



Босова И.Ю., Орлов Ю.Н.,  
Семенцова В.А.

Расчет показателей  
экономической  
эффективности  
нефтегазовых проектов в  
нестационарных сценариях  
внешних условий

**Рекомендуемая форма библиографической ссылки:** Босова И.Ю., Орлов Ю.Н., Семенцова В.А. Расчет показателей экономической эффективности нефтегазовых проектов в нестационарных сценариях внешних условий // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. 2010. № 19. 26 с. URL: <http://library.keldysh.ru/preprint.asp?id=2010-19>

## Содержание

1. Введение .....	4
1.1. Цель и направление исследования .....	4
1.2. Постановка задачи .....	4
1.3. Основные определения и обозначения .....	5
2. Безубыточность производства .....	7
2.1. Объем безубыточности .....	7
2.2. Стационарная точка безубыточности .....	8
2.3. Нестационарная цена безубыточности .....	10
3. Статистический анализ затрат и цен на СПГ .....	14
3.1. Капитальные затраты .....	14
3.2. Операционные затраты .....	17
3.3. Средневзвешенные контрактные цены на СПГ .....	18
4. Математическая модель производственно-экономического цикла проекта СПГ .....	20
4.1. Модель капитальных затрат .....	20
4.2. Модель производственных затрат .....	21
4.3. Модель транспортных затрат .....	21
4.4. Модель цены СПГ на рынке Юго-Восточной Азии .....	23
5. Расчет цены безубыточности и чувствительности ВНД .....	24
5.1. Сценарий внешних переменных .....	24
5.2. Результаты расчета области безубыточности .....	25
5.3. Результаты расчета чувствительности ВНД .....	27
6. Заключение .....	28
Литература .....	28

# **1. ВВЕДЕНИЕ**

## **1.1. Цель и направление исследования**

В работе строится методика нестационарного анализа экономической эффективности нефтегазового проекта. Нестационарность подразумевает, что параметры внешней среды, определяющие условия реализации проекта, могут меняться во времени. Это требует модификации некоторых понятий, например, цены безубыточности. Кроме того, наличие многих внешних факторов (ставки налога на прибыль, величины инфляции, ставки дисконта, цены нефти, дальности транспортировки и т.д.) приводит к необходимости провести анализ чувствительности по ним ключевого показателя – внутренней нормы доходности проекта.

Применение методики иллюстрируется затем на примере проекта производства сжиженного природного газа (СПГ). Этот пример выбран потому, что для него возможно проведение весьма детального, хотя и укрупненного, описания производственно-экономического цикла с реальными данными по структуре затрат и с известным целевым рынком.

## **1.2. Постановка задачи**

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 на достаточно большие расстояния, иногда более 25 тыс. км, как, например, из Австралии на восточное побережье США. Основная часть продукта поставляется по долгосрочным контрактам с определенной формулой цены, зависящей от цены нефти.

Рассматривается типовой проект производства и поставок сжиженного газа между фиксированной парой регионов. Предполагая, что среднегодовая цена нефти влияет на капитальные затраты и на себестоимость производства, требуется определить область безубыточности проекта в зависимости от сценария цен на нефть, годовой инфляции и ставки налога на прибыль. Требуется также проанализировать имеющуюся статистику по капитальным затратам на строительство завода СПГ и попытаться извлечь из нее влияние на стоимость единицы установленной мощности ключевого внешнего параметра – цены нефти.

Новизна постановки состоит в том, что в традиционном анализе безубыточности рассматривается не сценарий цены на нефть, когда эта цена меняется по годам, а постоянный уровень цены на протяжении всего срока контракта. В предлагаемом подходе понятие безубыточности обобщается со статического рассмотрения на динамическое.

Согласование внешних условий (главным образом, цены нефти) и себестоимости производства при анализе экономической эффективности

проектов производства сжиженного газа в долгосрочной перспективе до сих пор также не предпринималось.

### 1.3. Основные определения и обозначения

Дадим основные определения теории экономической эффективности инвестиционных проектов, каковым и является проект производства нефти, природного газа или сжиженного природного газа, следуя [1].

Одной из главных задач анализа экономической эффективности является определение внутренней нормы доходности проекта и его дисконтированного срока окупаемости. Дисконтированием называется процедура приведения разновременных платежей к дате начала инвестирования. Экономический смысл этой процедуры состоит в следующем.

Пусть  $E$  – годовая ставка доходности, предоставляемая банком. Тогда инвестор, выбирая между вложением денег  $K$  в банк под  $100E$  % годовых или 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

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

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:

$$Y(t) = V(t) \cdot (P(t) - C(t)). \quad (2)$$

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  $\alpha$  – ставка налога на прибыль, куда будем для простоты относить все налоговые платежи, включая налог на добычу полезных ископаемых. Тогда

$$Y_{netto}(t) = Y(t)(1 - \alpha). \quad (3)$$

Амортизацией называется процесс переноса стоимости основных фондов по мере их износа на производимый с их помощью продукт или услуги. Пусть  $T$  – срок эксплуатации объекта в годах, начиная с первого года инвестиционного цикла. Тогда, если не производятся ремонт или модернизация основных фондов, годовой нормой амортизации называется величина

$$\beta = \frac{1}{T}. \quad (4)$$

Таким образом, 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  $K(t)$ . Тогда суммарные отчисления на амортизацию к этому времени составят

$$A(t) = \beta \sum_{n=1}^t (t - n + 1)K(n). \quad (5)$$

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:

$$F(t) = Y_{netto}(t) + \beta \sum_{n=1}^t K(n). \quad (6)$$

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

$$M(t) = V(t)(P(t) - C(t))(1 - \alpha) + \beta \sum_{n=1}^t K(n) - K(t). \quad (7)$$

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

$$F_D(t) = D^{t-1}M(t). \quad (8)$$

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

$$\tau_D : \sum_{n=1}^{\tau_D} F_D(n) = 0. \quad (9)$$

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

$$E_R : \sum_{n=1}^T \frac{M(n)}{(1 + E_R)^{n-1}} = 0. \quad (10)$$

Данные определения применяются при анализе эффективности любых проектов. Поскольку же многие проекты в нефтегазовом секторе весьма затратны, то даже простой срок их окупаемости может превосходить 10 лет. Это означает, что формулы (1-10) являются составной частью некоторой прогнозной модели, в рамках которой и проводится анализ экономической эффективности.

Реалистичной модели динамики мирового нефтегазового рынка в настоящее время нет. В основном это связано с тем, что на рынке действуют не только соображения локальной экономической целесообразности, но и различные политические факторы. Хотя в конечном итоге эти факторы направлены на изменение товарно-денежных потоков, учет их влияния в измеряемых непосредственно величинах невозможен. Но даже и в отсутствие

такого рода манипуляций имеются значительные трудности в описании рынка, поскольку случайная среда, формируемая его участниками, не является стационарной в статистическом смысле. Кроме того, описание собственно рыночных отношений спроса и предложения, строго говоря, невозможно, потому что спрос, в отличие от предложения, величина не измеряемая. В математических моделях, конечно, удобно считать, что потребление равно спросу, или, например, объявить спрос известной функцией цены и т.п., но на практике такие соображения мало полезны. Более правильным с практической точки зрения является проведение статистического анализа текущей ситуации для конкретной задачи и установления (с заданным уровнем достоверности) горизонта прогноза, на котором выводы такого анализа остаются справедливыми.

В данной работе такой анализ был проведен для установления связи между ценой нефти WTI (West Texas Intermediate) на товарно-сырьевой бирже Нью-Йорка и месячной средневзвешенной контрактной ценой на СПГ в том или ином регионе потребления. Кроме того, анализировались также зависимости капитальных и операционных расходов от цены нефти, что позволило предложить модель, в которой не только доходная, но и затратная части проекта могут быть определены в рамках достаточно широко меняющихся сценариев внешних условий.

## 2. Безубыточность производства

### 2.1. Объем безубыточности

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

Тогда валовая прибыль, равная  $Y = V(P - C)$ , должна покрыть постоянные издержки (капиталовложения  $K$  за год), т.е. для безубыточного ведения бизнеса должно быть  $Y \geq K$ . Точкой безубыточности называется такой объем  $V_b$ , при котором  $Y = K$ , откуда следует

$$V \geq V_b = \frac{K}{P - C}.$$

Это определение, однако, не учитывает дисконтирование дохода в течение ряда лет, необходимых, возможно, для окупаемости первоначальных капиталовложений. Поэтому оно должно быть модифицировано на случай долгосрочного выполнения проекта. В этом случае необходимо учесть также налоги и амортизацию.

