

Научная статья

УДК 338.2 + 338.45

doi:10.37614/2220-802X.3.2022.77.010

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ДОБЫЧИ С ПРИМЕНЕНИЕМ БИНАРНОГО И РЕВЕРСИРОВАННОГО ДИСКОНТИРОВАНИЯ**Евгений Александрович Марин¹, Татьяна Владимировна Пономаренко², Наталья Валерьевна Василенко³, Сергей Геннадьевич Галевский⁴**^{1, 2, 4} Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия³ Санкт-Петербургский университет технологий управления и экономики, Санкт-Петербург, Россия¹ eugeny.a.marin@gmail.com, ORCID 0000-0002-7522-9681² ponomarenko_tv@pers.spmi.ru, ORCID 0000-0001-5047-2880³ n.vasilenko@spbacu.ru, ORCID 0000-0002-9031-6038⁴ galevskiy_sg@pers.spmi.ru, ORCID 0000-0001-9196-2464

Аннотация. Переход от разработки крупных месторождений к нетрадиционным залежам углеводородного сырья в Российской Федерации обусловлен высокой степенью выработанности легкодоступных запасов, увеличением удельного веса в структуре запасов высоковязких, тяжелых нефтей и битумов, углеводородов низкопроницаемых пород, мелких месторождений и арктических месторождений, то есть усложнением горно-геологических и климатических условий добычи углеводородов, что требует от нефтегазовых компаний повышения качества экономического обоснования проектов, включая рентабельно извлекаемые запасы. По этой причине требуется развитие метода дисконтированных денежных потоков (DCF) для экономической оценки нефтегазовых проектов. Цель исследования состояла в разработке методического подхода к экономической оценке нефтегазовых проектов для последующего инвестирования. Сравнительный анализ различных методов экономической оценки нефтегазовых проектов включал модели DCF, бинарного дисконтирования, реверсированного дисконтирования. Проанализированы недостатки модели DCF, которые ограничивают экономическую оценку проектов разработки нефтегазовых месторождений. Рассмотрены подходы к экономической оценке инвестиционных проектов, дополняющих модель DCF, выявлены их преимущества и ограничения. Для оценки нефтегазовых проектов с учетом их выявленных особенностей обоснован выбор безрисковой ставки дисконтирования для оттоков проекта и динамически изменяющихся значений ставок дисконтирования для его денежных притоков. Применение разработанного методического подхода как на предпроектной фазе, так и в период эксплуатации месторождения позволит нефтегазовым компаниям обосновать величину рентабельно извлекаемых запасов и показателей экономической эффективности проекта за счет более корректного учета рисков. Разработанный методический подход апробирован на примере проекта разработки Новопортовского месторождения.

Ключевые слова: нефтегазовые проекты, экономическая оценка, рентабельно извлекаемые запасы, арктические месторождения, бинарное дисконтирование, реверсированное дисконтирование

Для цитирования: Экономическая оценка проектов разработки месторождений углеводородного сырья в условиях северных районов добычи с применением бинарного и реверсированного дисконтирования / Е. А. Марин и др. // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2022. № 3. С. 144–157. doi:10.37614/2220-802X.3.2022.77.010

Original article

ECONOMIC EVALUATION OF PROJECTS FOR DEVELOPMENT OF RAW HYDROCARBONS FIELDS IN THE CONDITIONS OF THE NORTHERN PRODUCTION AREAS USING BINARY AND REVERTING DISCOUNTING**Evgenii A. Marin¹, Tatiana V. Ponomarenko², Natalia V. Vasilenko³, Sergey G. Galevskiy⁴**^{1, 2, 4} Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia³ Saint Petersburg University of Management Technologies and Economics, Saint Petersburg, Russia¹ eugeny.a.marin@gmail.com, ORCID 0000-0002-7522-9681² ponomarenko_tv@pers.spmi.ru, ORCID 0000-0001-5047-2880³ n.vasilenko@spbacu.ru, ORCID 0000-0002-9031-6038⁴ galevskiy_sg@pers.spmi.ru, ORCID 0000-0001-9196-2464

Abstract. The conversion from the development of large deposits to unconventional, small and Arctic deposits of hydrocarbon raw materials in the Russian requires oil and gas companies improving the quality of the economic justification of projects, including cost-effectively recoverable reserves. For this reason, the development of the discounted cash flow (DCF) method for economic evaluation of oil and gas projects is required. The purpose of the study

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

was to develop a methodological approach to the economic evaluation of oil and gas projects. The disadvantages of the DCF model in the economic evaluation of oil and gas field development projects are analyzed, a comparative analysis of project evaluation methods through the use of binary and reverting discounting models is performed. The authors justified the choice of a risk-free discount rate for project outflows and dynamically changing values of discount rates for project cash inflows for the evaluation of oil and gas projects, taking into account their identified features. The application of the developed methodological approach, both at the pre-project phase and during the operation of the field, will allow oil and gas companies to justify the magnitude of commercially exploitable reserves and indicators of the economic efficiency of the project due to more correct risk accounting. The developed methodological approach has been approved on the example of the Novoportovskoye field development project.

Keywords: oil and gas projects, economic evaluation, commercially exploitable reserves, Arctic fields, binary discounting, reverting discounting

For citation: Marin E. A., Ponomarenko T. V., Vasilenko N. V., Galevskiy S. G. Economic evaluation of projects for development of raw hydrocarbons fields in the conditions of the northern production areas using binary and reverting discounting. Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo poryadka [The North and the Market: Forming the Economic Order], 2022, no. 3, pp. 144–157. doi:10.37614/2220-802X.3.2022.77.010

Введение

В настоящее время функционирование и развитие нефтегазового сектора РФ осуществляется в форме долгосрочных проектов: 70 крупнейших из них в сфере добычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов связаны с освоением объема инвестиций более 20 трлн рублей и еще 80 крупнейших из них в сфере добычи и транспортировки газа — более 13 трлн рублей¹. Всего в нефтегазовом секторе РФ более 200 проектных и строительных организаций задействованы в более 330 инвестиционных проектах [1], способных дать существенный экономический эффект в различных отраслях экономики, обеспечить достижение стратегических целей освоения северных территорий Сибири и Дальнего Востока.

В модели развития нефтегазовой отрасли РФ наблюдается переход от масштабного освоения крупных традиционных месторождений к разработке нетрадиционных залежей углеводородного сырья [2]. Это обусловлено высокой степенью выработанности легкодоступных запасов и увеличением удельного веса в структуре запасов высоковязких, тяжелых нефтей и битумов, углеводородов низкопроницаемых пород и мелких месторождений [3]. Ключевую роль также занимают запасы сырья Арктики [4].

Современной геологоразведке все труднее найти «лёгкую нефть», для извлечения которой не требуется сложная инженерия. Таким образом, приходится приступать к разработке месторождений в сложных геологических и климатических условиях, в частности на арктическом шельфе.

Добыча углеводородов на арктическом шельфе представляет собой дорогостоящий и технически сложный проект. Капиталоемкость такой нефтегазодобычи в несколько раз выше, чем разработка традиционных месторождений. В морских

арктических условиях нефтегазовая индустрия сталкивается с технологическими и экологическими сложностями на порядок выше, чем в условиях континентальных. Необходимость привлечения многомиллиардного капитала делает реализацию инвестиционных проектов в арктических условиях слабопривлекательной с точки зрения показателей экономической эффективности [5]. Ключевыми факторами, оказывающими влияние на успешность реализации нефтегазовых проектов в Арктике, являются технологии непосредственно процесса добычи, учитывающие геолого-климатические особенности, создание инфраструктуры, экологическую безопасность [6]. Специфика разработки углеводородных месторождений в целях обеспечения стратегического устойчивого развития Арктики исследована в работах [7–12].

