



ИПМ им.М.В.Келдыша РАН • [Электронная библиотека](#)

[Препринты ИПМ](#) • [Препринт № 51 за 2011 г.](#)



Босова И.Ю., [Орлов Ю.Н.](#)

Модель нестационарной
цены безубыточности
проекта производства СПГ

Рекомендуемая форма библиографической ссылки: Босова И.Ю., Орлов Ю.Н. Модель нестационарной цены безубыточности проекта производства СПГ // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. 2011. № 51. 25 с. URL: <http://library.keldysh.ru/preprint.asp?id=2011-51>

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

Ордена Ленина

ИНСТИТУТ ПРИКЛАДНОЙ МАТЕМАТИКИ

им. М.В. Келдыша

И.Ю. Босова, Ю.Н. Орлов

МОДЕЛЬ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ЦЕНЫ БЕЗУБЫТОЧНОСТИ

ПРОЕКТА ПРОИЗВОДСТВА СПГ

Москва, 2011

И.Ю. Босова¹, Ю.Н. Орлов²

¹МФТИ (ГУ)

²ИПМ им. М.В. Келдыша РАН

Модель нестационарной цены безубыточности проекта производства СПГ

На примере проектов производства и транспортировки сжиженного природного газа описывается методика расчета показателей экономической эффективности, согласованная с меняющейся конъюнктурой рынка. Модель учитывает взаимовлияние спроса и предложения на целевом рынке проекта. В нестационарных сценариях внешних условий определяются области безубыточности и коэффициенты чувствительности доходности по сценарным параметрам. Построен численный алгоритм, реализующий данную методику.

I.Yu. Bosova, Yu.N. Orlov

The non-stationary model of break-even point for LNG project

The method of non-stationary economical efficiency calculation for LNG projects is constructed. In this model the demand-supply balance on the target market is taken into account. This method is generalized the traditional one for the case of non-stationary variation of external parameters. The elasticity coefficients and area of break-even prices are calculated with the use of numerical algorithm, which has been constructed for this purpose.

Содержание

1. ВВЕДЕНИЕ.....	4
1.1. Цель и направление исследований.....	4
1.2. Основные понятия и обозначения.....	5
2. БЕЗУБЫТОЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА СПГ.....	7
2.1. Стационарная точка безубыточности.....	7
2.2. Нестационарная цена безубыточности.....	8
3. МОДЕЛЬ ЗАТРАТ ПО ПРОЕКТУ ПРОИЗВОДСТВА СПГ.....	12
3.1. Модель капитальных затрат.....	12
3.2. Модель производственных затрат.....	13
3.3. Модель транспортных затрат.....	14
4. МОДЕЛЬ СПРОСА И ЦЕН НА РЫНКЕ СПГ.....	16
4.1. Модель цены СПГ на рынке Японии.....	16
4.2. Модель спроса на СПГ.....	16
4.3. Модель спотовых поставок СПГ.....	19
5. РАСЧЕТ ВНД ПРОЕКТА.....	20
5.1. Сценарии внешних переменных.....	20
5.2. Расчет области безубыточности.....	21
5.3. Расчет ВНД и анализ чувствительности.....	23
ИСТОЧНИКИ.....	25

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. Цель и направление исследований

В работе строится методика долгосрочного анализа экономической эффективности проекта производства сжиженного природного газа (СПГ). Эта область деятельности выбрана для иллюстрации концепции согласованного описания спроса, предложения и цен на рынке энергоресурсов потому, что по проектам СПГ имеются подробные статистические данные, характеризующие производство и рыночную конъюнктуру.

В настоящее время в мире существуют четыре мировых региональных центра производства сжиженного природного газа (Центральная Америка, Африка, Ближний Восток, Австралия и Океания) и три относительно независимых региональных рынка потребления (США, Европа, Юго-Восточная Азия). Поставки СПГ осуществляются танкерным флотом. Основная часть продукта поставляется по долгосрочным контрактам с определенной формулой цены, зависящей от цены нефти. Кроме того, возможно, что на выполнение контракта влияют и текущие (краткосрочные, или спотовые) цены на газ на внутреннем рынке страны-импортера.

В модели учитывается, что параметры внешней среды, определяющие условия реализации проекта, могут меняться во времени. Это требует модификации некоторых понятий, например, цены безубыточности.

Поскольку характерный срок окупаемости проектов СПГ превосходит 10 лет, то для расчетов (даже оценочных) экономических показателей проекта – внутренней нормы доходности, чистой приведенной стоимости и т.п. – необходимо моделировать динамику рынка СПГ в долгосрочной перспективе. Следовательно, в такой модели надо отразить зависимость спроса на СПГ от цен на него и объемов поставок.

Проект производства СПГ предполагается ориентированным на определенный целевой рынок. Это означает, что проект реализуется в рамках одной модели цены, характерной для данного рынка.

В работе решены следующие задачи.

1. Построена математическая модель расходной и доходной частей проекта производства и поставок СПГ между фиксированной парой регионов. В ней учтено, что среднегодовая цена нефти влияет на капитальные затраты и на себестоимость производства. Внешними параметрами для модели затрат экспортера являются: ставка налога на прибыль, ставка дисконта, цена нефти, инфляция.

2. Построена модель спроса и предложения СПГ в зависимости от цен, складывающихся в рамках долгосрочных контрактов, а также под влиянием текущей конъюнктуры. Внешними для модели макроэкономическими параметрами, характеризующими рынок страны-импортера, являются: темп роста ВВП, его энергоемкость, доля природного газа в структуре топливно-энергетического баланса (ТЭБ) страны или региона, инфляция.

3. Определена область безубыточности проекта в зависимости от долгосрочного сценария цен на нефть и типа контракта (продажа на терминале экспортера или на терминале импортера).

4. Создан алгоритм расчета внутренней нормы доходности проекта в нестационарных сценариях внешних условий. Приведен пример расчета цены безубыточности и ВНД проекта, ориентированного на рынок Юго-Восточной Азии.

Новизна работы состоит в том, что два практически важных аспекта – нестационарность сценариев цен на нефть и взаимозависимость сфер производства и потребления – впервые моделируются для задачи оценки экономической эффективности проекта СПГ.

Применение методики иллюстрируется на примере типового проекта производства СПГ, который характеризуется некоторыми средними величинами капитальных и операционных затрат в зависимости от мощности производства и цен на нефть.

1.2. Основные понятия и обозначения

Дадим основные определения теории экономической эффективности инвестиционных проектов, каковым и является проект производства СПГ, следуя [1].

Пусть E – годовая ставка доходности, предоставляемая банком. Тогда инвестор, выбирая между вложением денег K в банк под $100E$ % годовых или инвестированием их в производство, ожидает, что производство принесет ему доход не ниже, чем гарантированная банком величина KE ежегодно. Через n лет сумма денег в банке составит величину $K \cdot (1 + E)^n$. Следовательно, затраты (доходы), производимые (получаемые) в год n , приводятся к дате инвестирования делением их на $(1 + E)^n$. Величина

$$D \equiv D_E = \frac{1}{1 + E} \quad (1.1)$$

называется коэффициентом дисконтирования.