Из определений п. 1.3 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

$$(1 - \alpha)V_b \sum_{t=1}^T \frac{P(t) - C(t)}{(1 + E)^{t-1}} = \sum_{t=1}^T \left( K(t) - \beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) \frac{1}{(1 + E)^{t-1}}. \quad (11)$$

Согласно традиционной методике [1], условия, в которых предполагается реализация проекта, считаются постоянными, т.е. цена продаж и себестоимость не меняются со временем. Тогда из (11) следует

$$V_b = \frac{1 - D_E}{(1 - \alpha)(P - C)(1 - D_E^T)} \sum_{t=1}^T \left( K(t) - \beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D_E^{t-1}. \quad (12)$$

Величина  $\frac{1 - D_E^T}{1 - D_E}$  представляет сумму коэффициентов дисконтирования за время жизни проекта.

## 2.2. Стационарная точка безубыточности

Если объем производства задан, то (11) можно трактовать как уравнение относительно минимальной цены  $P$  продажи продукта, при которой проект имеет нулевую прибыль за время жизни  $T$ . Соответствующая цена  $P_b$  называется ценой безубыточности (break-even point) проекта.

Заметим, что, как правило, инвестиционный цикл предшествует производственному. Пусть производство начинается через  $\theta$  лет после начала создания основных фондов. Тогда суммирование в левой части уравнения (11) начинается с момента времени  $t = \theta + 1$ . В результате для стационарной точки безубыточности получается выражение

$$P_b = C + \frac{1}{(1 - \alpha)V} \frac{1 - D_E}{D_E^\theta - D_E^T} \sum_{t=1}^T \left( K(t) - \beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D_E^{t-1}. \quad (13)$$

Анализ безубыточности обычно проводится для определенных внешних условий, постоянных на протяжении всей жизни проекта. В эти условия входит и инфляция, которая пока не была учтена. Таким образом, превышение точки безубыточности над себестоимостью зависит от капиталовложений, объема производства, а также ставок налога, дисконтирования, инфляции и амортизации. Для проведения предварительного качественного анализа рассмотрим следующую простую модель.

Пусть капиталовложения осуществляются равномерно в течение  $\theta$  первых лет, и без учета инфляции они составляли бы величину  $K_0$  в год. Тогда из (11) можно получить аналитическое выражение для классической точки безубыточности, которое полезно в дальнейшем сравнить с модифицированной ценой безубыточности, обобщенной на произвольный сценарий внешних условий. В самом простом случае, без дисконтирования, инфляции, амортизации и налогов, из (11) следует

$$P_b = C + \frac{K_0 \theta}{VT}. \quad (14)$$

Величина  $K_0\theta/V$ , фигурирующая в (14), – один из ключевых показателей в оценке доходности проекта: это капиталовложения на единицу установленной мощности производства. Чем они меньше, тем более эффективным является проект.

Амортизация увеличивает чистый приток наличности (6), что приводит к снижению точки безубыточности до величины

$$P_b = C + \frac{K_0\theta(\theta-1)}{2VT^2}. \quad (15)$$

В частности, если капиталовложения были проведены в один год, то за время жизни проекта они все будут возвращены, и точка безубыточности будет равна себестоимости.

Учтем теперь ставки налога, дисконта и инфляции. Пусть инфляция постоянна и составляет  $100i$  % в год. Тогда капитальные затраты в год  $t$ ,  $t \leq \theta$ , составят величину  $K_0 \cdot (1+i)^{t-1}$ , а при  $t > \theta$  будут равны нулю. Себестоимость же, равная  $C_0$  в год начала производства, в последующем становится равной  $C_0 \cdot (1+i)^{t-\theta-1}$ . В результате (11) принимает вид

$$\begin{aligned} (1-\alpha)V \sum_{t=\theta+1}^T \left( P_b - \frac{C_0}{D_i^{t-\theta-1}} \right) D_E^{t-1} = \\ = K_0 \sum_{t=1}^{\theta} \left( \frac{1}{D_i^{t-1}} - \beta \sum_{n=1}^t \frac{1}{D_i^{n-1}} \right) D_E^{t-1} - K_0 \beta \sum_{t=\theta+1}^T \left( \sum_{n=1}^{\theta} \frac{1}{D_i^{n-1}} \right) D_E^{t-1}. \end{aligned} \quad (16)$$

Если капитальные вложения осуществляются в течение всего срока жизни, то разбиения суммы в правой части (16) на две части не делается. Здесь это проведено с целью выделения той части амортизационных отчислений, которые накапливаются по окончании инвестиционного периода.

Если  $E \neq i$ , то из (16) получаем

$$\begin{aligned} P_b = C_0 \frac{1 - (D_E/D_i)^{T-\theta}}{1 - D_E/D_i} \frac{1 - D_E}{1 - D_E^{T-\theta}} + \\ + \frac{K_0}{(1-\alpha)V} \left( \frac{1 - D_E}{D_E^\theta - D_E^T} \frac{1 - (D_E/D_i)^\theta}{1 - D_E/D_i} - \frac{1}{T} \frac{1/D_i^\theta - 1}{1/D_i - 1} \right) + \\ + \frac{K_0}{(1-\alpha)VT} \frac{1 - D_E}{D_E^\theta - D_E^T} \left( \frac{D_i}{1 - D_i} \frac{1 - D_E^\theta}{1 - D_E} - \frac{1}{1 - D_i} \frac{1 - (D_E/D_i)^\theta}{1 - D_E/D_i} \right). \end{aligned} \quad (17)$$

При  $E = i$  вместо (17) следует использовать формулу

$$P_b|_{E=i} = C_0 \frac{1-D}{1-D^{T-\theta}} (T-\theta) + \frac{K_0}{(1-\alpha)V} \frac{1-D}{D^\theta - D^T} \left( \theta - \frac{1}{T} \left( \frac{\theta}{1-D} - \frac{D^{T-\theta+1}(1-D^\theta)}{(1-D)^2} \right) \right), \quad (18)$$

которую можно получить также из (17) предельным переходом  $D_i \rightarrow D_E = D$ .

Сравнение (16) и (17) показывает, что величина инфляции играет большую роль в долгосрочной перспективе. Если  $i < E$ , то увеличение срока жизни проекта снижает точку безубыточности, тогда как при  $i \geq E$  точка безубыточности с ростом  $T$  возрастает (первое слагаемое в правой части (18)). На практике такой парадоксальной ситуации не возникает, поскольку ставка дисконта всегда выбирается превосходящей прогнозируемый уровень инфляции.

Рассмотрим теперь, как точка безубыточности зависит от ставки дисконта. Для простоты пренебрежем инфляцией и предположим, что производство начинается в первый же год. Тогда из (11) получаем

$$P_b = C_0 + \frac{K_0}{(1-\alpha)V} \frac{1-D^\theta}{1-D^T} - \frac{K_0}{(1-\alpha)V T} \frac{1}{1-D^T} \left( \frac{1-D^\theta}{1-D} - \theta D^T \right). \quad (19)$$

При малых дисконтах, когда  $D \rightarrow 1$ , точка безубыточности стремится к предельному минимальному выражению (15). С увеличением дисконта точка безубыточности возрастает и стремится к

$$P_b^\infty = C_0 + \frac{K_0}{(1-\alpha)V} \left( 1 - \frac{1}{T} \right).$$

Из формулы (17) 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 требованием является условие (11) безубыточности проекта в целом, поэтому точка безубыточности в год  $t$  будет определяться в том числе и своими значениями в предыдущие годы, что из (17) 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.

### 2.3. Нестационарная цена безубыточности

Применительно к экономическому анализу безубыточности нефтегазовых проектов считается, что капиталовложения  $K$  и себестоимость  $C$  определяются внешними условиями, среди которых главным фактором является цена нефти  $P_{oil}$ . Поэтому для каждого конкретного проекта определяются, исходя из доли топливной составляющей в себестоимости

производства, зависимости  $K = K(P_{oil})$  и  $C = C(P_{oil})$ , которые в дальнейшем считаются известными.

Текущей ценой безубыточности  $P_b(t)$ , согласно [2], называется цена 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 рентабельности  $E$ .