Разработка арктических месторождений отличается уникальностью с точки зрения применяемых материалов, технологий, а также способов охраны окружающей среды [13]. Материалы, которые широко используются в традиционных условиях, например сталь для строительства газо- и нефтепроводов, неприемлема для использования в условиях Арктики. Технологические процессы бурения [14] и эксплуатации месторождения также разработаны специально. Сложность геологического строения, мерзлотность почв, низкие температуры осложняют строительство и последующую эксплуатацию проектируемого промысла. Новейшие технические достижения обеспечивают защиту экологической среды Арктической зоны [15].

Необходимость в значительных инвестициях сочетается с многочисленными рисками, специфическими для нефтегазовых проектов [16] и институциональной среды РФ [17]. Усиление порождающей риски неопределенности при реализации нефтегазовых проектов в настоящее время связано с несколькими основными факторами [18–21]:

¹ Крупнейшие инвестиционные проекты в нефтегазовой промышленности России. Проекты 2020–2023 годов // INFOline, 2021. URL: <https://info-line.spb.ru/shop/investitsionnyye-proekty/page.php?ID=184087> (дата обращения: 01.04.2022).

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

– повышением удельных капитальных и эксплуатационных затрат каждой последующей единицы добычи углеводородного сырья (только за 2018 г. на 40 % и 30 % соответственно) вследствие усложнения геологических и климатических условий добычи и транспортировки углеводородов, необходимости создания сложных инженерных сооружений для обустройства месторождений, отсутствия достаточной транспортной инфраструктуры, в том числе в Сибири и районах Крайнего Севера [22–24];

– усложнением геополитической обстановки, имеющим следствием ограничительные санкции США и стран Европейского союза для зарубежных поставок оборудования, а также добычных и нефтесервисных технологий, от которых зависит нормальное функционирование и развитие российской нефтегазовой отрасли [23], что снижает рентабельность проектов по освоению крупных потенциальных нефтегазоносных территорий [2, 23];

– влиянием текущей внешнеполитической ситуации, способным вызвать ограничения экспорта углеводородов согласно традиционным логистическим связям, таким образом, возникают риски, которые существенно влияют на выручку (волатильность цен и объемов) и затраты (логистические), что ухудшает показатели экономической эффективности проектов.

В таких условиях на достижение целей нефтегазовых проектов в значительной мере влияет обоснованный выбор инженерных решений, технологически создающих условия для достижения экономической эффективности, оценка которой основана на прогнозировании генерируемых инвестиционным проектом денежных потоков и расчете чистой приведенной стоимости (NPV), несмотря на его недостатки и некоторые альтернативы [25–30].

Реализация проектов в северных районах России характеризуется следующими особенностями: уникальность месторождений по запасам, долгосрочность, капиталоемкость, тяжелые климатические условия, удаленность от развитой инфраструктуры, заинтересованность государства в максимальном извлечении технологических запасов углеводородов, сложность технической реализации нефтегазового проекта, природоохранные мероприятия, высокие риски на всех стадиях проекта. В этой связи проекты разработки месторождений углеводородов в северных районах являются дорогостоящими, высокорисковыми, требуют уточненной экономической оценки.

Для нефтегазовых проектов наиболее существенные недостатки классического метода DCF можно свести к следующим: 1) недооценка стоимости долгосрочных запасов углеводородов, что смещает оценку в сторону ускорения добычи в первые годы [2], и занижение ценности будущих

затрат, из-за чего, в частности, приоритет отдается решениям с меньшими капитальными затратами в ущерб долгосрочной эффективности; 2) ориентация на создание избыточных производственных мощностей, что с падением дебитов с течением времени ведет к снижению эффективности разработки месторождения, так как затраты на инженерную подготовку и благоустройство месторождения могут составлять до 35 % общего объема проектных инвестиций [31]; 3) неспособность оценивать типы рисков, учитывающие различные налоговые режимы (в частности, денежные оттоки по роялти в зарубежной практике и налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в российской, которые напрямую зависят от величины притоков, то есть выручки); и связанные с денежными оттоками, прежде всего с капитальными и текущими затратами, что существенно для реальных активов, которыми являются нефтегазовые проекты [32]; 4) применение постоянной ставки дисконтирования на протяжении всей длительности проекта.

В серии работ [25, 33–35] была предложена модель Modern Assets Pricing (MAP), основная особенность которой состоит в том, что для вычисления доходной и расходной составляющих денежных потоков используются различные нормы дисконта, или бинарное дисконтирование. Для определения притоков используется коэффициент дисконтирования RDF (risk discount factor), учитывающий ценовые риски, с применением методологии реверсированного дисконтирования; а для расчета оттоков применяется коэффициент дисконтирования TDF (time discount factor), принимающий во внимание безрисковую ставку и темпы инфляции. В работах [36–39] идеи MAP были развиты и апробированы на реальных активах.

Целью исследования является разработка методического подхода к экономической оценке инвестиционных проектов по разработке и добыче углеводородного сырья с учетом высокой капиталоемкости, высоких рисков и долгосрочности освоения запасов, которые присущи условиям арктических месторождений. Задачи исследования включают: 1) анализ недостатков модели DCF, которые ограничивают экономическую оценку проектов разработки нефтегазовых месторождений и не позволяют учитывать их специфику; 2) анализ инструментария экономической оценки инвестиционных проектов, дополняющий модель DCF, выявление преимуществ и ограничений этих инструментов; 3) разработка методического подхода к экономической оценке нефтегазовых проектов, который способствует увеличению рентабельно извлекаемых запасов с его апробацией на примере проекта разработки Новопортовского месторождения.

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

Статья включает четыре раздела. В разделе 2 описана концептуальная основа и детально изложен разработанный методический подход. Рассматриваются ограничения модели DCF, для устранения которых предлагается использовать модели бинарного и реверсированного дисконтирования. В разделе 3 приведены основные результаты выполненных расчетов по разработанному методическому подходу и представлена их интерпретация. В разделе 4 сформулированы основные выводы.

Методология

Разработанный авторами методический подход для экономической оценки нефтегазового проекта включает три этапа: 1) обоснование для каждого года прогнозного периода номинальных значений (без учета дисконтирования) денежных притоков и оттоков: выручки, эксплуатационных издержек, капитальных издержек, налогов и т. д.; 2) применение бинарного дисконтирования, то есть раздельного дисконтирования притоков и оттоков проекта по различным ставкам: для притоков ставка дисконтирования состоит из двух составляющих — безрисковой ставки (отражает фактор времени) и рискованной ставки (отражает изменение цены нефти), которая вычисляется посредством реверсированной модели ценообразования; оттоки дисконтируются по безрисковой ставке; 3) расчет показателя чистой приведенной стоимости с учетом предлагаемой комбинации бинарного и реверсированного дисконтирования.

Далее этапы рассмотрены более детально.

