

*На правах рукописи*

**Марин Евгений Александрович**



**ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ  
ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*Специальность 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика  
(экономика промышленности)*

**Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата экономических наук**

Санкт-Петербург – 2022

Диссертация выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

**Научный руководитель:**

доктор экономических наук, профессор

*Пономаренко Татьяна Владимировна*

**Официальные оппоненты:**

*Котов Дмитрий Валерьевич*

доктор экономических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфимская высшая школа экономики и управления, профессор;

*Евсеева Ольга Олеговна*

кандидат экономических наук, общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-Технический Центр», руководитель направления по развитию компетенций.

**Ведущая организация** – федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», г. Санкт-Петербург.

Защита диссертации состоится **28 февраля 2023 г. в 13:00** на заседании диссертационного совета ГУ.1 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д.2, **аудитория № 1171а.**

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Горного университета и на сайте [www.spmi.ru](http://www.spmi.ru).

Автореферат разослан 28 декабря 2022 г.

УЧЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ  
диссертационного совета



ВАСИЛЬЕВ  
Юрий Николаевич

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования.**

Усложнение условий добычи и сокращение запасов традиционной нефти стимулирует нефтегазовые компании к повышению качества технологических производственных процессов при добыче углеводородов и совершенствованию технологических решений. Для российского нефтегазового сектора данная проблематика приобретает особую актуальность в связи с высоким уровнем выработанности разрабатываемых месторождений, определяющим снижение производительности добычи и показателей эффективности нефтегазовых проектов. При этом сырьевой фокус российской экономики определяет необходимость обеспечения устойчивых конкурентных позиций нефтедобывающих компаний и их продукции на мировом рынке. Высокая наукоёмкость и капиталоемкость индустрии, волатильность цен на нефть, увеличение доли нетрадиционных месторождений углеводородов, обуславливают необходимость технологических изменений в процессах добычи в целях повышения экономической эффективности проектов разработки нефтегазовых месторождений.

Применение технологических решений в процессе реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений способствует увеличению объемов добычи и доли технологически извлекаемых запасов (ТИЗ). При этом увеличение ТИЗ должно дополняться экономическим обоснованием увеличения рентабельно извлекаемых запасов (РИЗ) при реализации проекта разработки нефтегазового месторождения. В данном контексте актуальность приобретает разработка методического подхода к экономической оценке и обоснованию нефтегазовых проектов с технологическими решениями.

### **Степень разработанности темы исследования.**

Исследованию проблем экономической оценки при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений посвящены труды многих отечественных и зарубежных ученых, в их числе Череповицын А.Е., Герт А.А., Ампилов Ю.П., Котов Д. В., Сергеев И.Б., Крук М.Н., Мазурина Е.В., Салахор Г., Дэвис Г., Самис М., Эспиноза Р., Лоутон Д. и другие.

Однако, несмотря на значительное количество исследований и публикаций, в академической литературе не в полной мере решена проблема корректной оценки влияния технологических решений на определение величин экономического эффекта и рентабельно извлекаемых запасов углеводородного сырья (УВС) при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений, в связи с чем данная проблематика остается актуальной.

**Цель исследования** – разработка методического подхода к экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений с технологическими решениями с определением величины рентабельно извлекаемых запасов месторождения.

**Идея работы** заключается в устранении ограничений и развитии метода дисконтированных денежных потоков для экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений с технологическими решениями вследствие более корректного учета факторов времени и риска.

Поставленная в диссертационной работе цель достигается посредством решения задач:

1. Анализ значимости технологических решений в контексте специфики и современных условий развития нефтегазового сектора РФ в целях рационального извлечения запасов углеводородного сырья и максимизации рентабельно извлекаемых запасов.

2. Выявление ограничений метода дисконтированных денежных потоков на основе анализа методических подходов, применяемых к экономической оценке нефтегазовых проектов.

3. Разработка методического подхода к экономической оценке нефтегазовых проектов на основе принципов бинарного дисконтирования, разделения факторов времени и риска, а также динамики изменения ставок дисконтирования при реализации проекта, дополняющего метод дисконтированных денежных потоков.

4. Разработка методик реверсированного дисконтирования для притоков проекта и дисконтирования по обоснованной ставке для оттоков проекта разработки нефтегазового месторождения в рамках предложенного методического подхода.

5. Апробация методик экономической оценки проектов разработки нефтегазовых месторождений с определением величины рентабельно извлекаемых запасов и добавленной стоимости проекта.

**Объект исследования** – проекты разработки нефтегазовых месторождений.

**Предмет исследования** – экономические отношения в области оценки и обоснования нефтегазовых проектов с технологическими решениями.

**Методология и методы исследования.** Методологической основой исследования послужили работы отечественных и зарубежных ученых в области технико-экономического и проектного анализа, инвестиционной оценки проектов. Методологическим принципом исследования является системный подход к развитию сложных технико-экономических комплексов, к которым относится процесс разработки нефтегазовых месторождений.

**На защиту выносятся следующие положения:**

1. Экономическое обоснование технологических решений при разработке нефтегазовых месторождений должно быть нацелено на увеличение рентабельно извлекаемых запасов и учитывать специфику дисконтирования дополнительных инвестиций, связанную с неординарностью денежных потоков и искажением показателей экономической эффективности проекта.

2. Использование принципов бинарного дисконтирования, отдельного учета факторов времени и риска, изменения нормы дисконта в методическом подходе к экономической оценке технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений создает условия для уточнения методик определения ставок дисконтирования для притоков и оттоков проекта.