Предположим, что функциональные зависимости  $K = K(P_{oil})$  и  $C = C(P_{oil})$  известны. Зададим некоторый сценарий цен на нефть  $P_{oil}(t)$ . Определить точку безубыточности  $P_b(t)$  непосредственно из (13), подставив туда  $K(t) = K(P_{oil}(t))$  и  $C(t) = C(P_{oil}(t))$ , нельзя, потому что уравнение (13) получено для постоянных цен и затрат, а исходным уравнением является уравнение (11), 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  $P_{oil}(t)$  по формулам (6-8). 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 (13). Затем такие же вычисления проводятся для  $t=n+1$ . Описанные виртуальные сценарии дают последовательные (по годам) приближения цены безубыточности к той цене, которая должна отвечать исходному сценарию  $P_{oil}(t)$ . Будем называть эти сценарии итерационными.

Например, в момент начала производства при  $t=\theta+1$  цена  $P_{oil}(\theta+1)$  есть цена в рамках основного сценария. Предполагая, что она постоянна в течение всего срока жизни проекта, соответствующие значения предполагаемых капитальных затрат и себестоимости в рамках итерационного сценария обозначим  $K_{\theta+1}(t), C_{\theta+1}(t)$ . Уравнение (11) тогда примет вид:

$$(1-\alpha)V \sum_{t=\theta+1}^T (P_b(\theta+1) - C_{\theta+1}(t))D^{t-1} = \sum_{t=1}^{\theta} \left( K(t) - \beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D^{t-1} + \sum_{t=\theta+1}^T \left( K_{\theta+1}(t) - \beta \sum_{n=1}^{\theta} K(n) - \beta \sum_{n=\theta+1}^t K_{\theta+1}(n) \right) D^{t-1}. \quad (20)$$

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

$$\begin{aligned}
P_b(\theta+1) &= \frac{1-D_E}{D_E^\theta - D_E^T} \sum_{t=\theta+1}^T C_{\theta+1}(t) D_E^{t-1} + \\
&+ \frac{1}{(1-\alpha)V} \frac{1-D_E}{D_E^\theta - D_E^T} \sum_{t=1}^{\theta} \left( K(t) - \beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D_E^{t-1} - \frac{\beta}{(1-\alpha)V} \sum_{n=1}^{\theta} K(n) + \\
&+ \frac{1}{(1-\alpha)V} \frac{1-D_E}{D_E^\theta - D_E^T} \sum_{t=\theta+1}^T \left( K_{\theta+1}(t) - \beta \sum_{n=\theta+1}^t K_{\theta+1}(n) \right) D_E^{t-1}.
\end{aligned} \tag{21}$$

В формуле (21) 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 (11), в которой учитываем, что  $P_b(\theta+1)$  известна из (21). В результате получаем уравнение для определения  $P_b(\theta+2)$ , которое аналогично уравнению (20), 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  $K_{\theta+2}(t), C_{\theta+2}(t)$ :

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

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

$$\begin{aligned}
P_b(\theta+2) &= \frac{1-D}{D^{\theta+1} - D^T} \left( \sum_{t=\theta+1}^T C_{\theta+2}(t) D^{t-1} - (P_b(\theta+1) - C(\theta+1)) D^\theta \right) + \\
&+ \frac{1}{(1-\alpha)V} \frac{1-D}{D^{\theta+1} - D^T} \sum_{t=1}^{\theta+1} \left( K(t) - \beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D^{t-1} - \frac{\beta}{(1-\alpha)V} \sum_{n=1}^{\theta+1} K(n) + \\
&+ \frac{1}{(1-\alpha)V} \frac{1-D}{D^{\theta+1} - D^T} \sum_{t=\theta+2}^T \left( K_{\theta+2}(t) - \beta \sum_{n=\theta+2}^t K_{\theta+2}(n) \right) D^{t-1}.
\end{aligned} \tag{22}$$

Возвращаемся опять к уравнению (20) и повторяем данную процедуру для следующего момента времени.

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

$$G(k) = \frac{1-D}{(1-\alpha)V(D^{\theta+k} - D^T)} \sum_{t=1}^{\theta+k} \left( K(t) - \beta \sum_{n=1}^t K(n) \right) D^{t-1},$$

$$\begin{aligned} \tilde{G}(k+1) = & \frac{1-D}{(1-\alpha)V(D^{\theta+k} - D^T)} \sum_{t=\theta+k+1}^T K_{\theta+k+1}(t) D^{t-1} - \\ & - \frac{\beta(1-D)}{(1-\alpha)V(D^{\theta+k} - D^T)} \sum_{t=\theta+k+1}^T \sum_{n=\theta+k+1}^t K_{\theta+k+1}(n) D^{t-1}. \end{aligned} \quad (23)$$

Сумма в выражении  $G(k)$  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 (20) на шаге  $\theta+k+1$  получаем

$$P_b(\theta+k+1) = \frac{1-D}{D^{\theta+k} - D^T} \left( \sum_{t=\theta+k+1}^T \frac{C_{\theta+k+1}(t)}{(1+E)^{t-1}} - \sum_{t=\theta+1}^{\theta+k} \frac{P_b(t) - C(t)}{(1+E)^{t-1}} \right) -$$

$$- \frac{\beta}{(1-\alpha)V} \sum_{n=1}^{\theta+k} K(n) + G(k) + \tilde{G}(k+1). \quad (24)$$

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  $\theta$  лет все величины  $\tilde{G}(k+1)$  в (23) равны нулю, а зависимость  $G(k)$  имеет вид

$$G(k) = \frac{K_0}{(1-\alpha)V(D^{\theta+k} - D^T)} \left( \left( 1 - D^\theta \right) \left( 1 - \frac{\beta}{1-D} \right) + \beta \theta D^{\theta+k} \right). \quad (25)$$

При  $D \rightarrow 1$  это выражение стремится к предельному значению

$$G(k)|_{D \rightarrow 1} = \frac{K_0 \theta}{(1-\alpha)V(T - \theta - k)} \left( 1 - \frac{1}{T} \left( k + \frac{\theta+1}{2} \right) \right).$$

Подчеркнем, что зависимость  $P_b(t)$  для нестационарного сценария внешних условий определяется не только изменяющейся себестоимостью  $C(t)$ , что тривиально, но и 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. Построение соответствующих сценариев внешних переменных представляет значительный практический интерес. Некоторые примеры таких сценариев будут рассмотрены ниже в п. 5.

### 3. Статистический анализ затрат и цен на СПГ

#### 3.1. Капитальные затраты

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  $K_{up}$  весьма сильно различаются в зависимости от геологических условий залегания месторождения и природно-климатических условий разработки. Средние удельные затраты  $K_{up}$ , приходящиеся на единицу доказанных запасов, приведены на диаграмме Рис. 1 для некоторых регионов-производителей СПГ по данным [2].

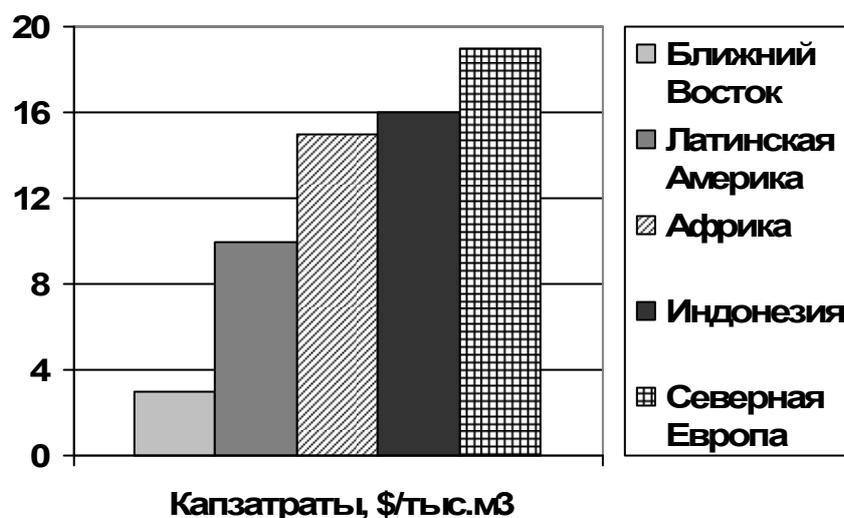


Рис. 1 – Средние удельные капитальные затраты на разработку месторождений по регионам мира

Капитальные затраты  $K_{pl}$  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. Средние данные по регионам мира приведены на Рис. 2.

