

УДК 338.2

<https://doi.org/10.32686/1812-5220-2020-17-1-38-57>

ISSN 1812-5220

© Проблемы анализа риска, 2020

О выборе математических методов оценки стоимости реальных опционов на увеличение мощности нефтегазовых проектов

Хатьков В. Ю.,ПАО «Газпром»,
117997, Россия, г. Москва,
ул. Наметкина, д. 16**Зубарев Г. В.,****Демкин И. В.*,****Пожидаев Е. В.,**ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717, Россия, Московская
обл., Ленинский район,
сельское поселение
Развилковское, поселок
Развилка, Проектируемый
проезд № 5537, влад. 15, стр. 1**Никонов И. М.,**ООО «НИИгазэкономика»
105066, Россия, г. Москва,
ул. Старая Басманная, д. 20,
стр. 8

Аннотация

Представлены результаты проведенного исследования оценки стоимости реального опциона на увеличение мощности двухфазного проекта производства сжиженного природного газа, экономического эффекта от резервирования мощностей в проекте. Показана целесообразность применения метода имитационного моделирования для решения задач оценки экономической эффективности рассматриваемого проекта с учетом реального опциона на различных стадиях проектного цикла. Даны рекомендации по применению методов построения биномиальной модели и численного интегрирования в качестве дополнительных (проверочных) методов оценивания экономической эффективности проекта с опционом на предынвестиционной стадии.

Ключевые слова: реальный опцион, резервирование мощностей, неопределенность, модель, метод оценки.

Для цитирования: Хатьков В.Ю., Зубарев Г.В., Демкин И.В., Пожидаев Е.В., Никонов И.М. О выборе математических методов оценки стоимости реальных опционов на увеличение мощности нефтегазовых проектов // Проблемы анализа риска. Т. 17. 2020. № 1. С. 38—57, <https://doi.org/10.32686/1812-5220-2020-17-1-38-57>

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

On the choice of mathematical methods for assessing the value of real options for capacity extension of oil and gas projects

Vitaly Yu. Khat'kov,

PJSC "Gazprom"
117997, Russia, Moscow,
st. Nametkina, 16

Gennady V. Zubarev,

Igor V. Demkin*,

Evgeny V. Pozhidaev,

OOO "Gazprom VNIIGAZ"
142717, Russia, Moscow region,
Leninsky district, the rural
settlement of Razvilkovskoye,
the village of Razvilka, Projected
passage No. 5537, building 15,
building 1

Igor M. Nikonov,

"NIIgazeconomika"
105066, Russia, Moscow, st. Old
Basmannaya, d. 20, p. 8

Annotation

The article presents the results of the study of cost evaluation of a real option for capacity extension of a two-phase liquefied natural gas production project and the economic effect of reserving capacity in the project. The expediency of using the simulation method to solve the problem of assessing the economic efficiency of the project with the real option at different stages of the project cycle is shown. Recommendations are given on using methods for constructing a binomial and a numerical integration models as additional (testing) methods for assessing the economic efficiency of a project with an option at the pre-investment stage.

Keywords: real option, capacity reservation, uncertainty, model, valuation method.

For citation: Khat'kov Vitaly Y., Zubarev Gennady V., Demkin Igor V., Pozhidaev Evgeny V., Nikonov Igor M. On the choice of mathematical methods for assessing the value of real options for capacity extension of oil and gas projects // Issues of Risk Analysis. Vol. 17. 2020. No. 1. P. 38—57, <https://doi.org/10.32686/1812-5220-2020-17-1-38-57>

The authors declare no conflict of interest

Содержание

Введение

1. Анализ основных математических методов оценки стоимости реальных опционов на увеличение мощности нефтегазовых проектов
2. Методология проведения исследования
3. Основные исходные данные и проектные допущения, принятые в ходе исследования
4. Основные результаты оценки, полученные с использованием метода построения биномиальной модели
5. Основные результаты оценки, полученные с использованием метода численного интегрирования
6. Основные результаты оценки, полученные с использованием метода имитационного моделирования

Заключение

Литература

Введение

Реальные опционы заняли прочное место среди инструментария оценки экономической эффективности инвестиционных проектов с учетом неопределенностей. Особенности применения метода реальных опционов в различных отраслях посвящена обширная литература. При этом все исследования по данной тематике можно разделить на две группы. К первой группе относятся исследования, связанные со сравнительным анализом существующих практик и особенностей применения реальных опционов в компаниях различной отраслевой принадлежности [1—5]. Исследования второй группы связаны с особенностями их применения компаниями различных отраслей в тех или иных областях управления (управление проектами, портфелями проектов, затратами и др.) [6—30].

В 2007 г. С. Блок [1] обнаружил, что доля компаний из списка Fortune 1000, применяющих метод реальных опционов, составляла приблизительно 14%. Кроме того, среди компаний, на момент опроса не применявших метод реальных опционов, значительная их доля (43,1%) допускает использование реальных опционов в будущем. Согласно исследованиям, проведенным в 2011 г. Н. К. Бейкером и С. Дуттой [2], метод реальных опционов используют 14,7% канадских фирм.

А. Триантис и А. Борисон [3] в ходе исследований получили распределение применения метода реальных опционов по отраслям. Например, среди компаний, использующих метод реальных опционов, в высокотехнологических отраслях промышленности реальные опционы применяют 32% компаний, в энергетике — 27%, в коммуникационной сфере — 15%. Авторы привели несколько аргументов, объясняющих, почему распространение реальных опционов в таких отраслях, как энергетика или ИТ, более выражено:

- в данных отраслях значительные инвестиции в высоко неопределенных условиях являются обычной практикой;
- ряд отраслей подвергся структурным изменениям (примером является либерализация рынка электроэнергетики), которые делают традиционные методы оценки неэффективными;
- в рассматриваемых отраслях менеджеры имеют более высокую инженерную подготовку, что облегчает применение сложных инструментов анализа.

Исследования Н. К. Бейкера и С. Дутты показали, что опрашиваемые ими компании, использующие метод реальных опционов, применяют в основном три математических метода оценки их стоимости, а именно: биномиальные модели (40% компаний), метод взвешенных деревьев решений (30% компаний) и имитационное моделирование (22% компаний).

Анализ распространения метода реальных опционов среди европейских компаний был проведен А. Хорном и Ф. Кьерландом в работе [4], где схема исследования, использованная С. Блоком [1], была расширена и реализована на материале ведущих скандинавских компаний. Полученные ими выводы согласуются с результатами исследования Блока. Обзор опыта применения реальных опционов в энергетическом секторе представлен в работе [5].

Влияние психологических процессов принятия решения на оценку реальных опционов показано в [6]. Сопоставление оценок инвестиционного биотехнологического проекта, полученных на основе построения сценарных матриц и метода реальных опционов, представлено в работе [7]. Реальные опционы использовались для совместной оценки связанных проектов при формировании портфеля ИТ-проектов [8]. В статье [9] исследуется возможность применения методологии реальных опционов для оценки экономической эффективности компаний, работающих на китайском рынке. В работе [10] приводятся результаты оценки двух альтернативных вариантов функционирования газовой электростанции на основе метода реальных опционов. При этом для моделирования основного фактора неопределенности — цены на природный газ — используется геометрическое броуновское движение (далее — ГБД), а стоимость реального опциона на увеличение мощности оценивается при помощи имитационного моделирования. В работе [11] представлены результаты оценки стоимости реального опциона на отсрочку строительства подземных хранилищ газа. В качестве дополнительного фактора неопределенности выступает возможная реформа газового рынка в Китае. В работе [12] рассмотрены вопросы оценки стоимости реального опциона на инвестирование в систему улавливания CO₂ на примере проектов по добыче углеводородов в Северном море. В работе [13]

метод реальных опционов рассматривается как составная часть многокритериальной оценки проектов энергетической компании. В статье [14] рассматривается использование методологии, основанной на применении реальных опционов и метода деревьев решений к оценке эффективности нефтегазовых проектов. В работе [15] полученные при помощи методов реальных опционов оценки используются для формирования портфеля нефтегазовых проектов. В статье [16] приводится методика расчета американского CALL-опциона на увеличение мощности проекта добычи природного газа, опирающаяся на решение уравнения Беллмана. В статье [17] метод стохастического динамического программирования использован для совместной оценки реальных опционов на отсрочку, остановку и завершение, а также на расширение проектов в области добычи углеводородов с применением альтернативных технологий. Статья [18] посвящена методике оценки стоимости реальных опционов, связанных с проектами добычи углеводородов и учитывающих как экономические, так и геологические неопределенности. В работе [19] представлены результаты оценки проекта морской добычи углеводородов, полученные на основе метода реальных опционов. В статье [20] рассмотрены результаты оценки реального опциона на переключение в проектах добычи углеводородов, полученные с помощью биномиальной модели. При этом рыночные факторы неопределенности моделируются стохастическим процессом возвращения к среднему. В статье [21] метод реальных опционов рассматривается как основной инструмент для оценки экономической эффективности проектов добычи сланцевого газа. В статье [22] представлена многофакторная модель оценки стоимости реальных опционов в проектах добычи углеводородов в открытом море, учитывающая как рыночные, так и технико-технологические и геологические неопределенности. В работе [23] с помощью метода имитационного моделирования оценена стоимость реального опциона на отсрочку в проектах добычи нефти и газа. При этом основные факторы неопределенности (цены на газ и нефть) моделируются процессом ГБД. В работе [24] рассмотрены методологические вопросы и показаны результаты оценки стоимости реального опциона на переключе-

ние направления поставок сжиженного природного газа (далее — СПГ). Для моделирования цен на основных рынках (США и Европы) использованы стохастические процессы ГБД и возвращения к среднему.

