

ОТРАСЛЕВАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКОНОМИКА

М. И. Богатырев¹

ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия)

О. С. Кириченко²

Финансовый университет при Правительстве РФ (Москва, Россия)

Ю. А. Назарова³

Российский государственный университет нефти и газа НИУ имени И. М. Губкина (Москва, Россия)

И. М. Никонов⁴

МГУ имени М. В. Ломоносова (Москва, Россия)

Н. С. Щербакова⁵

РУДН им. П. Лумумбы (Москва, Россия)

УДК: 336.6, 336.02

doi: 10.55959/MSU0130-0105-6-59-1-8

ПРОБЛЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТАВКИ ДИСКОНТИРОВАНИЯ ДЛЯ КОМПЛЕКСНЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Данная статья посвящена вопросу оценки экономической эффективности комплексных инвестиционных проектов. В инвестиционных программах современных

¹ Богатырев Максим Иванович — к.э.н., начальник управления, ПАО «Газпром»; e-mail: m.bogatyrev@adm.gazprom.ru, ORCID: 0009-0000-8861-0193.

² Кириченко Ольга Сергеевна — к.э.н., доцент департамента отраслевых рынков, Финансовый университет при Правительстве РФ; e-mail: OSKirichenko@fa.ru, ORCID: 0000-0001-6230-2280.

³ Назарова Юлия Александровна — к.э.н., доцент кафедры безопасности цифровой экономики и управления рисками, Российский государственный университет нефти и газа НИУ имени И. М. Губкина; e-mail: j.a.nazarova@mail.ru, ORCID: 0000-0002-0015-8233.

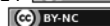
⁴ Никонов Игорь Михайлович — к.физ.-мат.н., доцент кафедры дифференциальной геометрии и приложений, Механико-математический факультет МГУ имени М. В. Ломоносова; e-mail: i.nikonov@econom.gazprom.ru, ORCID: 0000-0003-2526-1760.

⁵ Щербакова Наталья Сергеевна — к.э.н., доцент кафедры менеджмента, Российский университет дружбы народов им. П. Лумумбы; e-mail: shcherbakova_ns@pfur.ru, ORCID: 0000-0002-0466-9612.

© Богатырев Максим Иванович, 2024 

© Кириченко Ольга Сергеевна, 2024 

© Назарова Юлия Александровна, 2024 

© Никонов Игорь Михайлович, 2024 

© Щербакова Наталья Сергеевна, 2024 

нефтегазовых компаний (например, ПАО «НК «Лукойл», ПАО «Газпром», ПАО «Новатэк») все больший вес приобретают комплексные проекты, и эффективность для инвестора в такой ситуации следует оценивать в точки зрения совокупной эффективности проектов. В качестве объекта исследования авторы рассматривают комплекс проектов видов деятельности добыча и транспорт газа. Ставится вопрос о нахождении ставки дисконтирования для комплексного проекта с учетом особенностей нефтегазовой отрасли. Актуальность выбранной темы обуславливается необходимостью нахождения сбалансированной нормы прибыли комплексного инвестиционного проекта для включения в инвестиционный портфель нефтегазовой компании. При оценке экономической эффективности комплексных проектов, включающих подпроекты различных видов, такие как добыча или транспортировка, ставка дисконтирования всего проекта должна сбалансировать нормативные ставки по видам деятельности, представленным в проекте. В своей работе авторы на основании анализа формул математического аппарата для расчета комплексной ставки дисконтирования предлагают вариант расчета внутренней нормы доходности (ВНД) для группы проектов, для которых существует сформированный уровень нормативных значений ВНД. Статья выдержана в рамках экономических методов исследования. Анализ научной литературы и сравнительный подход сочетаются с применением методов экономико-математического моделирования. Теоретическая значимость исследования состоит в описании основных постулатов, связанных с анализом доходности инвестиционных проектов нефтегазовой отрасли. Практическая значимость заключается в выработке подходов к определению ставки дисконтирования при оценке экономической эффективности комплексных высокорискованных проектов на примере газовой отрасли и возможности применения данных подходов в инвестиционном и стратегическом анализе нефтегазовых компаний.

Ключевые слова: экономическая эффективность проекта, ставка дисконтирования, внутренняя норма доходности, комплексный проект, нефтегазовая отрасль.

Цитировать статью: Богатырев, М. И., Кириченко, О. С., Назарова, Ю. А., Никонов, И. М., & Щербакова, Н. С. (2024). Проблема определения ставки дисконтирования для комплексных инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли. *Вестник Московского университета. Серия б. Экономика*, 59(1), 171–186. <https://doi.org/10.55959/MSU0130-0105-6-59-1-8>.