3. Методический инструментарий обоснования переменных норм дисконта для положительных денежных потоков проекта по реверсированной модели, основанной на фактической ценовой динамике за долгосрочный период, и для отрицательных денежных потоков с учетом величин резервов, позволяет повысить достоверность экономического обоснования технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений и оценки величины рентабельно извлекаемых запасов.

**Научная новизна работы:**

1. Выявлены тенденции к трансформации модели развития нефтегазового сектора РФ, связанные с увеличением значимости технологических решений для повышения качества процесса разработки нефтегазовых месторождений.

2. Обосновано влияние нормы дисконта на величину рентабельно извлекаемых запасов углеводородов при экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений.

3. Разработан методический подход к экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений, основанный на принципах динамического дисконтирования, разделения факторов риска и времени в концепции дисконтирования, бинарное дисконтирование.

4. Предложены методики обоснования норм дисконта с применением бинарного дисконтирования, включающие переменную норму дисконта для притоков на основе реверсированного дисконтирования, учитывающего ценовые риски, и переменную норму дисконта для оттоков с учетом величины резерва.

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности по п. 2.2. Вопросы оценки и эффективности хозяйственной деятельности на предприятиях и в отраслях промышленности.

**Степень достоверности результатов исследования** обеспечивается применением современной методологии технико-экономического и инвестиционного анализа, корректным использованием применяемых экономико-математических методов, достаточным объемом исходной аналитической и статистической информации по объекту исследования, результатами апробации.

Автором проведены экспериментальные исследования по диссертации, заключающиеся в построении экономических моделей проекта разработки нефтегазовых месторождений с тремя альтернативами по двум технологическим решениям, которые позволяют увеличить величину РИЗ.

Достоверность и качество проведения расчетов автором подтверждается использованием программного продукта EVA (по экономической оценке нефтегазовых месторождений) и MS Excel в процессе моделирования.

**Теоретическая и практическая значимость работы.** Диссертационное исследование направлено на расширение

научного знания в области разработки методических подходов к повышению экономической эффективности нефтегазовых проектов и величины рентабельно извлекаемых запасов за счет совершенствования инструментария оценки дисконтированных денежных потоков.

Практическая значимость исследования заключается в возможном использовании нефтегазовыми компаниями разработанного автором методического подхода к экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений с технологическими решениями.

Результаты диссертации внедрены в 2022 году в проектной деятельности ООО «НАЦ «ВНИГРИ-Нефтегаз», в том числе в рамках выполнения работ по объекту: «Проектные решения и технико-экономическое обоснование обустройства Отраднинского ГКМ и подготовки газа к поставкам в магистральный газопровод в объеме 2 млрд м<sup>3</sup>».

**Личный вклад автора** заключается в постановке и реализации цели и задач диссертационного исследования, выявлении тенденций к трансформации модели развития нефтегазового сектора РФ, основанных на повышении значимости технологических решений, разработке методического подхода к экономической оценке и обоснованию технологических решений при реализации проекта разработки нефтегазового месторождения, разработке методик обоснования норм дисконта при оценке притоков и оттоков в нефтегазовых проектах.

**Апробация результатов.** Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах и конференциях: XVII Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. Симферополь-Гурзуф. «Теория и практика экономики и предпринимательства», 23-25 апреля 2020 года; Национальной (Всероссийской) научно-практической конференции с



зарубежным участием «Цифровая экономика, умные инновации и технологии» (ИНПРОМ-2021), СПб, 18-20 апреля 2021; Вузовской конференции «Полезные ископаемые России и их освоение» в рамках XIX Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования», СПГУ, 26 марта 2021, Санкт-Петербург; VII Международная конференция «Менеджмент, экономика, этика, технология – МЕЕТ-2021, Санкт-Петербургский горный университет, 07-08 октября 2021.

**Публикации.** Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 5 печатных работах, в том числе в 4 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 1 статье – в издании, входящем в международную реферативную базу данных и систему цитирования Scopus.

**Структура работы.** Диссертация состоит из оглавления, введения, трех глав, заключения и библиографического списка. Содержит 159 страниц машинописного текста, 14 рисунков, 19 таблиц, список литературы из 158 наименований, одного приложения на трёх страницах.

**Благодарности.**

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю, профессору Пономаренко Т.В., заведующему кафедрой экономики, организации и управления Горного Университета профессору Череповицыну А.Е., доцентам Галевскому С.Г. и Крук М.Н., а также всему коллективу кафедры экономики, организации и управления Горного университета за помощь в подготовке диссертации.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы работы, сформулированы цель, задачи работы и научная новизна, раскрыты теоретическая и практическая значимости исследования и изложены основные положения, выносимые на защиту.

**В первой главе** проанализированы тенденции к трансформации модели развития нефтегазового сектора РФ, связанные с увеличением значимости технологических решений для повышения качества процесса разработки нефтегазовых месторождений. Обосновано влияние ставки дисконтирования на величину РИЗ углеводородного сырья при экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений. Уточнены характеристики технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений, выявлены их ключевые особенности, определяющие специфику модели экономической оценки и обоснование величины РИЗ.

**Во второй главе** выявлены основные ограничения модели дисконтированных денежных потоков для экономической оценки проектов разработки нефтегазовых месторождений, разработан методический подход, основанный на принципах динамического дисконтирования, разделения факторов времени и риска в ставке дисконтирования и бинарного дисконтирования.

**В третьей главе** в рамках предлагаемого методического подхода разработаны методики обоснования норм дисконта с применением бинарного дисконтирования, включающие переменную норму дисконта для притоков на основе реверсированного дисконтирования, учитывающего ценовые риски, и переменную норму дисконта для оттоков с учетом величины резерва, а также представлена апробация

методического подхода. На рисунке 1 представлена методологическая карта исследования.