Основанные на реальных опционах подходы к экономической оценке перспектив расширения гаражных комплексов и автомобильных магистралей приведены в работах [25, 26] соответственно. С целью получения экономических оценок вышеуказанных перспектив в проектах строительства автомобильных магистралей авторами предлагается разработка экономико-математической модели реальных опционов на увеличение мощности проекта. Например, авторская модель оценки экономической эффективности перспектив расширения автомобильной магистрали учитывает динамику трех факторов неопределенности, а именно спроса на дорожное движение, цен на землю и ухудшения состояния автомобильных дорог с течением времени, а также их взаимозависимость. Для моделирования основных факторов неопределенности использована модель ГБД.

В работе также приводится решение задачи определения числа полос движения и ширины полосы землеотвода. Данная задача решается методом реальных опционов с учетом возможного запуска проекта расширения автомагистрали в условиях вышеперечисленных неопределенностей. В ходе решения задачи оценивается экономическая эффективность резервирования числа полос движения и ширины полосы землеотвода с целью возможного увеличения мощности проекта строительства автомагистрали и экономии затрат.

Основным учитываемым фактором неопределенности в ходе моделирования проекта расширения гаражного комплекса является изменение спроса на парковочные места с течением времени. В работе предлагается учитывать при проектировании гаражного комплекса возможность реализации в будущем проекта расширения. Данным проектом предполагается достройка дополнительных 5 этажей гаражного комплекса. Такая возможность обеспечивается за счет определенного резервирования (проектом предусматривается создание специальных дорогостоящих колонн повышенной прочности). При наличии спроса на дополнительные

машиноместа в будущем возможна реализация проекта расширения за счет вышеназванного резервирования. Для решения задач оценки экономической эффективности проекта расширения и резервирования авторы используют методы сценарного анализа и электронных таблиц.

В работе [27] представлены основные результаты оценки стоимости реального опциона на увеличение мощности двухфазного проекта производства СПГ, а также опциона на снижение капитальных затрат.

Проведенный анализ показал наличие как большого числа выполненных к настоящему времени исследований в области применения метода реальных опционов в ходе оценки экономической эффективности инвестиционных проектов, так и разработанного математического инструментария оценки стоимости реальных опционов, изложенного, например, в работах [17, 28, 29]. Такой математический инструментарий основан на решении следующих взаимосвязанных задач:

- моделирование значимых факторов неопределенности, например, путем построения стохастических процессов (модели ГБД, возвращение к среднему и др.);
- построение моделей ожидаемых денежных потоков инвестиционного проекта;
- выделение значимых реальных опционов в инвестиционном проекте;
- обоснование математического метода оценки стоимости реальных опционов;
- оценка параметров реальных опционов;
- построение стохастических моделей денежных потоков инвестиционного проекта соответственно с учетом и без учета реальных опционов;
- проведение расчетов показателей экономической эффективности и риска инвестиционного проекта соответственно с учетом и без учета реальных опционов, оценка стоимости реальных опционов.

Одной из центральных задач, решаемых в ходе оценки стоимости реальных опционов, является обоснование математического метода стоимостной оценки реальных опционов. Несмотря на наличие исследований в этом направлении, в настоящее время остаются недостаточно проработанными вопросы применения тех или иных методов оценки

стоимости реальных опционов в ходе решения задачи оценки экономической эффективности проекта на определенной стадии инвестиционного цикла. Известно, что точность оценок экономической эффективности проекта растет по мере его продвижения. Например, согласно международному стандарту [31] уровень проработанности (определенности) инвестиционного проекта на предынвестиционной стадии составляет не более чем 40% (третий класс стоимостных оценок). При этом типовая вариация в верхнем (нижнем) диапазоне стоимостных оценок составляет от +10 до +30% и от -10 до -20% соответственно. Однако на стадии разработки проектной документации эти оценки должны лежать в значительно меньших пределах. Например, согласно первому классу оценок типовая вариация в верхнем (нижнем) диапазоне составляет от +3 до +15% и от -3 до -10% соответственно. Вместе с тем, как показали результаты проведенных авторами исследований, предпосылки, лежащие в основе современных методов оценки стоимости реальных опционов, не всегда могут гарантировать столь высокую точность получаемых результатов.

Ниже представлены основные результаты исследования целесообразности применения альтернативных методов оценки стоимости реальных опционов на увеличение мощности нефтегазового проекта. Исследование проводилось на основе данных предынвестиционных исследований одного из проектов производства и реализации сжиженного природного газа, расположенного на территории Российской Федерации. Особенности выделения реальных опционов в вышеназванном проекте, оценки параметров реальных опционов, а также основные полученные с использованием лишь метода численного интегрирования результаты оценки их стоимости показаны в работе [27]. В данной работе показано, что значимым является реальный опцион на увеличение мощности проекта путем возможного запуска второй его фазы. Оценка стоимости данного опциона позволила обосновать экономическую эффективность создания заделов (резервирование ряда производственных и инфраструктурных объектов в ходе строительства первой фазы проекта с целью экономии капитальных затрат и снижения срока реализации проекта). При этом сравнительный анализ результатов, полученных

с использованием альтернативных методов оценки стоимости, в работе не представлен. В связи с этим задача обоснования рекомендаций по выбору того или иного метода оценки стоимости реальных опционов на увеличение мощности нефтегазового проекта, а также метода оценки экономического эффекта от резервирования части производственного оборудования и объектов инфраструктуры на различных этапах проектного цикла является актуальной.

1. Анализ основных математических методов оценки стоимости реальных опционов на увеличение мощности нефтегазовых проектов

Основные результаты анализа преимуществ и недостатков (ограничений) применения основных математических методов оценки стоимости реальных опционов на увеличение мощности проекта и экономии капитальных затрат представлены в табл. 1.

Таблица 1. Преимущества и ограничения основных математических методов оценки стоимости реальных опционов на увеличение мощности проекта и экономию капитальных затрат

Table 1. Advantages and limitations of basic mathematical methods for estimating the value of real options to capacity increasing of the project and savings in capital costs

№ п/п	Метод оценки стоимости реального опциона	Преимущества	Ограничения	Гипотеза исследования
1	Численное интегрирование	Возможно получение аналитического решения дифференциального уравнения при определенных допущениях	1. Необходимость упрощения подынтегрального выражения, например, путем его приведения к линейному виду, что снижает точность оценок реальных опционов. 2. Математическая сложность оценивания показателя «Внутренняя норма доходности» проекта с реальными опционами ¹	На предынвестиционной стадии возможно применение в качестве основного метода оценки. На инвестиционной стадии (в ходе разработки проектной документации) возможно применение в качестве дополнительного (проверочного) метода оценивания
2	Метод построения биномиальных (полиномиальных) моделей	Наглядность представления применяемых при моделировании стоимости реальных опционов стохастических процессов, особенно при малом сроке до истечения (не более 5 периодов)	1. Необходимость замены в процессе вычислений непрерывных вероятностных распределений дискретными распределениями, что снижает точность оценок реальных опционов. 2. Громоздкость биномиальных (полиномиальных) деревьев и потеря наглядности при большом сроке до истечения реального опциона	На предынвестиционной стадии возможно применение в качестве основного метода оценки. На инвестиционной стадии (в ходе разработки проектной документации) возможно применение в качестве дополнительного (проверочного) метода оценивания
3	Имитационное моделирование	1. Высокая точность оценок стоимости реальных опционов (при достаточно большом числе имитационных экспериментов). 2. Возможность максимально детального учета различных аспектов при построении модели денежных потоков проекта (налогового законодательства, влияние потоков первой фазы на вторую и т.п.), что повышает точность оценок стоимости реальных опционов	1. Необходимость обоснования минимального числа имитационных экспериментов. 2. Трудоемкость и сложность построения модели (модель, как правило, содержит большое число связей), при этом не предполагается получение аналитического решения. 3. При проведении статистических испытаний в ряде случаев невозможно определить оценки показателя «Внутренняя норма доходности» проекта с реальными опционами	На любой стадии целесообразно применение в качестве основного метода оценки. В целях проверки корректности получаемых результатов также возможно применение альтернативных методов оценивания стоимости реальных опционов

¹ Ввиду возможности создания условий, при которых отсутствует строгое математическое решение задачи (корней нелинейного уравнения для вычисления показателя «Внутренняя норма доходности» может не оказаться).

В ходе проведения исследования сделано предположение о том, что оценки стоимости реального опциона, полученные на основе применения метода имитационного моделирования с большим числом имитационных экспериментов², будут совпадать с реальными оценками. Такое предположение основано на преимуществах метода имитационного моделирования над другими методами оценки, представленными в табл. 1. Отметим, что при использовании метода имитационного моделирования возникает задача обоснования минимального числа имитационных экспериментов, достаточного для получения стоимостных оценок с определенной точностью. Кроме того, ввиду достаточно трудоемкой процедуры построения имитационной модели (вероятность ошибок растет с ростом числа связей модели) возникает необходимость проверки получаемых результатов. В целях проверки корректности получаемых результатов возможно применение одного или нескольких альтернативных методов оценки стоимости рассматриваемых реальных опционов, например методов численного интегрирования или построения биномиальных (полиномиальных) моделей. Однако это становится возможным в случае, если получаемые расхождения в результатах оценивания реального опциона оказываются в пределах допустимой погрешности.

В ходе исследования авторами поставлены следующие гипотезы.

1. На предынвестиционной стадии проекта в качестве основного метода оценки возможно применение любого из трех рассмотренных выше методов.

2. На инвестиционной стадии проекта целесообразно применение метода имитационного моделирования.