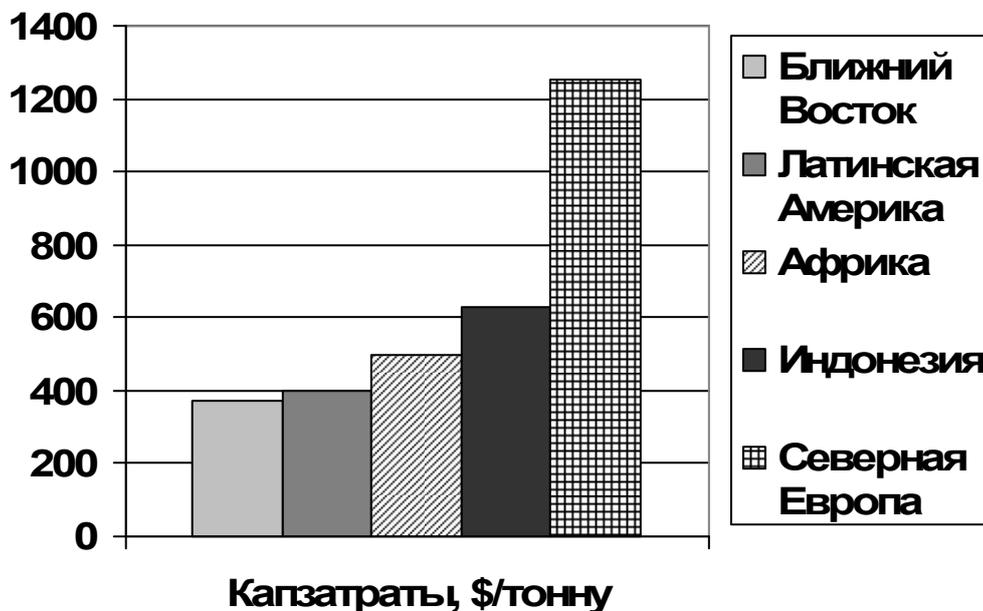


Рис. 2 – Средние удельные капитальные затраты на строительство завода СПГ по регионам мира

Капитальные затраты приведены на Рис. 2 в единицах \$/тонну СПГ в год; 1 тонна СПГ приблизительно равна 1,35 тыс. м<sup>3</sup> природного газа.

Как правило, капитальные затраты на единицу установленной мощности снижаются при увеличении мощности производства. Это означает, что полные капитальные затраты с увеличением мощности производства растут несколько медленнее, чем линейная функция. Если рассматривать эти затраты только как функцию установленной мощности, то индивидуальные особенности каждого предприятия в рамках такого анализа будут случайным образом влиять на величину затрат. Тогда для выявления искомой зависимости надо применить регрессионный анализ, т.е. найти такую функцию  $\tilde{y} = \tilde{y}(x)$ , которая дает

наименьшую в среднем квадратичную ошибку аппроксимации фактических данных  $\{y_i\}$  (затрат) по набору данных  $\{x_i\}$  (мощностей).

Результаты статистического анализа зависимостей  $K_{pl}(V, P_{oil})$ , проведенного по имеющимся данным [2], приведены на Рис. 3 и Рис. 4, где указаны также коэффициенты детерминации  $R$  полученных приближенных зависимостей. Напомним [3], что коэффициент детерминации определяет долю среднеквадратичной ошибки аппроксимации объясняемой величины  $y$  дисперсией объясняющей величины  $x$ . Если, например, выбрана некоторая функция  $\tilde{y}$ , которая дает приближенную зависимость для фактического набора данных  $y = y(x)$ , то среднеквадратичное отклонение приближения от факта по имеющемуся набору данных представляется в виде

$$\sigma^2 = \langle (\tilde{y} - y)^2 \rangle = \sigma_x^2 (1 - R^2), \quad (26)$$

где  $\sigma_x^2 = \langle (x - \bar{x})^2 \rangle$  есть дисперсия объясняющей величины, а  $R$  коэффициент детерминации. В частности, если  $\tilde{y} = \tilde{y}(x)$  есть линейная функция, то  $R$  есть коэффициент корреляции между наборами данных  $\{x_i\}$  и  $\{y_i\}$ .

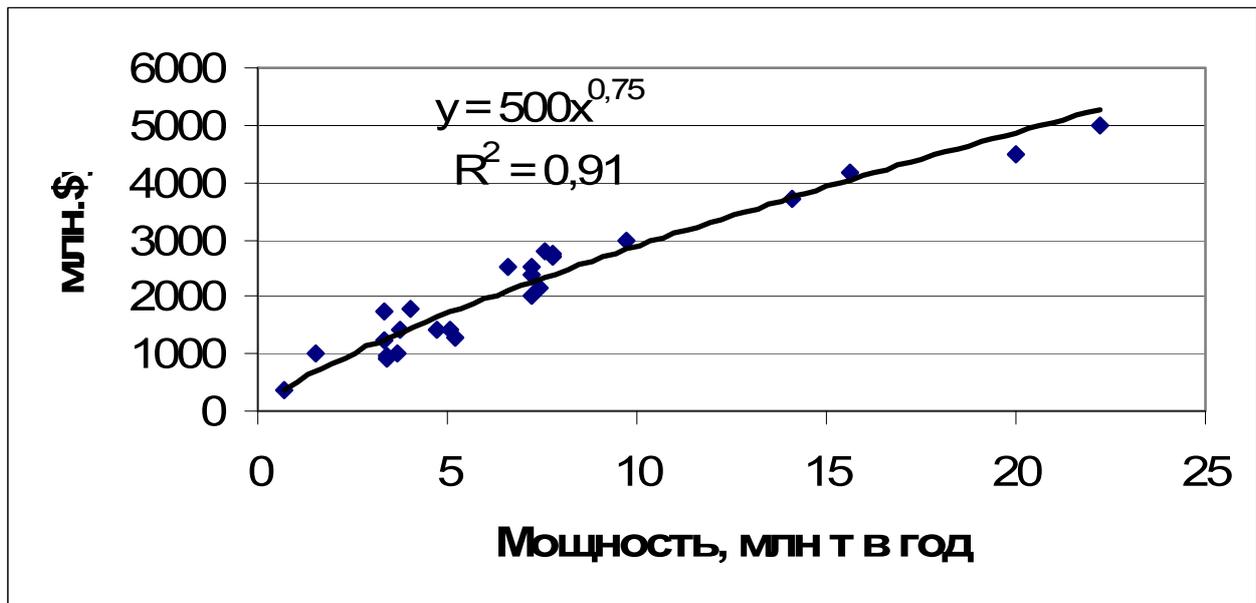


Рис. 3 – Зависимость капитальных затрат на строительство завода СПГ от мощности производства

При построении диаграммы Рис. 3 использовались данные о затратах для тех заводов СПГ, которые строились в период 2000-2005 гг. при относительно стабильных ценах на нефть порядка 50 \$/баррель.

Из диаграммы Рис. 3 следует, что стоимость создания единичной мощности при прочих равных условиях убывает с ростом полной мощности как  $x^{-1/4}$ .

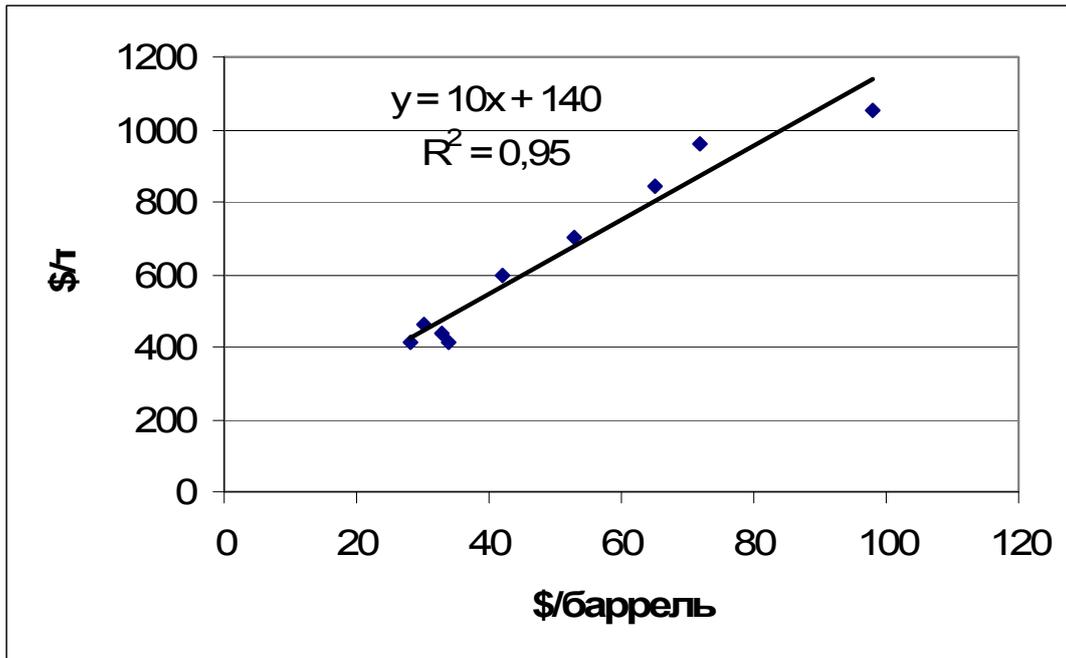


Рис. 4 – Зависимость удельных капитальных затрат на строительство завода СПГ мощностью 5 млн т в год от цены нефти

Данные на диаграмме Рис. 4 взяты по схожим предприятиям или технологическим линиям мощностью 5 млн т в год, которые строились или планировались в период 2005-2008 гг. при растущих ценах на нефть.