Пусть $V(t)$ есть объем производства в год t , $P(t)$ – цена единицы продукции, а $C(t)$ – себестоимость. Тогда валовая прибыль $Y(t)$ в год t определяется как стоимостная оценка результатов деятельности от продаж:

$$Y(t) = V(t) \cdot (P(t) - C(t)). \quad (1.2)$$

Чистая прибыль $Y_{netto}(t)$ в год t определяется как разность между балансовой прибылью $Y(t)$ и налогами при условии, что $Y(t) \geq 0$, иначе $Y_{netto}(t) = Y(t)$. Пусть α – ставка налога на прибыль, куда будем для простоты относить все налоговые платежи, включая налог на добычу полезных ископаемых. Тогда

$$Y_{netto}(t) = Y(t)(1 - \alpha). \quad (1.3)$$

Амортизацией называется процесс переноса стоимости основных фондов по мере их износа на производимый с их помощью продукт или

услуги. Для стоимостной оценки этого процесса вводится годовая норма амортизации β . Каждый год стоимость основных фондов уменьшается на $K\beta$, где K есть совокупный капитал инвестора, который был вложен к данному моменту времени. Пусть в год t вкладывается капитал $K(t)$. Тогда суммарные отчисления на амортизацию к этому времени составят

$$A(t) = \beta \sum_{n=1}^t (t - n + 1)K(n). \quad (1.4)$$

Чистый приток наличности $F(t)$ в год t определяется как чистая прибыль плюс амортизация. Амортизация вычисляется за текущий год по всем основным фондам, введенным к этому времени. Тогда

$$F(t) = Y_{netto}(t) + \beta \sum_{n=1}^t K(n). \quad (1.5)$$

Чистый денежный поток $M(t)$ в год t представляет собой разность между чистым притоком наличности и вложенными в этот год инвестициями:

$$M(t) = F(t) - K(t) = V(t)(P(t) - C(t))(1 - \alpha) - K(t) + \alpha\beta \sum_{n=1}^t K(n). \quad (1.6)$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) $F_D(t)$ в год t определяется как чистый денежный поток $M(t)$, приведенный к начальному (первому) моменту времени:

$$F_D(t) = D^{t-1}M(t). \quad (1.7)$$

Дисконтированным сроком окупаемости с нормой дисконта D называется такой промежуток времени τ_D , при котором ЧДД нарастающим итогом обращается в нуль:

$$\tau_D : \sum_{n=1}^{\tau_D} F_D(n) = 0. \quad (1.8)$$

Суммарный ЧДД за время жизни проекта T называется чистой приведенной стоимостью (ЧПС) проекта (Net present value, NPV):

$$NPV = \sum_{t=1}^T F_D(t) = \sum_{t=1}^T D^{t-1}M(t). \quad (1.9)$$

Внутренней нормой доходности (ВНД) проекта называется такая годовая ставка доходности E_R , при которой ЧПС равна нулю за время жизни проекта, т.е. за T лет:

$$E_R : \sum_{n=1}^T \frac{M(n)}{(1 + E_R)^{n-1}} = 0. \quad (1.10)$$

Формулы (1.1-1.10) являются составной частью модели окупаемости, в рамках которой проводится анализ экономической эффективности проекта. В данной модели ликвидационные затраты при $t > T$ не учитываются.

2. БЕЗУБЫТОЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА СПГ

2.1. Стационарная точка безубыточности

Классическое понятие безубыточности определяет соответствующий годовой объем товарного производства V (за вычетом потерь и расходов на собственные нужды), который при заданной себестоимости C и цене P на единицу продукции, обеспечивает нулевую прибыль.

Без учета налогов валовая прибыль $Y = V(P - C)T$ за период жизни проекта T лет должна покрыть постоянные издержки (капиталовложения K), т.е. для безубыточного ведения бизнеса должно быть $Y \geq K$. Точкой безубыточности называется такой объем V_b , при котором $Y = K$, откуда следует

$$V \geq V_b = \frac{K}{(P - C)T}. \quad (2.1)$$

Учтем теперь налоги, амортизацию и дисконтирование.

Из определений п. 1.2 следует, что постоянный объем производства V_b , при котором суммарный ЧДД обращается в ноль за время жизни проекта при данной ставке дисконтирования, т.е. объем безубыточного производства, находится из уравнения

$$(1 - \alpha)V_b \sum_{t=1}^T \frac{P(t) - C(t)}{(1 + E)^{t-1}} = \sum_{t=1}^T \left(K(t) - \alpha\beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) \frac{1}{(1 + E)^{t-1}}. \quad (2.2)$$

Согласно традиционной методике [1], условия, в которых предполагается реализация проекта, считаются постоянными, т.е. цена продаж и себестоимость не меняются со временем. Тогда $P(t)$ и $C(t)$ в левой части (2.2) не зависят от времени, что позволяет провести суммирование и получить явное выражение для объема безубыточного производства:

$$V_b = \frac{1 - D}{(1 - \alpha)(P - C)(1 - D^T)} \sum_{t=1}^T \left(K(t) - \alpha\beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) \frac{1}{(1 + E)^{t-1}}. \quad (2.3)$$

Величина

$$\frac{1 - D^T}{1 - D} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1 + E)^{t-1}} \equiv \sum_{t=1}^T D^{t-1}$$

представляет сумму коэффициентов дисконтирования за время жизни проекта.

Если объем производства задан, то (2.2) можно рассматривать как уравнение относительно минимальной цены P продажи продукта, при которой проект имеет нулевую прибыль за время жизни T . Соответствующая цена $P = P_b$ называется ценой безубыточности (break-even point) проекта.

Началом проекта – это первый год в (2.2) – считается год начала инвестиций. Пусть собственно производство СПГ начинается через θ лет после начала создания основных фондов. Тогда суммирование в левой части уравнения (2.2) начинается с момента времени $t = \theta + 1$. В результате для стационарной точки безубыточности получается выражение

$$P_b = C + \frac{1-D}{(1-\alpha)V(D^\theta - D^T)} \sum_{t=1}^T \left(K(t) - \alpha\beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D^{t-1}. \quad (2.4)$$

Анализ безубыточности по формуле (2.4) проводится для определенных внешних условий, постоянных на протяжении всей жизни проекта. Пусть капиталовложения осуществляются равномерно в течение θ первых лет, и без учета инфляции они составляли бы величину K_0 в год. Тогда из (2.4) получаем выражение для стационарной точки безубыточности:

$$P_b = C + \frac{K_0}{(1-\alpha)V} \left(\frac{1-D^\theta}{D^\theta - D^T} - \alpha\beta\theta + \frac{\alpha\beta}{D^\theta - D^T} \left(\theta D^\theta - \frac{1-D^\theta}{1-D} \right) \right). \quad (2.5)$$

Если все инвестиции вложены в первый год, то $\theta = 1$ и из (2.5) следует

$$P_b|_{\theta=1} = C + \frac{K_0}{(1-\alpha)V} \left(\frac{1-D}{D - D^T} - \alpha\beta \right). \quad (2.6)$$

Без учета дисконтирования выражение для точки безубыточности получается из (2.5) предельным переходом $D \rightarrow 1$:

$$P_b|_{D \rightarrow 1} = C + \frac{K_0\theta}{(1-\alpha)V(T-\theta)} (1 - \alpha\beta T). \quad (2.7)$$

Из формулы (2.4) может показаться, что традиционный анализ безубыточности можно применить и к меняющимся внешним условиям, во всяком случае, по окончании инвестиционного периода, поскольку тогда соответствующие изменения будут касаться только операционных расходов, определяющих текущую себестоимость. Однако такой вывод будет неверным. Исходным уравнением безубыточности проекта в целом является (2.2), поэтому точка безубыточности в год t будет определяться в том числе и своими значениями в предыдущие годы, что из (2.5) совсем не следует. Поэтому, чтобы анализировать окупаемость проектов в условиях различных нестационарных сценариев внешних переменных, надо несколько изменить методику расчета цены P_b как функцию времени.

2.2. Нестационарная цена безубыточности

Будем считать, что единственным внешним параметром, который может менять капитальные и операционные затраты, является цена нефти $P_{oil}(t)$. Тогда текущей ценой безубыточности $P_b(t)$ для контракта FOB (продажа на отгрузочном терминале), согласно [2], будем называть цену контракта на отгрузочном терминале производителя, при которой, в предположении, что цена нефти $P_{oil}(t)$ в последующие годы останется равной цене в данный год t , проект при заданной производительности завода V будет иметь нулевую прибыль при заданной норме дисконтирования E .

Предположим, что функциональные зависимости капитальных затрат $K = K(P_{oil})$ и операционных затрат $C = C(P_{oil})$ от цены нефти известны. Зададим некоторый сценарий цен на нефть $P_{oil}(t)$. Определить точку

безубыточности $P_b(t)$ непосредственно из (2.4), подставив туда $K(t) = K(P_{oil}(t))$ и $C(t) = C(P_{oil}(t))$, нельзя, потому что уравнение (2.4) получено для постоянных цен и затрат, а исходным уравнением является уравнение (2.2), из которого $P_b(t)$ не определяется однозначно. Тогда предлагается следующее обобщение точки безубыточности на случай, когда внешние условия меняются во времени.

