

Определение нормы дисконта при оценке эффективности нефтегазовых проектов

Марин Е.А., магистрант, Санкт-Петербургский горный университет,
Санкт-Петербург, Россия

Николайчук Л.А., кандидат экономических наук, доцент,
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Аннотация. Исследование нацелено на повышение эффективности технико-экономического обоснования нефтегазовых проектов путем определения нормы дисконта. В работе предлагается подход, учитывающий рыночные и отраслевые риски проектов, что позволяет гибко оценить специфику отдельной организации. Предлагается использование метода анализа иерархии и вытекающего из него метода парных сравнений при вычислении процентной доли премий за специфические риски и неопределенности разработки нефтегазовых месторождений.

Ключевые слова: ставка дисконтирования, технико-экономическое обоснование, нефтегазовые проекты, разработка месторождений.

Determination of the discount rate in the evaluation of the efficiency of oil and gas projects

Marin E.A., master student, Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg,
Russia

Nikolaichuk L.A., Ph.D., associate professor, Saint-Petersburg Mining University,
St. Petersburg, Russia

Annotation. This paper aims to improve the efficiency of the oil and gas projects feasibility studies by determining and justifying the discount rate. An approach that takes into account both market and industry risks of the company and

projects is proposed. This method can be used to evaluate the industry conditions as well as the specifics of a particular organization. Authors propose to use hierarchy analysis method and the pair comparisons method when calculating the percentage of premiums for specific risks and uncertainties in the development of oil and gas fields.

Keywords: discount rate, feasibility study, oil and gas projects, field development.

Введение

В сложившихся современных экономических условиях происходит сокращение инвестиций в развитие российского нефтегазового комплекса. По причине давления со стороны инвесторов и необходимости уменьшения издержек после того, как в 2014 году цены на нефть снизились, нефтегазовые компании значительно сократили объемы капитальных вложений (рис. 1), в том числе, в мегапроекты, например, освоение Арктики.

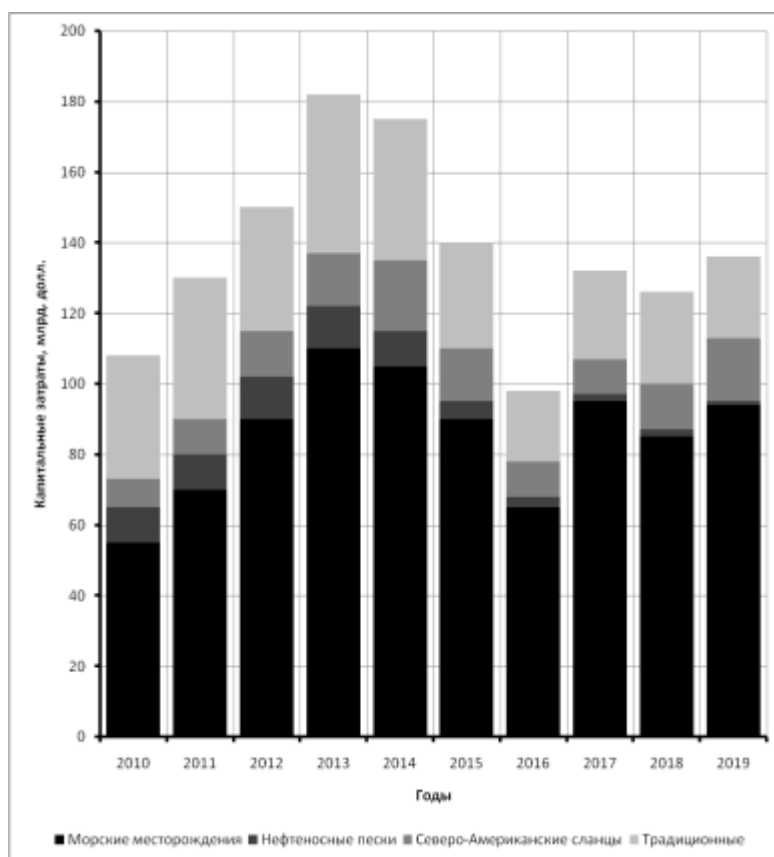


Рис. 1 – Динамика сокращения инвестиций крупных нефтегазовых компаний¹

¹ Источник: составлено автором по данным Rystad Energy.