Экономическая оценка нефтегазовых проектов как реальных активов: ограничения метода DCF. Традиционный метод DCF для экономической оценки можно представить как алгоритм «сверху вниз», в котором инвесторы выбирают подходящую ставку дисконтирования. Обеспечивая определенные критерии принятия решений для всех проектов, метод DCF имеет ряд концептуальных ограничений [40]: 1) статичность, предполагающую, что план проекта неизменен, а руководство следует первоначальному плану независимо от меняющихся обстоятельств без стремления к устранению неопределенностей и увеличению ценности результатов; 2) детерминированность и предсказуемость будущих денежных потоков, что приводит к переоценке или недооценке определенных типов проектов; 3) недостаточный учет специфических рисков проекта, необходимость корректировок увеличивает начальные ошибки в выборе параметра и усиливается с увеличением продолжительности проекта.

Применение единой ставки дисконтирования для экономической оценки нефтегазового проекта ведет к ситуации, когда увеличение ставки дисконтирования для учета рыночного или несистематического риска делает влияние

отрицательных денежных потоков (например, убытки, расходы, непредвиденные обязательства), которые возникнут в отдаленном будущем, необоснованно незначительными. Также независимо от источника риска факторы риска всегда представлены экспоненциально убывающими функциями времени, отсюда любая ошибка в оценке ставки дисконтирования будет экспоненциально «затухать» со временем, что для долгосрочных проектов добычи полезных ископаемых может привести к существенной накопленной величине ошибки [39]. Применение единой ставки вызывает систематическую ошибку процесса экономической оценки, которая подтверждается принципом «стоимостной аддитивности» [40, 41].

Таким образом, основные недостатки метода DCF, связанные с предполагаемой ставкой дисконтирования, можно сформулировать следующим образом. Выбор нормы доходности в качестве прокси для риска в основном произволен, ставка выбирается в зависимости от предпочтений и опыта инвесторов [42, 43]. Противоречивые результаты (то есть чем выше риск, тем выше NPV) могут быть получены в тех случаях, когда существует риск, связанный с расходами. После выбора ставка дисконтирования считается постоянной, даже если профиль риска проекта обычно меняется со временем, например, в отношении технического риска. Одна и та же норма доходности применяется к дисконтированию активов/обязательств с различными профилями риска. Для высокорисковых проектов (особенно долгосрочных) с высокой нормой доходности метод DCF значительно минимизирует вклад будущих денежных потоков [44].

Бинарная модель и реверсированное дисконтирование при экономической оценке нефтегазовых проектов. Для притоков и оттоков нефтегазовых проектов предлагается применить разные ставки дисконтирования [45], что связано с различными профилями рисков для притоков и оттоков проекта при его реализации [34].

1. В предлагаемом методическом подходе предполагается применение разных ставок дисконтирования для переменных-детерминант (выручки, НДС, эксплуатационных издержек, капитальных затрат, амортизации), денежных притоков и оттоков проекта.

Разделение ставки дисконтирования по отдельным потокам, отделение стоимости времени от стоимости неопределенностей и учет неопределенностей у источника риска (например, дисконтирование притоков с учетом волатильности цен) устраняет некоторые недостатки и ограничения метода DCF: позволяет избежать систематической ошибки, которая возникает при неуместном использовании единой ставки дисконтирования, принятой в организации, для экономической оценки разноплановых проектов;

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

устраняет через дисконтирование отдельных элементов оттоков и притоков проекта ограничения, которые возникают при прямом приведении всего денежного потока; учитывает несоответствие между факторами риска и времени при приведении денежных потоков в процессе дисконтирования.

В классическом DCF даже очень рискованный денежный поток с положительным ожидаемым значением ограничен неотрицательной приведенной стоимостью с поправкой на риск. Таким образом, могут существовать чистые денежные потоки, приведенная стоимость которых с поправкой на риск может быть рассчитана некорректно при использовании положительной ставки дисконтирования DCF. Показательным примером является рискованный чистый денежный поток, который имеет нулевое ожидаемое значение. Методы классического DCF всегда будут оценивать этот чистый денежный поток по текущей стоимости, равной нулю [37]. То есть, если ожидаемое значение притока в год n больше значения ожидаемого оттока, какая бы ставка дисконтирования с существенной поправкой на риск не закладывалась, тогда денежный поток в этот период всегда будет неотрицательным, что некорректно, так как приток, вследствие присущего ему риска, может стать меньше, чем величина оттока, которая также может увеличиться. И денежный поток в этот год может принять отрицательное значение.

2. Рыночная неопределенность цен на углеводороды в предлагаемом подходе учитывается в коэффициенте дисконтирования притоков. Притоки дисконтируются посредством реверсированной модели ценообразования, которая предложена в работе [46]. Ее релевантность для нефтегазовой отрасли подтверждена в работах [47, 48]. Модель учитывает, что наибольшие неопределенность и, следовательно, риски, связанные с изменчивостью цен на углеводороды, присущи первым периодам. Следовательно, и премия за риск, учитываемая в ставке дисконтирования притоков, будет снижаться с течением времени.

Представляя собой сумму безрисковой ставки и произведения цены риска и неопределенности прогноза, ставка дисконтирования риска для притоков сохраняет зависимость неопределенности прогноза от срока прогноза и в этой модели уменьшается для каждого года, добавляемого к сроку прогноза. Мгновенная краткосрочная ставка рассчитывается по формуле:

$$R = r_f + PRisk \cdot \sigma, \quad (1)$$

где $PRisk$ — стоимость риска, возникающая вследствие неопределенностей на рынке углеводородов [25], σ — неопределенность краткосрочного прогноза цены на углеводороды.

Для расчета коэффициента дисконтирования учитывается величина снижения неопределенности с

увеличением горизонта планирования, определяемая с помощью формулы:

$$\gamma = \ln(2)/HL, \quad (2)$$

где γ — величина снижения неопределенности с увеличением горизонта планирования; HL — отрезок времени, за который неопределенность снизится вдвое, в текущей модели равен одному году (подробно эта формула обосновывается в [46]).

Изменяющийся с течением времени коэффициент дисконтирования для цены на углеводороды для постоянной стоимости риска рассчитывается по формуле:

$$DF_t = DF_{f,t} \cdot e^{-\frac{PRisk \cdot \sigma}{\gamma} (1 - e^{-\gamma t})}, \quad (3)$$

где $DF_{f,t}$ — безрисковый коэффициент дисконтирования; t — год, для которого рассчитывается коэффициент.

Издержки дисконтируются по безрисковой ставке. Данный момент можно отнести к ограничению модели, поскольку существует риск увеличения издержек, который необходимо учесть; в этой связи ставка дисконтирования для оттоков должна быть меньше безрисковой, чтобы приведенные величины оттоков стали больше, так как скорректированы на величину риска.

Результаты и их обсуждение

Иллюстрируются возможности предлагаемого методического подхода, основанного на комбинации бинарного дисконтирования и реверсированной модели. В качестве объекта стоимостной оценки рассматривается проект разработки Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на юге полуострова Ямал. Базовый вариант имеет следующие производственные и стоимостные параметры (табл. 1). В табл. 2 представлен профиль добычи по базовому варианту.

Условия, необходимые для расчета: ставка налога на прибыль — 20 %, налог на имущество — 2,2 %, цена экспортного нетбэка 27 678 руб / тонн при средней цене за 2021 г. марки Urals 69,00 долл / барр² и среднем курсе доллара за 2021 г. 73,65 рублей³. Цена на нефть принимается единственным источником рыночной неопределенности в денежных потоках проекта.