2. Методология проведения исследования

С целью оценки стоимости реальных опционов на увеличение мощности нефтегазового проекта применялись три математических метода, а именно: метод построения биномиальной модели (далее — биномиальный метод), метод численного интегрирования и имитационное моделирование. Основ-

ным оцениваемым в ходе проведенного исследования показателем был выбран показатель «Чистый дисконтированный доход от резервирования части производственного оборудования и объектов инфраструктуры (NPV_{res}) под увеличение мощности двухфазного проекта производства сжиженного природного газа». Описание границ проекта и особенности вычисления параметров реальных опционов на увеличение мощности и экономию капитальных затрат проекта представлены в [27]. В ходе исследований делается допущение о том, что критерием принятия окончательного инвестиционного решения по фазе 2 проекта в году t с момента запуска первой его фазы является достижение такой цены нефти в году t , при которой внутренняя норма доходности (далее — ВНД) фазы 2 становится не ниже требуемой инвестором заранее определенной величины IRR_{min} . При этом определены ранний T_0 и поздний T_k сроки запуска фазы 2 $T_n \leq T_0 \leq T_k$. Здесь T_n — момент запуска фазы 1. Отметим, что запуск фазы 1 происходит вне зависимости от цен на нефть. Вторым учитываемым фактором неопределенности (кроме цены нефти) является валютный курс (курс рубля к доллару США). Модель связи валютного курса с ценами на нефть приведена в [27].

2.1. Методологические аспекты применения метода численного интегрирования

Влияние первой фазы проекта на вторую проявляется в снижении капитальных затрат и сроков проекта в варианте резервирования части производственного оборудования и объектов инфраструктуры. Оценка стоимости опциона производится исходя из денежных потоков фазы 2, а также затрат на резервирование части производственного оборудования и объектов инфраструктуры (данные затраты осуществляются на фазе 1 проекта).

Основной фактор неопределенности (цена на нефть сорта Brent) моделируется случайным процессом ГБД. Цена реализации СПГ (в долларах США) представляет собой линейную функцию от цены нефти Brent:

$$P_t^{СПГ} = 4,13 \cdot P_t - 40,35, \quad (1)$$

где $P_t^{СПГ}$ — средневзвешенная цена на СПГ на условиях FOB в момент t , долл./тыс. куб. м;

P_t — цена на нефть Brent в момент t (долл./барр.).

² Подходы к определению минимально достаточного числа имитационных экспериментов рассмотрены в разделе 2.3 данной работы.

Для моделирования взаимосвязи курса рубля к доллару США была использована разработанная при непосредственном участии авторов регрессионная модель, представленная в работе [27]. Величина NPV_{res} вычислялась по формуле:

$$NPV_{res} = C_2 - C_1 - K_{res}, \quad (2)$$

где C_i — ЧДД фазы 2 проекта, оцененный в варианте, который предполагает ($i = 2$) (не предполагает ($i = 1$)) резервирование части производственного оборудования и объектов инфраструктуры с целью увеличения мощности проекта;

K_{res} — суммарные затраты на резервирование части производственного оборудования и объектов инфраструктуры, произведенные на фазе 1 проекта.

Величина C_i рассчитывалась рекуррентным образом, двигаясь от возможного максимального (позднего) срока принятия окончательного инвестиционного решения по фазе 2 (далее — ОИР) T_K к минимальному (раннему) T_0 сроку.

Обозначим через $C_i(t)$ — чистый дисконтированный доход фазы 2 при рассмотрении вопроса о принятии ОИР по фазе 2 в году t . В этом случае справедливо предположение о том, что в предыдущие годы ($t - 1, t - 2, \dots$) ОИР по фазе 2 не принималось. Заметим, что $C_i(t)$ представляет собой случайную величину, зависящую от цен на СПГ. Предполагается, что принятие ОИР по фазе 2 проекта в момент времени $t = T_K$ происходит по следующему алгоритму.

1. Оценивается ЧДД фазы 2 проекта в момент $T_K(NPV_i(P_{T_K}, T_K, r))$, зависящий от известной к этому моменту цены нефти P_{T_K} :

$$\begin{aligned} NPV_i(P_{T_K}, T_K, r) &= \\ &= M_{T_K} \left(\sum_{t=T_K}^{T_K+L} \frac{P_t \cdot V(t-T_K) - K_i(t-T_K) - O_i(t-T_K) - Tax_i(t-T_K)}{(1+r)^t} \right) = \\ &= \sum_{t=T_K}^{T_K+L} \frac{M_{T_K}(P_t) \cdot (V(t-T_K) - Tax_i^V(t-T_K))}{(1+r)^t} - \frac{K_i + O_i + Tax_i^f}{(1+r)^{T_K}} = \\ &= P_{T_K} \cdot \sum_{t=T_K}^{T_K+L} \frac{e^{(\rho+\sigma^2/2)(t-T_K)} \cdot (V(t-T_K) - Tax_i^V(t-T_K))}{(1+r)^t} - \\ &\quad - \frac{K_i + O_i + Tax_i^f}{(1+r)^{T_K}} = \\ &= (1+r)^{-T_K} \left(P_{T_K} \cdot (V - Tax_i^V) - K_i - O_i - Tax_i^f \right), \end{aligned} \quad (3)$$

$$\text{где } V = \sum_{t=0}^L \frac{e^{(\rho+\sigma^2/2)t} \cdot V(t)}{(1+r)^t}; \quad (4)$$

$V(t)$ — объем произведенного СПГ по фазе 2 в году t , млн БТЕ;

$M_{T_K}()$ — знак математического ожидания при условии известной цены нефти в момент T_K ;

r — ставка дисконтирования;

ρ — среднее годовое логарифмическое приращение цены;

$$K_i = \sum_{t=0}^L \frac{K_i(t)}{(1+r)^t} \text{ — приведенные совокупные капитальные затраты для } i\text{-го варианта;}$$

O_i — приведенные совокупные операционные затраты для i -го варианта;

$$O_i = \sum_{t=0}^L \frac{O_i(t)}{(1+r)^t} \text{ — приведенные совокупные операционные затраты для } i\text{-го варианта;}$$

$$Tax_i^f = \sum_{t=0}^L \frac{Tax_i^f(t)}{(1+r)^t} \text{ — приведенные совокупные постоянные налоговые платежи для } i\text{-го варианта;}$$

где $Tax_i^f(t)$ — постоянные налоговые платежи на t -й год реализации фазы 2 для i -го варианта;

$$Tax_i^V = \sum_{t=0}^L \frac{e^{(\rho+\sigma^2/2)t} \cdot Tax_i^V(t)}{(1+r)^t} \text{ — приведенные с учетом тренда цен совокупные переменные удельные налоговые платежи для } i\text{-го варианта;}$$

$Tax_i^V(t)$ — коэффициент роста переменных налоговых платежей на t -й год для i -го варианта.

Предполагается линейная зависимость налоговых платежей от цен на СПГ:

$$Tax_i(t) = Tax_i^f(t) + Tax_i^V(t) \cdot P_t. \quad (5)$$

2. С целью учета влияния изменений валютного курса формула (2) корректируется следующим образом:

$$\begin{aligned} NPV_i(P_{T_K}, T_K, r) &= \\ &= (1+r)^{-T_K} \left(P_{T_K} \cdot (V - Tax_i^V) - K_i \cdot \delta_K \right) \cdot \eta(P_{T_K}) - \\ &\quad - (1+r)^{-T_K} \left(K_i \cdot (1 - \delta_K) - O_i - Tax_i^f \right), \end{aligned} \quad (6)$$

где δ_K — степень подверженности изменениям валютного курса капитальных затрат³;

$\eta(P_{T_K})$ — валютный индекс при ценах на нефть.

3. Рассчитывается значение ЧДД фазы 2 проекта в момент времени $t = T_K$ в i -м варианте

³ δ_K характеризует долю валютной составляющей в общем объеме капитальных затрат фазы 2 проекта.

$NPV_i(P_{T_K}, T_K, IRR_{min})$, соответствующее ставке дисконтирования IRR_{min} .

4. Если значение оказывается неотрицательным, то принимается ОИР по фазе 2 проекта, в противном случае фаза 2 проекта в этот момент не запускается.

Таким образом, ЧДД фазы 2 проекта $C_i(T_K)$ в момент T_K можно задать формулой:

$$C_i(T_K) = \begin{cases} NPV_i(P_{T_K}, T_K, r), & NPV_i(P_{T_K}, T_K, IRR_{min}) \geq 0 \\ 0, & NPV_i(P_{T_K}, T_K, IRR_{min}) < 0. \end{cases} \quad (7)$$

Однако ОИР по фазе 2 может быть принято ранее момента T_K . В этом случае принятие ОИР по фазе 2 проекта в момент времени $t < T_K$ будет происходить по следующему алгоритму.

1. Оценивается ЧДД фазы 2 проекта в момент времени t с учетом изменения валютного курса:

$$NPV_i(P_t, t, r) = (1+r)^{-t} (P_t \cdot (V - Tax_i^v) - K_i \cdot \delta_K) \cdot \rho(P_t) - (1+r)^{-t} (K_i \cdot (1 - \delta_K) - O_i - Tax_i^f). \quad (8)$$

2. Если значение ВНД фазы 2 проекта превышает нормативное значение IRR_{min} (т. е. $NPV_i(P_t, t, IRR_{min}) \geq 0$), то ОИР по фазе 2 проекта в момент времени t принимается, в противном случае — нет.