Постоянные изменения рынка, нестабильность политической ситуации, волатильность цен и курса валют, геологические и технологические условия реализации нефтегазовых проектов повышают значимость технико-экономического обоснования. Привлечение отечественных и зарубежных инвестиций в развитие комплекса зависит от грамотности и точности выполнения проектной документации.

Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность проектов разработки углеводородных месторождений, является чистая приведенная стоимость. При проведении технико-экономического обоснования значительное влияние на конечные показатели проекта оказывает ставка дисконтирования, так как нефтегазовые проекты, как правило, имеют продолжительный жизненный цикл. Для корректного планирования и экономического обоснования проектов необходимо понимать, как именно меняется стоимость денежных средств с течением времени.

Результаты исследования²

В 2016 году Минприроды России были утверждены «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»³. В документе подробно рассматриваются вопросы технико-экономического проектирования процессов добычи углеводородов, в том числе, указана рекомендуемая ставка дисконтирования – 15%. Ряд крупных нефтегазовых компаний при оценке проектов используют норму дисконта в размере 12%, некоторые проектные организации проводят расчеты на основе 10%-ной ставки.

Общеизвестно, что ставка дисконтирования должна отображать, как минимум следующие показатели: инфляцию, риски проекта и возможность альтернативного использования средств. Тем не менее, данный показатель является более сложным, и его влияние на проект может оказаться решающим

² Данная статья содержит результаты исследования, выполненные в магистерской диссертации на тему «Технико-экономическое обоснование проектов разработки нефтегазовых месторождений Таймырского полуострова» (автор – Марин Е.А., научный руководитель – Николайчук Л.А.).

³ Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р.

при принятии решения. А ошибка определения, в конечном итоге, приведет к неразумному финансовому и инвестиционному решению.

В рамках проведения научного исследования был проведен анализ влияния ставки дисконтирования на чистую приведенную стоимость проекта по разработке газоконденсатного месторождения. Так для проекта с жизненным циклом 29 лет при увеличении ставки доходности проекта на 30% от ее начальной величины наблюдается снижение чистой приведенной стоимости на 80%. А именно, изменение ставки дисконтирования с 10% до 15% приводит к уменьшению чистой приведенной стоимости с 250 млрд рублей до 50 млрд рублей.

В силу специфики современных тенденций в нефтегазовой сфере компаниям приходится часто выбирать из проектов, которые отличаются по срокам и масштабам. В таких случаях применение разных критериев эффективности инвестиций может приводить к противоречивым выводам. Например, при определении точки Фишера нескольких проектов или расчета эквивалентного годового денежного платежа.

Существует ряд методов, которые позволяют определить ставку дисконтирования для того или иного проекта, каждый из них имеет свои преимущества и недостатки. Модель оценки капитальных активов, например, неприменима к непубличными акционерным обществам и к тем компаниям, у которых недостаточно статистических данных для расчета коэффициента. Метод оценки средневзвешенной стоимости капитала отличается тем, что может меняться в результате осуществления инвестиций, при этом происходит усреднение всех рисков, и данный метод не отвечает на вопрос об эффективности проекта для конкретных его участников. Основным недостатком метода кумулятивного построения является то, что он не учитывает конкретную стоимость капитала компании, по сути, этот показатель заменен на инфляцию и минимальную доходность сопоставимую с государственными долгосрочными облигациями, что никак не связано с

рентабельностью деятельности компании, средневзвешенной процентной ставкой.

Для устранения существующих недостатков моделей оценки ставки дисконтирования и учета специфики нефтегазового комплекса предлагается рассмотреть иной алгоритм определения нормы дисконта.