Рассчитаны номинальные денежные потоки и NPV проекта при $r = 10\%$ (табл. 3).

²Цена российской нефти в 2021 году достигла трехлетнего максимума // rbc.ru: ежедн. интернет-изд. 2022. 04 янв. // Сайт РБК, по данным Министерства финансов РФ. URL: <https://www.rbc.ru/economics/04/01/2022/61d420e19a794764f06b438b/> (дата обращения: 20.05.2022).

³Рассчитано авторами по данным: Официальный сайт Московской биржи. URL: https://www.moex.com/ru/derivatives/currency-rate.aspx?currency=USD_RUB/ (дата обращения: 20.05.2022).

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

Таблица 1

Исходные параметры для экономической оценки проекта

Параметр	Значение	Примечание
Добывающие скважины, шт.	313	–
Капитальные затраты и геолого-разведочные работы, млн рублей	160 934	–
Горизонт планирования, лет	30	С первого года
Добыча нефти, тыс. тонн	78 761	–
Начальные извлекаемые запасы, млн тонн	188,9	–

Примечание. Источник: данные по Новопортовскому месторождению.

Таблица 2

Профиль добычи, тыс. тонн

0	...	5	6	...	10	11	12	13	14	15	...	29	30
0	...	304,2	305	...	2954	4117	6989	7190	7090	6447	...	1524	1440

Примечание. Источник: данные по Новопортовскому месторождению.

На следующем этапе обоснованы значения нормы дисконта для денежных притоков и оттоков проекта по бинарной модели. В российской практике применяется ставка дисконтирования в 10 %⁴, которая рассматривается как безрисковая плюс премия за риск. В качестве безрисковой ставки для российских условий применяется доходность десятилетних облигаций РФ, значение которой на дату оценки (декабрь 2021 г.) составляет 7,7 %⁵. Соответственно, ставка дисконтирования 10 % рассматривается как безрисковая ставка (7,7 %) плюс премия за риск.

Для прогнозирования выручки с учетом влияния ценового фактора сделаны следующие предположения. При краткосрочных прогнозах существует неопределенность (σ) для изменчивости цен на нефть 40 % в год (2,52 % в дневном выражении). Рассчитаны значения как среднеквадратическое отклонение относительных изменений цен на нефть за десятилетний период к 31 декабря 2020 г.⁶. Неопределенность прогноза уменьшается вдвое для каждого последующего года; соответственно, неопределенность краткосрочного прогноза (σ)

рассчитана на уровне 0,4. Стоимость риска ($PRisk$) определяется в соответствии с подходом, описанном в работе [49], по формуле:

$$PRisk = \frac{r_m - r_f}{\sigma_r} \cdot \rho, \quad (4)$$

где r_m — доходность индекса Московской биржи, рассчитанная величина⁷ 15,7 % за десять лет; r_f — безрисковая ставка, 7,7%; σ_r — стандартное отклонение доходности индекса Московской биржи, рассчитанная величина за десять лет 18,4 %⁸; ρ — корреляция между изменениями доходности индекса Московской биржи и изменениями цен на нефть, рассчитанная величина 0,3. Таким образом, стоимость риска $PRisk$ составляет 0,13.

Для дисконтирования притоков применяется реверсированная модель (формулы 1–3), значения ставок дисконтирования (R) и коэффициентов дисконтирования (DF) представлены в табл. 4.

Экономическая оценка и расчет NPV проекта выполнены с применением бинарного и реверсированного дисконтирования (табл. 5), выручка проекта дисконтировалась по ставкам (табл. 4), издержки дисконтировались по безрисковой ставке 7,7 %.

Таким образом, при экономической оценке с использованием классического метода DCF, проект разработки Новопортовского месторождения представляется нерентабельным в тридцатилетний

⁴ Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья: утв. Приказом Минприроды России от 20 сентября 2019 г. № 639.

⁵ Рассчитано авторами по данным: Официальный сайт Московской биржи. URL: <https://www.moex.com/ru/marketdata/indices/state/g-curve/archive/> (дата обращения: 20.05.2022).

⁶ Рассчитано авторами по данным: Официальный сайт Московской биржи. URL: <https://www.moex.com/ru/index/totalreturn/MEOGTR/archive/> (дата обращения: 20.05.2022).

⁷ Там же.

⁸ Там же.

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

экономическая оценка проекта с применением классического DCF, млн рублей

период,	компания	должна	отклонить	его	реализацию.	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизация
						годовая	накопленная		
						год			
7,9	0,0	-137,9	-137,9	696,1	20,2				
3,1	0,0	-768,1	-906,0	1328,8	171,9				
3,8	0,0	-1279,8	-2185,8	2445,5	495,7				
3,8	0,0	-1839,8	-4025,6	2658,9	840,9				
3,5	0,0	-2233,5	-6259,1	2808,9	993,8				
3,1	0,0	-1828,1	-8087,2	20483,1	2359,4				
1,1	0,0	-5534,1	-13621,3	27545,9	5561,3				
1,9	0,0	-10820,9	-24442,2	25419,8	9092,3				
2,2	0,0	-14652,2	-39094,4	26288,5	11760,0				
3,7	0,0	-17558,7	-56653,1	18260,6	13187,0				
3,2	0,0	-335,2	-56988,3	23054,3	14349,7				
...				
3,5	3342,1	13368,4	162057,2	200,0	374,8				
3,4	3051,9	12207,5	174264,7	200,0	310,6				
3,8	2576,2	10304,6	184569,3	200,0	290,0				
3,0	2358,6	9434,4	194003,7	200,0	270,0				
3,9	2175,2	8700,8	202704,5	200,0	250,0				
3,1	1983,6	7934,5	210638,9	200,0	230,0				
3,4	1771,1	7084,3	217723,3	200,0	210,0				
3,1	1499,8	5999,3	223722,5	200,0	200,0				
3,9	1381,8	5527,1	229249,7	200,0	200,0				

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

ценка проекта с применением бинарного и реверсированного дисконтирования

Прибыль логобложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капиталы затраты
		годовая	накопленная	
-137,9	0,0	-137,9	-137,9	696
-713,2	0,0	-713,2	-851,1	1233
-1103,4	0,0	-1103,4	-1954,5	2108
-1472,7	0,0	-1472,7	-3427,2	2128
-1660,0	0,0	-1660,0	-5087,2	2087
-1370,0	0,0	-1370,0	-6457,2	14135
-3648,6	0,0	-3648,6	-10105,7	17650
-6533,9	0,0	-6533,9	-16639,6	15123
-8183,6	0,0	-8183,6	-24823,2	14522
-9089,5	0,0	-9089,5	-33912,7	9366
-907,6	0,0	-907,6	-34820,3	10979
...
2973,4	594,7	2378,7	24927,4	39
2517,8	503,6	2014,2	26941,6	36
1966,5	393,3	1573,2	28514,8	33
1668,6	333,7	1334,9	29849,6	31
1426,4	285,3	1141,1	30990,7	29
1204,8	241,0	963,9	31954,6	27
995,5	199,1	796,4	32751,0	25
778,1	155,6	622,5	33373,5	23
663,5	132,7	530,8	33904,3	21

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

Таблица 4

Величины ставок и коэффициентов дисконтирования для притоков

T	0	1	2	3	4	5	...	14	15	16	17	18	19	20
DF	1,00	0,89	0,81	0,75	0,69	0,64	...	0,33	0,30	0,28	0,26	0,24	0,23	0,21
r, %	12,90	11,82	10,77	10,08	9,61	9,28	...	8,28	8,24	8,21%	8,18	8,15	8,13	8,10

Примечание. Источник: рассчитано авторами.