Таким образом, ЧДД фазы 2 проекта с учетом возможности переноса принятия ОИР на годы $t+1, \dots, T_K$ $C_i(t) = C_i(P_t, t)$ задается формулой:

$$C_i(P_t, t) = \begin{cases} NPV_i(P_t, t, r), & NPV_i(P_t, t, IRR_{min}) \geq 0 \\ \bar{C}_i(P_t, t+1), & \text{в противном случае.} \end{cases} \quad (9)$$

Здесь $\bar{C}_i(P_t, t+1)$ — ожидаемый ЧДД от инвестиций в фазу 2 проекта в случае переноса принятия ОИР на годы $t+1, \dots, T_K$, вычисленный в момент времени t . Его значение определяется формулой:

$$\begin{aligned} \bar{C}_i(P_t, t+1) &= M_t(C_i(P_{t+1}, t+1)) = \\ &= \int_0^\infty C_i(x, t+1) \cdot \chi(x, P_t) dx, \end{aligned} \quad (10)$$

где функция плотности распределения задается формулой [32—35]:

$$\chi(x, P_t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma} \cdot x} \cdot \exp \left[-\frac{\left(\ln \frac{x}{P_t} - \rho \right)^2}{2\sigma^2} \right]. \quad (11)$$

Величину ожидаемого ЧДД двухфазного проекта $C_{пр}$ можно оценить по формуле:

$$C_{пр} = C_{фаза 1} + C_P \quad (12)$$

где $C_{фаза 1}$ — ЧДД фазы 1 проекта.

2.2. Методологические аспекты применения биномиального метода

Оценка стоимости реального опциона на увеличение мощности проекта, выполненная на основе биномиального метода, осуществляется исходя из денежных потоков фазы 2, а также затрат на резервирование части производственного оборудования и объектов инфраструктуры.

Основной фактор неопределенности (цена на нефть сорта Brent) моделируется случайным дискретным процессом. Предполагается, что при переходе от момента времени t к моменту $t+1$ цена на нефть Brent меняется дискретно, как показано на рис. 1.

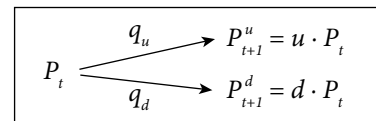


Рис. 1. Дискретное изменение цены на нефть

Figure 1. Discrete change in the oil price

Другими словами, значение цены на нефть может либо с некоторой вероятностью q_u увеличиться в $u > 1$ раз до P^u , либо с вероятностью $q_d = 1 - q_u$ уменьшиться (увеличиться в $d < 1$ раз) до P^d . Чтобы статистические характеристики биномиальной модели совпадали с характеристиками модели ГБД, которые приближает биномиальная модель, между параметрами биномиальной модели u, d, q_u и ГБД — средним логарифмическим приращением ρ и волатильностью σ — должны быть установлены следующие соотношения [28]:

$$u = e^\sigma, \quad (13)$$

$$d = e^{-\sigma}, \quad (14)$$

$$q_u = \frac{e^\rho - d}{u - d}. \quad (15)$$

Зная цены на нефть Brent для каждой ячейки биномиальной диаграммы, можно перейти к расчету

ожидаемого ЧДД фазы 2 проекта в каждом варианте $NPV_1(P, t, r)$ и $NPV_2(P, t, r)$. При этом используется следующая схема вычислений:

– для обоих вариантов i (с резервированием/без резервирования) оценивается ожидаемый ЧДД фазы 2 проекта. Расчет производится рекуррентно в обратном по времени порядке: от года T_K к году T_0 . При этом на момент T_K ЧДД фазы 2 проекта вычисляется по формуле (6);

– расчет величин $C_1(P, t)$ и $C_2(P, t)$ производится по следующему алгоритму:

1) Вычисляется ожидаемый ЧДД фазы 2 проекта в случае переноса момента принятия ОИР на момент $t + 1$ по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \bar{C}_1(P, t + 1) &= \\ &= q_u \cdot C_1(u \cdot P, t + 1) + q_d \cdot C_1(d \cdot P, t + 1), \end{aligned} \quad (16)$$

$$\begin{aligned} \bar{C}_2(P, t + 1) &= \\ &= q_u \cdot C_2(u \cdot P, t + 1) + q_d \cdot C_2(d \cdot P, t + 1). \end{aligned} \quad (17)$$

2) В случае когда ожидаемая ВНД фазы 2 проекта оказывается не меньше нормативного значения IRR_{min} , то принимается ОИР по фазе 2 проекта в году t , в противном случае ОИР по фазе 2 в году t не принимается (решение о принятии/непринятии ОИР переносится на годы $t + 1, \dots, T_K$).

3) После вычисления значений на момент T_0 ожидаемое значение ЧДД по фазе 2 проекта рассчитывается по формуле:

$$C_i = \sum_{P_{T_0}} C_i(P_{T_0}, T_0) \cdot q(P_{T_0}), \quad (18)$$

где $q(P_{T_0})$ — полная вероятность того, что цена на нефть в момент T_0 принимает значение P_{T_0} .

Как и при использовании метода численного интегрирования, величина NPV_{res} вычислялась по формуле (2).

2.3. Методологические аспекты применения метода имитационного моделирования

Влияние первой фазы проекта на вторую проявляется в снижении капитальных затрат и сроков проекта в варианте резервирования части производственного оборудования и объектов инфраструктуры. Моделирование денежных потоков проекта по фазе 2 в отрыве от фазы 1 (как это

реализовано ранее рассмотренными методами) может привести к некоторому искажению результирующего денежного потока ввиду особенностей вычисления некоторых налогов, например налога с прибыли. Используя метод имитационного моделирования, удастся оценить стоимость реального опциона путем построения денежных потоков двухфазного проекта (без искусственного выделения фаз) и избежать вышеупомянутого искажения.

В отличие от ранее рассмотренных методов величина NPV_{res} при использовании метода имитационного моделирования вычисляется по следующей формуле:

$$NPV_{res} = M(NPV_2) - M(NPV_1), \quad (19)$$

где $M(NPV_i)$ — ожидаемый ЧДД двухфазного проекта, оцененный в варианте, который предполагает ($i = 2$) (не предполагает ($i = 1$)) резервирование части производственного оборудования и объектов инфраструктуры с целью увеличения мощности проекта. Отметим, что в случае применения имитационного моделирования в формуле (19) затраты на резервирование K_{res} уже включены в денежные потоки фазы 1 проекта.

Для моделирования денежных потоков двухфазного проекта использован метод Монте-Карло [36]. На рис. 2 представлена укрупненная схема алгоритма расчета параметров проекта в рамках одного испытания.

Основной фактор неопределенности (цена на нефть сорта Brent) моделируется случайным процессом ГБД. Случайная величина стоимости нефти в году t рассчитывается по формулам:

$$P_t = P_0 e^{(W_t - t \frac{\sigma^2}{2})}, \quad (20)$$

$$W_t = W_{t-1} + \sigma N_t, \quad (21)$$

$$W_0 = \sigma N_t, \quad (22)$$

где N_t — нормированная нормально распределенная случайная величина, для получения которой используется встроенная функция MS EXCEL NormSInv().

С учетом текущей стоимости нефти и валютного курса рассчитываются выручка от продажи СПГ, налоговые платежи, отдельные статьи эксплуатационных расходов и капитальных затрат.