Maxim I. Bogatyrev

Gazprom PJSC (Saint-Petersburg, Russia)

Olga S. Kirichenko

Financial University under the Government of the Russian Federation
(Moscow, Russia)

Yulia A. Nazarova

Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education
«Gubkin Russian State University of Oil and Gas»
(National Research University)» (Moscow, Russia)

Igor M. Nikonov

Lomonosov Moscow State University (Moscow, Russia)

Natalia S. Shcherbakova

RUDN University (Moscow, Russia)

JEL: G32, G17, G19

DETERMINING THE DISCOUNT RATE FOR COMPLEX INVESTMENT PROJECTS IN OIL AND GAS INDUSTRY

In the investment programs of modern oil and gas companies (i.e., PJSC Lukoil Oil Company, PJSC Gazprom, PJSC Novatek), complex projects are gaining more and more attention, and in this case the efficiency for an investor should be assessed in terms of the overall effectiveness of projects. As an object of research, the authors consider a set of projects for the types of gas production and transportation activities. This paper studies the question of finding a discount rate with a focus on specific features of oil and gas industry. The relevance of the chosen topic is determined by the need to find a balanced rate of return of a complex investment project for inclusion in the investment portfolio of an oil and gas company. When evaluating the economic efficiency of complex projects that include subprojects of various types, such as mining or transportation, the discount rate of the entire project should be in balance with the regulatory rates for the types of activities presented in the project. In their work, the authors, drawing on the analysis of the formulas of the mathematical apparatus for calculating complex discount rate, propose a variant of calculating the internal rate of return (IRR) for a group of projects for which there is a formed level of normative values of IRR. The article is designed within the framework of economic research methods. The analysis of scientific literature and the comparative approach are combined with the use of methods of economic and mathematical modeling. The theoretical significance of the study consists in the description of the main postulates related to the analysis of profitability of investment projects in oil and gas industry. The practical significance lies in the development of approaches to determining the discount rate when assessing the economic efficiency of complex high-risk projects on the example of gas industry and the possibility of using these approaches in investment and strategic analysis of oil and gas companies.

Keywords: oil and gas industry, complex project, economic efficiency, discount rate, internal rate of return.

Введение

Оценка эффективности инвестиционных проектов осуществляется с использованием двух групп показателей: простых и динамических. Простые показатели широко используются в оценке, но в отличие от динамических, не учитывают изменение стоимости денег во времени. Для динамических показателей (дисконтированный срок окупаемости, чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, модифицированная внутренняя норма доходности, индекс доходности дисконтированных инвестиций) характерно приведение стоимости будущих потоков к текущему моменту времени, для чего ключевое значение имеет определение ставки дисконтирования. Дисконтирование необходимо с учетом убывающей стоимости денег и особенно важно для нефтегазовой отрасли, где предприятия отличаются длительным инвестиционным циклом, и горизонт расчета по проектам достигает 20–30 лет. Влияние принимаемых руководителями решений на основе имеющейся информации на стратегическую ценность мегапроектов в нефтегазовой отрасли рассматривается в статье (Eweje et al., 2012).

Ставка дисконтирования показывает норму прибыли инвестора при вложении средств в инвестиционный проект и зависит от многих факторов: ожиданий инвестора по доходности, инфляционных процессов, конкретных рисков рассматриваемого объекта, макроэкономических условий и т.д.

Методы оценки ставки дисконтирования выбираются в зависимости от особенностей объекта инвестирования, предприятий-участников, схемы и условий финансирования и пр. Наиболее известные методы определения ставки дисконтирования:

- модели CAPM, Фамы и Френча, Кархарта;
- модель Гордона;
- модель WACC (средневзвешенной стоимости капитала);
- модель ROA, ROE, ROCE, ROACE;
- метод E/P;
- метод оценки премий за риск;
- метод оценки на основе экспертных заключений (Жданов, Жданов, 2019).

Подходы к определению ставки дисконтирования изучены на высоком уровне, в том числе для инвестиционного и финансового анализа в нефтегазовой отрасли.

В статье (Подкорытов, Мочалова, 2019) авторы уточняют, что ставка дисконтирования всегда связана с наличием на рынке альтернативных вариантов инвестиций. В работе акцентируется внимание на оценке ставки дисконтирования для предприятий минерально-сырьевого комплекса и выделяется модель оценки капитальных активов (CAPM) как наиболее точная и основывающаяся на статистических рыночных данных, а также отражающая как минимальную норму прибыли, так и среднерыночную доходность. Еще одно преимущество модели CAPM — учет специфических отраслевых рисков.

В работах (Чадина, 2017; Ниязбекова, Комарова, 2020) представлено сопоставление расчетов ставки дисконтирования разными методами для крупнейших зарубежных и российских компаний, работающих в нефтегазовой отрасли (Exxon Mobil, Chevron, Statoil, Shell, Petrochina, CNPC, GazpromNeft, Rosneft). Результаты (Чадина, 2017) показывают необходимость применения комплексного подхода к оценке ставки дисконтирования на основе кумулятивного метода с оценкой рисков, составляющей по трем параметрам: рыночный риск, риск компании и специфический риск проекта. Авторы анализируют результаты, достоинства и недостатки кумулятивного метода, методов CAPM и WACC. Среди недостатков метода CAPM авторы отмечают сильную зависимость от значения рыночного коэффициента β , характеризующего поведение акций компаний на рынке ценных бумаг. Результаты расчетов по методу WACC определяются структурой капитала компании и соответственно зависят от стоимости собственного и заемного капиталов. В качестве недостатков кумулятивного метода в статьях указывается необходимость применения экспертных оценок, что снижает его объективность. При этом у кумулятивного метода есть значительное преимущество — возможность оценить специфические риски нефтегазовой отрасли, например, геологические. Большое внимание методам экспертной оценки риска в нефтегазовой отрасли уделяется в работах (Демкин и др., 2016), а также (Болдырев и др., 2016). При этом в статье (Великанова, Кифоренко, 2015) введение поправки за риск в ставку дисконтирования отмечается как один из популярных методов оценки риска, что подтверждает значимость корректной оценки ставки дисконтирования в нефтегазовой отрасли. Необоснованное завышение ставки дисконтирования, по мнению авторов, может привести к отказу от реализации проектов, связанных с природоохранными мероприятиями или обладающих социальной значимостью, а также проектов с длительным расчетным периодом.