Экономическая оценка с применением разработанного методического подхода дает NPV 8 841 млн рублей за тридцать лет, проект становится экономически эффективным и рекомендуется к принятию. Использование предлагаемого методического подхода позволяет корректно учитывать эффект дисконтирования, особенности ценообразования на углеводороды и устранить присущую методу DCF недооценку стоимости долгосрочных запасов углеводородов. Кроме того, проведенный анализ показал, что предлагаемый подход позволит компании увеличить величину рентабельно извлекаемых запасов на 78 761 тыс. тонн.

Использование разработанного метода очень важно для развития Севера, поскольку позволяет увеличить величину рентабельно извлекаемых запасов углеводородов месторождения, а также срок эксплуатации месторождения за счет корректной оценки стоимости долгосрочных запасов. Этот эффект приведет к росту доходов государства, будет способствовать созданию и сохранению новых рабочих мест в северных районах.

Заключение

В работе представлен методический подход к экономической оценке инвестиционных проектов разработки и добычи углеводородных ресурсов, которые характеризуются капиталоемкостью, высокой рискованностью, неопределенностью цен на углеводороды и долгосрочностью освоения запасов, что является особенно значимым в условиях Арктической зоны. В ходе исследования были решены следующие задачи: 1) проанализированы недостатки модели DCF, которые ограничивают экономическую оценку проектов разработки нефтегазовых месторождений в условиях Севера и не позволяют учитывать специфику арктических проектов; 2) рассмотрены инструменты экономической оценки инвестиционных проектов, дополняющие модель DCF, выявлены их преимущества и ограничения; 3) разработан методический подход к экономической оценке нефтегазовых проектов, который способствует развитию северных районов с учетом имеющихся опций технологических изменений по увеличению извлекаемых запасов на поздних этапах реализации; апробирован подход на примере проекта

разработки нефтегазоконденсатного месторождения в Ямало-Ненецком автономном округе.

Предложенный методический подход к экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений разработан на основе комплексного применения методов бинарного и реверсированного дисконтирования. Он позволяет определить вероятную добавленную чистую стоимость проекта при принятии инженерного решения по увеличению величины рентабельно извлекаемых запасов.

Прирост добавленной стоимости проекта может обеспечиваться за счет учета следующих факторов: оптимизация модели разработки нефтегазового месторождения на фазе проектирования с появлением новых возможностей реагирования на технологические и горно-геологические риски; рационализация системы разработки нефтегазового месторождения в процессе его эксплуатации за счет экономического обоснования методов увеличения нефтеотдачи, которые приводят к улучшению фильтрационно-емкостных свойств пласта, охвата большего радиуса контура питания, улучшения характеристики движения флюидов в коллекторе; динамика макроэкономических показателей, в частности конъюнктура мировых энергетических рынков.

Представленный методический подход способствует увеличению экономической привлекательности проектов разработки месторождений углеводородного сырья в условиях северных районов добычи, увеличению рентабельно извлекаемых запасов, повышению дохода государства, а также экономическому и социальному развитию арктических районов.

Авторы видят потенциал развития предложенного методического подхода для оценки не только нефтегазовых проектов, но и проектов по добыче минерального сырья, также он может быть применим в энергетическом секторе, то есть для проектов с длительным сроком реализации и/или высокой волатильностью цен на товарную продукцию. В перспективе модель реверсированного дисконтирования может быть уточнена и расширена за счет новых факторов; обоснованы риски для оттоков, чтобы устранить допущение об их детерминированном

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

характере. Все вышеперечисленное также будет влиять на качество стратегических управленческих решений.

Список источников

1. Нечаева М. Д., Ремизов О. В. Применение методов современной оценки активов для анализа экономической эффективности проектов в российском нефтегазовом секторе // Мир экономики и управления. 2015. Т. 15, № 2. С. 48–61.
2. Конторович А. Э., Эдер Л. В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2015. № 5. С. 8–17.
3. Эдер Л. В. Направления развития сырьевой базы и добычи нефти в России // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2016. Т. 2, № 4. С. 184–187.
4. Чвилева Т. А. Факторы, сдерживающие реализацию углеводородных проектов в российской Арктике // Оригинальные исследования. 2019. № 12 (9). С. 127–131.
5. Шкатов М. Ю., Сергеев И. Б. Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов в сфере разведки и разработки полезных ископаемых: развитие доходного подхода // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2007. № 1. С. 38–44.
6. Carayannis, E., Ilinova A., Chanysheva A. Russian Arctic Offshore Oil and Gas Projects: Methodological Framework for Evaluating Their Prospects // Journal of the Knowledge Economy, A. 2020. 11 (4). 1403–1429. <https://doi.org/10.1007/s13132-019-00602-7>
7. Cherepovitsyn A., Solovyova V. Prospects for the Development of the Russian Rare-Earth Metal Industry in View of the Global Energy Transition — A Review // Energies. 2022. 15 (1). 387. <https://doi.org/10.3390/en15010387>
8. Dmitrieva D., Cherepovitsyna A., Stroykov G. et al. Strategic sustainability of offshore Arctic oil and gas projects: Definition, principles, and conceptual framework // Journal of Marine Science and Engineering. 2022. 10 (1). 23. <https://doi.org/10.3390/jmse10010023>
9. Solovyova V. M., Ilinova A. A., Cherepovitsyn A. E. Strategic forecasting of REE mining projects development in Russian Arctic // Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals. 2021. 456–464.
10. Cherepovitsyn A., Rutenko E., Solovyova V. Sustainable development of oil and gas resources: A system of environmental, socio-economic, and innovation indicators // Journal of Marine Science and Engineering. 2021. 9 (11). 1307. <https://doi.org/10.3390/jmse9111307>
11. Череповицын А. Е., Цветков П. С., Евсеева О. О. Критический анализ методических подходов к оценке устойчивости арктических нефтегазовых проектов // Записки Горного института. 2021. 249. 463–479. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.15>
12. Nikulina A. Yu., Kruk M. N. Economic estimation of project risks when exploring sea gas and oil deposits in the Russian Arctic // International Journal of Economics and Financial Issues. 2016. 6 (2). 138–150.
13. Брехунцов А. М. Экологические аспекты освоения природно-ресурсного потенциала российской Арктики // Арктика: экология и экономика. 2020. № 3 (39). С. 34–47. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-3-34-47>
14. Литвиненко В. С., Васильев Н. И. Разработка породоразрушающего инструмента для бурения скважин во льду // Записки Горного института. 2012. Т. 197. С. 15–20.
15. Пахомова Н. В., Рихтер К. К., Малышков Г. Б., Бондаренко Ю. П. Формирование спроса на экологические инновации: достаточна ли институциональная поддержка? // Проблемы современной экономики. 2015. № 2 (54). С. 15–27.
16. Маринина О. А. Классификация и методы учета инвестиционных рисков нефтегазовых проектов // Записки Горного института. 2013. Т. 205. С. 202–207.
17. Пономаренко Т. В., Белицкая Н. А. Механизм проектного финансирования стратегических инвестиционных проектов горно-промышленных корпораций // Записки горного института. 2015. Т. 215. С. 115–124.
18. Агарков С. А., Козлов А. В., Федосеев С. В., Тесля А. Б. Основные направления повышения эффективности хозяйственной деятельности в Арктической зоне Российской Федерации // Записки Горного института. 2018. 230. 209. <https://doi.org/10.25515/pmi.2018.2.209>
19. Липина С. А., Бочарова Л. К., Беляевская-Плотник Л. А. Анализ инструментов государственной поддержки предприятий горнопромышленного комплекса Арктической зоны России // Записки Горного института. 2018. 230. 217. <https://doi.org/10.25515/pmi.2018.2.217>
20. Алексеева М. Б., Богачев В. Ф., Горенбургов М. А. Системная диагностика стратегии развития промышленности Арктики // Записки Горного института. 2019. 238. 450. <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.450>
21. Semenova T., Al-Dirawi A. Economic Development of the Iraqi Gas Sector in Conjunction with the Oil Industry // Energies. 2022. 15 (7). 2306. <https://doi.org/10.3390/en15072306>