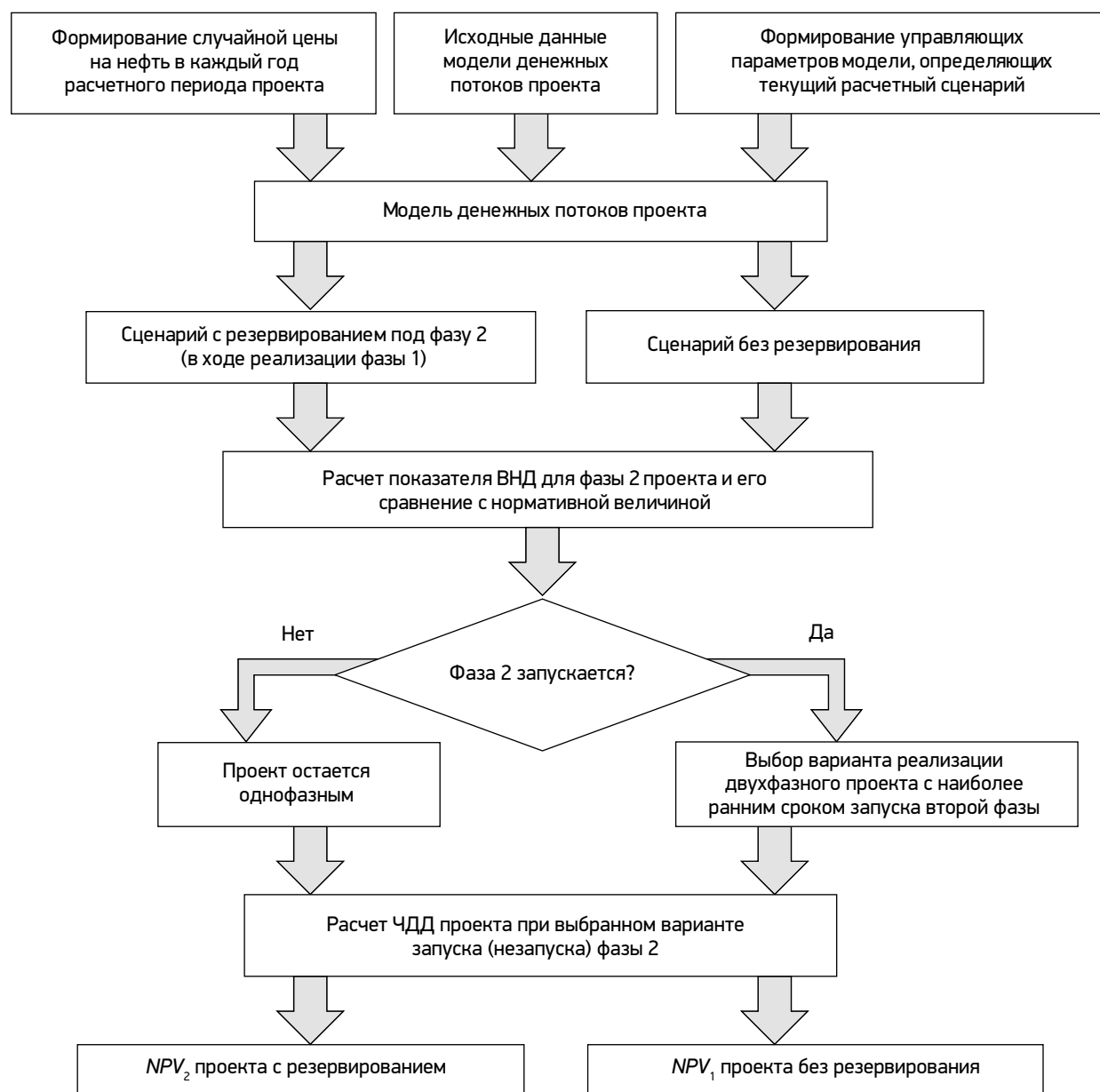


Рис. 2. Укрупненная схема алгоритма расчета параметров эффективности проекта с реальным опционом в рамках одного статистического испытания методом имитационного моделирования

Figure 2. An enlarged scheme of the algorithm for calculating performance efficiency parameters of the project with a real option within a single statistical simulation

Как и ранее, цена реализации СПГ (в долларах США) моделируется линейной функцией от цены нефти Brent, а валютный курс рассчитывается с использованием регрессионной модели [27].

В ходе имитационного моделирования производится расчет ЧДД проекта для двух независимых сценариев: сценария с резервированием части производственного оборудования и объектов

инфраструктуры под расширение мощности проекта и сценария без резервирования. Для каждого сценария независимо принимается решение о запуске фазы 2 на основе критерия достижения приемлемого уровня доходности. Согласно данному критерию решение о запуске фазы 2 проекта принимается в первый же год, когда ожидаемое значение ВНД (IRR) фазы 2 проекта оказывается не ниже порогового значения. В противном случае решение о запуске фазы 2 проекта переносится на следующий год либо, если достигнута граница периода существования опциона (в примере год 7 с момента запуска фазы 1), происходит отказ от реализации фазы 2.

Оценки математического ожидания величин NPV_2 и NPV_1 рассчитываются по результатам проведения достаточного числа испытаний по формуле:

$$\overline{NPV}_i = \frac{\sum_{j=1}^n NPV_{ij}}{n}, \quad (23)$$

где n — количество проведенных испытаний;

$\overline{NPV}_i$ — оценки математического ожидания величин NPV_i .

Необходимое число имитационных экспериментов n было определено исходя из надежности оценок $M(NPV_2)$ и $M(NPV_1)$ $\gamma = 0,99$ и длины доверительного интервала Δ , заданной условием:

$$\Delta \leq 0,2NPV_0. \quad (24)$$

Условие (24) задает максимальную погрешность оценки, не превышающую 10% от величины NPV_0 . В качестве NPV_0 были использованы оценки $\overline{NPV}_1$ и $\overline{NPV}_2$, полученные в результате проведения 500 000 экспериментов.

Для этого было проведено 500 000 имитационных экспериментов при начальной цене нефти 70 долл./барр., и по формулам (25), (26) для различных значений $n \leq 500\,000$ определены длины доверительных интервалов, обеспечиваемых данным количеством экспериментов n .

$$\Delta = \frac{2t_{\gamma}(n)}{\sqrt{n}}, \quad (25)$$

$$s(n) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(NPV_i - \overline{NPV})^2}{n-1}}. \quad (26)$$

Далее было выбрано минимальное значение n , при котором выполняется условие (24).

Формула (25) является общераспространенной формулой для определения доверительного интервала нормальной случайной величины при неизвестной дисперсии [37, 38]. При достаточно большом числе испытаний данная формула является справедливой и в более общем случае (например, ее можно применять для вычисления доверительного интервала случайной величины, распределенной по закону, отличному от нормального закона распределения).

График зависимости длины доверительного интервала от количества имитационных экспериментов представлен на рис. 3.

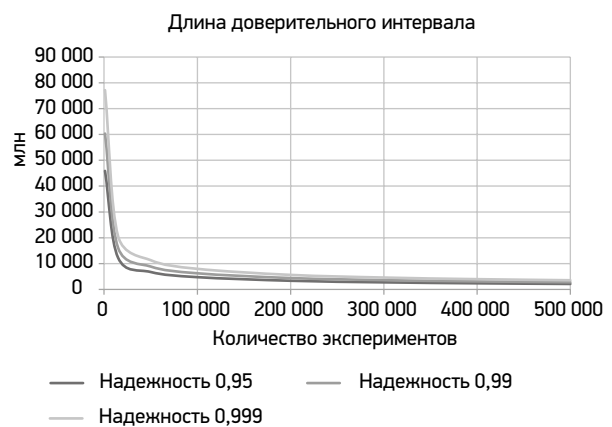


Рис. 3. Зависимость длины доверительного интервала NPV_2 (млн ед. ст.) от количества проведенных экспериментов при различных значениях надежности

Figure 3. Dependence of the length of the confidence interval on the number of experiments

Опорное значение NPV_0 для величины NPV_2 составило 86 267 млн условных единиц стоимости (далее — млн ед. ст.). Максимальная допустимая длина доверительного интервала $0,2 \cdot NPV_0 = 17\,253,4$ млн ед. ст. Опорное значение NPV_0 для величины NPV_1 составило 80 295 млн ед. ст. Максимальная допустимая длина доверительного интервала в этом случае $0,2 \cdot NPV_0 = 16\,059$ млн ед. ст. Достаточным для обеспечения заданной длины доверительного интервала как NPV_1 , так и NPV_2 является проведение 15 000 имитационных экспериментов. Выбранное количество экспериментов (15 000) в дальнейшем использовалось при расчетах с различными значениями начальной цены на нефть.

3. Основные исходные данные и проектные допущения, принятые в ходе исследования

К основным связанным с выбранным проектом производства СПГ и его окружением исходным данным относятся:

- продолжительность расчетного периода проекта составляет 32 года. Предполагается, что окончательное инвестиционное решение по фазе 1 проекта уже принято. Продолжительность инвестиционной стадии проекта принимается равной семи годам. Год запуска фазы 2 проекта возможен не ранее третьего года от начала первой его фазы и не позднее продолжительности инвестиционной стадии;

- запуск фазы 1 проекта предполагает выход на мощность производства СПГ 10 млн т/год, а реализация фазы 2 позволяет расширить мощности производства до 15 млн т/год;

- капитальные вложения в фазу 1 составляют 355 млрд ед. ст. В случае резервирования части оборудования и объектов инфраструктуры под возможное увеличение мощности проекта с целью экономии капитальных затрат и снижения его сроков необходимы совокупные дополнительные инвестиционные затраты в размере 5,3 млрд ед. ст.;

- капитальные вложения в фазу 2 без предварительного резервирования составляют 149 млрд ед. ст. В случае принятия решений о резервировании и запуске второй фазы проекта капитальные вложения в фазу 2 снижаются до 116 млрд ед. ст. Таким образом, совокупное снижение размера инвестиций в возможное расширение производственной мощности проекта до 15 млн т/год (фазу 2) за счет резервирования части оборудования и объектов инфраструктуры составляет 33 млрд ед. ст., или 22% от размера инвестиций в фазу 2 проекта без резервирования;

- кроме экономии капитальных затрат резервирование части оборудования и объектов инфраструктуры под увеличение мощности проекта (в случае запуска второй фазы) обеспечивает сокращение сроков строительства фазы 2 проекта на один год (с четырех до трех лет) за счет отсутствия необходимости разработки проектной документации по фазе 2 проекта;

- величина минимального значения внутренней нормы доходности второй фазы проекта, при достижении которого принимается решение о ее запуске, составляет 12%;

- ставка налога на прибыль в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации устанавливается 20%;

- налог на имущество учитывается в модели денежных потоков в виде фиксированных ежегодных отчислений, начиная с восьмого после начала проекта года. Величина суммарных отчислений налога на имущество за весь прогнозируемый период составляет 64 млрд ед. ст.;

- ставка дисконтирования принимается 10%;

- начальное значение цены на нефть принимается 70 долл./барр.;

- среднегодовая волатильность цены нефти сорта Brent, оцененная по статистическим данным за период с 1987 по 2017 г., принимается 20%.

4. Основные результаты оценки, полученные с использованием метода построения биномиальной модели

Расчеты стоимости опциона на увеличение мощности проекта для биномиальной модели при цене на нефть 70 долл./барр. дали следующие результаты: ЧДД второй фазы в варианте без резервирования составил $C_1 = 74\,684$ млн ед. ст., ЧДД второй фазы в варианте с резервированием составил $C_2 = 93\,522$ млн ед. ст., ЧДД от резервирования (эффект от резервирования мощностей) составил $NPV_{res} = 13\,495$ млн ед. ст. При этом вероятность запуска второй фазы в варианте без резервирования составила 65%, а в варианте с резервированием — 67% соответственно.

На рис. 4 приведено распределение цен на нефть (долл./барр.), полученное с использованием метода биномиального моделирования.

Зависимость ЧДД второй фазы проекта для каждого из вариантов, вероятности запуска второй фазы и эффекта от резервирования мощностей приведена соответственно на рис. 5—7. Эффект от резервирования становится положительным при цене на нефть 39 долл./барр.