Основные результаты отражены в следующих защищаемых положениях.

**1. Экономическое обоснование технологических решений при разработке нефтегазовых месторождений должно быть нацелено на увеличение рентабельно извлекаемых запасов и учитывать специфику дисконтирования дополнительных инвестиций, связанную с неординарностью денежных потоков и искажением показателей экономической эффективности проекта.**

Для развития нефтегазовой отрасли России характерен переход от масштабного освоения крупных традиционных месторождений к разработке нетрадиционных залежей углеводородного сырья, характеризующихся сложными физико-химическими свойствами и горно-геологическими условиями. Такие исходные параметры разработки месторождений определяют необходимость внедрения соответствующих технологических решений (ТР), обоснованный выбор которых обеспечивает максимизацию экономического эффекта и коэффициента извлечения углеводородов.

Под ТР в нефтегазовых проектах понимаются схемы разработки месторождения, технические и технологические мероприятия или их комплекс, которые при реализации проекта направлены на максимизацию экономического эффекта, определяемого в соответствии с действующими институциональными условиями. В настоящее время в российских условиях оптимальным считается такой вариант реализации проекта разработки нефтегазового месторождения, при котором достигается максимум совокупного эффекта для недропользователя и государства.

Анализ показал, что ключевыми особенностями ТР являются:

1. Высокая капиталоемкость ТР, обуславливающая неординарность денежных потоков.

2. Возможность изменения ТР, принятых на стадии проектирования, вследствие накопления информации о горно-геологических, технических и технологических факторах разработки месторождения.

3. Множество возможных в конкретных условиях ТР и необходимость экономического обоснования и выбора из альтернатив.

4. Сложность ТР, определяющая их технологическую и экономическую эффективность.

5. Различия в объектах ТР (флюид, коллектор, эксплуатационный объект), что определяет влияние ТР на характер технических и горно-геологических неопределенностей, которые генерируют эти объекты.

ТР позволяют при реализации нефтегазового проекта снижать влияние неопределенностей, оптимизировать процесс и технико-экономические показатели добычи, получить экономический эффект, увеличить добавленную стоимость проекта. Принятие ТР базируется на технико-экономическом обосновании и экономической оценке.

Для экономической оценки проектов в настоящее время применяется концепция дисконтирования денежных потоков (DCF). При этом, метод DCF не обеспечивает корректности оценки проектов с неординарными денежными потоками. Неординарный денежный поток часто возникает при дополнительном инвестировании в проект, что характерно при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений (рисунок 2). Тогда дисконтирование оттоков по ставке с учетом рисков, превышающей безрисковую ставку, приводит к тому,

что проект с высоким уровнем риска становится более ценным, чем проект с низким уровнем риска.

ТР при реализации нефтегазовых проектов продуцируют изменения денежных потоков, определяемых на этапе технико-экономического проектирования и обоснования. Изменение дебитов вследствие применения ТР при реализации проекта приводит к изменению денежных потоков и величины РИЗ. К РИЗ углеводородного сырья эксплуатационного объекта (месторождения) относится часть извлекаемых запасов по рекомендуемому варианту реализации проекта, которая может быть добыта за рентабельный срок разработки. Последний определяется как часть проектного срока разработки эксплуатационного объекта (ЭО), в течение которого достигается максимальное положительное значение чистой приведенной стоимости проекта для пользователя недр.

Показатели экономической эффективности проекта непосредственно влияют на оценочную величину РИЗ. Однако, ограничения метода DCF искажают показатели экономической эффективности оценки проекта. ТР влияют как на величину извлекаемых запасов, так и на экономические параметры проекта. Таким образом, ограничения модели DCF влияют на величину РИЗ при экономической оценке проектов с ТР.

**2. Использование принципов бинарного дисконтирования, отдельного учета факторов времени и риска, изменения нормы дисконта в методическом подходе к экономической оценке технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений создает условия для уточнения методик определения ставок дисконтирования для притоков и оттоков проекта.**

Дисконтирование денежных потоков по постоянной ставке является неоднозначным и вызывает критику. Теория экономической оценки признает, что на чистую приведенную

стоимость (ЧПС) ряда прогнозируемых денежных потоков влияют два фундаментальных фактора: время движения и неопределенность движения денежных средств. По мнению экспертного сообщества, специализирующегося в области инвестиционного анализа нефтегазовых проектов, можно выделить следующие ограничения DCF метода.

Вследствие недифференцированного учета рисков, свойственного разным детерминантам проекта, метод DCF зачастую дает искаженные результаты оценки эффективности. При этом, занижается долгосрочная ценность запасов углеводородного сырья в недрах; возможно чрезмерное наращивание добывающих мощностей (для увеличения добычи в ранних периодах); недооценивается величина будущих затрат, что ведет к недооценке эффекта от применения ТР с низкими эксплуатационными издержками. Ставка доходности выбирается в зависимости от предпочтений и опыта инвесторов. Противоречивые результаты (т.е. чем выше риск, тем выше ЧПС) могут быть получены в тех случаях, когда существует риск, связанный с расходами.

Учитывая выявленные недостатки и ограничения метода DCF, автором разработан методический подход к экономической оценке нефтегазовых проектов, основанный на следующих принципах.

1. Принцип бинарного дисконтирования предусматривает использование различных ставок дисконта к притокам и оттокам инвестиционного проекта.

2. Принцип разделения времени и риска в ставке дисконта.

3. Принцип обоснования переменной ставки дисконта.

