

УДК 330.322  
ББК 65.263

В.И. Локтионов  
Аспирант, Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН,  
г. Иркутск  
vadlok@mail.ru

## **СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОВЫКТИНСКОГО ГАЗА С УЧЕТОМ РИСКА**

В статье произведена оценка сравнительной эффективности альтернативных вариантов использования Ковыктинского газа. Оценка осуществляется с помощью предлагаемого метода оценки и учета инвестиционных рисков при сравнении альтернативных вариантов капиталовложений в условиях максимальной неопределенности, когда данные по основным риск-формирующим факторам заданы интервалами значений. Метод позволяет не только рассчитать комплексный индикатор уровня риска и сопоставить его с эффективностью проекта, но и учесть при этом склонность инвестора к риску.

Ключевые слова: инвестиции, неопределенность, риск, эффективность.

V. Loktionov  
Post-graduate student of Energy Systems Institute SB RAS,  
Irkutsk  
vadlok@mail.ru

## **COMPARATIVE EFFICIENCY OF ALTERNATIVE VARIANTS OF THE KOVYKTA GAS UTILIZATION**

In the paper the comparison among the variants of the Kovykta gas utilization is made. It is made by the method suggested for estimation and consideration of the investment risks in comparison of the alternative variants of capital investments under maximum uncertainty, when the data on the main risk-forming factors are given by the limits. The method allows not only the calculation of a complex indicator of the risk level and its comparison with the project efficiency, but consideration of the investor's propensity to risk.

Keywords: investment, uncertainty, risk, efficiency.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение, открытое в 1987 г., находится в 450 км. северо-восточнее г. Иркутска и в 250 км. западнее озера Байкал, занимая площадь в 7,5 тыс. км<sup>2</sup> на территории Жигаловского и Казачинско-Ленского районов. Оно принадлежит к числу крупнейших газоконденсатных месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока. Его разведанные запасы позволяют добывать более 30 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

В настоящее время не принято окончательного решения относительно варианта использования Ковыктинского месторождения. В качестве основного варианта рассматривается проект подключения месторождения к Единой системе газоснабжения (ЕСГ) [1]. Рассматриваются также варианты: постройка ТЭС на месторождении с экспортом электроэнергии в Китай [2]; создание газохимического комплекса [3]; строительство установок производства сжиженного природного газа (СПГ) и электроэнергии с извлечением гелия [4].

Подключение Ковыктинского месторождения к ЕСГ предполагает строительство газопровода протяженностью 2800 км. с капиталовложениями 4,5–4,9 млрд дол. и с эксплуатационными затратами на транспорт 4,8–5,3 дол./м<sup>3</sup>/1000 км. Цена газа в пункте присоединения к ЕСГ после окончания строительства газопровода составит 75–95 дол./1000 м<sup>3</sup>, при этом в расчетах учитывалась динамика цен на газ за период эксплуатации. Объем прогнозируемого спроса составляет 30–31 млрд м<sup>3</sup> в год.

Постройка ТЭС на Ковыктинском месторождении потребует 3,7–5 млрд дол. Тариф экспортируемой электроэнергии прогнозируется в диапазоне 5–7,5 цент./кВтч. Объем потребляемого природного газа при его цене в интервале от 45 до 60 дол./1000 м<sup>3</sup> составит 4,7 млрд м<sup>3</sup> в год. Объем экспортируемой электроэнергии прогнозируется в интервале 29,5–31 млрд кВтч в год.

Создание газохимического комплекса на базе Ковыктинского месторождения предполагает получение политэтилена, полипропилена, пироконденсата, гелия. Планируемые объемы годового производства и прогнозируемые цены на газохимическую продукцию: полиэтилен – 1,45–1,6 млн т. (при цене 1170–1464 дол./т.); полипропилен – 0,16–0,17 млн т. (при цене 1000–1250 дол./т.); пироконденсат – 0,13–0,14 млн т. (при цене 29–36 дол./т.); гелий – 29–33 млн м<sup>3</sup> (при цене 2–2,5 дол./м<sup>3</sup>). Предполагаемый объем капиталовложений на сооружение газохимического комплекса – 3,5–4,5 млрд дол., а эксплуатационные затраты – 380–430 млн дол.

Энерготехнологическая установка (ЭТУ) предполагает получение электроэнергии на Ковыктинском месторождении с использованием ее как для реализации, так и на собственные нужды производства. Прогнозируемая цена СПГ без учета затрат на транспорт составляет 170–210 дол./1000 м<sup>3</sup>, цена реализуемой электроэнергии – 3–5 цент./кВтч, цена

гелия 2–2,5 дол. м<sup>3</sup>. Прогнозируемые объемы производства СПГ составляют 15–16 млрд м<sup>3</sup>, электроэнергии – 11,8–12,4 млрд кВтч, гелия – 62–65 млн м<sup>3</sup>. Средняя цена потребляемого природного газа составляет 45–60 дол./1000 м<sup>3</sup> при годовом его потреблении в размере 22 млрд м<sup>3</sup>. Размер капиталовложений в сооружение ЭТУ составит 5–6 млрд дол.