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

22. Katysheva E., Tsvetkova A. Institutional problems of domestic technologies creation for exploitation of hard-to-recover oil reserves in Russia // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference-SGEM*. 2018. 523–530. <https://doi.org/10.5593/sgem2018/5.3/S28.067>
23. Соколов М. М. Перспективы потребления нефти в мире и динамика мировых цен на нее // *Вестник Института экономики Российской академии наук*. 2019. № 4. С. 108–124. <https://doi.org/10.24411/2073-6487-2019-10049>
24. Seliverstov S., Lukomskaya O., Titov V. et al. On building the architecture of the intelligent transportation system in the Arctic region // *Transportation Research Procedia*. 2021. 57. 603–610. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2021.09.089>
25. Salahor G. Implications of output price risk and operating leverage for the evaluation of petroleum development projects // *The Energy Journal*. 1998. 19 (1). 13–46. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No1-2>
26. Zhang K., Nieto A., Kleit A. N. The real option value of mining operations using mean-reverting commodity prices // *Mineral Economics*. 2015. 28 (1–2). 11–22. <https://doi.org/10.1007/s13563-014-0048-6>
27. Samis M., Davis G. A., Laughton D. et al. Valuing uncertain asset cash flows when there are no options: a real options approach // *Resources Policy*. 2005. 30 (4). 285–298. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2006.03.003>
28. Guj P., Garzon R. Modern Asset Pricing a Valuable Real Option Complement to Discounted Cash Flow Modeling of Mining Projects // *Australasian Institute of Mining and Metallurgy Publication Series*. 2007. P. 113–119.
29. Hawas F., Cifuentes A. Valuation of projects with minimum revenue guarantees: a Gaussian copula-based simulation approach // *The Engineering Economist* 2017. 62 (1). 90–102. <https://doi.org/10.1080/0013791X.2016.1153178>
30. Галевский С. Г. Бинарная модель дисконтирования денежных потоков для учета рисков при оценке реальных активов // *Вестник Томского государственного университета. Экономика*. 2020 № 49. С. 122–140. <https://doi.org/10.17223/19988648/49/9>
31. Горностаева М. Г., Лебедева О. Ю., Николайчук Л. А. Экономическое обоснование затрат при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений // *Российский экономический интернет-журнал*. 2018. № 2. С. 1–15.
32. Berg M., Vøhren Ø., Vassnes E. Modeling the response to exogenous shocks: The capital uplift rate in petroleum taxation // *Energy Economics*. 2018. 69. 442–455. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.12.010>
33. Bradley P. G. On the use of modern asset pricing for comparing alternative royalty systems for petroleum development projects // *Energy Journal*. 1998. 19 (1). 47–81. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No1-3>
34. Laughton D. The management of flexibility in the upstream petroleum industry // *Energy Journal*. 1998. 19 (1). 83–114. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No1-4>
35. Baker M. P., Scott Mayfield E., Parsons J. E. Alternative models of uncertain commodity prices for use with modern asset pricing methods // *Energy Journal*. 1998. 19 (1). 115–148. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No1-6>
36. Jafarizadeh B., Bratvold R. B. Sequential Exploration: Valuation with Geological Dependencies and Uncertain Oil Prices // *SPE Journal*. 2020. 25 (5). 2401–2417. <https://doi.org/10.2118/202470-PA>
37. Espinoza R. D., Morris J. W. F. Decoupled NPV: a simple, improved method to value infrastructure investments // *Construction Management and Economics*. 2013. 31 (5). 471–496. <https://doi.org/10.1080/01446193.2013.800946>
38. Espinoza R. D. Decoupling time value of money and risk: a step toward the integration of risk management and quantification // *International Journal of Project Management*. 2014. 32. 1056–1072. <https://doi.org/10.1016/j.ijproman.2013.12.006>
39. Espinoza R. D., Rojo J. Towards sustainable mining (Part I): Valuing investment opportunities in the mining sector // *Resources Policy*. 2017. 52. 7–18. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2017.01.011>
40. Bailey W., Couët B., Bhandari A., Faiz S., Srinivasan S., Weeds H. Unlocking the value of real options // *Oilfield Review*. 2003. 15 (4). 4–15 + 18.
41. Miller M. H., Modigliani F. Dividend Policy, Growth and the Valuation of Shares // *Journal of Business*. 1961. 34. 411–433.
42. Arnold G., Hatzopoulos P. D. The theory practice gap in capital budgeting: evidence from the United Kingdom // *Journal of Business Finance and Accounting*. 2000. 27 (5–6). 603–626. <https://doi.org/10.1111/1468-5957.00327>
43. Davies R., Goedhart M., Koller T. Avoiding a risk premium that unnecessarily kills your project // *McKinsey Quarterly*. 2012. 2. 1–4.
44. Gollier C. Time horizon and the discount rate // *Journal of Economic Theory*. 2002. 107 (2). 463–473. <https://doi.org/10.1006/jeth.2001.2952>
45. Robichek A. A., Myers S. C. Conceptual problems in the use of risk-adjusted discount rates // *Journal of Finance*. 1966. 21 (4). 727–730. <https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1966.tb00277.x>
46. Laughton D. G., Jacoby H. D. Reversion, Timing Options, and Long-Term Decision-Making // *Financial Management*. 1993. 22 (3). 225–240.