Поскольку затраты на резервирование части производственного оборудования и объектов инфраструктуры фактически не зависят от валютного

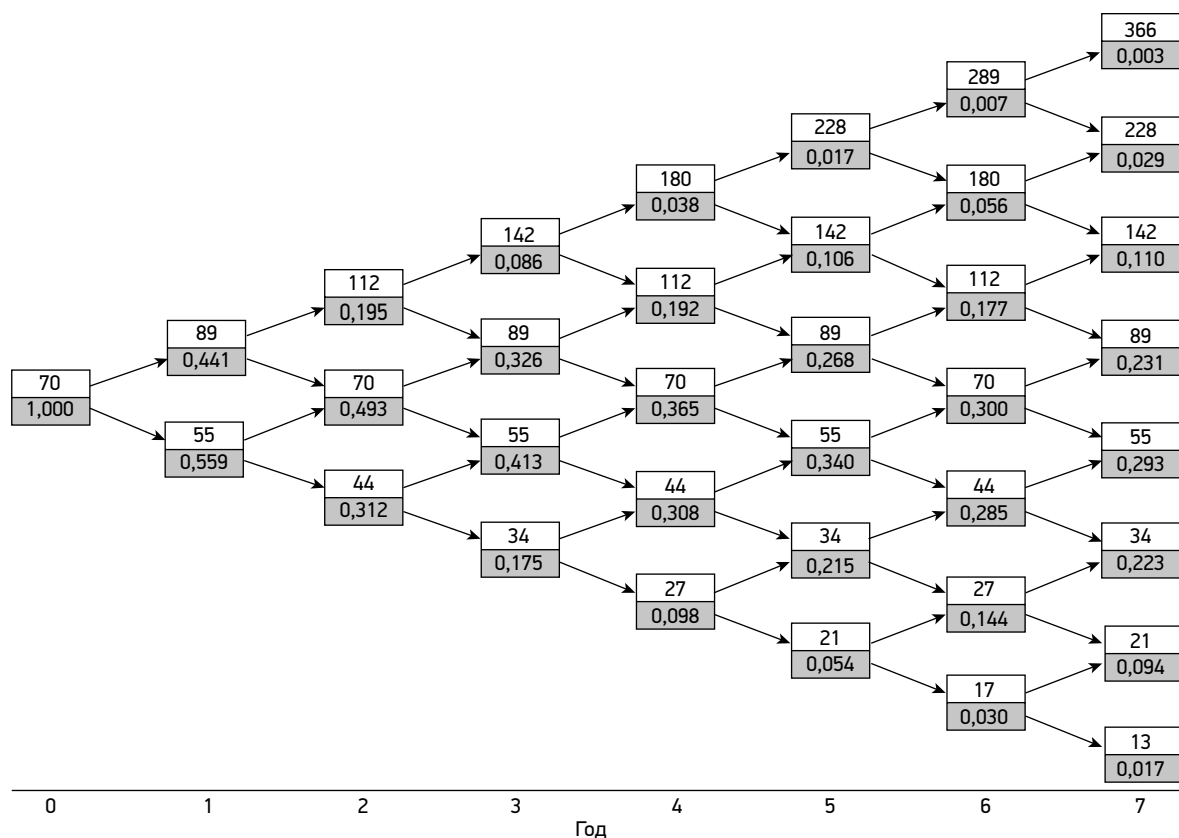


Рис. 4. Распределение цен на нефть (долл./барр.) в биномиальной модели. Верхнее число равно цене на нефть (долл./барр.), нижнее число равно вероятности данного ценового сценария.

Figure 4. Distribution of oil prices (USD/brl) in the binomial model. The upper number is equal to the price of oil (USD/brl), the lower number is equal to the probability of this price scenario

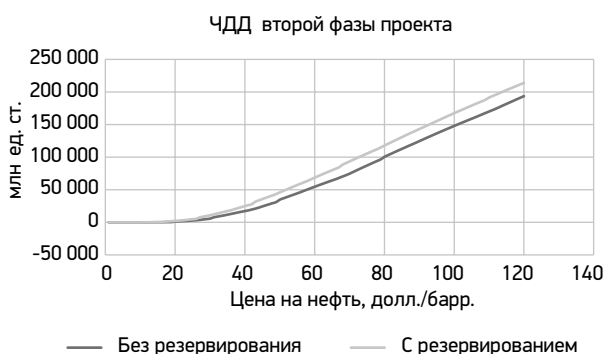


Рис. 5. Зависимость чистого дисконтированного дохода второй фазы проекта от цены на нефть (с использованием метода построения биномиальной модели)

Figure 5. The dependence of the net discounted revenue of the second phase of the project on the oil price (for the binomial model)

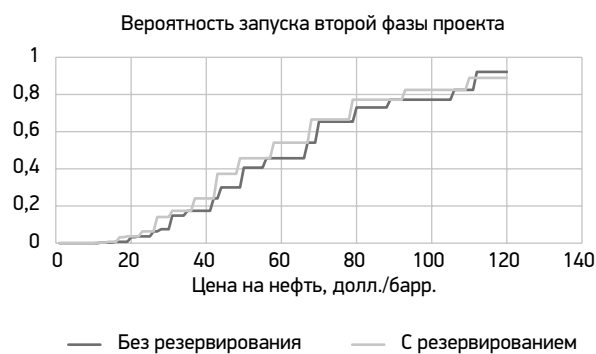


Рис. 6. Зависимость вероятности запуска второй фазы проекта от цены на нефть (с использованием метода построения биномиальной модели)

Figure 6. Dependence of the launch probability for the second phase of the project on the oil price (for the binomial model)



Рис. 7. Зависимость эффекта от резервирования мощностей от цены на нефть (с использованием метода построения биномиальной модели)

Figure 7. Dependence of the capacity reservation effect on the price of oil (for the binomial model)

курса, то нижняя граница эффекта от резервирования не может быть меньше произведенных затрат на резервирование (ед. ст.). Немонотонность представленной на рис. 7 функции объясняется особенностями биномиального моделирования (дискретное изменение цены на нефть (рис. 4) приводит к немонотонной функции вероятности запуска 2-й фазы проекта, что, в свою очередь, отражается на немонотонности функции эффекта от резервирования).

5. Основные результаты оценки, полученные с использованием метода численного интегрирования

Расчеты стоимости опциона на увеличение мощности проекта, полученные по модели численного интегрирования, при цене на нефть 70 долл./барр. дали следующие результаты: ЧДД второй фазы в варианте без резервирования составил $C_1 = 76\,280$ млн ед. ст., ЧДД второй фазы в варианте с резервированием составил $C_2 = 94\,074$ млн ед. ст., ЧДД от резервирования составил $NPV_{res} = 12\,451$ млн ед. ст. При этом вероятность запуска второй фазы в варианте без резервирования равна 58%, а в варианте с резервированием — 66%.

Зависимость ЧДД второй фазы проекта для каждого из вариантов, вероятности запуска второй фазы и стоимости опциона на резервирование мощностей приведена на рис. 8—10. Эффект от резервирования мощностей становится положительным при цене на нефть 38 долл./барр.

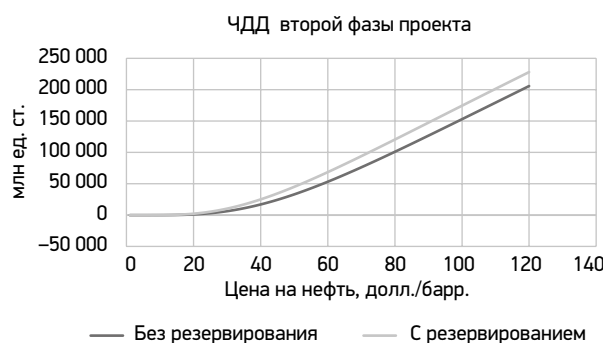


Рис. 8. Зависимость чистого дисконтированного дохода второй фазы проекта от цены на нефть (с использованием метода интегрирования)

Figure 8. The dependence of the net discounted revenue of the second phase of the project on the oil price (for the integration model)

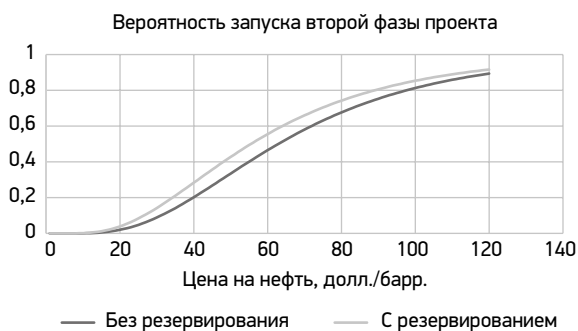


Рис. 9. Зависимость вероятности запуска второй фазы проекта от цены на нефть (с использованием метода интегрирования)

Figure 9. Dependence of the launch probability for the second phase of the project on the oil price (for the integral model)

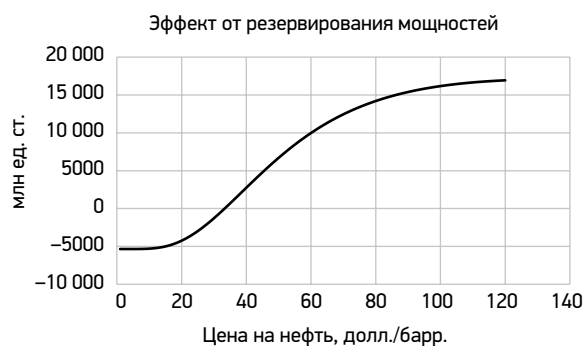


Рис. 10. Зависимость эффекта от резервирования мощностей от цены на нефть (с использованием метода интегрирования)

Figure 10. Dependence of the capacity reservation effect on the price of oil (for the integral model)

Как и ранее, нижняя граница эффекта от резервирования не может быть меньше произведенных затрат на резервирование (5343 млн ед. ст.). Отличие от результатов, полученных методом построения биномиальной модели, заключается в монотонном характере всех функций, что объясняется непрерывностью и монотонностью функций логнормальных вероятностных распределений, лежащих в основе процессов ГБД.

