исследования.

5. В ходе оценки экономической эффективности проектов производства и поставок СПГ целесообразно учитывать возможности получения существенной дополнительной прибыли компании от использования рассмотренных механизмов диверсификации контрактных поставок, контрактного арбитража и поставок на спотовые рынки на основе са-

моконтрактования. Как показали результаты проведенных исследований, экономический эффект, оцениваемый показателем чистого дисконтированного дохода СПГ-проектов, за счет применения рассматриваемых механизмов в ряде случаев многократно увеличивается. Следовательно, учет таких возможностей позволит компании количественно обосновать дополнительную экономическую привлекательность подобных проектов, а решение проблемы обоснования вариантов поставок СПГ позволит создать необходимые предпосылки для существенного повышения стоимости нефтегазовой компании, удерживая уровень инвестиционного риска в допустимых границах.

6. Для эффективного применения рассматриваемых оптимизационных моделей и решения проблемы обоснования вариантов поставок целесообразно:

- создать в рамках системы управления проектами производства и поставок СПГ центр, занимающийся оптимизацией морской транспортировки и поставок СПГ, проведением арбитражных операций на основе расчета цен net-back (основной функцией центра должно стать оперативное управление СПГ-проектами);

- привлекать компанию, специализирующуюся на исследовании энергетических рынков, которая делала бы регулярные прогнозы трендов контрактных и спотовых цен и их соотношений на основных рынках продаж СПГ;

- привлекать специалистов в области моделирования и обоснования вариантов поставок СПГ для оценки волатильностей рыночных цен на энергоносители, межрыночных корреляций, построения модели оптимизации поставок СПГ и решения рассматриваемых проблем на основе моделирования.

7. В последнее время происходит ряд изменений в формуле контрактных цен на газ. В частности, в ряде европейских контрактов в формуле появляется новая составляющая спотовых газовых цен. Однако такие меры не приводят к снижению инвестиционного риска компании. Как показали результаты иссле-

дований, увеличение веса спотовой цены на газ в формуле контрактной цены приводит к возрастанию корреляции между спотовыми и контрактными ценами и в итоге – к увеличению уровня инвестиционного риска поставщика СПГ. Происходящие изменения делают целесообразным проведение дополнительных исследований с целью выработки обоснованных инвестиционных решений.

По нашему мнению, в дальнейшем необходимо сосредоточить усилия исследователей на создании теоретического и методологического аппарата, нацеленного на поиск эффективных инвестиционных решений с учетом совокупного воздействия множества факторов инвестиционного риска. Это позволит нефтегазовым компаниям принимать взвешенные – с учетом рыночных, техногенных, геополитических, природно-экологических и прочих рисков – решения и получать существенные дополнительные доходы, ограничивая риск на приемлемом уровне. На наш взгляд, для этого могут быть использованы экспертно-аналитические системы в сочетании с инструментарием имитационного моделирования.

Литература

Габриелов А.О. Обоснование моделей бизнеса в управлении международными проектами производства и поставок сжиженного природного газа // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2011. № 1. С. 145–153.

Демкин И.В., Никонов И.М., Сафонов В.С. Оптимизация направлений и объемов морской транспортировки жидких углеводородов на основе имитационного моделирования // Проблемы анализа риска. 2009. Т. 6. № 4. С. 76–90.

Конопляник А. Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе. Ч. 1: Гронингенская модель долгосрочного экспортного газового контракта как основа формирования Европейской системы газоснабжения // Газовый бизнес. 2009. № 1. С. 62–69.

- Конопляник А.* Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе. Ч. 2: Контрактная структура поставок и цены // Газовый бизнес. 2009. № 2. С. 78–80.
- Конопляник А.* Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе. Ч. 3: Формула привязки в рамках долгосрочных контрактов и (или?) конкуренция «газ-газ» на рынке розовых сделок // Газовый бизнес. 2009. № 3. С. 76–82.
- Сейранян Т.* Разница в цене между Brent и WTI достигла 16 долл. за баррель // Ведомости, 2011. 11 февраля (<http://www.vedomosti.ru/finance/news/2011/02/11/1208719>).
- Argus Global LNG, 2008. Vol. IV. № 5.
- Bausch A., Schwenker B.* (Ed.) Handbook Utility Management. Berlin: Springer, 2009.
- BP Statistical review of world energy, 2008. June (<http://www.bp.com/>).
- Caron F., Fumagalli, M., Rigamonti A.* Engineering and Contracting Projects: A Value at Risk Based Approach to Portfolio Balancing // International Journal of Project Management. 2007. № 25. P. 569–578.
- Delmon J.* Project Finance: BOT Projects and Risk. Hague: Kluwer Law International (Netherlands), 2005.
- Dixit A., Pindyck R.* Investment Under Uncertainty. Princeton: Princeton University Press, 1994.
- Global LNG: Atlantic Price Divergence. CERA, 2008.
- Guelen G., Ikonnikova S., Volkov D., Makaryan R.* Strategic Model of LNG Arbitrage: Analysis of LNG Trade in Atlantic Basin // Proceeding of AIChE Spring National Meeting. 2009. April.
- Hayes M.* Flexible LNG Supply and Gas Market Integration: a Simulation Approach for Valuing the Market Arbitrage Option. Working Paper. Stanford University, 2008.
- Natural Gas Market Review 2008. OECD/IEA P., 2008.
- Jensen J.T.* The LNG Revolution // Energy Journal of the International Association for Energy Economics. 2003. Vol. 24. № 2.
- PACE Global (<http://www.paceglobal.com/>).
- Suenaga H.* Valuing at Risk and Returns to the Spot LNG Trading. Proceedings of 27th USAEE/IAEE North American Conference. Houston, 2007.
- Tusiani M. D., Shearer G.* LNG: A Nontechnical Guide. Pennwell Books, 2007.
- World Energy Outlook 2008. OECD/IEA, P., 2008.
- Zhuravleva P.* The Nature of LNG Arbitrage: an Analysis of the Main Barriers to the Growth of the Global LNG Arbitrage Market. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2009. NG 31.

Рукопись поступила в редакцию 22.06.2010 г.