Сложность оценки сравнительной эффективности каждого варианта обусловлена большой неопределенностью исходных для расчетов данных, а также большим различием в объемах капиталовложений. Для оценки сравнительной эффективности альтернативных вариантов инвестирования с учетом риска в условиях интервальной неопределенности исходных данных использован метод, включающий несколько этапов.

На первом этапе определяется значение надбавки за риск ( $\Delta r_i$ ) отдельно по каждому риск-формирующему фактору (ценам, спросу, капиталовложениям и др.). Для этого, прежде всего, необходимо рассчитать уровень ЧДД при минимальном и максимальном значении переменной и одинаковой ставке дисконтирования. Далее при расчете ЧДД при наиболее благоприятном варианте находится такое значение ставки дисконтирования, которое приравняло бы его значение к значению чистого дисконтированного дохода при наихудших условиях. Разница между этими двумя ставками дисконтирования отражает риск, связанный с данным риск-формирующим фактором ( $\Delta r_i$ ).

При расчете  $\Delta r_i$  значения других переменных, влияющих на ЧДД, устанавливаются равными их математическим средним (при наличии известных распределений вероятностей) или по известной формуле Гурвица (для интервально заданных переменных):

$$f = \lambda f_{\max} + (1 - \lambda) f_{\min},$$

где  $f_{\max}$ ,  $f_{\min}$  – соответственно максимальное и минимальное значение переменной;  $\lambda$  – коэффициент «пессимизма-оптимизма», обычно принимаемый при отсутствии вероятностных характеристик равным 0,3.

На втором этапе рассчитывается суммарный показатель риска проекта ( $R$ ), формируемый всеми переменными. Он представляет собой средневзвешенную сумму всех  $\Delta r_i$ :

$$R = \sum \gamma_i \Delta r_i,$$

где  $\gamma_i$  – доля  $i$ -ого фактора в формировании ЧДД.

На третьем этапе расчетов показатель риска  $R$  сопоставляется с экономической эффективностью проекта, измеряемой, например, рентабельностью инвестиций ( $PI$ ), представляющей собой отношение ЧДД к объему капиталовложений. Для каждого конкурирующего проекта рассчитывается коэффициент  $PR$  (profit-risk), показывающий, какая доходность приходится на единицу риска для данного проекта:

$$PR = \frac{PI}{R}.$$

Этот коэффициент может служить важным показателем сравнительной экономической эффективности в условиях интервальной неопределенности исходных данных. Его недостаток – неспособность учета разного отношения потенциального инвестора к риску. Если есть представление о склонности потенциального инвестора к риску, то на заключительном этапе расчетов целесообразно построить кривую, показывающую предельно допустимое значение риска в зависимости от ожидаемой эффективности инвестиций. Положение точки, отражающей координаты показателей риска и доходности каждого из рассматриваемых вариантов относительно этой кривой, позволяет судить об их конкурентоспособности с учетом склонности инвестора к риску. Предпочтительным является вариант, чья точка на графике при одинаковых значениях PI дальше отстоит от кривой склонности к риску. Этому соответствует максимальное значение показателя, который можно назвать коэффициентом субъективной эффективности:

$$SE = \frac{R'(PI) - R(PI)}{PI},$$

где  $R(PI)$  – значение  $R$  для данного проекта с уровнем доходности  $PI$ ;  $R'(PI)$  – значение  $R$  на кривой безразличия при уровне доходности  $PI$ .

Значение  $R'(PI)$  отражает предельно допустимое с точки зрения инвестора значение риска для данной доходности  $PI$ .

Этот метод использован для оценки сравнительной эффективности вариантов использования Ковыктинского месторождения, поскольку для имеющихся альтернатив инвестирования исходные данные о ценах реализации, объемах спроса, размерах эксплуатационных затрат и капиталовложений заданы интервалами значений.

Все расчеты выполнены по ценам и по курсу 2005 года. Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Расчетные показатели риска и доходности

Показатели	Ед. изм.	Подключение к ЕСГ	Экспортная ТЭС	Газохимический комплекс	Производство СПГ
ЧДД (без учета риска)*	млрд дол.	1,75	1,14	2,25	2,60
Рентабельность инвестиций (PI)	доли ед.	0,38	0,28	0,6	0,5
Суммарный риск (R)	процент	1	2,4	1,6	2,5
Соотношение дохода и риска (PR)	доли ед.	0,38	0,12	0,38	0,2
Коэффициент субъективной эффективности (SE)	ед.	3,99–5,02	(-0,86)–0,34	2,60–3,42	0,77–1,67

Все рассматриваемые варианты являются экономически эффективными, поскольку при ставке дисконтирования 15% ЧДД всех проектов больше 0. При этом предпочтение в реализации должно быть отдано варианту сооружения газохимического комплекса, рентабельность которого составляет 0,6. Следующим по эффективности выступает проект производства СПГ с рентабельностью, равной 0,5 и самым высоким уровнем ЧДД, равным 2,6 млрд дол. Однако с учетом риска ситуация меняется. Приоритетными проектами становятся подключение Ковыктинского месторождения к ЕСГ и сооружение газохимического комплекса, у которых показатель соотношения дохода и риска  $PR$  равен 0,38, что на 0,26 больше значения показателя  $PR$  для постройки ТЭС и на 0,18 больше значения показателя  $PR$  для варианта производства СПГ.