Принцип бинарного дисконтирования обусловлен различным характером рисков для денежных притоков и оттоков проекта разработки нефтегазового месторождения. Дисконтирование оттоков по скорректированной на риск

ставке, большей безрисковой, обосновывает для проекта с высоким уровнем риска большую ценность, чем для проекта с низким уровнем риска. Это связано с тем, что увеличение премии за риск для оттоков увеличивает чистую приведенную стоимость проекта. Поэтому ставка дисконтирования для корректного учета рисков притоков должна быть больше или равной безрисковой, оттоков – меньше или равна безрисковой.

Принцип раздельного учета факторов риска и времени основан на выделении в ставке дисконтирования двух составляющих: безрисковой (премия за ожидание) и рискованной (премия за риск). Фактор временной стоимости для денежных притоков и оттоков проекта одинаковый, а факторы риска разные. Этот принцип устраняет проблему объединения факторов временной стоимости денег и риска в одной ставке, приводящую к изменению структуры дисконтированного денежного потока. При использовании единой ставки дисконтирования, независимо от источника, факторы *риска* характеризуются убывающими функциями *времени*, что для долгосрочных нефтегазовых проектов приводит к существенной накопленной величине ошибки. Это обусловлено тем, что рискованная составляющая существенно снижает величину дисконтированных денежных потоков, возникающих в поздних периодах, и преувеличивает дисконтированные значения более ранних денежных потоков. Поэтому обоснование премии за риск для притоков и оттоков инвестиционного проекта следует выполнять с использованием двух различных методик.

Принцип обоснования переменной ставки дисконта обусловлен характерным для нефтегазового проекта профилем рисков, изменяющимся со временем. К ним относятся горно-геологические, финансовые, экологические, политические, технические и другие. Для проектов разработки нефтегазовых месторождений величина рискованной

составляющей изменяется вследствие получения большей информации об эксплуатационном объекте в процессе реализации проекта. Эта информация отражает более полную изученность горно-геологических условий коллектора, физико-химических свойств флюида, а также уточнение параметров геолого-гидродинамической модели ЭО.

Принципы разработанного методического подхода к экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений реализованы в методическом инструментарии научного обоснования ставок дисконтирования для денежных потоков (притоков и оттоков) соответствующих проектов (рисунок 3).

**3. Методический инструментарий обоснования переменных норм дисконта для положительных денежных потоков проекта по реверсированной модели, основанной на фактической ценовой динамике за долгосрочный период, и для отрицательных денежных потоков с учетом величин резервов, позволяет повысить достоверность экономического обоснования технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений и оценки величины рентабельно извлекаемых запасов.**

Методика обоснования ставки дисконтирования для притоков нефтегазового проекта основана на реверсированном дисконтировании, учитывающем динамику цен на нефть в долгосрочном периоде. Ставка дисконтирования для притоков определяется по формуле 1.

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

где  $r_f$  – безрисковая ставка;

$PRisk$  – премия за риск, возникающая вследствие неопределенностей на рынке углеводородов;

$\sigma$  – неопределенность краткосрочного прогноза цены на нефть.



Ставка представляет собой сумму безрисковой ставки и премии за риск с учетом неопределенности прогноза и уменьшается для каждого последующего года прогнозного периода. Для расчета коэффициента дисконтирования учитывается величина снижения неопределенности (формула 2):

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

где  $HL$  – период времени, за который неопределенность снижается вдвое, в данной работе принимается равным одному году.

Изменяющийся во времени коэффициент дисконтирования, учитывающий динамику цен на нефть при постоянной стоимости риска, рассчитывается по формуле 3:

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

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

Премия за риск ( $PRisk$ ) определяется по формуле 4:

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

где  $r_m$  – ожидаемая доходность, рассчитанная за 10 лет;

$r_f$  – безрисковая ставка;

$\sigma_r$  – стандартное отклонение доходности индекса Московской биржи;

$\rho$  – коэффициент корреляции между изменениями ожидаемой доходности и изменениями цен на углеводороды.

Методика обоснования ставки дисконтирования с учетом величины риска *оттоков* предусматривает оценку величины резерва для инвестиционных затрат по проекту. Резерв можно охарактеризовать, как объем капитальных вложений, на который может быть изменена стоимость проекта в случаях применения в расчете недостаточных или неточных

исходных данных, ошибках в определении ценовых показателей, расчетах объема требуемых ресурсов или реализации негативных рисков.

Равенство суммы резерва для величины оттоков с дисконтированием величины инвестиций по безрисковой ставке и величины оттоков с дисконтированием величины инвестиций без учета резерва по ставке, учитывающей риск, представлено в формуле 5.

$$\frac{FO_R}{(1+r_f)^t} = \frac{FO_F}{(1+r_R)^t}, \quad (5)$$

где  $FO_R$  – величина оттоков через  $t$  лет с учетом величины резерва; при этом  $FO_R = FO_F + Res$ , где  $Res$  – абсолютная величина резерва;

$r_f$  – безрисковая ставка;

$FO_F$  – величина оттоков через  $t$  лет без учета величины резерва;

$r_R$  – ставка с учётом премии за риск для оттоков.

Ставка дисконтирования для оттоков с учетом премии за риск и известной величиной резерва в относительном выражении определяется по формуле 6:

$$r_R = \sqrt[t]{1 - \frac{d_R}{1 + d_R} \cdot (1 + r_f)^t} - 1, \quad (6)$$

где  $d_R = Res / FO_F$  – относительная величина резерва (доля резерва от величины инвестиций).