Вопросы оценки ставки дисконтирования для инновационных проектов рассматриваются в работе (Назарова, Киндрашина, 2020).

Несмотря на значительную изученность подходов к определению ставки дисконтирования ни одна из вышеописанных работ не учитывает особенности текущего этапа развития нефтегазовых компаний. В книге (Altawell, 2021) справедливо отмечается влияние будущего ископаемого

топлива на подходы к проектному менеджменту в нефтегазовой отрасли. Крупные нефтегазовые компании адаптируются к новым реалиям, где низкоуглеродное будущее и технологическое развитие сочетаются со сложностями освоения новых месторождений (Меркулов, Ткаченко, 2015). Традиционные нефтегазовые компании постепенно превращаются в многопрофильные предприятия, работающие с проектами по добыче и транспорту нефти и газа, а также связанными с нефтехимией, газопереработкой и электроэнергетикой.

Так, например, ПАО «НК «Лукойл» занимается разработкой Кандымской группы месторождений в Узбекистане. Проект включает не только освоение углеводородных ресурсов, но и строительство газоперерабатывающего завода мощностью 8 млрд куб. м газа в год, предназначенного для очистки газа от сероводорода и производства товарного газа, стабильного газового конденсата и товарной серы. То есть постепенно проекты становятся комплексными и эффективность для инвестора рассчитывается исходя из совокупной эффективности проектов.

Комплексный подход положен в основу бизнес-модели ПАО «Новатэк»: обустройство месторождений сопровождается развитием мощностей по сжижению и газопереработке, а также строительством собственных конденсатопроводов.

Инвестиционная программа ПАО «Газпром» также отличается множественностью комплексных проектов. В качестве примера можно привести мегапроект «Ямал», включающий Бованенковское и Харасавейское месторождения, транспортные мощности: «Бованенково — Ухта» и «Бованенково — Ухта — 2» и железную дорогу «Обская — Бованенково».

Необходимость комплексного подхода к оценке эффективности проектов в нефтегазовой отрасли рассматривается в работе (Назарова и др., 2019), но такой подход требует доработки методов определения требуемой доходности проекта с учетом комплексности, т.е. корректной оценки ставки дисконтирования. Это приобретает особую актуальность с учетом необходимости оптимизации портфеля реальных инвестиций нефтегазовых компаний (Артекина и др., 2018).

Целью данной статьи является рассмотрение особенностей подходов к расчету ставки дисконтирования для комплексных расчетов экономической эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли.

Методология исследования

При оценке экономической эффективности комплексных проектов, включающих подпроекты различных видов, таких как добыча или транспортировка, ставка дисконтирования всего проекта должна сбалансировать нормативные ставки по видам деятельности, представленным в проекте. Согласно (Назарова и др., 2019) комплексная оценка предполагает сум-

марный учет капитальных вложений и эксплуатационных затрат по добыче и транспорту с определением консолидированного денежного потока. Доходная составляющая определяется исходя из текущих рыночных цен реализации и объемов природного газа, доставленному потребителю. Показатели эффективности отражают конъюнктуру рынка в текущий момент времени.

В случае проектов нефтегазовой отрасли можно выделить показатель, оказывающий существенное влияние на эффективность проекта, — это рыночная стоимость природного газа. Как отмечается в (Медведев, Чуб, 2022), один из главных внешних факторов обеспечения эффективности функционирования нефтегазовых компаний — состояние мировой экономики и экономики отдельных стран, что оказывает непосредственное влияние на спрос на природный газ, а соответственно и уровень цен на него. Текущий этап развития мировой экономики и нефтегазовой отрасли характеризуется волатильностью цен на углеводороды (рис. 1).