Пусть проект начинается в год $t=1$ (год начала инвестирования) и продолжается до момента $t=T$. Собственно производство продукта начинается в год $t=\theta+1$. От момента $t=1$ до момента $t=n \leq T$ рассчитывается поток наличности в соответствии со сценарием $P_{oil}(t)$. Для расчета точки безубыточности в момент $t=n \geq \theta+1$ предполагается далее, что в последующие годы от момента $t=n+1$ до $t=T$ цена нефти не меняется: $P_{oil}(t) = P_{oil}(n)$. Это позволит определить $P_b(n)$ по формуле, аналогичной (2.4). Затем такие же вычисления проводятся для $t=n+1$. Описанные виртуальные сценарии дают рекуррентное правило построения текущей цены безубыточности.

Например, в момент начала производства при $t=\theta+1$ цена $P_{oil}(\theta+1)$ есть цена в рамках основного сценария. Для нахождения цены безубыточности $P_b(\theta+1)$ в первый год производства строим первый виртуальный сценарий, т.е. предполагаем, что цена нефти далее постоянна в течение всего срока жизни проекта и равна $P_{oil}(\theta+1)$. Соответствующие значения предполагаемых капитальных затрат и себестоимости в рамках итерационного сценария обозначим $K_{\theta+1}(t)$, $C_{\theta+1}(t)$. Уравнение (2.2) тогда примет вид:

$$(1-\alpha)V \sum_{t=\theta+1}^T (P_b(\theta+1) - C_{\theta+1}(t))D^{t-1} = \sum_{t=1}^{\theta} \left(K(t) - \alpha\beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D^{t-1} + \sum_{t=\theta+1}^T \left(K_{\theta+1}(t) - \alpha\beta \sum_{n=1}^{\theta} K(n) - \alpha\beta \sum_{n=\theta+1}^t K_{\theta+1}(n) \right) D^{t-1}. \quad (2.8)$$

Отсюда находим цену безубыточности в момент времени $t = \theta + 1$:

$$P_b(\theta+1) = \frac{1-D}{D^{\theta} - D^T} \sum_{t=\theta+1}^T C_{\theta+1}(t)D^{t-1} + \frac{1}{(1-\alpha)V} \frac{1-D}{D^{\theta} - D^T} \sum_{t=1}^{\theta} \left(K(t) - \alpha\beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D^{t-1} - \frac{\alpha\beta}{(1-\alpha)V} \sum_{n=1}^{\theta} K(n) + \frac{1}{(1-\alpha)V} \frac{1-D}{D^{\theta} - D^T} \sum_{t=\theta+1}^T \left(K_{\theta+1}(t) - \alpha\beta \sum_{n=\theta+1}^t K_{\theta+1}(n) \right) D^{t-1}. \quad (2.9)$$

В формуле (2.9) капитальные вложения $K(t)$ отвечают исходному сценарию цен на нефть, причем по построению итерационного сценария $K_{\theta+1}(\theta+1) = K(\theta+1)$, $C_{\theta+1}(\theta+1) = C(\theta+1)$.

Далее вновь используем формулу (2.2), в которой учитываем, что $P_b(\theta+1)$ известна из (2.9). В результате получаем уравнение для определения $P_b(\theta+2)$, которое аналогично уравнению (2.8), за исключением того, что все переменные до момента $t = \theta+1$ уже известны, а в последующем величины $K_{\theta+1}(t)$, $C_{\theta+1}(t)$ заменяются на $K_{\theta+2}(t)$, $C_{\theta+2}(t)$ второго виртуального сценария:

$$\begin{aligned} & (1-\alpha)V(P_b(\theta+1) - C(\theta+1))D^\theta + (1-\alpha)V \sum_{t=\theta+2}^T (P_b(\theta+2) - C_{\theta+2}(t))D^{t-1} = \\ & = \sum_{t=1}^{\theta+1} \left(K(t) - \alpha\beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D^{t-1} + \\ & + \sum_{t=\theta+2}^T \left(K_{\theta+2}(t) - \alpha\beta \sum_{n=1}^{\theta+1} K(n) - \alpha\beta \sum_{n=\theta+2}^t K_{\theta+2}(n) \right) D^{t-1}. \end{aligned}$$

Отсюда находим цену безубыточности в момент времени $t = \theta+2$:

$$\begin{aligned} P_b(\theta+2) &= \frac{1-D}{D^{\theta+1} - D^T} \left(\sum_{t=\theta+1}^T C_{\theta+2}(t)D^{t-1} - (P_b(\theta+1) - C(\theta+1))D^\theta \right) + \\ &+ \frac{1}{(1-\alpha)V} \frac{1-D}{D^{\theta+1} - D^T} \sum_{t=1}^{\theta+1} \left(K(t) - \alpha\beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D^{t-1} - \frac{\alpha\beta}{(1-\alpha)V} \sum_{n=1}^{\theta+1} K(n) + \quad (2.10) \\ &+ \frac{1}{(1-\alpha)V} \frac{1-D}{D^{\theta+1} - D^T} \sum_{t=\theta+2}^T \left(K_{\theta+2}(t) - \alpha\beta \sum_{n=\theta+2}^t K_{\theta+2}(n) \right) D^{t-1}. \end{aligned}$$

Возвращаемся опять к уравнению (2.8) и повторяем данную процедуру для следующего момента времени.

Пусть расчет проведен до момента $t = \theta+k$ включительно. Введем обозначения

$$\begin{aligned} G(k) &= \frac{1-D}{(1-\alpha)V(D^{\theta+k} - D^T)} \sum_{t=1}^{\theta+k} \left(K(t) - \alpha\beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D^{t-1}, \\ \tilde{G}(k+1) &= \frac{1-D}{(1-\alpha)V(D^{\theta+k} - D^T)} \sum_{t=\theta+k+1}^T K_{\theta+k+1}(t)D^{t-1} - \quad (2.11) \\ &- \frac{\alpha\beta(1-D)}{(1-\alpha)V(D^{\theta+k} - D^T)} \sum_{t=\theta+k+1}^T \sum_{n=\theta+k+1}^t K_{\theta+k+1}(n)D^{t-1}. \end{aligned}$$

Сумма в выражении для $G(k)$ представляет собой дисконтированную величину остаточных основных фондов, а две суммы в выражении для $\tilde{G}(k+1)$ представляют аналогичное выражение на промежутке времени от данного расчетного момента до окончания жизни проекта, вычисленное в рамках итерационного сценария. В этих обозначениях из уравнения (2.8) на шаге $\theta+k+1$ получаем

$$P_b(\theta+k+1) = \frac{1-D}{D^{\theta+k} - D^T} \left(\sum_{t=\theta+k+1}^T \frac{C_{\theta+k+1}(t)}{(1+E)^{t-1}} - \sum_{t=\theta+1}^{\theta+k} \frac{P_b(t) - C(t)}{(1+E)^{t-1}} \right) - \frac{\alpha\beta}{(1-\alpha)V} \sum_{n=1}^{\theta+k} K(n) + G(k) + \tilde{G}(k+1). \quad (2.12)$$

В результате для каждого сценария $P_{oil}(t)$ расчетным путем получается кривая безубыточности $P_b(t)$. В частности, для постоянных по годам инвестиций K_0 в течение первых θ лет все величины $\tilde{G}(k+1)$ в (2.12) равны нулю, а зависимость $G(k)$ имеет вид

$$G(k) = \frac{K_0}{(1-\alpha)V(D^{\theta+k} - D^T)} \left(\left(1 - D^\theta\right) \left(1 - \frac{\alpha\beta}{1-D}\right) + \alpha\beta\theta D^{\theta+k} \right). \quad (2.13)$$

Подчеркнем, что зависимость $P_b(t)$ для нестационарного сценария внешних условий определяется не только изменяющейся себестоимостью $C(t)$, что тривиально, но и, как видно из (2.12), своими предыдущими значениями $P_b(t-1)$, $P_b(t-2)$ и т.д.

Получающуюся кривую безубыточности следует сравнить затем с кривой средних контрактных цен на данном целевом рынке за вычетом транспортных расходов (это так называемые цены net-back, т.е. максимально возможные цены контрактов). Проект считается реализуемым, если в каждый момент времени кривая безубыточности проходит ниже кривой цен net-back. Заметим, что этот вывод делается для так называемых контрактов типа FOB (Free on Board), когда продукт продается на отгрузочном терминале производителя. Если рассмотреть контракты DES (Delivered ex Ship), по которым производитель осуществляет транспортировку продукта в точку назначения, то в себестоимость следует включить также и транспортные затраты. В этом случае проект реализуем, если кривая безубыточности лежит ниже кривой контрактных цен на рассматриваемом целевом рынке. Поскольку методика расчета динамической цены безубыточности использует итерационные сценарии, меняющие себестоимость по сравнению с исходным сценарием, то кривая безубыточности FOB будет отличаться от кривой безубыточности DES за вычетом транспортных расходов. Для стационарных сценариев обе эти кривые совпадают, а в нестационарных условиях один из типов контрактов может быть более надежным с точки зрения превышения цены контракта над ценой безубыточности, чем другой.