### 3.2. Операционные затраты

Затраты  $C_{op}$  на добычу газа по регионам мира даны на Рис. 5.

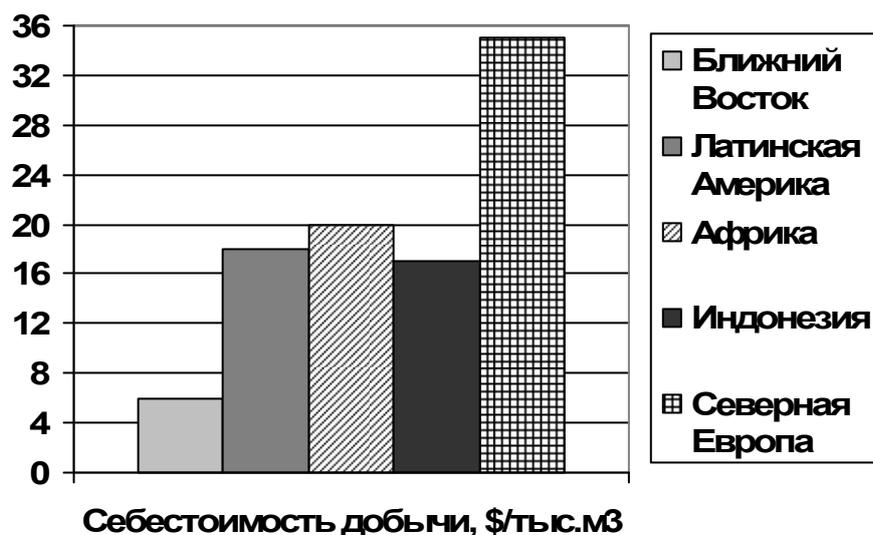


Рис. 5 – Средняя себестоимость добычи газа по регионам мира

Эти затраты включают в себя и транспортировку газа на завод СПГ.

Операционные затраты  $C_{pl}$  на производство сжиженного газа состоят из условно-постоянных затрат на обеспечение функционирования предприятия и инфраструктуры, и условно-переменных, пропорциональных объему производства. При анализе цены безубыточности считается, что объем производства постоянный (для простоты – совпадает с установленной мощностью), поэтому разделение затрат на эти два типа не требуется.

Поскольку мы анализируем не конкретный проект СПГ, для которого важно знать детальную структуру производственных затрат, а общую тенденцию изменения себестоимости со временем, то исходными данными являются данные [2] о средней по регионам себестоимости производства, показанные на Рис. 6.

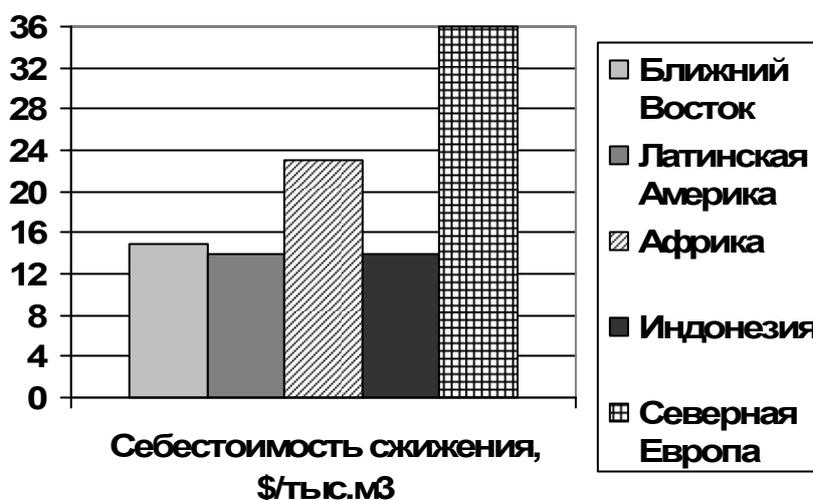


Рис. 6 – Средняя себестоимость производства СПГ по регионам мира

Величины средних операционных затрат по регионам приведены по состоянию на 2008 г.

### 3.3. Средневзвешенные контрактные цены на СПГ

На каждом из трех мировых региональных рынков природного газа (США, Европа, Юго-Восточная Азия) действуют свои правила ценообразования, что отражается и на формулах долгосрочных контрактов на сжиженный газ [2].

В США оптовые цены на природный газ устанавливаются свободным рынком на крупных узлах учета, таких как Henry Hub или SOCAL. Средние за квартал или полгода цены на этих узлах обычно коррелируют со средней ценой нефти WTI, но локально по времени не движутся синхронно с ней.

В странах Европы ценообразование различно. В Великобритании, например, действует свободный рынок газа, главной торговой площадкой является узел NBP. В Италии или Франции, которые импортируют большие объемы природного газа по трубопроводам, цены в значительной мере определяются формулами долгосрочных контрактов, в которых месячная цена

газа связана со средней ценой нефти и/или нефтепродуктов за 6-9 предшествующих месяцев. Это приводит к тому, что цена газа коррелирует с ценой нефти с запаздыванием на 3-5 месяцев, причем в разных странах и в разные моменты времени эти лаги не совпадают.

В Японии и Южной Корее 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 нефти – JCS (Japanese Crude Cocktail), которая, в свою очередь, с высокой достоверностью 0,98 определяется ценой WTI. Для краткости мы остановимся на этом последнем рынке, т.е. будем рассматривать проект СПГ, ориентированный на этот целевой рынок.

На Рис. 7 приведены среднемесячные цены на нефть WTI, а также усредненные по странам Юго-Восточной Азии помесячные средневзвешенные контрактные цены на СПГ. Были использованы данные [4] по четырем крупным импортерам – Китай, Тайвань, Южная Корея, Япония. Для удобства все цены приведены в одних тепловых единицах – долларах США за миллион британских тепловых единиц (\$/Mbtu). В среднем 1Mbtu эквивалентен 0,028 тыс. м<sup>3</sup> природного газа или 0,172 баррелям нефти.

Более гладкий график цены СПГ по сравнению с ценой нефти обусловлен тем, что контракты СПГ связаны со средними за определенный промежуток времени (квартал или полгода) ценами на нефть и нефтепродукты. Для средневзвешенных цен по региону в целом средняя формула цены не является стационарной, поэтому более правильно определить статистическую связь между двумя рядами цен. Эта связь также не стационарна.

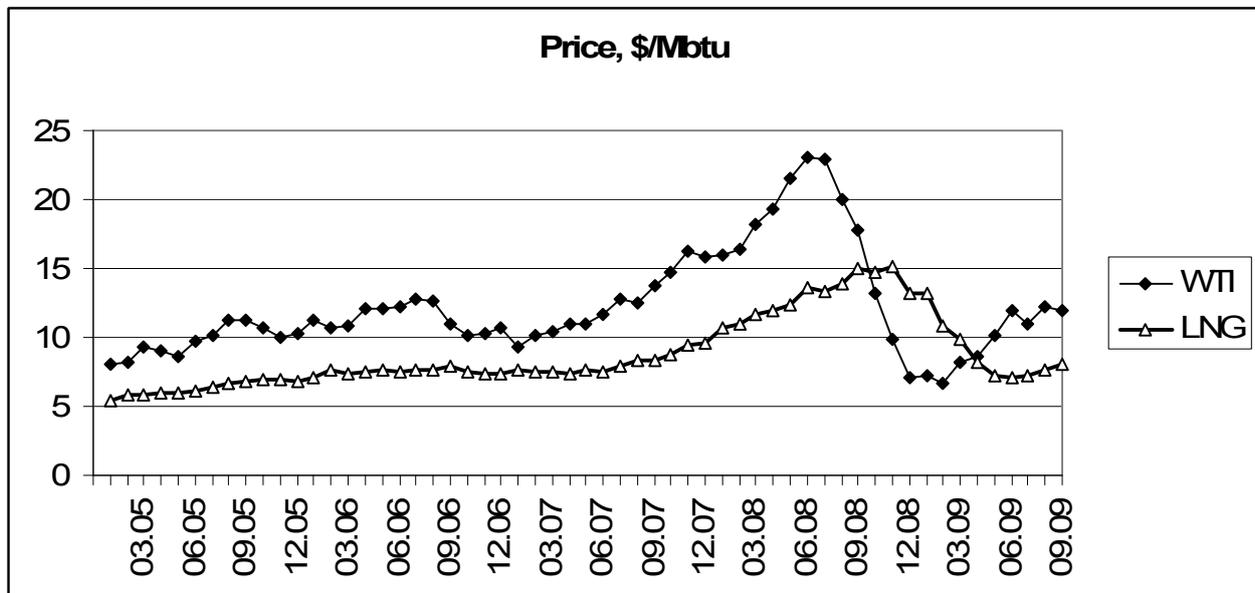


Рис. 7 – Динамика цены на нефть WTI и средних контрактных цены на СПГ в странах Юго-Восточной Азии