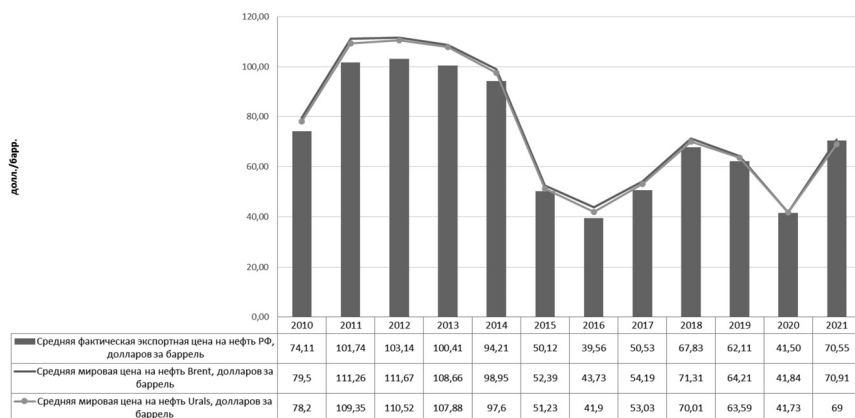


Рис. 1. Динамика цены на нефть за период 2010–2021 гг.

Источник: ФТС России, 2022; Росстат, 2022.

Предлагаемое нами условие балансировки комплексной ставки дисконтирования заключается в совмещении уровней цен, обеспечивающих безубыточное функционирование комплексного проекта в целом, с одной стороны, и подпроектов, формирующих комплексный проект, — с другой.

Рассмотрим проект добычи природного газа, чей денежный поток определяется следующими параметрами:

$K_d(t)$ — размер капитальных затрат в году t ;

$E_d(t)$ — размер эксплуатационных затрат, включая налоговые платежи, в году t ;

$V_d(t) = V(t)$ — объем добычи газа в году t ;

$r_n = 13\%$ — целевая ставка ВНД для проекта добычи.

Пусть T обозначает уровень цены на добычу природного газа. Тогда приведенный денежный поток проекта при ставке дисконтирования r рассчитывается по формуле:

$$NPV_d(T, r) = \sum_t \frac{T \cdot V(t) - K_d(t) - E_d(t)}{(1+r)^t}. \quad (1)$$

Целевая ставка ВНД для проекта добычи не рассчитывается в рамках данного исследования и задана условно для рассматриваемого примера. В практике оценки эффективности проектов в нефтегазовой отрасли целевая ставка ВНД определяется для конкретного проекта и вида деятельности с учетом существующих вышеупомянутых общепринятых методов определения (например, модель CAPM, WACC и т.д.).

В практике оценки эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли дисконтирование производится, как правило, к первому году начала инвестиций (первый год инвестиционного периода) или к году, в уровне цен которых производятся расчеты по рассматриваемому проекту.

Надо также отметить, что использование постоянной ставки дисконтирования основывается на анализе различных подходов к учету инфляции в денежных потоках и ставке дисконтирования для инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли.

Оценка эффективности может проводиться в:

- 1) реальных ценах;
- 2) номинальных ценах;
- 3) дефлированных ценах.

При этом подходы к использованию ставки дисконтирования будут разные:

- 1) при оценке денежных потоков в реальных ценах должна использоваться постоянная реальная ставка дисконтирования;
- 2) при оценке денежных потоков в номинальных ценах должна использоваться номинальная ставка дисконтирования, которая может быть как постоянной, так и переменной;
- 3) при оценке денежных потоков в дефлированных ценах должна использоваться постоянная реальная ставка дисконтирования.

При оценке денежных потоков в номинальных ценах может использоваться номинальная постоянная ставка дисконтирования, что вызывает трудности определения ставки дисконтирования, зависящей от профиля денежного потока конкретного инвестиционного проекта и требующей усреднения, которое дает различный результат. Использование номинальной переменной ставки дисконтирования сталкивается с проблемой корректного прогнозирования инфляционной составляющей на весь горизонт расчета (20–30 лет) для номинальных денежных потоков.

Описываемый в настоящем исследовании авторский методический подход предполагает, что денежные потоки представлены в реальных или дефлированных ценах и используется постоянная реальная ставка дисконтирования на всем горизонте расчета.

Базовая ставка цены на добычу природного газа T_d определяется целевым уровнем внутренней нормы доходности r_d , что приводит к равенству:

$$NPV_d(T_d, r_d) = 0, \quad (2)$$

откуда:

$$T_d = \frac{\tilde{K}_d(r_d) + \tilde{E}_d(r_d)}{\tilde{V}(r_d)}, \quad (3)$$

где $\tilde{K}_d(r) = \sum_t \frac{K_d(t)}{(1+r)^t}$ — совокупные приведенные капитальные затраты

проекта добычи; $\tilde{E}_d(r) = \sum_t \frac{E_d(t)}{(1+r)^t}$ — совокупные приведенные эксплуатационные затраты проекта добычи; $\tilde{V}(r) = \sum_t \frac{V(t)}{(1+r)^t}$ — совокупный при-

веденный объем добычи.

Аналогичными параметрами задается денежный поток транспортного проекта природного газа:

$K_{тр}(t)$ — размер капитальных затрат в году t ;

$E_{тр}(t)$ — размер эксплуатационных затрат, включая налоговые платежи, в году t ;

$V_{тр}(t) = V(t)$ — объем транспортируемого природного газа в году t ;

$r_{тр} = 11\%$ — целевая ставка ВНД для проекта транспорта.

Целевая ставка ВНД для проекта транспорта не рассчитывается в рамках данного исследования и задана условно для рассматриваемого примера.