Для различных комбинаций значений «величина резерва – временной период» при оценке проекта разработки нефтегазового месторождения определяется множество возможных величин  $r_R$  в зависимости от изменения периода времени  $t$  и относительной величины резерва  $d_R$ , при принятой безрисковой ставке. Разработанный методический инструментарий для определения ставки дисконтирования для инвестиционных денежных оттоков нефтегазового проекта с учетом резервирования позволяет учесть размер планируемого

резерва для инвестиций, продолжительность периода времени и величину безрисковой ставки (рисунок 4).

Разработанный методический подход, с применением методического инструментария определения ставки дисконтирования для оттоков и реверсированной модели дисконтирования для притоков с учетом ценовой динамики, апробирован на примере экономической оценки проекта разработки нефтегазового месторождения.

В качестве объекта экономической оценки рассматривается проект разработки нефтяного месторождения в Ханты-Мансийском автономном округе (месторождение «А»). Базовый вариант разработки (без ТР) имеет следующие технико-экономические параметры (таблица 1) и профиль добычи (таблица 2).

Таблица 1 – Исходные параметры для экономической оценки проекта разработки месторождения «А»

Технико-экономические параметры	Значение	Примечание
1. Количество добывающих скважин, шт	36	18 в 0-ой год, 18 - в 1-ый год
2. Количество нагнетательных скважин, шт	18	9 - в 4-ой год 9 - в 5-ый год
3. Горизонт планирования, лет	20	-
4. Стоимость бурения, млн. руб./скв.	50	-
5. Геологические запасы, млн. т	28,96	-
6. Начальные извлекаемые запасы, млн. т	6,53	-

*Источник: Данные по месторождению «А».*

В величину капитальных издержек включены затраты на обустройство (1 млрд. руб.) и природоохранные мероприятия. Ставки налога на прибыль - 20%, налога на имущество - 2,2 %. Цена экспортного нетбэка 27 678 руб./т, при средней цене за 2021 год марки Urals 69,00 долл/барр и среднем курсе доллара

за 2021 год 73,65 руб./долл. Ставка дисконтирования принимается 10 %.

Таблица 2 – Профиль добычи по базовому варианту на месторождении «А», тыс. т

Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Объём	<b>0</b>	<b>316</b>	<b>637</b>	<b>747</b>	<b>784</b>	<b>706</b>	<b>635</b>	<b>572</b>	<b>486</b>	<b>413</b>
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>310</b>	<b>232</b>	<b>186</b>	<b>149</b>	<b>111</b>	<b>84</b>	<b>59</b>	<b>41</b>	<b>29</b>	<b>20</b>	<b>14</b>

*Источник: Данные по месторождению «А».*

Цена на нефть принимается единственным источником рыночной неопределенности в денежных потоках проекта.

Расчет чистой приведенной стоимости проекта при экономической оценке выполнен в следующей последовательности:

1. Для базового варианта разработки месторождения с применением метода DCF;
2. Для базового варианта разработки месторождения с применением предлагаемого методического подхода;
3. Для варианта разработки месторождения с реализацией ТР с применением метода DCF;
4. Для варианта разработки месторождения с реализацией ТР с применением предлагаемого методического подхода.

Расчет ЧПС по базовому варианту разработки месторождения с применением метода DCF представлен в таблице 3.

Экономическая оценка и расчет ЧПС проекта по базовому варианту выполнены с применением разработанного методического подхода, выручка проекта дисконтировалась по изменяющимся ставкам, издержки дисконтировались по безрисковой ставке.

В расчетах чистой приведенной стоимости проекта, в соответствии с разработанным методическим подходом, рассчитаны значения изменяющихся ставок дисконтирования для денежных притоков проекта. Для дисконтирования притоков применена реверсированная модель, рассчитаны значения ставок дисконтирования ( $R$ ) и коэффициентов дисконтирования ( $DF$ ).

В качестве безрисковой ставки для российских условий применяется доходность 10-летних облигаций РФ, значение которой на дату оценки (декабрь 2021 года) составляет 7,7%. Принятая в российской практике ставка дисконтирования 10 % рассматривается как сумма безрисковой ставки (7,7%) и премии за риск.

Для прогнозирования выручки с учетом влияния ценового фактора сделаны следующие предположения и расчеты. За 10-летний период выполнен расчет значения среднеквадратического отклонения изменений цен на нефть. Значение  $\sigma$  составляет 40% в год (2,52% в дневном выражении). Как было представлено в формуле 2, неопределенность прогноза цены на нефть уменьшается вдвое для каждого последующего года.

Премия за риск ( $PRisk$ ) определена в соответствии с формулой (4) и равна 0,13. В расчетах использованы следующие значения:  $r_m$  – доходность индекса Московской биржи, вычислена автором за 10 лет, равна 15,7%;  $r_f$  – безрисковая ставка, 7,7%;  $\sigma_r$  – стандартное отклонение доходности индекса Московской биржи, рассчитано автором за 10 лет, равно 18,4%;  $\rho$  – корреляция между изменениями доходности и изменениями цен на нефть, рассчитана автором, равна 0,3.

ЧПС базового варианта проекта разработки месторождения с применением предлагаемого методического подхода составляет 14 119 млн. руб.

Для варианта *разработки месторождения с реализацией ТР* выполнено его экономическое обоснование с применением метода DCF.