Для полноты анализа необходимо отметить то обстоятельство, что  $PR$ , не учитывая индивидуальной склонности потенциального инвестора к риску, может дать неправильное представление о сравнительной эффективности рассматриваемых альтернативных вариантов разработки Ковыктинского месторождения. На графике представлены две кривые склонности потенциального инвестора к риску, одна из которых отражает более высокую склонность к риску, чем другая.

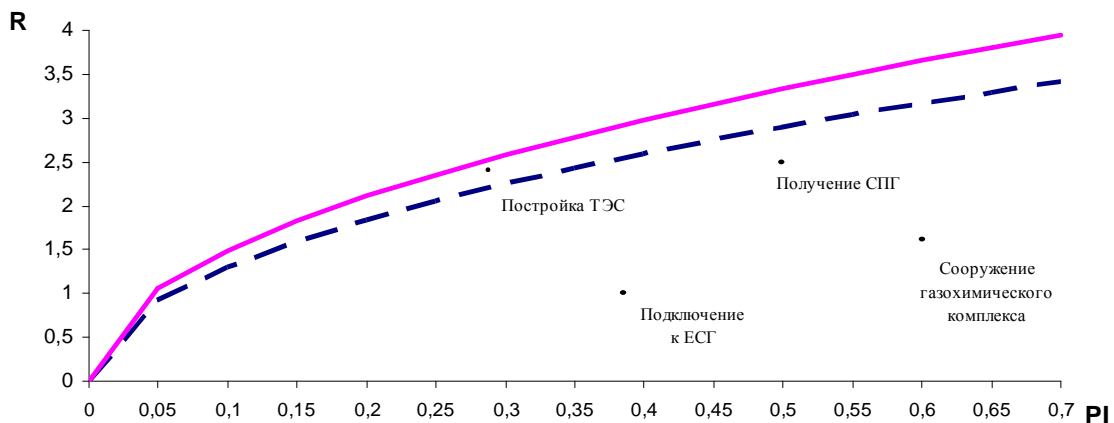


Рис. 1. Положение вариантов инвестиций относительно кривых склонностей к риску

На единицу прогнозируемого дохода наибольшее отклонение от критического уровня суммарного риска имеет проект подключения месторождения к ЕСГ – 5,02–3,99. При этом вариант сооружения газохимического комплекса потерял свою сравнительную эффективность, поскольку у него показатель  $SE$  составляет только 3,42–2,60. Проект сооружения ТЭС при более низкой склонности к риску становится неэффективным, на что указывает отрицательное значения показателя  $SE$  для данного проекта, равное (-0,86).

Таким образом, можно заключить, что без учета склонности к риску предпочтительным становится проект капиталовложений в сооружение газохимического комплекса, который и является наиболее эффективным. Если же оценку производить с учетом склонности потенциального инвестора к риску, предпочтение должно быть отдано варианту подключения месторождения к ЕСГ, являющемуся наименее рискованным.

Полученные количественные оценки риска и сравнительной экономической эффективности конкурирующих проектов использования Ковыктинского газа недостаточны для окончательного выбора проекта, поскольку при расчетах не учтена интервальная неопределенность всех риск-формирующих факторов, не оценены социальная, бюджетная и геополитическая значимость проектов и ряд других факторов. Кроме того, наиболее эффективным может оказаться комбинированный вариант, когда часть газа непосредственно используется в системе газоснабжения, а часть идет на переработку.

#### Литература.

1. Кононов Ю.Д., Ступин П.В. Учет неопределенности внешних условий при выборе вариантов экспорта газа // Энергетическая политика. – 2006. - №4. – С. 39-43.
2. Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю. Оценка конкуренции электростанций // Электрические станции. – 2009. - №6. – С. 22-27.
3. Санеев Б.Г., Платонов Л.А., Майсюк Е.П., Ижбулдин А.К. Газохимические комплексы на востоке России: предпосылки создания // Энергетическая политика. – 2008. - №4. – С. 68-76.
4. Степанов В.В. Оптимизационные исследования ЭТУ комбинированного получения СПГ и электроэнергии с извлечением гелия // Системные исследования в энергетике. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007. – С. 123-131.