Денежный поток проекта при уровне тарифа на транспортировку и ставке дисконтирования r рассчитывается по формуле:

$$NPV_{тр}(T, r) = \sum_t \frac{T \cdot V(t) - K_{тр}(t) - E_{тр}(t)}{(1+r)^t}. \quad (4)$$

Базовая ставка тарифа на транспортировку природного газа $T_{тр}$ определяется целевым уровнем внутренней нормы доходности $r_{тр}$, откуда:

$$NPV_{тр}(T_{тр}, r_{тр}) = 0 \quad (5)$$

и

$$T_{тр} = \frac{\tilde{K}_{тр}(r_{тр}) + \tilde{E}_{тр}(r_{тр})}{\tilde{V}(r_{тр})}, \quad (6)$$

где $\tilde{K}_{\text{тр}}(r) = \sum_t \frac{K_{\text{тр}}(t)}{(1+r)^t}$ — совокупные приведенные капитальные затраты

проекта транспортировки; $\tilde{E}_{\text{тр}}(r) = \sum_t \frac{E_{\text{тр}}(t)}{(1+r)^t}$ — совокупные приведенные

эксплуатационные затраты проекта транспортировки; $\tilde{V}(r) = \sum_t \frac{V(t)}{(1+r)^t}$ —

совокупный приведенный объем транспортируемого природного газа.

Пусть теперь P — рыночная цена на природный газ. Оценим экономическую эффективность трех проектов:

- проекта добычи природного газа с учетом затрат на транспортировку. Денежный поток данного проекта формируется из доходов $P \cdot V(t)$ от продажи природного газа, капитальных расходов $K_{\text{д}}(t)$, эксплуатационных расходов $E_{\text{д}}(t)$ и затрат на транспортировку природного газа $T_{\text{тр}} \cdot V(t)$. Чистый дисконтированный доход проекта, таким образом, вычисляется по формуле:

$$NPV'_{\text{д}}(P) = \sum_t \frac{P \cdot V(t) - K_{\text{д}}(t) - E_{\text{д}}(t) - T_{\text{тр}} \cdot V(t)}{(1+r_{\text{д}})^t} = NPV_{\text{д}}(P - T_{\text{тр}}, r_{\text{д}}); \quad (7)$$

- проекта транспортировки природного газа с учетом затрат на добычу. Денежный поток данного проекта формируется из доходов $P \cdot V(t)$ от продажи природного газа, капитальных расходов $K_{\text{тр}}(t)$, эксплуатационных расходов $E_{\text{тр}}(t)$ и затрат на добычу природного газа $T_{\text{д}} \cdot V(t)$. Чистый дисконтированный доход проекта, таким образом, вычисляется по формуле:

$$\begin{aligned} NPV'_{\text{тр}}(P) &= \sum_t \frac{P \cdot V(t) - K_{\text{тр}}(t) - E_{\text{тр}}(t) - T_{\text{д}} \cdot V(t)}{(1+r_{\text{тр}})^t} = \\ &= NPV_{\text{тр}}(P - T_{\text{д}}, r_{\text{тр}}); \end{aligned} \quad (8)$$

- комплексного проекта добычи и транспортировки природного газа. Денежный поток данного проекта формируется из доходов $P \cdot V(t)$ от продажи природного газа, совокупных капитальных расходов $K_{\text{д}}(t) + K_{\text{тр}}(t)$, эксплуатационных расходов $E_{\text{д}}(t) + E_{\text{тр}}(t)$. Чистый дисконтированный доход проекта при ставке дисконтирования r составляет:

$$NPV(P, r) = \sum_t \frac{P \cdot V(t) - (K_{\text{д}}(t) + K_{\text{тр}}(t)) - (E_{\text{д}}(t) + E_{\text{тр}}(t))}{(1+r)^t}. \quad (9)$$

Рассчитаем цену на природный газ, при которой достигается безубыточность проектов.

Для проекта добычи природного газа с учетом затрат на транспортировку условие безубыточности имеет вид $NPV'_d(P_d^*) = 0$, т.е. $NPV_d(P_d^* - T_{тр}, r_d) = 0$. Отсюда получаем, что $P_d^* - T_{тр} = T_d$, значит, точка безубыточности для проекта добычи равна $P_d^* = T_d + T_{тр}$.

Для проекта транспортировки природного газа с учетом затрат на добычу условие безубыточности имеет вид $NPV'_t(P_t^*) = 0$, т.е. $NPV_{тр}(P_{тр}^*) = NPV_{тр}(P_{тр}^* - T_d, r_{тр}) = 0$. Отсюда получаем, что $P_{тр}^* - T_d = T_{тр}$, значит, точка безубыточности для проекта транспортировки также равна $P_{тр}^* = T_d + T_{тр}$.