Для детального ознакомления с подходом следует обратиться к модели оценки капитальных активов⁴:

$$E = R_f + (R_m - R_f) \cdot \beta,$$

где R_f – доходность по безрисковому активу; R_m – средняя рыночная доходность; β – риск компании на рынке.

В качестве безрисковой ставки доходности в мировой инвестиционной практике часто используется ставка по 10-летним казначейским облигациям США, однако для российских условий предлагается рассмотреть доходность 10-летних облигаций РФ, значение которой на дату оценки, с учётом динамики изменений за прошедший год, составляет 8,3%⁵.

С увеличением риска инвестиций показатель β будет расти, а со снижением – уменьшаться. Разность между ожидаемой доходностью и безрисковой ставкой является премией за риск.

Далее рынок делится на отраслевые секторы, данные агрегируются в разрезе географических регионов и экономических условий. Нефтегазовый комплекс представлен тремя секторами: «Oil/Gas (Integrated)», «Oil/Gas (Production and Exploration)», «Oil/Gas (Distribution)». Для каждого сектора определен коэффициент β с учетом отраслевой специфики, деятельности самой компаний и экономических возможностей рынка. Для сектора «Production and

⁴ Дамодаран Асват. Инвестиционная оценка. Инструменты и методы оценки любых активов. 11-е издание, переработанное и дополненное. – Издательство «Альбина Паблишер», 2019. – 1316 с.

⁵ Доходность облигаций России за 10-летний период. Investing.com. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.investing.com/rates-bonds/russia-10-year-bond-yield-historical-data>

Exploration» показатель риска равен 1,62; для «Integrated» – 1,19; для «Distribution» – 1,27⁶.

Для сравнения различных компаний исключается влияние долговых инструментов на показатели риска и доходности, рассчитывается коэффициент β с корректировкой на плечо финансового рычага и на остатки денежных средств на счетах компаний. Скорректированный β для сегмента «Oil/Gas (Production and Exploration)» равен 1,29.

Далее вычисляется коэффициент финансового левирджа (D/E), для «Oil/Gas (Production and Exploration)» при развивающихся рынках определено значение в размере 0,45⁷. Формула для вычисления коэффициента β с учетом плеча финансового рычага принимает следующий вид:

$$\text{Levered beta} = \text{Unlevered beta corrected for cash} \cdot (1 + (1 - T) \cdot D/E),$$

где $(1-T)$ – величина «налогового щита».

Для конкретного рассматриваемого случая значение коэффициента β с учетом плеча финансового рычага составляет 1,75.

Премия за риск вложения в акции определяется как надбавка за вложения в акционерный капитал компаний РФ по сравнению с доходностью государственных облигаций. Ожидаемая доходность акций по данным Московской Биржи⁸ составляет 12,52% на дату оценки. Премия за риск определяется как разность ожидаемой доходности и доходности 10-летних облигаций, что составит 4,22%.

Таким образом, имеется два набора величин, первый – коэффициент риска с учетом заёмного капитала; второй – премии за риск вложения в акции для разных стран. Для вычисления премии по акциям компании с учетом

⁶ Aswath Damodaran. Beta, Unlevered beta, risk measures. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html.

⁷ Jonen A., Hubig L. (2007). Cognitive-oriented Risk Evaluation with the Analytic Hierarchy Process. – [Электронный ресурс]. –

Режим доступа: <http://www.isahp.org/2007Proceedings/Papers/Working%20Sessions/Project%20Evaluation/Cognitive-oriented%20Risk%20Evaluation.doc.pdf>.

⁸ Московская биржа. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.moex.com/>

осуществления деятельности в конкретной стране, в конкретном секторе экономики и с текущей долговой нагрузкой (премии за риск по акциям компании относительно безрисковой ставки), необходимо найти произведение двух величин. В текущих расчетах данное значение составит 7,39%.

В качестве минимальной приемлемой премии за риск для инвестора выступает величина стоимости собственного капитала. При этом такой должна быть минимальная доходность проекта для привлечения собственного капитала. Таким образом, стоимость акционерного капитала можно записать в виде формулы:

$$\text{Cost of Equity} = R_f + \text{Country ERP} \cdot \text{Levered beta},$$

где R_f – доходность по безрисковому активу; Country ERP – премия за риск; Levered beta – риск компании на рынке.