3. МОДЕЛЬ ЗАТРАТ ПО ПРОЕКТУ ПРОИЗВОДСТВА СПГ

3.1. Модель капитальных затрат

В предыдущей работе [3] авторами был проведен статистический анализ затрат на производство СПГ и цен на этот товар на основных мировых рынках. Описываемая здесь модель использует усредненные данные, полученные в [3].

Капитальные затраты при производстве сжиженного газа имеют две составляющих: первая – это затраты K_{up} на освоение месторождения (upstream), а вторая – K_{pl} на строительство собственно завода по сжижению (plant). Величины K_{up} различаются в зависимости от геологических условий залегания месторождения и природно-климатических условий разработки. Средние удельные затраты в добывающие мощности составляют примерно $w = 10$ [\$/тыс. м³] по отношению к доказанным запасам.

Пусть V – мощность производства СПГ [млн т в год], 1 млн т СПГ примерно составляет 1,4 млрд м³ природного газа. Введем типовые показатели качества разработки месторождения: коэффициент извлечения запасов $\eta = 0,85$, доля потерь и расходов газа на собственные нужды $\varphi = 0,12$. Период обустройства месторождения примем равным $\theta = 4$ года, полный срок жизни проекта $T = 24$ года.

Будем для простоты считать, что газовое месторождение разрабатывается исключительно для производства СПГ и не содержит нефти или конденсата. Тогда средние капитальные затраты на добычу составят

$$\bar{K}_{up} = w \cdot \frac{1,4V}{\eta \cdot (1 - \varphi)} \cdot (T - \theta) \quad [\text{млн } \$]. \quad (3.1)$$

На практике период подготовки месторождения к разработке может длиться не один десяток лет (геологические работы, бурение разведочных скважин, обустройство и пр.). Поэтому для простоты будем считать, что все затраты на освоение приведены к первому году начала работ.

Капитальные затраты на сжижение K_{pl} зависят как от мощности производства, т.е. от величины V , так и от стоимости энергоносителей, входящих в стоимость материалов и их транспортировки, в основном, от цены нефти P_{oil} . Четко отделить один фактор от другого не представляется возможным. Для этого требуется достаточно представительная статистика стоимости строительства однотипных объектов (т.е. заводов) разной мощности при постоянных ценах на нефть, а также заводов одной мощности при разных ценах на нефть, но примерно в один исторический период. Поскольку заводов СПГ в мире не так и много, всего 38, включая строящиеся, то речь может идти только о более или менее достоверной оценке их стоимости по тем из них, которые можно объединить по сходным технологическим показателям и примерно одинаковым условиям строительства. Стоимость завода СПГ мощностью V [млн т в год] оценивается по формуле

$$\bar{K}_{pl}(P_{oil}) = (5V^3)^{1/4} (10 \cdot P_{oil} [$/bl] + 140) \text{ [млн \$]}. \quad (3.2)$$

Мировая цена нефти P_{oil} в этой модели – это среднегодовая цена на легкую нефть WTI (West Texas Intermediate) на товарно-сырьевой бирже Нью-Йорка NYMEX.

Таким образом, в качестве модельной функции типовых капитальных затрат в год t на разработку месторождения и строительство завода СПГ в данной работе принимается следующая:

$$K(t) = \begin{cases} \bar{K}_{up} + \frac{1}{\theta} \bar{K}_{pl}, & t = 1 \\ \frac{1}{\theta} \bar{K}_{pl}, & 2 \leq t \leq \theta \\ 0, & t > \theta \end{cases} \quad (3.3)$$

3.2. Модель производственных затрат

Основные причины изменения со временем производственных затрат – это инфляция, приводящая к увеличению заработной платы персонала, и изменение цен на энергоносители, стоимость которых входит в изготовление и доставку предметов материально-технического обеспечения.

Электроснабжение и производство тепла, необходимые для функционирования предприятия, осуществляется обычно за счет добываемого сырья, и потому учитываются в увеличении себестоимости путем нормирования затрат на нетто-добычу.

Влияние же инфляции и меняющейся цены нефти укрупненно можно учесть следующим образом. Средние себестоимости добычи \bar{C}_{up} и сжижения \bar{C}_{pl} были рассчитаны в [3] на основе данных, содержащихся в [2], для цены нефти 50 [\$/bl]: $\bar{C}_{up} = 16$ [\$/тыс. м3], $\bar{C}_{pl} = 14$ [\$/тыс. м3]. Суммарная себестоимость равна тогда $\bar{C} = \bar{C}_{up} + \bar{C}_{pl} = 30$ [\$/тыс. м3].

Доля стоимости нефти в добыче газа и производстве СПГ оценивается величиной $\gamma = 1/3$. Тогда в линейном приближении считаем, что при изменении среднегодовой цены нефти на ΔP по сравнению с базовым значением $P_0 = 50$ [\$/bl] суммарные затраты изменятся на величину

$\Delta C = \gamma \frac{\bar{C}}{P_0} \Delta P$. Остальная часть $(1 - \gamma)\bar{C}$ изменяется в соответствии с

инфляцией. Пусть инфляция доллара США составляет $i = 0,02$ (т.е. 2% в год). Тогда укрупненная модель производственных затрат в терминах себестоимости имеет вид

$$C(t) = 30 \cdot \begin{cases} 0, & t \leq \theta \\ (1-\gamma)(1+i)^{t-1} + \gamma \frac{P_{oil}(t)}{50}, & t > \theta \end{cases} \quad [\$/\text{тыс. м}^3] \quad (3.4)$$

3.3. Модель транспортных затрат

Произведенный СПГ доставляют на рынок специальными танкерами-газовозами. Согласно [2, 4, 5], затраты Z_{tr} на транспортировку складываются из амортизационных отчислений Z_{cap} , представляющих собой возмещение капитальных затрат на строительство газовоза, операционных затрат Z_{op} , включающих оплату экипажа, снабжение продовольствием и запасными частями, материально-техническое обслуживание судна, морскую страховку, административные расходы, и рейсовых затрат Z_{voy} , которые включают топливные расходы, канальные сборы, оплату судов сопровождения (если они требуются) и портовые сборы. Кроме того, следует учесть потерю СПГ на выкипание, приводящую к уменьшению поставляемого объема газа.

Первая и вторая составляющие транспортных затрат в этой формуле определяются типом судна и годом его постройки, а рейсовые затраты зависят от дальности маршрута и скоростных качеств газовоза. Рейсовые затраты являются основной составляющей транспортных расходов в целом, поскольку определяются, главным образом, стоимостью топлива, необходимого для движения судна.

В среднем стоимость строительства газовоза, способного вместить $V_g = 145$ тыс. м³ СПГ (примерно 85 млн м³ природного газа), в 2000-2007 гг. составила 250 млн долл. США. Исходя из 20-летнего срока эксплуатации по 350 нормативных дней в году получаем, что суточная амортизация составляет приблизительно $h_{cap} = 36$ тыс. \$/сут.

По данным [4], суточные операционные затраты для судна указанной грузоподъемности составляют в среднем $h_{op} = 14$ тыс. \$/сут.

Рейсовые затраты зависят от времени движения, т.е. от дальности транспортировки и ходовых качеств газовоза. Примем в качестве типовых следующие данные [2]:

- скорость газовоза $u = 19$ узлов (840 км/сут.);
- потери СПГ при морской транспортировке $\xi = 0,12$ %/сут.;
- время погрузки-разгрузки $t_l = 3$ сут.;
- расход ходового топлива $\eta_v = 180$ т/сут.;
- расход топлива в порту $\eta_p = 40$ т/сут.;
- портовый сбор $S_p = 200$ тыс. долларов США.