Таким образом, цены на природный газ, для которых достигается безубыточность проектов добычи и транспортировки совпадают и равны сумме базовой цены на добычу и тарифа на транспортировку природного газа: $P_d^* = P_{тр}^* = T_d + T_{тр}$. Возникает вопрос, будет ли суммарный тариф точкой безубыточности для комплексного проекта? Поскольку ЧДД проекта $NPV(P, r)$ зависит от ставки дисконтирования, поставленный вопрос можно переформулировать следующим образом: при какой ставке дисконтирования r^* имеет место равенство $NPV(T_d + T_{тр}, r^*) = 0$? Приведем приближенную формулу для вычисления r^* .

Заметим, что

$$\begin{aligned} NPV(T_d + T_{тр}, r) = & \sum_t \frac{(T_d + T_{тр}) \cdot V(t) - (K_d(t) + K_{тр}(t)) - (E_d(t) + E_{тр}(t))}{(1+r)^t} = \\ & \sum_t \frac{T_d \cdot V(t) - K_d(t) - E_d(t)}{(1+r)^t} + \sum_t \frac{T_{тр} \cdot V(t) - K_{тр}(t) - E_{тр}(t)}{(1+r)^t} = \\ & NPV_d(T_d, r) + NPV_{тр}(T_{тр}, r). \end{aligned}$$

Предположим, что величины приведенных денежных потоков $NPV_d(T_d, r)$, $NPV_{тр}(T_{тр}, r)$ монотонно убывают с ростом ставки дисконтирования r . Тогда, поскольку $r_{тр} < r_d$, $NPV_d(T_d, r_{тр}) > NPV_d(T_d, r_d) = 0$ и $0 = NPV_{тр}(T_{тр}, r_{тр}) > NPV_{тр}(T_{тр}, r_d)$, следовательно, $NPV(T_d + T_{тр}, r_{тр}) = NPV_d(T_d, r_{тр}) > 0$ и $NPV(T_d + T_{тр}, r_d) = NPV_{тр}(T_{тр}, r_d) < 0$. Таким образом, существует значение r^* , $r_{тр} < r^* < r_d$, такое что $NPV(T_d + T_{тр}, r^*) = 0$.

Предполагая зависимость $NPV(T_d + T_{тр}, r)$ от r приближенно линейной, получим следующую оценку для r^* :

$$r^* \approx \hat{r} = \frac{r_d NPV_d(T_d, r_{тр}) - r_{тр} NPV_{тр}(T_{тр}, r_d)}{NPV_d(T_d, r_{тр}) - NPV_{тр}(T_{тр}, r_d)}. \quad (10)$$

Альтернативный подход к доказательству этих утверждений представлен также в статье (Богатырев, 2022). Авторские наброски по определению ставки дисконтирования для комплексных проектов в зависимости от капитальных вложений каждого подпроекта, входящего в комплекс представлены в (Komzolov et al., 2021).

Для примера рассмотрим модельный проект добычи и транспортировки, представленный в табл. 1. Чистый денежный поток в рассматриваемом примере имеет ординарный (классический) профиль. Знакопеременный профиль не является препятствием к использованию предлагаемой методологии, так как не влияет на корректность расчета NPV, тогда как ВНД является нормативным заданным параметром. Использование ЧДД как основного показателя эффективности для проектов с «нетипичным» знакопеременным профилем широко освещается в работах А. Н. Кулаковой, в частности в статье (Кулакова, 2011).

Таблица 1

Модельный проект добычи и транспортировки

Наименование показателя	В том числе по годам:			
	–2	–1	0	1
Проект добычи				
— капитальные затраты	1	5		
— эксплуатационные затраты			4	4
Проект транспортировки				
— капитальные затраты	3	2		
— эксплуатационные затраты			3	3
Объем поставок			2	2

Источник: составлено авторами.

Тогда $T_d = 3,837$, $T_{тр} = 3,056$, $P_d^* = P_{тр}^* = 6,893$. Имеем также $NPV_d(T_d, r_{тр}) = 0,203$, $NPV_{тр}(T_{тр}, r_d) = -0,224$, откуда

$$\hat{r} = \frac{13\% \cdot 0,203 - 11\% \cdot (-0,224)}{0,203 - (-0,224)} = 11,95\%. \quad (11)$$

Цена природного газа, обеспечивающая безубыточность комплексного проекта, для ставки дисконтирования $\hat{r} = 11,95\%$ составляет:

$$P^* = \frac{\tilde{K}_d(\hat{r}) + \tilde{K}_{тр}(\hat{r}) + \tilde{E}_d(\hat{r}) + \tilde{E}_{тр}(\hat{r})}{\tilde{V}(\hat{r})} = 6,894. \quad (12)$$

Относительное отклонение цены P^* от цен $P_d^* = P_{тр}^*$ для данного примера составляет менее 1%.

С учетом описанной методологии и практического опыта оценки эффективности алгоритм расчета ставки дисконтирования комплексного проекта предполагает:

- 1) оценку денежных потоков по входящим в комплекс подпроектам (выходит за рамки текущего исследования);
- 2) определение нормативной ставки доходности по подпроектам (выходит за рамки текущего исследования);
- 3) расчет цен на продукцию, при которых достигается безубыточность подпроектов;
- 4) расчет ставки дисконтирования комплексного проекта, при которой точка безубыточности совпадает с найденной.