Полученное значение стоимости собственного капитала – 15,7%, это рациональная премия за риск, если рынок капитала будет функционировать достаточно эффективно. Предполагается, что исходя из этой рациональной премии и сопутствующего ей риска, компании должны выбирать проекты для инвестирования. Инвесторы же должны оценивать эти проекты и вкладывать свои денежные средства только в том случае, если премия по ним окажется не меньше указанной.

Ранее речь шла только о влиянии долговых инструментов на коэффициент Levered beta , величину рисков и доходности организации. Но в обязательном порядке стоит учитывать и стоимость заемного капитала, основанную на безрисковой ставке доходности 10-летних российских облигаций. Исходя из полученных данных, значение стоимости капитала для оценки деятельности компания нефтегазодобывающего сектора Российской Федерации составляет 13,19%. Стоит отметить, что полученное значение является гибким и будет динамично изменяться в зависимости от ситуации на рынке и в компании (табл. 1).

Таблица 1

Определение стоимости капитала компаний нефтегазового сектора⁹

Сектор	Премия за риск по акциям	β	Финансовый рычаг	Рычаговая β	Стоимость собственного капитала	Стоимость заёмного капитала	Стоимость капитала
Вертикально-интегрированные компании	4,22%	1,19	53,56%	1,33	13,9%	9,5%	11,95%
Добыча и разработка		1,62	44,87	1,75	15,7%		13,19%
Транспортировка углеводородов		1,27	85,1%	1,39	14,18%		12,14%

Приведенный метод привлекателен тем, что можно гибко оценить отраслевые условия в целом на территории конкретной страны и одновременно использовать алгоритм для любой отдельной компании.

Нефтегазовым компаниям присущи специфические риски, например, география сбыта, ограниченность ресурсов, качество продукта. Поскольку выше рассчитаны чувствительность доходности акций к действию рисков глобального характера, которые воздействуют на рынок в целом, предлагается рассмотреть премии за специфические отраслевые риски.

Существуют и используются различные методы принятия решения для количественной и качественной оценки рисков. Далее рассматривается применение метода анализа иерархий для определения доли неопределенности, исходя из особенностей факторов разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Методика базируется на построении матриц парных сравнений. Для оценки критериев используется «Шкала оценок относительной важности»¹⁰ (табл. 2).

Далее необходимо сформулировать цель и построить иерархию критериев оценки (рисунок 2). Конечной точкой анализа будет определение величины риска нефтегазового проекта.

⁹ Источник: составлено автором.

¹⁰ Saaty, T.L. (2008). Decision Making with analytical hierarchy process. Int. J. Services Sciences, Vol.1, No.1.

Шкала оценок относительной важности Томаса Саати¹¹

Базовая оценка	Характеристика оценки	Комментарии
1	Равная значимость	Две альтернативы одинаково значимы
2	Слабая степень превосходства	Промежуточное значение
3	Умеренное превосходство	Легкое превосходство одного показателя над другим
4	Превосходство выше среднего	Промежуточное значение
5	Существенное превосходство	Одна из альтернатив явно предпочтительнее другой
6	Сильное превосходство	Промежуточное значение
7	Значительное превосходство	Очевидного превосходство одного параметра над другим
8	Бесспорное превосходство	Промежуточное значение
9	Абсолютное превосходство	Один показатель, бесспорно, доминирует над другим

Иерархия, представленная на рисунке, не является единственно верной. Можно изменять количество факторов, убирать, добавлять новые критерии. Все зависит от потребностей, возможностей статистической оценки и доступности актуальной информации компании. Данная иерархия построена в качестве номинала, для демонстрации методики.

Первым предполагается сравнить альтернативы для критерия «Качество нефти», так как здесь можно опираться не столько на экспертный взгляд, сколько на физико-химические данные (табл. 3). Следующий шаг состоит в вычислении вектора приоритетов по полученной матрице.