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

47. Schwartz E. S. The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging // Journal of Finance. 1997. 52 (3). 923–973. <https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1997.tb02721.x>
48. Jafarizadeh B., Bratvold R. B. Project valuation: Price forecasts bound to discount rates // Decision Analysis. 2021. 18 (2). 139–152. <https://doi.org/10.1287/deca.2021.0428>
49. Laughton D. G., Jacoby H. D. Project Evaluation: A Practical Asset Pricing Method // The Energy Journal. 1992. 13, 2. 19–47

References

1. Nechaeva M. D., Remizov O. V. Primenenie metodov sovremennoj ocenki aktivov dlya analiza ekonomicheskoy effektivnosti projektov v rossijskom neftegazovom sektore [Applications of modern asset pricing methods to project valuation in oil and gas industry]. *Mir ekonomiki i upravleniya* [World of Economics and Management], 2015, vol. 15, no. 2, pp. 48–61. (In Russ.).
2. Kontorovich A. E., Eder L. V. Novaya paradigma strategii razvitiya syr'evoy bazy neftedobyvayushchej promyshlennosti Rossijskoj Federacii [A new paradigm of the development strategy for the mineral resource base of the oil producing industry in the Russian Federation]. *Mineral'nye resursy Rossii, Ekonomika i upravlenie* [Mineral Recourses of Russia. Economics and Management], 2015, no. 5, pp. 8–17. (In Russ.).
3. Eder L. V. Napravleniya razvitiya syr'evoy bazy i dobychi nefti v Rossii [The development of resources base and petroleum production in Russia]. *Interekspos Geo-Sibir'* [Interexpo GEO-Siberia], 2016, vol. 2, no. 4. pp. 184–187. (In Russ.).
4. Chvileva T. A. Faktory, sderzhivayushchie realizaciyu uglevodorodnyh projektov v rossijskoj Arktike [Factors constraining the implementation of hydrocarbon projects in the Russian Arctic]. *Original'nye issledovaniya* [Original Research], 2019, no. 12 (9), pp. 127–131. (In Russ.).
5. Shkatov M. Yu., Sergeev I. B. Ocenka ekonomicheskoy effektivnosti investicionnyh projektov v sfere razvedki i razrabotki poleznyh iskopaemyh: razvitie dohodnogo podhoda [The evaluation of cost efficiency of mineral exploration and mining investment projects: development of the income approach]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie* [Mineral Recourses of Russia. Economics and Management], 2007, no. 1, pp. 38–44. (In Russ.).
6. Carayannis, E., Ilinova A., Chanysheva A. Russian Arctic Offshore Oil and Gas Projects: Methodological Framework for Evaluating Their Prospects. *Journal of the Knowledge Economy, A*, 2020, 11 (4), pp. 1403–1429. <https://doi.org/10.1007/s13132-019-00602-7>
7. Cherepovitsyn A., Solovyova V. Prospects for the Development of the Russian Rare-Earth Metal Industry in View of the Global Energy Transition — A Review. *Energies*, 2022, 15 (1), 387. <https://doi.org/10.3390/en15010387>
8. Dmitrieva D., Cherepovitsyna A., Stroykov G., Solovyova V. Strategic sustainability of offshore Arctic oil and gas projects: Definition, principles, and conceptual framework. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2022, 10 (1), 23. <https://doi.org/10.3390/jmse10010023>
9. Solovyova V. M., Ilinova A. A., Cherepovitsyn A. E. Strategic forecasting of REE mining projects development in Russian Arctic. *Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals*, 2021, pp. 456–464.
10. Cherepovitsyn, A., Rutenko, E., Solovyova, V. Sustainable development of oil and gas resources: A system of environmental, socio-economic, and innovation indicators. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2021, 9 (11), 1307. <https://doi.org/10.3390/jmse9111307>
11. Cherepovitsyn A. E., Cvetkov P. S., Evseeva O. O. Kriticheskij analiz metodicheskikh podhodov k ocenke ustojchivosti arkticheskikh neftegazovyh projektov [Critical analysis of methodological approaches to assessing sustainability of Arctic oil and gas projects]. *Zapiski Gornogo instituta* [Journal of Mining Institute], 2021, no. 249, pp. 463–479. (In Russ.). <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.15>
12. Nikulina A. Yu., Kruk M. N. Economic estimation of project risks when exploring sea gas and oil deposits in the Russian Arctic. *International Journal of Economics and Financial Issues*, 2016, 6 (2), pp. 138–150.
13. Brekhuntsov A. M. Ekologicheskiye aspekty osvoyeniya prirodno-resursnogo potentsiala rossijskoj Arktiki [Ecological aspects of the development of the natural resource potential of the Russian Arctic]. *Arktika: ekologiya i ekonomika* [Arktika: Ecology and Economy], 2020, no. 3 (39), pp. 34–47. (In Russ.). <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-3-34-47>
14. Litvinenko V. S., Vasil'ev N. I. Razrabotka porodorazrushayushchego instrumenta dlya bureniya skvazhin vo l'du [Rock-destroying tool development for ice well drilling]. *Zapiski Gornogo Instituta* [Journal of Mining Institute], 2012, no. 197, pp. 15–20. (In Russ.).
15. Pahomova N. V., Rihter K. K., Malyshev G. B., Bondarenko Yu. P. Formirovanie sprosa na ekologicheskie innovacii: dostatochna li institucional'naya podderzhka? [Formation of demand for ecological innovations: is the institutional support sufficient?]. *Problemy sovremennoj ekonomiki* [The Modern Economy Issues], 2015, no. 2 (54), pp. 15–27. (In Russ.).
16. Marinina O. A. Klassifikaciya i metody ucheta investicionnyh riskov neftegazovyh projektov [Classification and methods of the accounting of investment risks of oil and gas projects]. *Zapiski Gornogo Instituta* [Journal of Mining Institute], 2013, 205, pp. 202–207. (In Russ.).
17. Ponomarenko T. V., Belickaya N. A. Mekhanizm proektnogo finansirovaniya strategicheskikh investicionnyh projektov gorno-promyshlennyh korporacij [Project finance for strategic investment projects of mining corporations]. *Zapiski gornogo Instituta* [Journal of Mining Institute], 2015, 215, pp. 115–124. (In Russ.).
18. Agarkov S. A., Kozlov A. V., Fedoseev S. V., Teslya A. B. Osnovnye napravleniya povysheniya effektivnosti hozyajstvennoj deyatel'nosti v Arkticheskoy zone Rossijskoj Federacii [Major trends in efficiency upgrading of the