Из графиков Рис. 7 видно, что на тех промежутках времени, когда цена нефти менялась не очень значительно, цена СПГ шла вслед за средним

трендом цены нефти практически одновременно, а при резком росте или спаде возникало запаздывание примерно в 4 месяца. Модель, в которой отражено это поведение ценового ряда, описывается далее в п.4.4.

## 4. Математическая модель производственно-экономического цикла проекта СПГ

### 4.1. Модель капитальных затрат

Будем для простоты считать, что газовое месторождение разрабатывается исключительно для производства СПГ и не содержит нефти или конденсата. Основываясь на данных Рис. 1, примем в среднем, что удельная стоимость основных фондов на стадии добычи составляет 10 \$/тыс. м<sup>3</sup> газа доказанных запасов. Примем также, что месторождение разрабатывается в течение 16 лет (время жизни проекта 20 лет, из которых 4 года идут на строительство), степень извлечения газа равна 0,85. Мощность завода СПГ примем 5 млн т в год или 6,9 млрд м<sup>3</sup> газа в год, потери и расходы газа на собственные нужды оценим величиной 8%. Тогда стоимость основных фондов оказывается равной  $\bar{K}_{up} = 10 \cdot \frac{6,9}{0,85 \cdot (1 - 0,08)} \cdot 26 = 2,3$  млрд \$.

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.

Затраты на строительство завода СПГ будем оценивать на основе данных Рис. 4. Стоимость завода СПГ мощностью 5 млн т в год оценивается по линейной регрессии (см., напр., [3]), показанной на Рис. 4:  $\bar{K}_{pl}(P_{oil}) = 50 \cdot P_{oil}[\$/bl] + 700$  [млн \$]. В качестве  $P_{oil}$  используются среднегодовые цены на легкую нефть WTI.

Считая, что строительство завода продолжается 4 года, в приближении равномерных капиталовложений получаем, что каждый год вкладывается четвертая часть от  $\bar{K}_{pl}(P_{oil})$ . Это базовое значение, с которого начинается дальнейшее моделирование. Поскольку зависимость  $\bar{K}_{pl}(P_{oil})$  от цены нефти кумулятивно поглощает прочие факторы, включая инфляцию, то основным фактором изменения капитальных вложений является изменение цены нефти. Тогда считаем, что в год  $t$ ,  $1 \leq t \leq 4$ , осуществляются затраты  $K_{pl}(t) = 0,25\bar{K}_{pl}(P_{oil}(t))$ . В первый год к ним добавляется величина  $\bar{K}_{up}$ .

Таким образом, в качестве модельной функции средней по регионам зависимости капитальных затрат в год  $t$  на разработку месторождения и строительство завода СПГ мощностью 5 млн т в год от сценария цен на нефть (в долларах США за баррель) в данной работе принимается

$$K(t) = 2300\delta_{1,t} + 12,5P_{oil}(t) + 175 \text{ [млн \$]}. \quad (27)$$

При  $t > 4$  капиталовложения считаются равными нулю.

## 4.2. 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. В основу положим данные, представленные на Рис. 5-6. Примем, что в среднем  $\bar{C}_{up} = 17$  \$/тыс. м<sup>3</sup>, а  $\bar{C}_{pl} = 14$  \$/тыс. м<sup>3</sup>. Суммарная себестоимость равна тогда  $\bar{C} = \bar{C}_{up} + \bar{C}_{pl} = 31$  \$/тыс. м<sup>3</sup>. Напомним, что эти величины были рассчитаны для цены нефти 50 \$/баррель.

Доля стоимости нефти в добыче газа и производстве СПГ оценивается величиной  $\gamma = 0,3$  [2]. Тогда в линейном приближении считаем, что при изменении среднегодовой цены нефти на  $\Delta P$  по сравнению с базовым значением  $P_0 = 50$  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

$$C(t) = (1 - \gamma)\bar{C}(1 + i)^{t-1} + \gamma\bar{C}\left(\frac{P_{oil}(t)}{50} - 1\right). \quad (28)$$

## 4.3. Модель транспортных затрат

Произведенный СПГ доставляют на рынок специальными танкерами-газовозами. Согласно [2, 4], затраты  $Z_{tr}$  на транспортировку укрупненно 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, каналные 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. м<sup>3</sup> СПГ (примерно 85 млн м<sup>3</sup> 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 равно  $t_r = \frac{2L}{u} + t_l$ . Пусть также  $P_{fuel}$  – стоимость судового топлива. Тогда затраты за один рейс определяются по формуле

$$Z_{tr} = (h_{cap} + h_{op}) \left( \frac{2L}{u} + t_l \right) + P_{fuel} \left( \eta_v \frac{2L}{u} + \eta_p t_l \right) + S_p. \quad (29)$$

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 газовоза  $\mu = 0,93$ . Далее, величина  $\xi L/u$  составляет долю потерь на выкипание. Поскольку 1 м<sup>3</sup> СПГ соответствует приблизительно 618 м<sup>3</sup> природного газа, стоимость транспортировки количества сжиженного газа, эквивалентного 1 тыс. м<sup>3</sup> природного газа, на борту газовоза вместимостью  $V_g$  составит в пункте назначения величину

$$C_{tr} = \frac{Z_{tr}}{618 \cdot \mu V_g (1 - \xi L/u)}. \quad (30)$$

Учтем теперь, что инфляции подвержены операционные расходы  $h_{op}$ , а цена судового топлива весьма тесно привязана к цене нефти (см. Рис. 8). В частности [2], для региона Юго-Восточной Азии с достоверностью 0,92 выполняется одновременная регрессионная зависимость

$$P_{fuel} = 5,67 P_{oil} - 11,31. \quad (31)$$

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

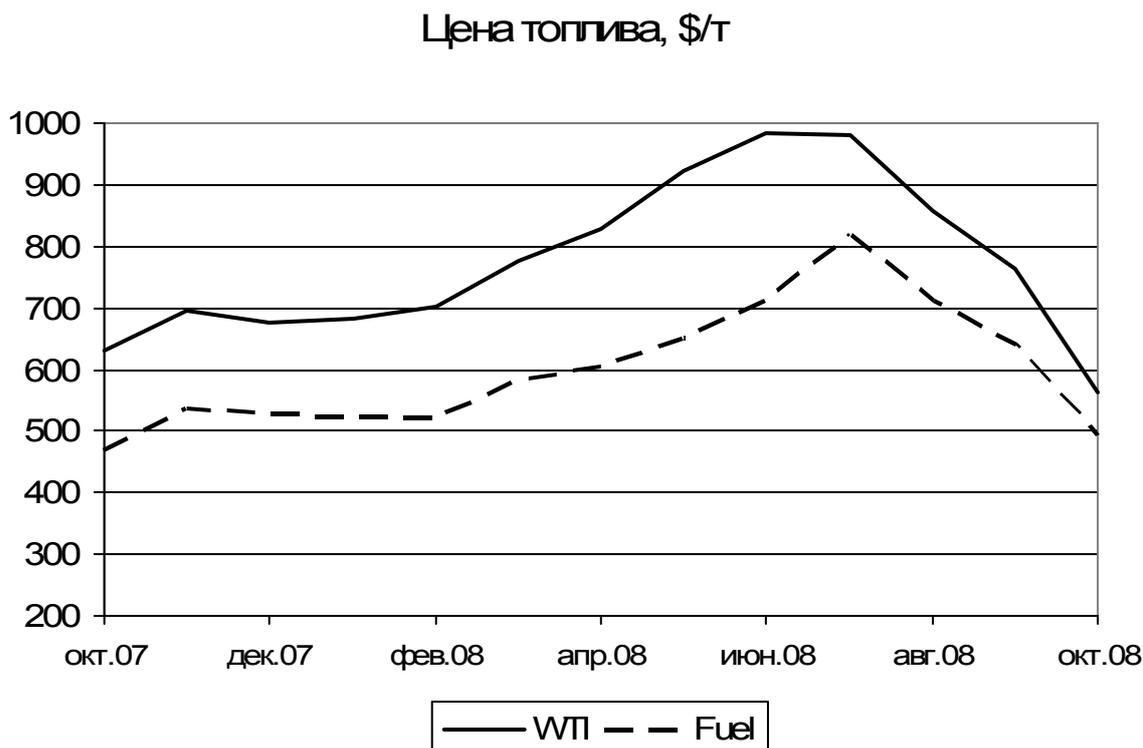


Рис. 8 – Фрагмент динамики цен на легкую нефть и региональных цен на судовое топливо