Пусть L – расстояние между терминалами портов погрузки и разгрузки. Тогда время на раунд t_r (т.е. в оба конца) будет равно

$$t_r = \frac{2L}{u} + t_l.$$

Пусть также P_{fuel} – стоимость судового топлива. Тогда затраты за один рейс определяются по формуле

$$Z_{tr} = \left(h_{cap} + h_{op} \right) \left(\frac{2L}{u} + t_l \right) + P_{fuel} \left(\eta_v \frac{2L}{u} + \eta_p t_l \right) + S_p. \quad (3.5)$$

Для расчета стоимости транспортировки следует учесть, что 5% СПГ остается в емкостях-танках для поддержания давления и, кроме того, обычно емкости заполняются на 98%. Введем тогда суммарный коэффициент использования газовева $\mu = 0,93$. Далее, величина $\xi L/u$ составляет долю потерь на выкипание. Поскольку 1 м³ СПГ соответствует приблизительно 618 м³ природного газа, стоимость транспортировки количества сжиженного газа, эквивалентного 1 тыс. м³ природного газа, на борту газовева вместимостью V_g составит в пункте назначения величину

$$C_{tr} = \frac{Z_{tr}}{618 \cdot \mu V_g (1 - \xi L/u)}. \quad (3.6)$$

Учтем теперь, что инфляции подвержены операционные расходы h_{op} , а цена судового топлива весьма тесно привязана к цене нефти. Эмпирическая формула зависимости цены топлива от цены нефти по данным [4] за последние 5 лет построена в [3] и имеет вид

$$P_{fuel} = aP_{oil} + b, \quad a = 5,7; \quad b = -11,3. \quad (3.7)$$

Здесь цена нефти имеет размерность \$/bl, а топливо – \$/т.

В результате получаем, что модель изменения стоимости транспортировки во времени дается формулой

$$C_{tr}(t) = \frac{1}{618 \cdot \mu V_g (1 - \xi L/u)} \left(\left(h_{cap} + h_{op} \cdot (1+i)^{t-1} \right) \left(\frac{2L}{u} + t_l \right) + \right. \\ \left. + (aP_{oil}(t) + b) \left(\eta_v \frac{2L}{u} + \eta_p t_l \right) + S_p \right). \quad (3.8)$$

Модель, составленная из уравнений (3.1)-(3.8), позволяет провести анализ цены безубыточности в зависимости от сценария цен на нефть.

Для расчета экономической эффективности проекта необходимо иметь модель цены СПГ на целевом рынке. Эта модель должна учитывать не только зависимость цены газа от цены нефти, но и включать в себя спрос и предложение газа. На каждом из трех мировых региональных рынков природного газа (Юго-Восточная Азия, США, Европа) действуют свои правила ценообразования, что отражается и на формулах долгосрочных контрактов на сжиженный газ [2].

В следующем разделе строится модель рынка СПГ на примере региона Юго-Восточной Азии.

4. МОДЕЛЬ СПРОСА И ЦЕН НА РЫНКЕ СПГ

4.1. Модель цены СПГ на рынке Японии

В странах Юго-Восточной Азии нет внутреннего рынка природного газа, весь газ импортируется в форме СПГ, и потому его цена гораздо более, чем на всех остальных рынках, привязана к региональной цене «нефтяной корзины» – JCC (Japanese Crude Cocktail), которая, в свою очередь, с высокой достоверностью 0,98 определяется ценой нефти WTI.

Для определенности будем рассматривать крупнейшего потребителя СПГ в регионе (и в мире) – Японию. Анализ данных [4] на протяжении последних 5 лет, но без учета пост-кризисного 2009 года показал, что среднегодовая контрактная цена СПГ [\$/тыс. м³] в Японии может быть представлена в виде следующей эмпирической линейной зависимости от среднегодовой цены нефти WTI [\$/bl]:

$$P(t) = AP_{oil}(t) + B, \quad A = 5,75; \quad B = -122,54. \quad (4.1)$$

Ошибка аппроксимации (т.е. относительное среднеквадратичное отклонение аппроксимации от факта) по этой формуле составила 0,04.

Отметим, что эмпирические зависимости между среднегодовыми ценами отличаются от аналогичных связей для среднемесячных цен, поскольку цены – средневзвешенные по объему поставок. С точностью 0,88 справедлива формула для связи среднемесячных цен на СПГ и на нефть:

$$P(t) = 3,17P_{oil}(t) + 42,6.$$

Поскольку в данной работе рассматривается модель с шагом в 1 год, то для определения цены СПГ по цене нефти используется формула (4.1). В диапазоне нефтяных цен от 50 до 80 \$/bl формулы для среднемесячных и среднегодовых цен на СПГ различаются не более, чем на 12%.

4.2. Модель спроса на СПГ

Спрос на СПГ в странах Юго-Восточной Азии не является эластичным, поскольку большая его часть потребляется в промышленности и в электроэнергетике, где при относительно небольшом изменении цен спрос не меняется, а определяется нуждами промышленного производства. Небольшие изменения цен могут быть освоены экономикой путем перенесения возникающих дополнительных затрат на стоимость производимой продукции. Вследствие этого увеличение потребления газа в регионе связано не столько с ценовой конъюнктурой, сколько с нуждами промышленного производства.

Чтобы определить потребности экономики страны в природном газе, надо, строго говоря, рассматривать весь ТЭК в комплексе, что выходит за рамки данной работы. Поэтому мы построим здесь качественную модель, выделив укрупненные макроэкономические показатели.

При стабильной экономической ситуации в регионе наблюдается постоянное увеличение доли газа в топливно-энергетическом балансе. В 2008 г. эта доля составляла в Японии величину $\delta_g = 0,16$ и в течение 2000-2008 гг. росла со средним темпом $r_g = 0,01$ в год. Доли угля, а также атомной и

гидроэнергетики в ТЭБ Японии на протяжении указанного промежутка оставались примерно постоянными, равными в совокупности 0,4, а доля нефти δ_{oil} снижалась, вытесняемая газом, причем сумма $\delta_{oil} + \delta_g$ оставалась примерно постоянной, равной 0,6.

Относительное увеличение потребления газа связано в основном с тем, что в тепловых единицах (млн британских тепловых единиц, Mbtu) его стоимость заметно меньше, чем стоимость нефти, а сферы применения этих топлив в значительной степени совпадают. Например, в 2007 г. были следующие средние цены на нефть JCC и СПГ: $P_{JCC}(2007) = 11,9$ \$/Mbtu, $P_{LNG}(2007) = 7,7$ \$/Mbtu.

Кроме того, газ – экологически более чистое топливо, чем нефть, использование которой связано с экологическими платежами, что еще больше повышает ее стоимость по сравнению с газом.

Еще одним преимуществом СПГ является то, что на единицу массы он в 1,2 раза калорийнее нефти и имеет несколько больший коэффициент утилизации. В 1 тонне СПГ содержится в среднем 49,2 Mbtu, и это количество соответствует 1,38 тыс. м³ природного газа. В 1 тонне нефти содержится 42,6 Mbtu. Укажем, что в 1 тыс. м³ природного газа содержится 35,7 Mbtu, а в 1 барреле нефти 5,8 Mbtu.

Все эти факторы привели к тому, что в Японии потребление газа росло в период 2000-2007 гг. с темпом $R_g^0 = 5$ млрд м³ в год. Верхний индекс «0» указывает на то, что темп отвечает некоторым стабильным экономическим условиям и не связан непосредственно с ценами на нефть и газ.

Исходным положением модели спроса на газ является то, что изменение потребления газа происходит вследствие роста реального ВВП, при изменении структуры ТЭБ, а также при снижении энергоемкости производства.

Пусть G – ВВП [\$], δ_g – доля газа в ТЭБ, ε – энергоемкость ВВП [btu/\$], которую будем для краткости считать одинаковой для всех видов топлива. Обозначим также $q = 35,7$ [Mbtu/тыс. м³] удельное теплосодержание природного газа. Тогда объем потребления газа определяется формулой

$$V(t) = \frac{\varepsilon(t)\delta_g(t)G(t)}{q}. \quad (4.2)$$

Цены на энергоносители начинают влиять на экономику в случае их слишком быстрого роста. Само их численное значение является лишь масштабным фактором для прочих цен в других отраслях и существенной роли не играет. Какой рост является «слишком быстрым», определяется текущим состоянием экономики.