6. Основные результаты оценки, полученные с использованием метода имитационного моделирования

Расчеты стоимости опциона на увеличение мощности проекта, полученные с использованием имитационного моделирования (расчеты выполнены с использованием 15 000 имитационных экспериментов), при цене на нефть 70 долл./барр. дали следующие результаты: ЧДД второй фазы в варианте без резервирования составил $C_1 = 76\,146$ млн ед. ст., ЧДД второй фазы в варианте с резервированием составил $C_2 = 87\,295$ млн ед. ст., ЧДД от резервирования составил $NPV_{res} = 5966$ млн ед. ст. При этом вероятность запуска второй фазы в варианте без резервирования равна 57%, а в варианте с резервированием — 66%.

Зависимость ЧДД второй фазы проекта для каждого из вариантов, вероятности запуска второй фазы и стоимости опциона на резервирование

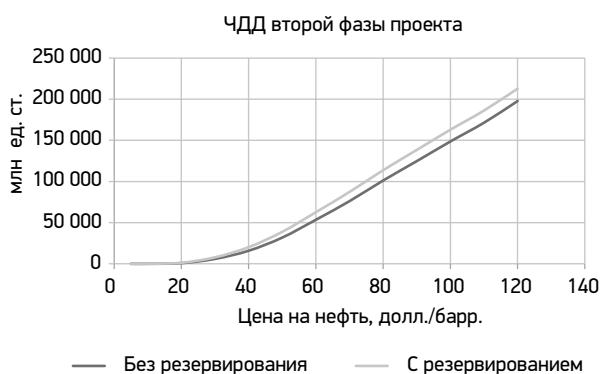


Рис. 11. Зависимость чистого дисконтированного дохода второй фазы проекта от цены на нефть (с использованием метода имитационного моделирования)

Figure 11. The dependence of the net discounted revenue of the second phase of the project on the oil price (for the simulation model)

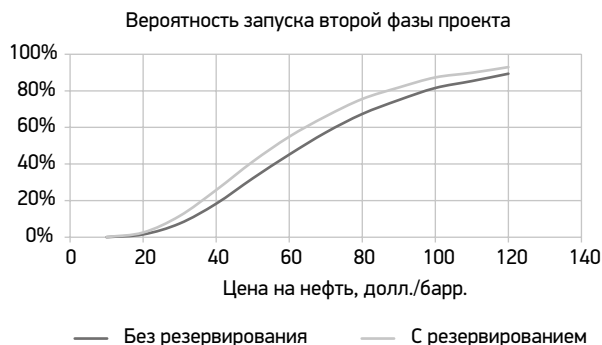


Рис. 12. Зависимость вероятности запуска второй фазы проекта от цены на нефть (с использованием метода имитационного моделирования)

Figure 12. Dependence of the launch probability for the second phase of the project on the oil price (for the simulation model)

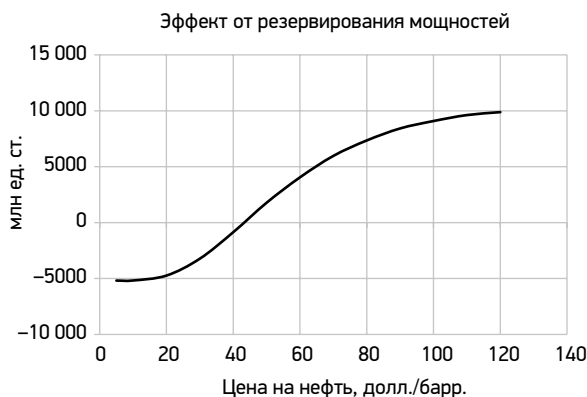


Рис. 13. Зависимость эффекта от резервирования мощностей от цены на нефть (с использованием метода имитационного моделирования)

Figure 13. Dependence of the capacity reservation effect on the price of oil (for the simulation model)

мощностей приведена на рис. 11—13. Эффект от резервирования становится положительным при цене на нефть 43 долл./барр.

Как и ранее, нижняя граница эффекта от резервирования не может быть меньше произведенных затрат на резервирование (5343 млн ед. ст.). Отличия от результатов, полученных рассмотренными выше методами, заключаются в существенно меньшей величине ожидаемого эффекта от резервирования

части производственного оборудования и объектов инфраструктуры (5966 млн ед. ст. против 12 451 млн ед. ст. (методом численного интегрирования) и 13 495 млн ед. ст. (методом построения биномиальной модели), что можно объяснить ограничениями используемых моделей, рассмотренных в табл. 1.

Заключение

Сравнительный анализ полученных результатов моделирования показал:

- применение метода имитационного моделирования для оценки стоимости опциона на увеличение мощности, а также величины эффекта от резервирования части производственного оборудования и объектов инфраструктуры при проведении достаточно большого числа имитационных экспериментов дает наиболее обоснованные результаты в сравнении с аналогичными результатами, полученными иными рассмотренными методами оценки;

- ввиду отмеченных авторами сложностей построения имитационных моделей оценки стоимости реальных опционов целесообразно проведение проверочных расчетов с использованием иных математических методов;

- оценки, полученные методами численного интегрирования и при использовании биномиальной модели, получились завышенными. Так, ЧДД второй фазы проекта в варианте с резервированием составил соответственно $C_2 = 94\,074$ млн ед. ст. (при использовании численного интегрирования), 93 522 млн ед. ст. (при использовании биномиального моделирования). Однако при использовании имитационного моделирования аналогичная оценка равна 87 295 млн ед. ст. Расхождения в вышеприведенных оценках составили не более 7,8%;

- наибольшие расхождения наблюдаются в оценках величины эффекта от резервирования части производственного оборудования и объектов инфраструктуры. Так, эффект от резервирования мощностей составил $NPV_{res} = 13\,495$ млн ед. ст. (при использовании биномиального моделирования), $NPV_{res} = 12\,451$ млн ед. ст. (при использовании численного интегрирования). Однако при использовании имитационного моделирования аналогич-

ная оценка эффекта равна $NPV_{res} = 5966$ млн ед. ст. Расхождения в оценках эффекта от резервирования мощностей составили соответственно 108,7% (при использовании численного интегрирования) и 126,2% (при использовании биномиального моделирования);

- расхождения в полученных оценках можно объяснить ограничениями используемых методов оценивания (см. табл. 1). Высокие расхождения в оценках экономического эффекта от резервирования мощностей дополнительно объясняются относительно незначительной абсолютной величиной такого эффекта (в сравнении с оценками ЧДД второй фазы проекта);

- анализ чувствительности результатов моделирования к ценам на нефть позволил определить критическую цену нефти, при которой вариант с резервированием мощностей оказывается одинаково эффективным в сравнении с вариантом без резервирования мощностей. При этом критическая цена нефти приблизительно равна 45 долл./барр. (при использовании имитационного моделирования);

- оценены вероятности запуска второй фазы проекта за период с третьего по седьмой год с момента запуска первой фазы. При начальной цене нефти 70 долл./барр. в варианте без резервирования мощностей данная вероятность находится в диапазоне 57—67% (при использовании любого метода оценки).

Проведенное исследование позволило рекомендовать использование метода имитационного моделирования для вычисления стоимости реальных опционов на увеличение мощности нефтегазовых проектов и соответствующей оценки их экономической эффективности с учетом опционов как на предынвестиционной, так и на инвестиционной стадиях проектного цикла. При использовании данного метода должно быть обосновано минимально необходимое число имитационных экспериментов.

Основной задачей, решаемой на начальной предынвестиционной стадии проектного цикла, является технико-экономическое обоснование и выбор вариантов проектных решений (варианты пространственного размещения производственных и инфраструктурных объектов, объемов и номенклатуры выпускаемой продукции и др.).

Завышенные⁴ и примерно сопоставимые результаты оценивания экономической эффективности проекта с применением альтернативных методов численного интегрирования и построения биномиальной модели не окажут сильного влияния на решение задачи выбора вариантов проектных решений⁵. В связи с этим на предынвестиционной стадии проектного цикла можно рекомендовать их использование в качестве как основного, так и дополнительного (проверочного) метода оценивания.

Дальнейшие исследования применения реальных опционов в управлении нефтегазовыми проектами, на наш взгляд, могут быть связаны с разработкой методики оценки параметров и стоимости реального опциона на увеличение мощности многофазных проектов разработки нефтегазовых месторождений в сложных природно-климатических условиях, экономического эффекта от резервирования мощностей в таких проектах. Дополнительными факторами неопределенности в оценке таких опционов могут являться природно-климатические, геологические и технико-технологические факторы.