Заключение

Практическое применение методических подходов к оценке ставки дисконтирования для комплексных проектов актуально в связи с реализацией крупных системообразующих комплексных проектов.

Авторами предлагается использовать в качестве условия балансировки комплексной ставки дисконтирования совмещение уровней цен, обеспечивающих безубыточное функционирование комплексного проекта в целом, с одной стороны, и подпроектов, формирующих комплексный проект, — с другой. Предлагаемый методический подход рассмотрен на примере оценки ставки дисконтирования комплексного проекта, где подпроектами являются добычной и транспортный проекты нефтегазовой отрасли, ставки дисконтирования по которым для рассматриваемого примера заданы. Цена безубыточности, актуальная для подпроектов добычи и транспорта, сравнивается с ценой природного газа, обеспечивающей безубыточность комплексного проекта, для полученной комплексной ставки дисконтирования. Относительное отклонение цены P^* от цен $P_d^* = P_{тр}^*$ для рассмотренного примера составляет менее 1%.

Корректное определение ставки дисконтирования для комплексного проекта позволит минимизировать риски и точно определить ценность планируемого проекта для инвесторов. По мнению (Graaf, Sovacool, 2014), реализация мегапроектов связана с рисками социального, технического, экономического, политического и психологического характера, так как приходится удовлетворять требования множества заинтересованных сторон; следить за превышением капитальных вложений; решать проблемы завышенных ожиданий и корректности прогнозов. Таким образом, предлагаемые методические подходы направлены на повышение достоверности и обоснованности результатов экономической оценки комплексных проектов в нефтегазовой отрасли.

Определение эффективности комплексного проекта требует детального рассмотрения составляющих элементов ставки дисконтирования (базовой

ставки, премий за риск и т.д.) по всем входящим в него подпроектам, что не является объектом исследования данной статьи, но приобретает особую актуальность на текущем этапе развития компаний, функционирующих в условиях нестационарности и требует отдельного рассмотрения. Так, учет рисков, составляющей осуществляется в нормативной ставке дисконтирования по нефтегазовому подпроекту, входящему в комплексный проект, и заслуживает актуализации с учетом прогнозирования возникновения опасных колебаний экономического, технологического и политического характера на всей длительности проекта.

Результаты настоящего исследования могут быть использованы при анализе комплексных инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли, актуализации показателей экономической эффективности проектов, мониторинге реализации комплексных проектов, принятии решений по включению проектов в инвестиционную программу компании.

Список литературы

Артекина, Л. Р., Сопилко, Н. Ю., & Сухоруков, А. В. (2018). Оптимизация портфеля реальных инвестиций нефтегазодобывающих компаний. *Управление экономическими системами: электронный научный журнал*, 12(118), 27.

Богатырев, М. И. (2022). Метод определения требуемой доходности инвестиций комплексных проектов в газовой промышленности на базе расчетов инвестиционных цен и тарифов. *Газовая промышленность*, 5(832), 108–116.

Болдырев, Е. С., Буренина, И. В., & Захарова, И. М. (2016). Учет рисков при оценке инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли. *Интернет-журнал «Науковедение»*, 8(1), 1–11. <http://dx.doi.org/10.15862/48EVN116>

Великанова, Т. В., & Кифоренко, И. К. (2015). Проблемы учета рисков инвестиционного проектирования нефтегазового комплекса. *Фундаментальные исследования*, 2(24), 5428–5432.

Демкин, И. В., Никонов, И. М., Габриелов, А. О., Бархатов, В. Д., & Петрова, М. С. (2016). Методические проблемы анализа рисков нефтегазовых проектов (часть 1). *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 4, 18–27.

Жданов, И. Ю., & Жданов, В. Ю. (2019). Инвестиционная оценка проектов и бизнеса. Проспект. <https://doi.org/10.31085/9785392288175-2019-120>

Кулакова, А. Н. (2011). Определение доходности инвестиционных инструментов, формирующих нетипичный денежный поток. *Аудит и финансовый анализ*, 1, 135–138.

Медведева, О. К., & Чуб, М. В. (2022). Факторы обеспечения экономической эффективности нефтегазовых предприятий. *Молодой ученый*, 38(433), 21–23.

Меркулов, В. Н., & Ткаченко, Л. И. (2015). Проблемы управления нефтегазовым комплексом России с учетом влияния новых геополитических факторов. *Вестник РГГУ. Серия: Экономика. Управление. Право*, 1, 61–65.