Отклонение от согласованности может быть выражено величиной $(\lambda_{\max} - n)/(n - 1)$, которая называется индексом согласованности (ИС). Индекс согласованности сгенерированной случайным образом по шкале от 1 до 9 обратно-симметричной матрицы с соответствующими обратными величинами элементов, называется случайным индексом (СИ) (табл. 4).

¹¹ Saaty, T.L. (2008). Decision Making with analytical hierarchy process. Int. J. Services Sciences, Vol.1, No.1.



Рис. 2 – Иерархия рисков проекта по разработке углеводородного месторождения¹²

Таблица 3

Матрица парных сравнений российских сортов нефти¹³

	ARCO	Urals	SL	ESPO	Sokol Vityaz	Вектор приоритетов	Нормализованный вектор приоритетов	λ_{max}
ARCO	1	2,285	6,137	5,379	9	3,684	0,505	0,957
Urals	0,438	1	2,685	2,354	8,177	1,866	0,256	1,074
SL	0,163	0,372	1	0,877	3,045	0,695	0,095	1,074
ESPO	0,186	0,425	1,141	1	3,474	0,793	0,109	1,074
Sokol Vityaz	0,111	0,122	0,328	0,288	1	0,264	0,036	0,893
Сумма	1,898	4,205	11,291	9,897	24,697	7,302	1	5,074

¹² Источник: составлено автором.

¹³ Источник: составлено автором.

Значения случайных индексов¹⁴

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0,00	0,00	0,58	0,9	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49	1,51	1,48	1,56	1,57	1,59

Отношение ИС к среднему СИ для матрицы того же порядка называется отношением согласованности (ОС). Значение ОС, меньшее или равное 0,10, будем считать приемлемым. Рассчитывается ОС для матрицы сравнения сортов нефти:

$$ИС = \frac{5,047 - 5}{5 - 1} = 0,0185;$$

$$ОС = \frac{0,0185}{1,12} = 0,0165.$$

Таким образом, матрица удовлетворяет условиям согласованности.

Последующие матрицы парных сравнений составляются по аналогичному алгоритму. На рисунке 3 приводится иерархия величины рисков с вычисленными векторами приоритетов. Следующий этап – определение веса каждого компонента, то есть каждого сорта нефти, каждого климатического условия и т.д. (табл. 5).

Для определения корректных конечных показателей необходимо рассчитать все систематические альтернативы, то есть, например, для арктического климата находятся значения рисков каждого сорта нефти для обоих приведенных типов коллекторов расположенных и на земле, и на шельфе. Таким образом, для отдельного климатического условия приходится по 20 значений, значит всего 60 величин риска. В качестве примера приведены некоторые (Арктика) значения для вариации иерархии рисков проекта (табл. 6). Однако следует выбирать не любой показатель из предложенного масштаба, он должен коррелироваться со сложностью условий разработки и возможностями компании. Выбранное значение следует прибавить к стоимости капитала, в

¹⁴ Дамодаран Асват. Инвестиционная оценка. Инструменты и методы оценки любых активов. 11-е издание, переработанное и дополненное. – Издательство «Альбина Паблишер», 2019. – 1316 с.

качестве премии за специфический риск, чтобы получить итоговую норму дисконта для проекта.



Рис. 3 – Иерархия рисков проекта¹⁵

Таблица 5

Значения веса каждого компонента

Фактор	Компонент	Нормализованный вектор приоритетов компонента	Нормализованный вектор приоритетов фактора	Нормализованный вектор приоритетов риска
Качество сортов нефти	ARCO	0,505	0,136	0,068
	Urals	0,256		0,035
	Siberian Light	0,095		0,013
	ESPO	0,109		0,015
	Sokol/Vityaz	0,036		0,005
Климатические условия	Арктические	0,649	0,212	0,138
	Субарктические	0,279		0,059
	Умеренные	0,072		0,015
Тип коллектора	Традиционный	0,1	0,309	0,031
	Нетрадиционный	0,9		0,278
Расположение	На земле	0,1	0,342	0,034
	На шельфе	0,9		0,308

¹⁵ Источник: составлено автором.