Технологическое решение представлено мероприятием по применению раствора поверхностно-активных веществ (ПАВ). По горно-геологическим, физико-химическим и техническим условиям этот метод повышения нефтеотдачи рекомендуется применить на 14 год реализации проекта. Применение ПАВ обеспечивает ежегодное увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) на 11%, начиная с 14 года реализации проекта в течение 3 лет. Технологический эффект будет получен для всех нагнетательных скважин при стоимости обработки 13 млн. руб./скв. Применение данного метода увеличения нефтеотдачи в 14 и в 17 годы реализации проекта обеспечит прирост добычи углеводородов на 38 тыс. т. При этом, увеличение РИЗ на 38 тыс. т достигается только в случае увеличения ЧПС в результате применения ТР.

В результате экономической оценки проекта по DCF методу с учетом применения ПАВ получена величина чистой приведенной стоимости проекта 12 525 млн. руб., меньшая, чем без реализации ТР (12 527 млн. руб.). Поэтому такое решение должно быть отклонено нефтегазовой компанией.

Для варианта *разработки месторождения с реализацией ТР* выполнено его экономическое обоснование с применением *разработанного методического подхода*. Чистая приведенная стоимость проекта с реализацией ТР (применение ПАВ) составляет величину 14 128 млн. рублей, большую, чем ЧПС при оценке с применением DCF (14 119 млн. руб.). Таким образом, применение ПАВ экономически эффективно, и нефтегазовая компания принимает решение о его реализации. Вследствие этого величина РИЗ увеличивается на 38 тыс. т. Результаты расчетов ЧПС представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Сводная таблица результатов расчета чистой приведенной стоимости проекта

Вариант проекта разработки месторождения	Метод DCF, ЧПС проекта, млн. руб.	Разработанный методический подход, ЧПС проекта, млн. руб.
Без технологического решения	12 527	14 119
С технологическим решением	12 525	14 129

*Источник: рассчитано автором.*

Применение разработанного методического подхода к экономическому обоснованию технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений позволяет более корректно учитывать ценовой риск при оценке притоков и специфику инвестиций в оценке оттоков проекта.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В диссертации рассматривается актуальная научная проблема – оценка экономической эффективности и обоснование величины рентабельно извлекаемых запасов в проектах разработки нефтегазовых месторождений с технологическими решениями, которая возникает вследствие ограниченности метода дисконтированных денежных потоков.

В качестве решения предложен методический подход к экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений с технологическими решениями, совершенствующий метод дисконтированных денежных потоков вследствие более корректного учета факторов времени и риска для обоснования ставки дисконтирования и позволяющего повысить качество технико-экономических обоснований.

Основные научные и практические выводы и результаты работы заключаются в следующем:

1. Установлено, что современные условия развития нефтегазового сектора РФ обусловлены значимостью технологических решений для повышения качества процесса разработки нефтегазовых месторождений, рационализации процесса извлечения запасов углеводородного сырья и максимизации рентабельно извлекаемых запасов.

2. Уточнены признаки понятия «технологическое решение» в проектах разработки нефтегазовых месторождений, связанные со спецификой проектов.

3. Выявлены факторы, определяющие на стадии технико-экономического проектирования величину рентабельно-извлекаемых запасов и влияние на величину рентабельно-извлекаемых запасов применяемого методического подхода к экономической оценке нефтегазового проекта.

4. Определены ключевые ограничения метода дисконтированных денежных потоков при экономической оценке нефтегазовых проектов с применением технологических решений, в частности, применение единой статичной ставки дисконтирования для притоков и оттоков проекта, занижение долгосрочной стоимости запасов и некорректный учет рисков, связанных с оттоками.

5. Для устранения ограничений метода дисконтированных денежных потоков при экономической оценке нефтегазовых проектов с технологическими решениями предлагается применить модели бинарного дисконтирования и реверсированного ценообразования. Использование бинарного дисконтирования позволяет устранить недостатки применения единой нормы доходности. Реверсированная модель ценообразования учитывает ценовые риски при экономической оценке проекта разработки нефтегазового месторождения.



6. Экономическая оценка проектов разработки нефтегазовых месторождений должна быть основана на разработанном методическом подходе, основанном на принципах бинарного дисконтирования, разделения фактора времени и фактора риска в процессе дисконтирования, динамическом изменении ставок дисконтирования с течением реализации проекта

7. Разработан и апробирован методический инструментарий для определения величин ставок дисконтирования для притоков проекта с применением методики реверсированного дисконтирования, а также обоснования ставки дисконтирования оттоков, с учетом безрисковой ставки и формирования резервов расходов.

8. Выполнена экономическая оценка проекта разработки нефтегазового месторождения с технологическим решением с применением разработанных методик, включающая определение показателя чистой дисконтированной стоимости проекта и величины рентабельно извлекаемых запасов нефти.

Автор считает перспективными дальнейшие исследования по теме диссертации, которые связывает с более глубоким изучением взаимосвязи между различными видами рисков нефтегазовых проектов, на которые могут оказать влияние технологические решения, для их последующего учета в рамках разработанного методического подхода к экономическому обоснованию.

#### **СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ:**

*Публикации в изданиях из Перечня ВАК:*

1. **Марин, Е.А.** Определение нормы дисконта при оценке эффективности нефтегазовых проектов / **Е.А. Марин, Л.А. Николайчук** // Российский экономический интернет-журнал. - 2019. - № 2. - С. 55.

2. Василенко, Н.В. Взаимосвязь экономических и инженерно-технологических факторов развития процессов разработки месторождений углеводородного сырья / Н.В. Василенко, **Е.А. Марин** // Бизнес. Образование. Право. – 2020. – № 3 (52). - С. 20-24.

3. Василенко, Н.В. Повышение технологической гибкости нефтегазового сектора на основе совершенствования методов экономической оценки инженерных решений / Василенко Н.В., **Е.А. Марин** // Креативная экономика. – 2021. – Т. 15. № 5. – С. 2181-2200.