Назарова, Ю. А., & Киндрашина, А. С. (2020). Подходы к оценке экономической эффективности инновационных проектов. *Вестник РГГУ. Серия: Экономика. Управление. Право*, 1, 68–81. <https://doi.org/10.28995/2073-6304-2020-1-68-81>

Назарова, Ю. А., Кропина, Е. А., Шишкин А. Г., & Гаврюсов, С. В. (2019). Подходы к оценке эффективности комплексных инвестиционных проектов на примере

топливно-энергетического комплекса Российской Федерации. *Экономический анализ: теория и практика*, 18(5(488)), 895–909. <https://doi.org/10.24891/ea.18.5.895>

Ниязбекова, Д. Б., & Комарова, А. В. (2020). Определение ставки дисконтирования для компаний нефтегазового комплекса. *Материалы XVI международной научной конференции. Интерэкспо гео-сибирь. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология*, 873–882. <https://doi.org/10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-094>

Подкорытов, В. Н., & Мочалова, Л. А. (2019). Определение ставки дисконтирования для условий предприятий минерально-сырьевого комплекса: дискуссионные вопросы. *Известия УГГУ*, 2(54), 121–125. <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2019-2-121-12>

Чадина, Д. Н. (2017). Обоснование выбора ставки дисконтирования при оценке эффективности инвестиционных проектов нефтегазового комплекса. *МНСК-2017: Экономика. Материалы 55-й Международной научной студенческой конференции*, 43–44.

Altawell, N. (2021). Project management in oil and gas. Rural Electrification. *Academic Press*, 91–107. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822403-8.00005-9>

Eweje, J., Turner, R., & Müller, R. (2012). Maximizing strategic value from megaprojects: The influence of information-feed on decision-making by the project manager. *International Journal of Project Management*, 30(6), 639–651. <https://doi.org/10.1016/j.ijproman.2012.01.004>

Graaf, T. V., & Sovacool, B. K. (2014). Thinking big: Politics, progress, and security in the management of Asian and European energy megaprojects. *Energy Policy*, 74, 16–27. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.027>

Komzolov, A., Kirichenko, T., Nazarova, Y., Kirichenko, O., & Shcherbakova, N. (2021). The problem of determining discount rate for integrated investment projects in the oil and gas industry. *Mathematics*, 9(24), 3327. <https://doi.org/10.3390/math9243327>

References

Artemkina, L. R., Sopilko, N. Y., & Sukhorukov, A. V. (2018). Optimization of the portfolio of real investments of oil and gas companies. *Management of Economic systems: electronic scientific journal*, 12(118), 27.

Bogatyrev, M. I. (2022). A method for determining the required return on investment of complex projects in the gas industry based on calculations of investment prices and tariffs. *Gas Industry*, 5(832), 108–116.

Boldyrev, E. S., Burenina, I. V., & Zakharova, I. M. (2016). Taking into account risks when evaluating investment projects in the oil and gas industry. *Online journal «Science Studies»*, 8(1), 1–11. <http://dx.doi.org/10.15862/48EVN116>

Chadina, D. N. (2017). Justification of the discount rate choice when evaluating the effectiveness of investment projects in the oil and gas complex. *ISSC-2017: Economics. Proceedings of the 55th International Student Scientific Conference*, 43–44.

Demkin, I. V., Nikonov, I. M., Gabrielov, A. O., Barkhatov, V. D., & Petrova M. S. (2016). Methodological problems of risk analysis of oil and gas projects (part 1). *Problems of economics and management of the oil and gas complex*, 4, 18–27.

Kulakova, A. N. (2011). Determining the profitability of investment instruments that generate atypical cash flow. *Audit and Financial Analysis*, 1, 135–138.

Medvedeva, O. K., & Chub, M. V. (2022). Factors of ensuring the economic efficiency of oil and gas enterprises. *Young Scientist*, 38(433), 21–23.

Merkulov, V. N., & Tkachenko, L. I. (2015). Problems of management of the Russian oil and gas complex, taking into account the influence of new geopolitical factors. *Bulletin of the Russian State University for the Humanities. Series: Economics. Management. Law*, 1, 61–65.

Nazarova, Y. A., & Kondrashina, A. S. (2020). Approaches to assessing the economic efficiency of innovative projects. *Bulletin of the Russian State University for the Humanities. Series: Economics. Management. Law*, 1, 68–81. <https://doi.org/10.28995/2073-6304-2020-1-68-81>

Nazarova, Y. A., Kropina, E. A., Shishkin, A. G., & Gavryusev, S. V. (2019). Approaches to evaluating the effectiveness of complex investment projects using the example of the fuel and energy complex of the Russian Federation. *Economic analysis: theory and practice*, 18, 5(488), 895–909. <https://doi.org/10.24891/ea.18.5.895>

Niyazbekova, D. B., & Komarova, A. V. (2020). Determination of the discount rate for oil and gas companies. *Materials of the XVI International Scientific conference. Interexpo geo-Siberia. Subsurface use. Mining. Directions and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Economy. Geoecology*, 873–882. <https://doi.org/10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-094>

Podkorytov, V. N., & Mochalova, L. A. (2019). Determination of the discount rate for the conditions of enterprises of the mineral resource complex: controversial issues. *News of the Ural state mining university*, 2(54), 121–125. <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2019-2-121-12>

Velikanova, T. V., & Kiforenko, I. K. (2015). The problems of accounting for the risks of investment design of the oil and gas complex. *Fundamental Research*, 2(24), 5428–5432.

Zhdanov, I. Yu., & Zhdanov, V. Yu. (2019). Investment assessment of projects and businesses. *Moscow: Prospekt*, 120. <https://doi.org/10.31085/9785392288175-2019-120>