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

$$C_{tr}(t) = \frac{1}{618 \cdot \mu V_g (1 - \xi L / u)} \left( (h_{cap} + h_{op} \cdot (1 + i)^{t-1}) \cdot \left( \frac{2L}{u} + t_l \right) + \right. \\ \left. + (5,67 P_{oil}(t) - 11,31) \left( \eta_v \frac{2L}{u} + \eta_p t_l \right) + S_p \right). \quad (32)$$

#### 4.4. Модель цены СПГ на рынке Юго-Восточной Азии

Чтобы замкнуть модель производственно-экономического цикла проекта СПГ, надо использовать формулы (5-10), для чего требуется знать цену СПГ на целевом рынке. Для этого используем данные, приведенные на Рис. 7. Как уже говорилось, регрессионные зависимости, приближающие среднюю цену СПГ в Юго-Восточной Азии, зависят не только от цены нефти, но и от скорости роста этой цены. Анализ данных на протяжении последних 5 лет показал, что наибольшую достоверность (коэффициент детерминации равен 0,93) имеет ступенчатая зависимость, построенная по следующему правилу.

Обозначим через  $w(t)$  среднюю месячную скорость роста цены нефти, получаемую усреднением по данным за 4 месяца:  $w(t) = \frac{1}{4} (P_{oil}(t) - P_{oil}(t-4))$ .

Модель цены СПГ  $P_{LNG}$  имеет вид

$$P_{LNG}(t) = 2,61P_{oil}(t) + 84,37, \quad |w(t)| < 3\$/(\text{bl} * \text{month});$$

$$P_{LNG}(t) = 3,25P_{oil}(t - 4) + 111,75, \quad |w(t)| \geq 3\$/(\text{bl} * \text{month}).$$
(33)

Здесь цена нефти выражена в долларах за баррель, а цена СПГ – в долларах за тыс. м<sup>3</sup>.

## 5. Расчет цены безубыточности и чувствительности ВНД

### 5.1. Сценарий 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 6,9 млрд м<sup>3</sup> природного газа в год);
- потери на собственные нужды при добыче газа  $\varphi = 0,08$ ;
- расстояние транспортировки  $L = 8400$  км;
- срок жизни проекта  $T = 20$  лет, амортизация основных фондов  $\beta = 1/T = 0,05$ ;
- ставка дисконтирования  $E = 0,15$ , 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 (10), следует затем вычислить чувствительность этой величины по отношению к изменению параметра  $p_i$  при прочих фиксированных.

По определению, коэффициент чувствительности  $\lambda_i$  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:

$$\lambda_i = \frac{\partial \ln E_R}{\partial \ln p_i}. \quad (34)$$

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

## 5.2. Результаты расчета области безубыточности

Применим методику расчета нестационарной цены безубыточности, описанную в п.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. Расчет в \$/Mbtu дает следующую зависимость:

$$P_b^{FOB} = 0,2326P_{oil} + 2,70; \quad P_b^{DES} = 0,3198P_{oil} + 3,01. \quad (35)$$

Разность между точками безубыточности DES и FOB дает зависимость стоимости транспортировки (32) от цены нефти (роль инфляции здесь пренебрежимо мала):

$$C_{tr} = 0,0872P_{oil} + 0,31. \quad (36)$$

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  $g = \frac{\partial P_b}{\partial P_{oil}}$ , являющегося постоянным для каждого типа контракта. Для каждого

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

$$P_b(t) = P_b^1(P_{oil}(1)) + g \cdot (P_{oil}(t) - P_{oil}(1)), \quad (37)$$

где  $P_b^1(P_{oil}(1))$  есть цена безубыточности, определяемая в начальный (условно «первый») момент по формулам (35). Для контрактов DES численный расчет коэффициента  $g$  дает величину  $g_{DES} = 0,114$ , а для контрактов FOB  $g_{FOB} = 0,039$ , т.е. примерно в три раза меньшую.

Таким образом, область безубыточности проекта в каждый момент времени представляет собой полупространство над плоскостью в координатах  $(P_{oil}(1); P_{oil}(t))$ , которая задается уравнением:

$$\begin{aligned} P_b^{FOB}(t) &= 0,1936P_{oil}(1) + 0,039P_{oil}(t) + 2,70; \\ P_b^{DES}(t) &= 0,2058P_{oil}(1) + 0,114P_{oil}(t) + 3,01. \end{aligned} \quad (38)$$

В результате получаем, 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:

$$P_b^{DES}(t) - P_b^{FOB}(t) - C_{tr}(t) = 0,0122(P_{oil}(1) - P_{oil}(t)). \quad (39)$$

Следовательно, при падающих ценах на нефть большая свобода выбора у FOB-контрактов, а при растущих – у DES-контрактов.

Заметим, что в области положительных цен на нефть плоскость  $P_b^{DES}(t)$  всегда расположена выше плоскости  $P_b^{FOB}(t)$ .

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. 9.

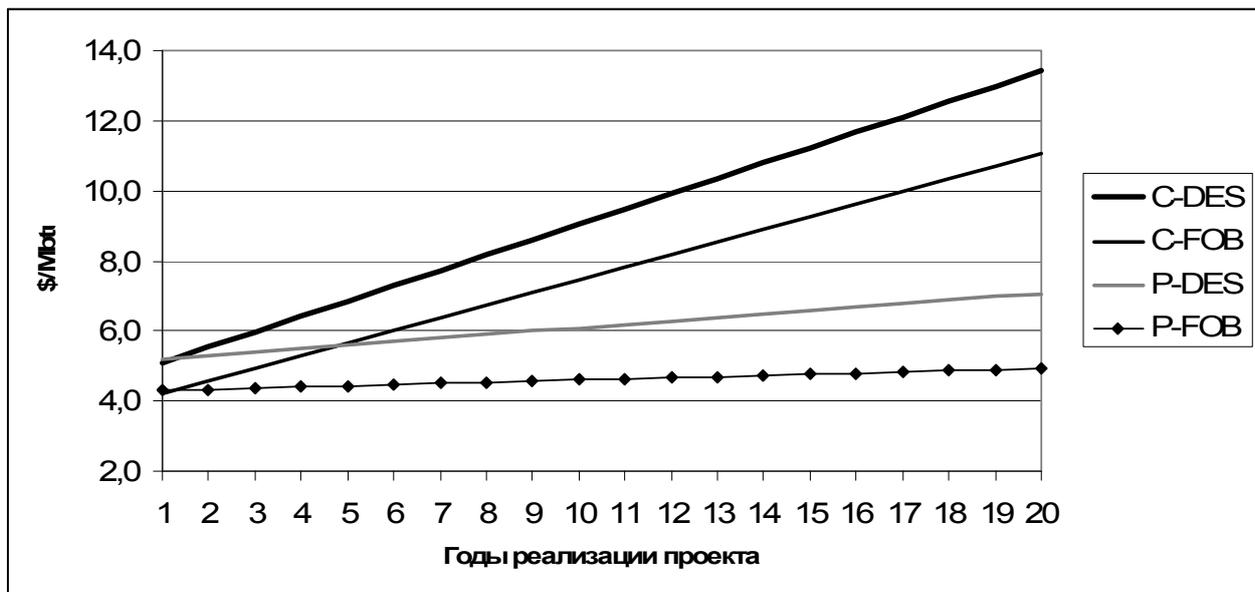


Рис. 9 – Цены безубыточности и контрактные цены на СПГ для растущего сценария цен на нефть

Рост цен безубыточности для DES-контракта в этом примере составил 0,095 \$/Mbtu в год. Видно, что при цене нефти 40 \$/bl и ниже проект не может быть реализован, т.к. цена безубыточности лежит ниже рыночной цены СПГ как для FOB-контракта, так и для DES-контракта. Отметим, что в принципе возможна ситуация, когда один тип контракта реализуем, а другой – нет.