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

- economic activity in the Arctic zone of Russian Federation]. *Zapiski Gornogo Instituta* [Journal of Mining Institute], 2018, 230, p. 209. (In Russ.). <https://doi.org/10.25515/pmi.2018.2.209>
19. Lipina S. A., Bocharova L. K., Belyaevskaya-Plotnik L. A. Analiz instrumentov gosudarstvennoj podderzhki predpriyatij gornopromyshlennogo kompleksa Arkticheskoy zony Rossii [Analysis of government support tools for mining companies in the Russian Arctic zone]. *Zapiski Gornogo Instituta* [Journal of Mining Institute], 2018, 230, p. 217. (In Russ.). <https://doi.org/10.25515/pmi.2018.2.217>
 20. Alekseeva M. B., Bogachev V. F., Gorenburgov M. A. Sistemnaya diagnostika strategii razvitiya promyshlennosti Arktiki [Systemic Diagnostics of the Arctic Industry Development Strategy]. *Zapiski Gornogo Instituta* [Journal of Mining Institute], 2019, 238, p. 450. (In Russ.). <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.450>
 21. Semenova T., Al-Dirawi A. Economic Development of the Iraqi Gas Sector in Conjunction with the Oil Industry. *Energies*, 2022, 15 (7), 2306. <https://doi.org/10.3390/en15072306>
 22. Katysheva E., Tsvetkova A. Institutional problems of domestic technologies creation for exploitation of hard-to-recover oil reserves in Russia. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference-SGEM*, 2018, 18 (5.3), pp. 523–530. <https://doi.org/10.5593/sgem2018/5.3/S28.067>
 23. Sokolov M. M. Perspektivy potrebleniya nefti v mire i dinamika mirovyh cen na nee [Prospects for world oil consumption and dynamics of world prices for it]. *Vestnik Instituta ekonomiki Rossijskoj akademii nauk* [Journal of Institute of Economics of the Russian Academy of Sciences], 2019, no. 4, pp. 108–124. (In Russ.). <https://doi.org/10.24411/2073-6487-2019-10049>
 24. Seliverstov S., Lukomskaya O., Titov V., Vashchuk A., Khalturin A. On building the architecture of the intelligent transportation system in the Arctic region. *Transportation Research Procedia*, 2021, 57, pp. 603–610. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2021.09.089>
 25. Salahor G. Implications of output price risk and operating leverage for the evaluation of petroleum development projects. *The Energy Journal*, 1998, 19 (1), pp. 13–46. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No1-2>
 26. Zhang K., Nieto A., Kleit A. N. The real option value of mining operations using mean-reverting commodity prices. *Mineral Economics*, 2015, 28 (1–2), pp. 1–22. <https://doi.org/10.1007/s13563-014-0048-6>
 27. Samis M., Davis G. A., Loughton D., Poulin R. Valuing uncertain asset cash flows when there are no options: a real options approach. *Resources Policy*, 2005, 30 (4), pp. 285–298. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2006.03.003>
 28. Guj P., Garzon R. Modern Asset Pricing a Valuable Real Option Complement to Discounted Cash Flow Modeling of Mining Projects. *Australasian Institute of Mining and Metallurgy Publication Series*, 2007, pp. 113–119.
 29. Hawas F., Cifuentes A. Valuation of projects with minimum revenue guarantees: a Gaussian copula-based simulation approach. *The Engineering Economist*, 2017, 62 (1), pp. 90–102. <https://doi.org/10.1080/0013791X.2016.1153178>
 30. Galevskij S. G. Binarnaya model' diskontirovaniya denezhnyh potokov dlya ucheta riskov pri ocenke real'nyh aktivov [A binary model of discounting cash flows to correct risk assessment for real assets evaluation]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Ekonomika* [Tomsk State University Journal of Economics], 2020, no. 49, pp. 122–140. (In Russ.). <https://doi.org/10.17223/19988648/49/9>
 31. Gornostaeva M. G., Lebedeva O. Yu., Nikolajchuk L. A. Ekonomicheskoe obosnovanie zatrat pri proektirovanii obustrojstva neftegazovyh mestorozhdenij [Economic justification for the costs of oil and gas fields development]. *Rossijskij ekonomicheskij internet-zhurnal* [Russian Economic Online Journal], 2018, no. 2, pp. 1–15. (In Russ.).
 32. Berg M., Bøhren Ø., Vassnes E. Modeling the response to exogenous shocks: The capital uplift rate in petroleum taxation. *Energy Economics*, 2018, 69, pp. 442–455. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.12.010>
 33. Bradley P. G. On the use of modern asset pricing for comparing alternative royalty systems for petroleum development projects. *Energy Journal*, 1998, 19 (1), pp. 47–81. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No1-3>
 34. Loughton D. The management of flexibility in the upstream petroleum industry. *Energy Journal*, 1998, 19 (1), pp. 83–114. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No1-4>
 35. Baker M. P., Scott Mayfield E., Parsons J. E. Alternative models of uncertain commodity prices for use with modern asset pricing methods. *Energy Journal*, 1998, 19 (1), pp. 115–148. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No1-6>
 36. Jafarizadeh B., Bratvold R. B. Sequential Exploration: Valuation with Geological Dependencies and Uncertain Oil Prices. *SPE Journal*, 2020, 25 (5), pp. 2401–2417. <https://doi.org/10.2118/202470-PA>
 37. Espinoza R. D., Morris J. W. F. Decoupled NPV: a simple, improved method to value infrastructure investments. *Constr. Manag. Econ.*, 2013, 31 (5), pp. 471–496. <https://doi.org/10.1080/01446193.2013.800946>
 38. Espinoza R. D. Decoupling time value of money and risk: a step toward the integration of risk management and quantification. *Int. J. Proj. Manag.*, 2014, 32, pp. 1056–1072. <https://doi.org/10.1016/j.ijproman.2013.12.006>

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЯХ

39. Espinoza R. D., Rojo J. Towards sustainable mining (Part I): Valuing investment opportunities in the mining sector. *Resources Policy*, 2017, 52, pp. 7–18. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2017.01.011>
40. Bailey W., Couët B., Bhandari A., Faiz S., Srinivasan S. Weeds H. Unlocking the value of real options. *Oilfield Review*, 2003, 15 (4), pp. 4–15 + 18.
41. Miller M. H., Modigliani F. Dividend Policy, Growth and the Valuation of Shares. *Journal of Business*, 1961, 34, pp. 411–433.
42. Arnold G., Hatzopoulos P. D. The theory practice gap in capital budgeting: evidence from the United Kingdom. *Journal of Business Finance and Accounting*, 2000, 27 (5–6), pp. 603–626. <https://doi.org/10.1111/1468-5957.00327>
43. Davies R., Goedhart M., Koller T. Avoiding a risk premium that unnecessarily kills your project. *McKinsey Quarterly*, 2012, 2, pp. 1–4.
44. Gollier C. Time horizon and the discount rate. *Journal of Economic Theory*, 2002, 107 (2), pp. 463–473. <https://doi.org/10.1006/jeth.2001.2952>
45. Robichek A. A., Myers S. C. Conceptual problems in the use of risk-adjusted discount rates. *Journal of Finance*, 1966, 21 (4), pp. 727–730. <https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1966.tb00277.x>
46. Laughton D. G., Jacoby H. D. Reversion, Timing Options, and Long-Term Decision-Making. *Financial Management*, 1993, 22 (3), pp. 225–240.
47. Schwartz E. S. The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging. *Journal of Finance*, 1997, 52 (3), pp. 923–973. <https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1997.tb02721.x>
48. Jafarizadeh B., Bratvold R. B. Project valuation: Price forecasts bound to discount rates. *Decision Analysis*, 2021, 18 (2), pp. 139–152. <https://doi.org/10.1287/deca.2021.0428>
49. Laughton D. G., Jacoby H. D. Project Evaluation: A Practical Asset Pricing Method. *The Energy Journal*, 1992, 13, 2, pp. 19–47.

Об авторах:

Е. А. Марин — аспирант кафедры экономики, организации и управления;
Т. В. Пономаренко — докт. экон. наук, проф. кафедры экономики, организации и управления;
Н. В. Василенко — докт. экон. наук, зав. кафедрой информационных технологий и математики;
С. Г. Галевский — канд. экон. наук, доц. кафедры экономики, организации и управления.

About the authors:

E. A. Marin — Postgraduate Student of the Department of Economics, Organization and Management;
T. V. Ponomarenko — Doctor of Economics, Professor of the Department of Economics, Organization and Management;
N. V. Vasilenko — Doctor of Economics, Head of the Department of Information Technology and Mathematics;
S. G. Galevskiy — PhD (Economics), Associate Professor of the Department of Economics, Organization and Management.

Статья поступила в редакцию 24 июня 2022 года.

Статья принята к публикации 30 июня 2022 года.

The article was submitted on June 24, 2022.

Accepted for publication on June 30, 2022.