Будем предполагать, что быстрый рост цен на топливо снижает рост реального ВВП, очищенного от инфляции, по линейной модели эластичности с лагом запаздывания 1 год. Пусть R_G – темп относительного прироста ВВП вследствие увеличения производства. Тогда с учетом инфляции объем ВВП в год t есть

$$G(t) = G(t-1)(1 + R_G(t))(1 + i) \approx G(t-1)(1 + R_G(t) + i). \quad (4.3)$$

Пусть ΔP_{oil}^0 – среднегодовой рост цен на нефть WTI, к которому экономика «приспособилась», и R_G^0 соответствующий постоянный рост реального ВВП. Тогда темп роста ВВП моделируется формулой

$$R_G(t+1) = R_G^0 + \nu \frac{\Delta P_{oil}^0 - \Delta P_{oil}(t)}{P_{oil}(t-1)}, \quad (4.4)$$

где ν есть коэффициент эластичности, который может быть оценен по фактическим данным. Это делается следующим образом.

В период 2005-2007 гг. стационарный рост цен на нефть составил $\Delta P_{oil}^0 = 7$ \$/bl с колебанием порядка 2 \$/bl. При этом суммарно наблюдаемый показатель роста ВВП $R_G^0 + i$ оказался равным 0,02, т.е. совпал с инфляцией. Следовательно, экономического развития по существу не было, и можно считать, что $R_G^0 = 0$.

В кризисный 2008 г. прирост цен на нефть составил $\Delta P_{oil}(2008) = 28$ \$/bl при среднегодовой цене в 2007 г., равной $P_{JCC}(2007) = 72$ \$/bl. В результате реальный ВВП в 2009 г. снизился на 6%, т.е. $R_G(2009) = -0,06$. Эти данные позволяют оценить коэффициент ν в (4.4), который оказывается равным $\nu = 0,2$.

Построим теперь качественную модель изменения доли газа в ТЭБ. Поскольку эта доля во всяком случае не превосходит единицы и потребление газа растет по сравнению с другими топливами, то изменение доли газа в ТЭБ имеет предел, и потому происходит по некоторой модели насыщения, т.е. по S-образной кривой. Конкретный вид кривой в данном случае не принципиален. В качестве модельной функции удобно взять логистическую кривую, определяемую уравнением

$$\frac{d\delta}{dt} = r\delta \left(1 - \frac{\delta}{\delta_{\max}} \right).$$

Здесь $r = r_g = 0,01$ – определенное выше значение относительного увеличения доли газа, а δ_{\max} есть некоторое максимальное значение этой доли, равной по экспертным оценкам 0,5. Тогда доля газа в ТЭБ меняется по следующей модельной зависимости:

$$\delta(t+1) = \delta(t) + 0,01\delta(t)(1 - 2\delta(t)). \quad (4.5)$$

Аналогично поступим и для энергоёмкости ВВП, с той лишь разницей, что она не растет, а снижается с относительным темпом R_ε вследствие улучшения технологий, а также и за счет инфляции. В настоящее время она составляет в Японии $\varepsilon = 5500$ [btu/\$] и снижается с темпом около 4% в год, причем половина этого темпа обусловлена инфляцией, т.е. $R_\varepsilon = 0,02$. Внедрение новых энергосберегающих технологий позволит в будущем

снизить энергоемкость до некоторого минимального значения, ориентировочно равного (без учета инфляции) $\varepsilon_{\min} = 4000$ [btu/\$]. Тогда

$$\varepsilon(t+1) = \frac{\varepsilon(t)}{1+i} - R_{\varepsilon} \cdot \varepsilon(t) \cdot (1 - \varepsilon(t)/\varepsilon_{\min}). \quad (4.6)$$

Формулы (4.2)-(4.6) определяют модель спроса на природный газ. То, насколько этот спрос удовлетворится, определяется возможностями экспортеров, которых будет устраивать цена СПГ на данном рынке.

4.3. Модель спотовых поставок СПГ

Основная часть поставок СПГ осуществляется по долгосрочным контрактам, затраты по которым моделируются по формулам (3.1)-(3.8). Объем поставок в рамках конкретного проекта не превосходит, естественно, установленной производственной мощности. Совокупный объем поставок по этим контрактам обозначим $V_c(t)$. При кратковременных колебаниях спроса, когда $V > V_c$, могут реализовываться и спотовые сделки. Данные по объемам поставок в рамках долгосрочных контрактов известны, а по спотовым контрактам должны быть определены в предположении, что экспортеры устремляются в первую очередь на тот рынок, где прибыльность для них выше, а импортеры, встречным образом, ранжируют экспортеров – но только тех, которые идут на данный рынок – по возрастанию предлагаемой ими цены. Поэтому при $V > V_c$ спотовый контракт может иметь цену \tilde{P} , превосходящую ту, которая привязана к нефти по формуле (4.1). Обозначим $\tilde{V} = V - V_c > 0$ и введем коэффициент эластичности λ так, что

$$\frac{\tilde{P}(t) - P(t)}{P(t)} = \lambda \frac{\tilde{V}(t)}{V_c(t)}. \quad (4.7)$$

По оценкам спотовых сделок на рынке Японии, λ имеет величину порядка 1.

Пусть экспортеры имеют некоторую свободную (т.е. не занятую в контрактах и доступную технологически) мощность производства СПГ M , себестоимость C и расстояние L до данного рынка. Для i -го экспортера рассмотрим величину

$$\tilde{C}_i(t) = P(t) - C_{tr,i}(t, L) - P_{b,i}(t), \quad (4.8)$$

т.е. превышение цены нет-бэк от данного рынка над его ценой безубыточности. Поставки возможны, только если $\tilde{C}_i(t) > 0$, это необходимое условие. Кроме того, имеются и другие рынки, на которые он может поставлять газ. В модели «рационального поведения» экспортера считаем, что он сначала отправляет газ на тот рынок, который приносит ему максимальный доход, а затем на другие рынки. Поэтому для i -го экспортера следует рассмотреть набор величин \tilde{C}_{ij} превышений прибыли, получаемой от поставок на рынок j -ой страны-импортера (исключая рассматриваемую

страну и все те, которые не нуждаются в поставках), над его ценой безубыточности. Если для этого экспортера оказалось, что

$$\tilde{C}_i(t) > \max_j \tilde{C}_{ij}(t) = C_i^0(t), \quad (4.9)$$

то поставки на данный рынок возможны. Из (4.7) следует, что для этого необходимо, чтобы цена по спотовому контракту была бы не меньше, чем

$$\tilde{P}_i(t) = C_i^0(t) + C_{tr,i}(t, L) + P_{b,i}(t). \quad (4.10)$$

Если оказалось, что $\tilde{P}_i(t) < P(t)$, то, очевидно, экспортер может продать газ по текущей рыночной цене $P(t)$, т.е. для него считаем $\tilde{P}_i(t) = P(t)$.

Ранжируем потенциальных поставщиков по возрастанию цен $\tilde{P}_i(t)$. Ограничением сверху для этих цен является установленная выше в (4.7) цена $\tilde{P}(t)$. Для первого поставщика получаем пару «цена-объем» $\{\tilde{P}_1, m_1\}$, характеризующую спотовый контракт, где $m_1 = \min\{\tilde{V}, M_1\}$. Для второго поставщика имеем пару $\{\tilde{P}_2, m_2\}$, где $m_2 = \min\{\tilde{V} - m_1, M_2\}$ при условии, что $V - m_1 > 0$. Аналогично для k -го экспортера спотовый контракт имеет вид

$$\{\tilde{P}_k, m_k\}, m_k = \min\left\{\tilde{V} - \sum_{i=1}^{k-1} m_i, M_k\right\}, \tilde{V} - \sum_{i=1}^{k-1} m_i > 0; C_k^0 \leq \tilde{P}_k \leq \tilde{P}. \quad (4.11)$$

Сумма по всем контрактам с ненулевыми поставками m_k дает объем спотовых контрактов за год. Фактический объем потребления складывается из долгосрочных V_c и краткосрочных спотовых V_s контрактов:

$$V_{fact}(t) = V_c(t) + V_s(t), \quad V_s(t) = \sum_{k, m_k > 0} m_k(t). \quad (4.12)$$

Поскольку, как уже говорилось выше, потенциальных поставщиков всего 38, то на практике задача ранжирования может быть решена простым перебором.