Подобные вычисления можно провести для каждого набора параметров внешних условий. То, как внешние условия влияют на окупаемость проекта, определяется анализом чувствительности. Результаты такого анализа для внутренней нормы доходности представлены в следующем разделе.

### 5.3. Результаты расчета чувствительности ВНД

На Рис. 10-12 приведены результаты расчетов чувствительности ВНД по формуле (34) для основных параметров внешних условий, наиболее сильно влияющих на окупаемость проекта.

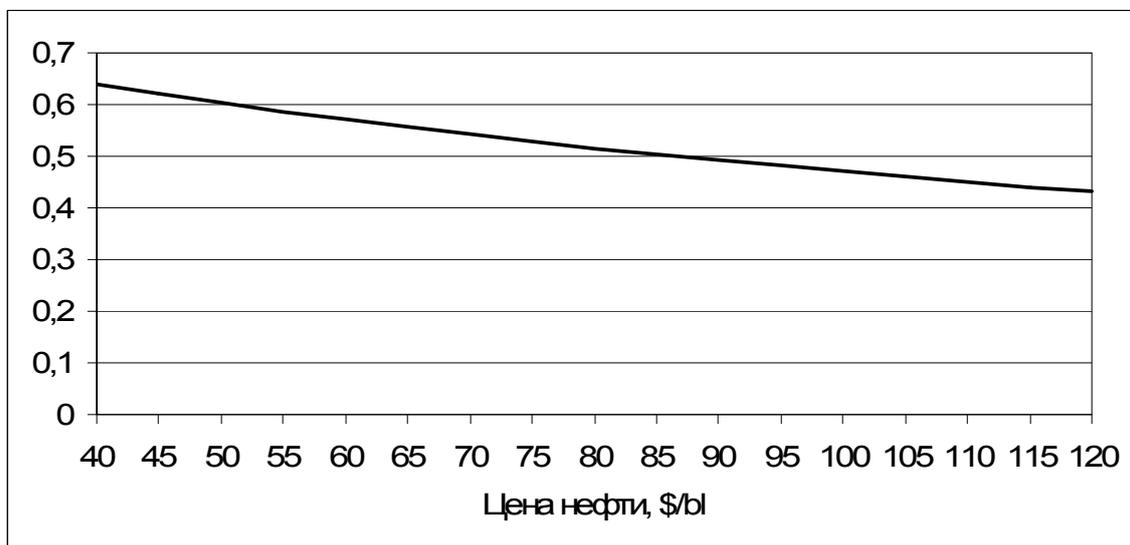


Рис. 10 – Чувствительность ВНД по цене нефти

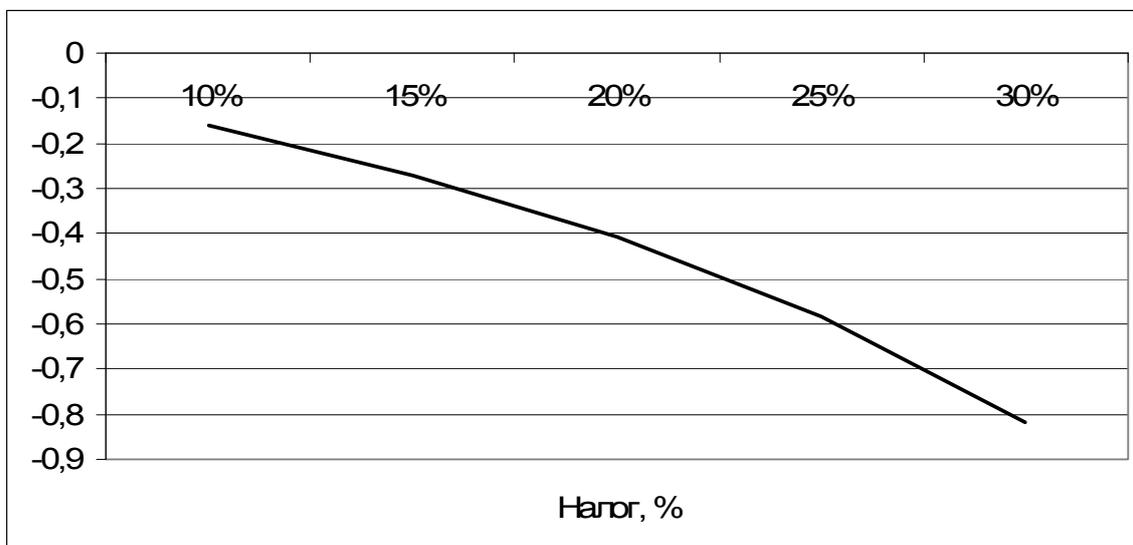


Рис. 11 – Чувствительность ВНД по ставке налога

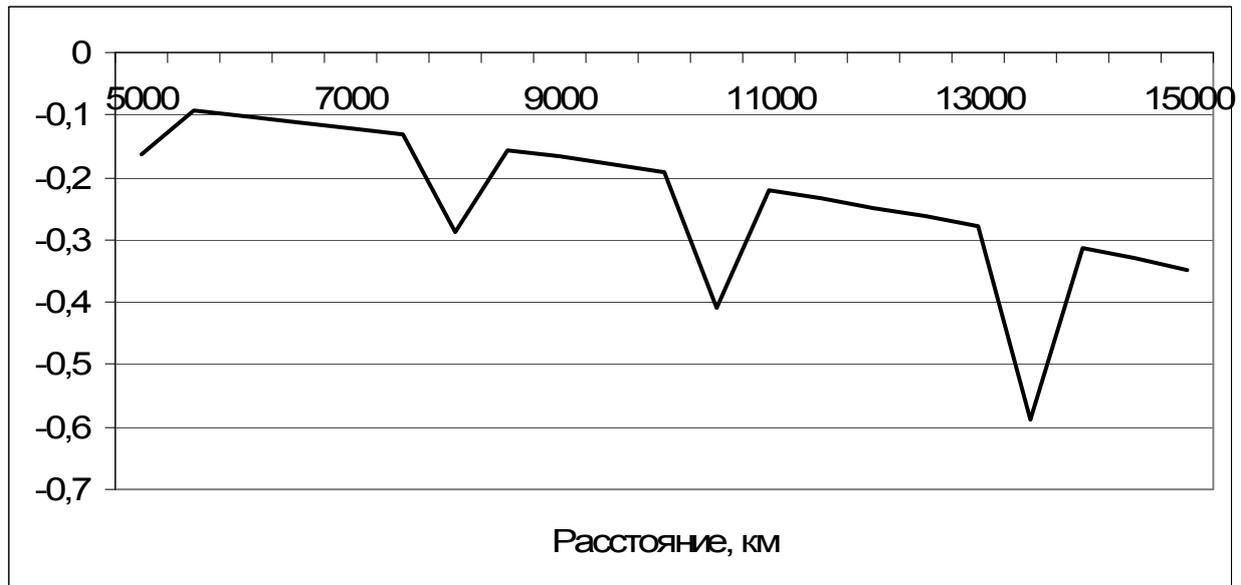


Рис. 12 – Чувствительность ВНД по дальности транспортировки

Нетривиальность поведения чувствительности ВНД по дальности транспортировки обусловлена увеличением числа танкеров для доставки годового объема СПГ потребителю. Отметим, что, несмотря на линейность исходной задачи, чувствительность является нелинейной функцией своих параметров.

## 6. Заключение

Построенная модель производственно-экономического цикла проекта производства СПГ позволяет провести аналитические и численные расчеты экономической эффективности для меняющихся внешних условий, которые влияют на доходную и расходную составляющие. Это более реалистичная модель, чем традиционно применяемая гипотеза постоянных цен и затрат.

Дальнейшее усовершенствование модели может быть направлено на учет влияния цен на рынке потребления на сам объем потребления, например, в линейной модели эластичности спроса. Тогда цена безубыточности будет зависеть от меняющегося объема производства. Эта модель будет рассмотрена в отдельной работе.

## Литература

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. Уилкс С. Математическая статистика. – М.: Наука, 1967. – 632 с.
4. LNG Prices. // Argus Global LNG, Nos. 1-12, 2006-2009.