4. **Марин, Е.А.** Экономическая оценка проектов разработки месторождений углеводородного сырья в условиях северных районов добычи с применением бинарного и реверсированного дисконтирования / **Е.А. Марин**, Т.В. Пономаренко, Н.В. Василенко, С.Г. Галевский // Север и рынок: формирование экономического порядка. - 2022. – № 3. – С. 144-157.

*Публикация в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования Scopus:*

5. Ponomarenko, T. Economic Evaluation of Oil and Gas Projects: Justification of Engineering Solutions in the Implementation of Field Development Projects / T. Ponomarenko, **E. Marin**, S. Galevskiy. // Energies. – 2022 – 15(9) – 3103

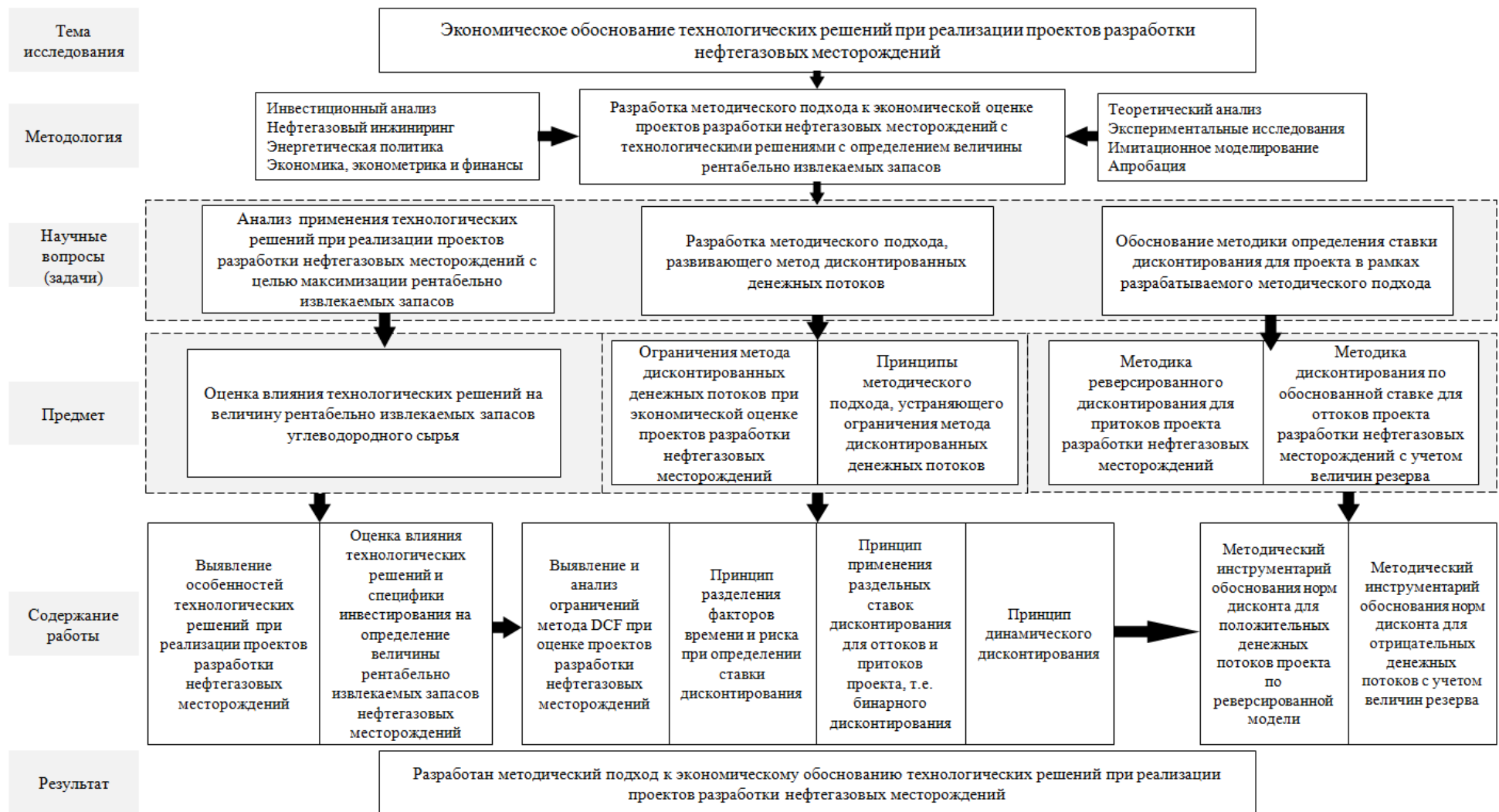


Рисунок 1 – Методологическая схема (карта) исследования  
 Источник: составлено автором



Рисунок 2 – Характерный приведенный денежный поток по годам (не накопленный) для проектов разработки нефтегазовых месторождений  
*Источник: составлено автором*