5. РАСЧЕТ ВНД ПРОЕКТА

5.1. Сценарии внешних переменных

Кроме цены нефти, существует большое количество параметров, определяющих внешнюю среду, в которой реализуется проект. Те величины, которые сами существенно зависят от цены нефти, исключаются из числа внешних параметров и рассчитываются по приближенным формулам, которые получаются при статистической обработке фактических данных. Таковыми в данной модели являются капитальные и операционные затраты. Хотя такие величины как инфляция и ставка налога тоже отчасти зависят от цены нефти, но, поскольку эта зависимость не прямая, выделить ее среди других управляющих воздействий не представляется возможным, поэтому указанные параметры считаются в расчетах постоянными. Величины, на которые влияет

инфляция, задаются в год начала торговых операций по проекту, т.е. по завершении строительства завода.

Итак, в расчетах были приняты следующие значения внешних переменных, согласно данным, приведенным в [2]:

- инфляция доллара США $i = 0,02$ (т.е. 2% в год);
- ставка налога на прибыль с учетом налога на добычу полезных ископаемых $\alpha = 0,3$;
- мощность нетто завода СПГ $V = 5$ млн т в год (или 7 млрд м³ природного газа в год);
- потери при добыче газа и расходы на собственные нужды $\varphi = 0,1$;
- расстояние транспортировки $L = 7000$ км;
- срок жизни проекта $T = 20$ лет, амортизация основных фондов $\beta = 0,05$;
- ставка дисконтирования $E = 0,15$, т.е. коэффициент дисконтирования $D = 1/(1 + E) = 0,87$;
- период строительства завода СПГ составляет $\theta = 4$ года с равномерным (если бы не было инфляции) распределением капитальных вложений по годам, ликвидационный фонд отсутствует.

Поскольку перечисленные величины входят как параметры в срок окупаемости и внутреннюю норму доходности проекта, то важно знать, насколько чувствительны к ним результаты расчета. Определив E_R по формуле (1.10), следует затем вычислить чувствительность этой величины по отношению к изменению параметра p_i при прочих фиксированных.

По определению, коэффициент чувствительности λ_i изучаемой величины по отношению к параметру p_i показывает, на сколько процентов изменяется данная величина при изменении p_i на 1%. Это означает, что формально чувствительность определяется логарифмической производной данной величины по соответствующему параметру:

$$\lambda_i = \frac{\partial \ln E_R}{\partial \ln p_i}. \quad (5.1)$$

Ключевыми параметрами p_i являются: цена нефти, нормы налога, инфляции и дисконта, а также дальность транспортировки.

5.2. Расчет области безубыточности

Применим методику расчета нестационарной цены безубыточности, описанную в п.2.2, к анализу проекта СПГ в условиях п. 5.1.

Правильный расчет цены безубыточности обеспечивает поставщику СПГ два важных преимущества в торге с покупателем и в управлении затратами на производство. Задав приемлемую для себя внутреннюю норму доходности и определив соответствующий уровень полных затрат на 1 т СПГ, поставщик получит нижнюю границу цены поставки этого энергоносителя в переговорах с покупателем. Аналогичным образом, задав нужную ВНД и

подсчитав соответствующую цену безубыточности, поставщик определит верхний предел полных затрат на 1 т СПГ.

Если рассмотреть всевозможные сценарии цен на нефть $P_{oil}(t)$ и соответствующие им графики цены безубыточности, то множество точек безубыточности образует искомую область безубыточности проекта. При произвольном графике капиталовложений такая задача может быть решена численно в каждом конкретном случае. В упрощенной постановке п.5.1 для модели цен и затрат, линейно зависящих от цены нефти, может быть получено аналитическое решение.

Прежде всего отметим, что при постоянной цене нефти цена (точка) безубыточности также постоянна. В условиях п.5.1 зависимость $P_b(P_{oil})$ линейна. Для рассматриваемого проекта, ориентированного на японский рынок СПГ, расчеты по формулам п. 2.2 и 3.1-3.3 в \$/Mbtu дают следующую зависимость:

$$P_b^{FOB} = 0,23P_{oil} + 2,70; \quad P_b^{DES} = 0,32P_{oil} + 3,01. \quad (5.2)$$

Разность между точками безубыточности DES и FOB дает зависимость стоимости транспортировки от цены нефти (роль инфляции здесь пренебрежимо мала):

$$C_{tr} = 0,09P_{oil} + 0,31. \quad (5.3)$$

Рассмотрим теперь нестационарные сценарии цен на нефть. Поскольку капитальные вложения и операционная деятельность в данной модели хронологически разнесены, то цена безубыточности как функция цены нефти может быть однозначно определена с помощью коэффициента эластичности $\lambda = \frac{\partial P_b}{\partial P_{oil}}$, являющегося постоянным для каждого типа контракта. Для каждого

из контрактов DES или FOB цена безубыточности в момент времени t определяется по формуле

$$P_b(t) = P_b^1(P_{oil}(1)) + \lambda \cdot (P_{oil}(t) - P_{oil}(1)), \quad (5.4)$$

где $P_b^1(P_{oil}(1))$ есть цена безубыточности, определяемая в начальный (условно «первый») момент по формулам (5.2). Для контрактов DES численный расчет коэффициента λ дает величину $\lambda_{DES} = 0,114$, а для контрактов FOB $\lambda_{FOB} = 0,039$, т.е. примерно в три раза меньшую.

Подставляя (5.4) в (5.2) получаем, что область безубыточности проекта в каждый момент времени, т.е. в течение года t , представляет собой полупространство над плоскостью в координатах $(P_{oil}(1); P_{oil}(t))$, которая приближенно задается уравнением:

$$P_b^{FOB}(t) = 0,19P_{oil}(1) + 0,04P_{oil}(t) + 2,70; \quad (5.5)$$

$$P_b^{DES}(t) = 0,21P_{oil}(1) + 0,11P_{oil}(t) + 3,01.$$

Из (5.3) и (5.5) следует, что разность между $P_b^{DES}(t)$ и $P_b^{FOB}(t)$ больше транспортных затрат $C_{tr}(t)$ при падающих ценах на нефть и меньше – при растущих:

$$P_b^{DES}(t) - P_b^{FOB}(t) - C_{tr}(t) = 0,01(P_{oil}(1) - P_{oil}(t)). \quad (5.6)$$

Чем выше цена безубыточности, тем менее конкурентоспособным является проект. Следовательно, при падающих ценах на нефть большая свобода выбора у FOB-контрактов, а при растущих – у DES-контрактов. Это связано с тем, что при падающих ценах на нефть разность между рыночной ценой газа и текущими затратами быстрее сокращается для DES-контрактов, чем для FOB-контрактов. Аналогично, при растущих ценах на нефть эта разность увеличивается быстрее для DES-контрактов, чем для FOB-контрактов.

5.3. Расчет ВНД и анализ чувствительности

На рис. 1 показана внутренняя норма доходности типового проекта производства СПГ как функция годового темпа роста цены нефти для начальных цен 60, 80 и 100 долларов США за баррель. Для примера были выбраны монотонные сценарии цен на нефть.