Литература [References]

1. Block S. Are "real options" actually used in the real world? // *The Engineering Economist*. 2007. № 52. Pp. 255—267.
2. Baker H.K., Dutta S. Management views on real options in capital budgeting // *Journal of Applied Finance*. 2011. № 21 (1). Pp. 18—29.
3. Borison A., Triantis A. Real options: the state of art // *Journal of Applied Corporate Finance*. 2001. V. 14. № 2. Pp. 8—24.
4. Horn A., Kjaerland F. The use of real option theory in Scandinavia's largest companies // *International Review of Financial Analysis*. 2015. Pp. 74—81.
5. Fernandes B., Cunha J., Ferreira P. The use of real options approach in energy sector investments // *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 4491—4497.
6. Andalib M.S., Tavakolan M., Gatmiri B. Modeling managerial behavior in real options valuation for project-based environments // *International Journal of Project Management* 36 (2018). 600—611.
7. Favato G., Vecchiato R. Embedding real options in scenario planning: A new methodological approach // *Technological Forecasting & Social Change*, 124 (2017). 135—149.
8. Pendharkar P.C. A decision-making framework for justifying a portfolio of IT projects // *International Journal of Project Management* 32 (2014). 625—639.
9. Yeo K. T., Qiu F. The value of management flexibility — a real option approach to investment evaluation // *International Journal of Project Management* 21 (2003). 243—250.
10. Abadie L. M., Chamorro J. M. Monte Carlo valuation of natural gas investments // *Review of Financial Economics*, 18 (2009). 10—22.
11. Chen S., Zhang Q., Wang G., Zhu L., Li Y. Investment strategy for underground gas storage facilities based on real option model considering gas market reform in China // *Energy Economics* 70 (2018). 132—142.
12. Compennolle T., Welkenhuysen K., Huisman K., Piessens K., Kort P. Off-shore enhanced oil recovery in the North Sea: The impact of price uncertainty on the investment decisions // *Energy Policy* 101 (2017). 123—137.
13. Hernandez-Perdomo E. A., Mun J., Rocco C. M. Active management in state-owned energy companies: Integrating a real options approach into multicriteria analysis to make companies sustainable // *Applied Energy*, 195 (2017). 487—502.
14. J. E. Smith, K. F. McCardle. Options in the real world: lessons learned in evaluating oil and gas investments.
15. Lin Z., Ji J. The Portfolio Selection Model of Oil/Gas Projects Based on Real Option Theory ICCS 2007. Part III. LNCS 4489. Pp. 945—952, 2007.
16. Chorn L. G., Shokhor S. Real options for risk management in petroleum development investments // *Energy Economics* 28 (2006). 489—505.
17. Enders P., Scheller-Wolf A., Secomandi N. Interaction between technology and extraction scaling real options in natural gas production // *IIE Transactions*, (2010) 42. 643—655.
18. Fonseca M. N., de Oliveira Pamplona E., de Mello Valerio V. E., Aquila G., Rocha, Rotela Jr. P. Oil price volatility: A real option valuation approach in an African oil field // *Journal of Petroleum Science and Engineering* 150 (2017). 297—304.
19. Guedes J., Santos P. Valuing an offshore oil exploration and production project through real options analysis // *Energy Economics* 60 (2016). 377—386.

⁴ В сравнении с оценками, полученными методом имитационного моделирования.

⁵ Т.к. добавление константы в функцию цели не меняет оптимальное решение задачи.

20. Hahn W.J., Dyer J.S. Discrete time modeling of mean-reverting stochastic processes for real option valuation // *European Journal of Operational Research*, 184 (2008). 534—548.
21. Jiehui Y., Dongkun L., Lianying F. A review of the technical and economic evaluation techniques for shale gas development // *Applied Energy*, 148 (2015). 49—65.
22. Qiu X.H., Wang Z., Xue Q. Investment in deepwater oil and gas exploration projects: a multi-factor analysis with a real options model // *Pet. Sci.* (2015) 12: 525—533.
23. Jafarizadeh B., Bratvold R.B. Oil and Gas Exploration Valuation and the Value of Waiting The Engineering // *Economist*, 60: 2015. 245—262.
24. Зубарев Г.В., Демкин И.В., Никонов И.М., Сафонов В.С., Габриелов А.О. Обоснование экономически эффективных вариантов поставок сжиженного природного газа в условиях неопределенности // *Экономическая наука современной России*. 2011, № 3(54). С. 135—153. [Zubarev G.V., Demkin I.V., Nikonov I.M., Safonov V.C., Gabriylov A.O. On justification of the cost effective options for the supply of liquefied natural gas under uncertainty // *Economics of contemporary Russia*. 2011. No. 3 (54). Pp. 135—153. (Russia).]
25. Richard de Neufville, L.M. ASCE, Stefan Scholtes, and Tao Wang. Real Options by Spreadsheet: Parking Garage Case Example // *Journal of Infrastructure Systems*. Vol. 12. No. 3. Pp. 107—111, 2006.
26. Tong Zhao, Satheesh K. Sundararajan and Chung-Li Tseng. Highway Development Decision-Making under Uncertainty: A Real Options Approach // *Journal of Infrastructure Systems*, March, 2004.
27. Хатьков В.Ю., Зубарев Г.В., Демкин И.В., Ковалев С.А., Габриелов А.О., Никонов И.М. Оценка методом реальных опционов экономической эффективности двухфазных проектов производства сжиженного природного газа // *Вестник газовой науки*. № 2 (34). 2018. С. 200—212. [Hat'kov V.Yu., Zubarev G.V., Demkin I.V., Kovalev S.A., Gabriylov A.O., Nikonov I.M. Assessment of economic efficiency by Real Options for two-phase projects of liquefies natural gas production. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC. 2018. No. 2 (34): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities. Pp. 200—212. ISSN 2306-8949. (Russia).]
28. Copelend T., Antikarov V. Real Options. A Practioner's Juide. N. Y.: Thompson Texere, 2001. 645 p.
29. Trigeorgis L., Tsekrekos A.E. Real Options in Operations Research: A Review *European Journal of Operational Research* 270 (2018). 1—24.
30. Rodríguez R. Y. Real option valuation of free destination in long-term liquefied natural gas supplies // *Energy Economics* 30 (2008). 1909—1932.
31. Система классификации стоимостных оценок в целях подготовки проектов, организации контрактной стратегии и строительства в обрабатывающих отраслях промышленности. Методика, рекомендуемая для международного применения, № 18R-97, Международная ассоциация развития стоимостного инжиниринга (AACE International), 2005. [AACE International Recommended Practice No. 18R-97 Cost estimate classification system — as applied in engineering, procurement, and construction for the process industries, 2005].
32. Blanco C., Choi S., Soronow D. Energy price processes used for derivatives pricing and risk management. *Commodities now March 2001*; 1: 74—80.
33. Malkiel, Burton Gordon (1973). *A Random Walk Down Wall Street: The Time-tested Strategy for Successful Investing*. New York: W. W. Norton.
34. Rendleman R. and Bartter B. (1980). The Pricing of Options on Debt Securities // *Journal of Financial and Quantitative Analysis* 15: 11—24.
35. Ross MS. *An elementary introduction to mathematical finance: options and other topics*. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2003.
36. Metropolis N., Ulam S. The Monte Carlo Method. *Journal of the American Statistical Association* 1949 44 No. 247. 335—341.
37. Риск-менеджмент инвестиционного проекта: учебник для студентов вузов, обучающихся по экономическим специальностям / Под ред. М.В. Грачевой, А.Б. Секерина. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2009. 544 с. [Risk management of an investment project: a textbook for university students studying in economic specialties / Ed. by M. V. Gracheva, A. B. Sekerin. Moscow: UNITY-DANA, 2009. 544 p. (Russia).]
38. Теория вероятностей и математическая статистика: Учеб. пособие для вузов / В.Е. Гмурман. 10-е изд., стер. М.: Высшая школа, 2004. 479 с. ил. [Probability theory and mathematical statistics: a textbook for universities / V.E. Gmurman. 10th ed. M.: Higher school, 2004. 479 p. (Russia).]

Сведения об авторах

Хатьков Виталий Юрьевич: начальник Департамента, ПАО «Газпром»

Количество публикаций: 22

Область научных интересов: экономика и управление промышленными предприятиями

Контактная информация:

Адрес: 117997, г. Москва, ул. Наметкина, д. 16

Зубарев Геннадий Владимирович: кандидат экономических наук, начальник центра, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Количество публикаций: 14

Область научных интересов: экономика и управление промышленными предприятиями

Контактная информация:

Адрес: 142117, Московская обл., Ленинский район, сельское поселение Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, Вл. 15, стр. 1.

Тел.: +7 (498) 657-96-71

E-mail: g_zubarev@vniigaz.gazprom.ru

Демкин Игорь Вячеславович: доктор экономических наук, начальник лаборатории, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Количество публикаций: 70

Область научных интересов: управление проектами, портфелями проектов, рисками

Контактная информация:

Адрес: 142117, Московская обл., Ленинский район, сельское поселение Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

Тел.: +7 (498) 657-44-47

E-mail: I_demkin@vniigaz.gazprom.ru

Пожидаев Евгений Васильевич: главный специалист, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Количество публикаций: 2

Область научных интересов: имитационное моделирование сложных систем, математическое моделирование проектов и процессов в нефтегазовой отрасли

Контактная информация:

Адрес: 142117, Московская обл., Ленинский район, сельское поселение Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

Тел.: +7 (498) 657-40-86

E-mail: E_pozhidaev@vniigaz.gazprom.ru

Никонов Игорь Михайлович: кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник ООО «НИИГазэкономика»

Количество публикаций: 60

Область научных интересов: анализ рисков, прогнозирование, маломерная топология

Контактная информация:

Адрес: 105066, г. Москва, ул. Старая Басманная, д. 20, стр. 8

Тел.: +7 (495) 631-52-65

E-mail: I.Nikonov@econom.gazprom.ru

Дата поступления: 30.10.2019

Дата принятия к публикации: 06.12.2019

Дата публикации: 28.02.2020

Came to edition: 30.10.2019

Date of acceptance to the publication: 06.12.2019

Date of publication: 28.02.2020