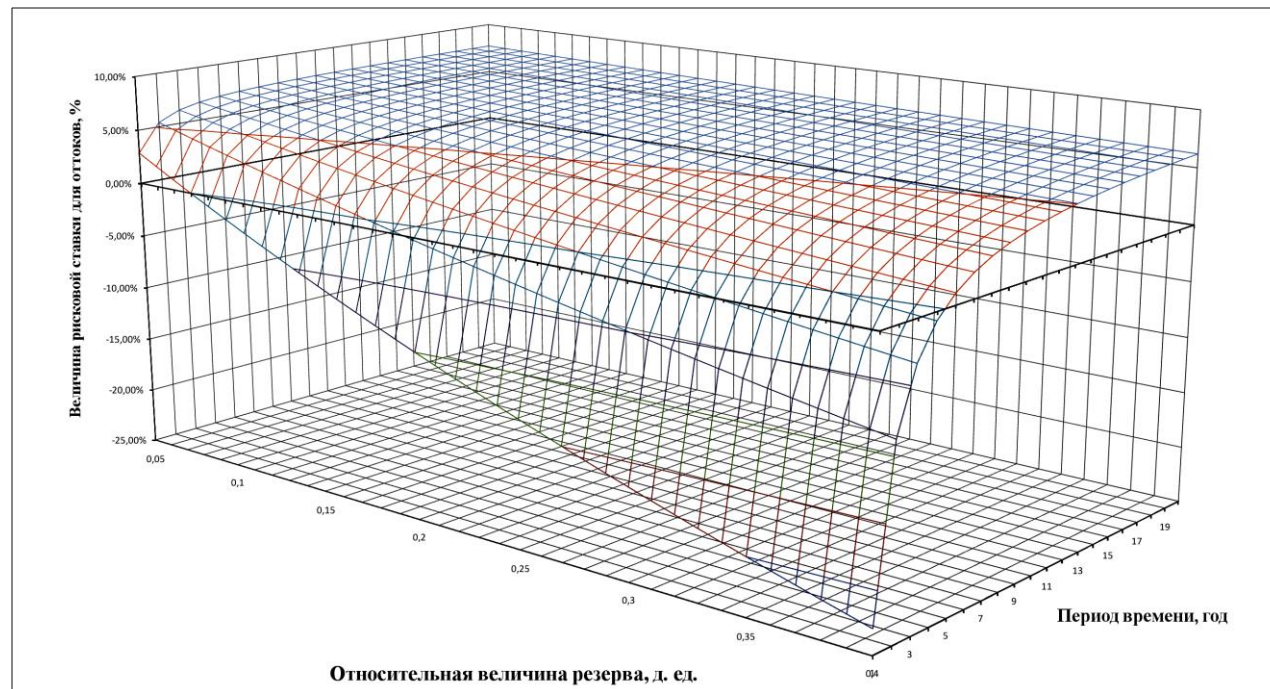


Рисунок 4 – Плоскость множества величин ставки дисконтирования для инвестиционных оттоков при безрисковой ставке 8%

*Источник: составлено автором*



Рисунок 3 – Методический подход к экономическому обоснованию технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений;

$NPV$  – чистая приведенная стоимость проекта;  $CF_t$  – денежный поток в период  $t$ ;  $r$  – ставка дисконтирования;  $CI_t$  – денежный приток в период  $t$ ;  $CO_t$  – денежный отток в период  $t$ ;  $r_I$  – ставка для притоков;  $r_O$  – ставка для оттоков;  $r_f$  – безрисковая ставка;  $r_{RI}$  – рисковая ставка для притоков;  $r_{RO}$  – рисковая ставка для оттоков;  $r_{RI(t)}$  – рисковая ставка для притоков в период  $t$ ;  $r_{RO(t)}$  – рисковая ставка для оттоков в период  $t$ ;  $DF_t$  – коэффициент дисконтирования, учитывающий динамику цен на нефть;  $DF_{f,t}$  – безрисковый коэффициент дисконтирования;  $PRisk$  – премия за риск, возникающая вследствие неопределенностей на рынке углеводородов;  $\sigma$  – неопределенность краткосрочного прогноза цены на нефть;  $\gamma$  – величина снижения неопределенности.

*Источник: составлено автором*

Таблица 3 – Экономическая оценка проекта, классический DCF, млн. руб.

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные затраты	Прибыль к н/о	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизация	Чистая стоимость		ЧПС	
					годовая	накопленная			годовая	накопленная	годовая	накопленная
0	0	316	-316	0	-316	-316	2033	271	-2077	-2077	-2077	-2077
1	8737	7707	1029	206	824	508	963	400	261	-1817	237	-1840
2	17635	15089	2546	509	2037	2545	11	401	2428	611	2006	166
3	20668	17611	3057	611	2446	4990	11	403	2838	3449	2132	2298
4	21701	18542	3160	632	2528	7518	482	467	2513	5962	1717	4014
5	19531	16810	2721	544	2177	9694	533	531	2175	8137	1350	5365
6	17578	15175	2403	481	1923	11617	13	533	2442	10579	1379	6743
7	15820	13421	2399	480	1919	13536	13	263	2168	12747	1113	7856
8	13447	11318	2129	426	1703	15239	11	136	1828	14575	853	8709
9	11430	9243	2187	437	1750	16989	11	136	1875	16450	795	9504
10	8573	6213	2360	472	1888	18877	11	136	2013	18463	776	10280
11	6429	4276	2154	431	1723	20600	11	73	1785	20248	626	10906
12	5144	3181	1962	392	1570	22170	19	10	1561	21809	497	11403
13	4115	2446	1669	334	1335	23505	20	10	1325	23134	384	11787
14	3086	1790	1296	259	1037	24542	21	10	1027	24161	270	12057
15	2315	1323	992	198	793	25335	22	10	782	24942	187	12244
16	1620	922	698	140	559	25894	22	10	546	25489	119	12363
17	1134	647	487	97	390	26283	23	10	376	25865	74	12438
18	794	458	335	67	268	26552	24	10	254	26119	46	12483
19	556	328	228	46	183	26734	25	10	167	26287	27	12511
20	389	235	154	31	123	26857	26	10	107	26394	16	<b>12527</b>

Источник: рассчитано автором