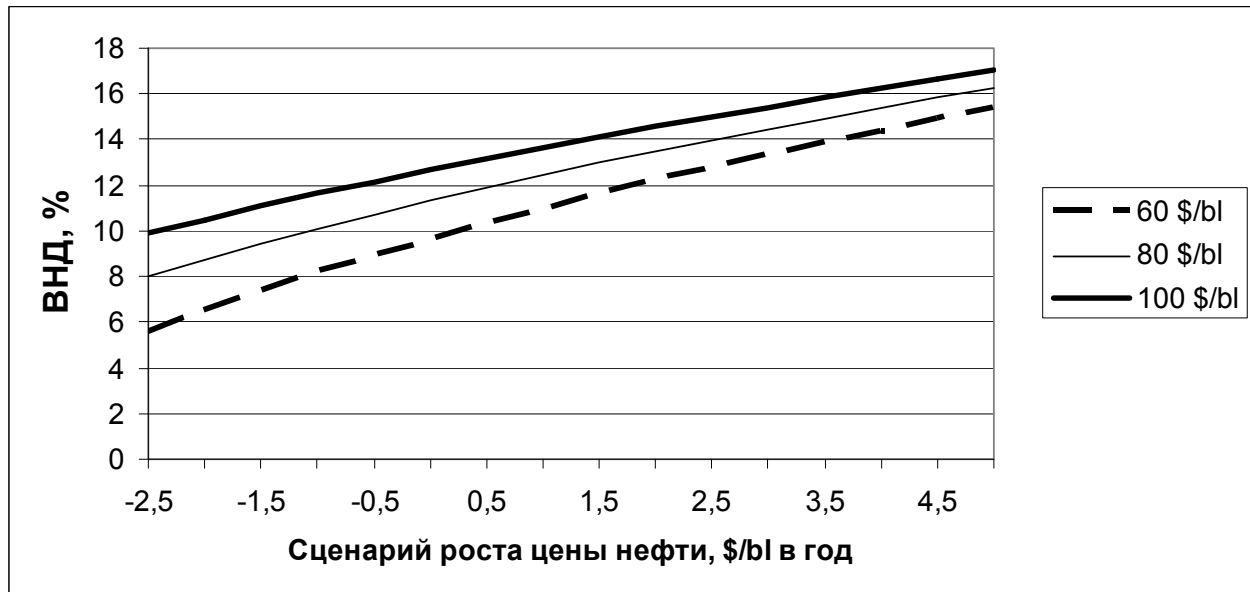


Рис. 1 – ВНД как функция темпа роста цены нефти

На рис. 2-3 приведены результаты расчетов чувствительности ВНД по цене нефти и ставке налога как функции самих этих параметров. Несмотря на линейность исходной задачи, чувствительность является нелинейной функцией своих параметров. Так, прирост ВНД при увеличении цены нефти на 1% составляет 0,65% при низких ценах на нефть и 0,42% при высоких.

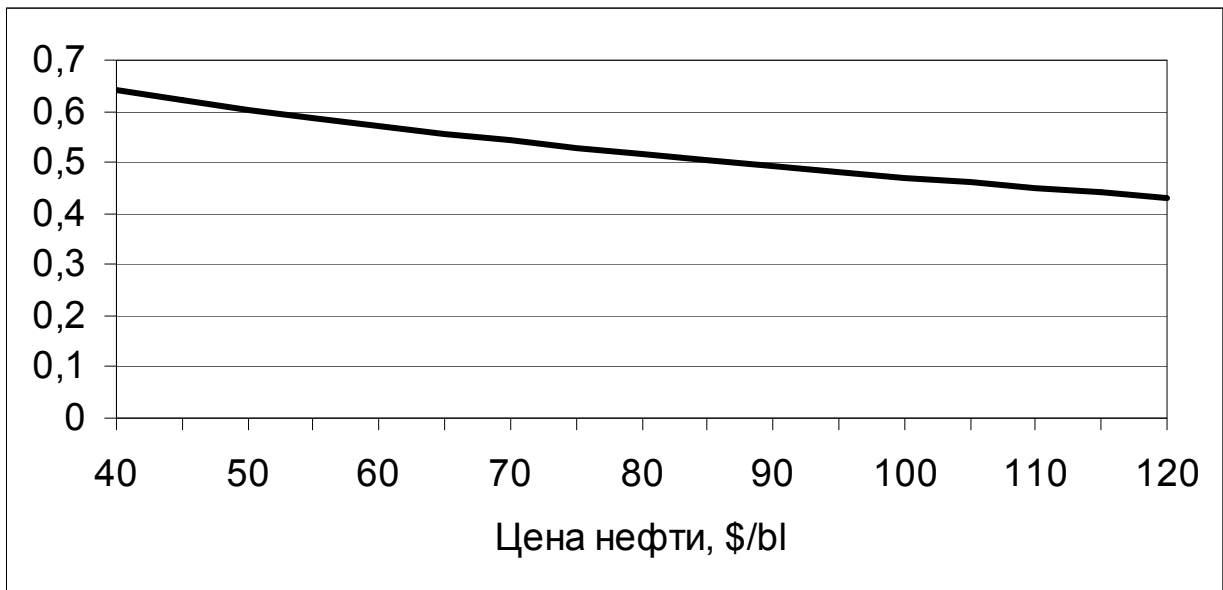


Рис. 2 – Чувствительность ВНД по цене нефти



Рис. 3 – Чувствительность ВНД по ставке налога

Пример графиков цен безубыточности для растущего сценария цен на нефть от 40 \$/bl до 135 \$/bl с равномерным темпом 5\$/bl в год приведен на рис. 4. Промежуток времени, на котором цена безубыточности проходит выше контрактных цен, в традиционном анализе исключает возможность реализации контракта, тогда как нестационарный сценарий показывает, что с течением времени проект войдет в зону окупаемости.

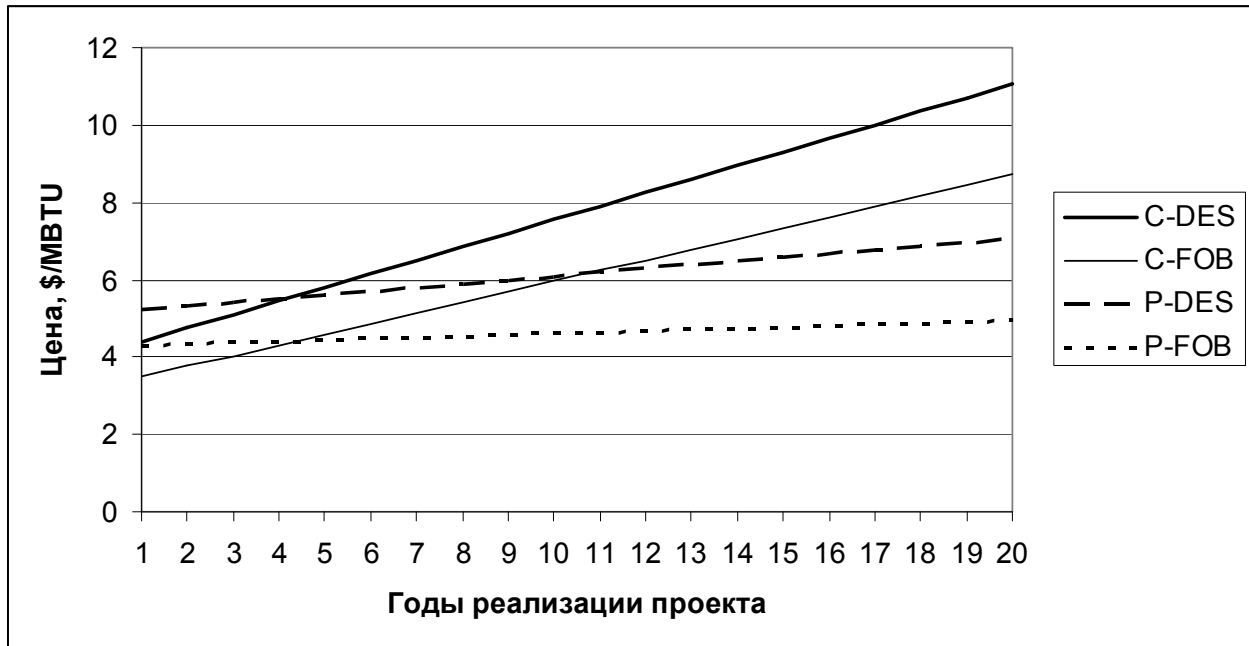


Рис. 4 – Цены безубыточности (P) и контрактные цены (C) на СПГ для растущего сценария цен на нефть

Таким образом, построенная модель производственно-экономического цикла проекта производства СПГ позволяет провести аналитические и численные расчеты показателей экономической эффективности для меняющихся внешних условий. Это более реалистичная модель, чем традиционно применяемая гипотеза постоянных цен и затрат.

ИСТОЧНИКИ

1. Экономика теплоэнергетики и теплотехники. Справочник под ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. – М.: МЭИ, 1999. – 528 с.
2. Вовк В.С., Новиков А.И., Глаголев А.И., Орлов Ю.Н., Бычков В.К., Удалов В.А. Мировая индустрия и рынки сжиженного природного газа: прогнозное моделирование. – М.: ООО «Газпром экспо», 2009. – 312 с.
3. Босова И.Ю., Орлов Ю.Н., Семенцова В.А. Расчет показателей экономической эффективности нефтегазовых проектов в нестационарных сценариях внешних условий / Препринт ИПМ им. М.В. Келдыша РАН, № 19, 2010. – 28 с.
4. LNG Prices. // Argus Global LNG, Nos. 1-12, 2006-2010.
5. Drewry Shipping Consultants, Custom LNG Statistics www.drewry.co.uk