Таблица 6

Премия за специфический риск¹⁶

Климат	Марка нефти	Коллектор	Расположение	Уровень риска
Арктический	ARCO	Традиционный	На земле	5,62%
	Urals			4,74%
	SL			3,71%
	ESPO			3,83%
	SokolVityaz			2,91%
	ARCO	Нетрадиционный	На земле	9,74%
	Urals			8,22%
	SL			6,42%
	ESPO			6,63%
	SokolVityaz			5,04%
	ARCO	Традиционный	На шельфе	9,74%
	Urals			8,22%
	SL			6,42%
	ESPO			6,63%
	SokolVityaz			5,04%
	ARCO	<i>Нетрадиционный</i>	На шельфе	16,87%
	Urals			14,23%
	SL			11,12%
	ESPO			11,49%
	SokolVityaz			8,73%

Таким образом, минимальная премия за риск составляет 1,68%, а максимальная 16,87%. В результате применения предложенного алгоритма определения ставки дисконтирования для технико-экономического проектирования объектов нефтегазодобычи на территории Российской Федерации получен следующий диапазон: $14,87\% \leq E \leq 30,06\%$.

Заключение

Выбор ставки дисконтирования является важной задачей, которая во многом может стать определяющим фактором в вопросе решения целесообразности проекта в целом или же применения более дорогостоящих техники и технологий. В работе предлагается применение гибкой, меняющейся, ставки дисконтирования в зависимости от различных параметров нефтегазовых проектов: географо-геологические особенности, технические и

¹⁶ Источник: составлено автором.

технологические параметры, экономические условия реализации проекта и т.д.; рассмотрен алгоритм определения нормы дисконта при оценке эффективности нефтегазовых проектов.

Библиографический список

1. Асват Дамодаран. Бета, Нераспределенная бета, меры риска. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html.

2. Дамодаран А. Инвестиционная оценка. Инструменты и методы оценки любых активов. 11-е издание, переработанное и дополненное. – Издательство «Альбина Паблишер», 2019. – 1316 с.

3. Доходность облигаций России за 10-летний период. Investing.com. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ru.investing.com/rates-bonds/russia-10-year-bond-yield-historical-data>.

4. Йонен А., Хубиг Л. Когнитивно-ориентированная оценка рисков с использованием процесса аналитической иерархии. 2007 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.isahp.org/2007Proceedings/Papers/Working%20Sessions/Project%20Evaluation/Cognitive-oriented%20Risk%20Evaluation.doc.pdf>.

5. Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р.

6. Московская биржа. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.moex.com/>.

7. Сааты, Т.Л. Принятие решений с аналитической иерархией процесса. Международный научный журнал, 2008 г. Вып.1, №1.

References

1. Aswath Damodaran. Beta, Unlevered beta, risk measures. – [Electronic resource] – Access mode: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html.
2. Damodaran A. Investment appraisal. Tools and methods for evaluating any assets. 11th edition, revised and enlarged. Albina Publisher Publishing House, 2019. 1316 p.
3. The yield of Russian bonds for a 10-year period. Investing.com. – [Electronic resource] – Access mode: <https://ru.investing.com/rates-bonds/russia-10-year-bond-yield-historical-data>.
4. Jonen A., Hubig L. (2007). Cognitive-oriented Risk Evaluation with the Analytic Hierarchy Process. – [Electronic resource] – Access mode: <http://www.isahp.org/2007Proceedings/Papers/Working%20Sessions/Project%20Evaluation/Cognitive-oriented%20Risk%20Evaluation.doc.pdf>.
5. Guidelines for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits. Approved by the order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 05.18.2016 No.12-p.
6. Moscow Exchange. – [Electronic resource] – Access mode: <https://www.moex.com/>.
7. Saaty, T.L. (2008). Decision Making with analytical hierarchy process. Int. J. Services Sciences, Vol.1, No.1.