

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

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)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель
доктор экономических наук, профессор
Пономаренко Т.В.

Санкт-Петербург – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ НА РАЗРАБОТКУ И РЕАЛИЗАЦИЮ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ.....	11
1.1 Специфика проектов разработки нефтегазовых месторождений и необходимость технологических решений.....	11
1.2 Основные особенности технологических решений при экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений.....	26
1.3 Обоснование технологических решений как фактор определения величины рентабельно извлекаемых запасов.....	47
1.4 Выводы по Главе 1	61
ГЛАВА 2 РАЗВИТИЕ МЕТОДА ДИСКОНТИРОВАННЫХ ДЕНЕЖНЫХ ПОТОКОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ.....	63
2.1 Ограничения постоянной ставки дисконтирования при экономической оценке нефтегазового проекта и предпосылки разработки методического подхода, развивающего концепцию DCF	63
2.2. Обоснование принципа разделения факторов времени и риска при определении ставки дисконтирования для экономической оценки нефтегазовых проектов.....	72
2.3 Обоснование принципа динамического дисконтирования для экономической оценки нефтегазовых проектов.....	81
2.4 Обоснование модели бинарного дисконтирования для экономической оценки нефтегазового проекта	87
2.5 Выводы по Главе 2	101

ГЛАВА 3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	103
3.1 Разработка методического инструментария обоснования величин ставок дисконтирования для оттоков в модели бинарного дисконтирования.....	103
3.2 Разработка методического инструментария обоснования величин ставок дисконтирования для притоков в модели бинарного дисконтирования.....	112
3.3 Экономическая оценка и обоснование технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений с применением разработанных методик.....	127
3.4 Выводы по Главе 3.....	135
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	139
ПРИЛОЖЕНИЕ А АКТ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ	157

ВВЕДЕНИЕ

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.

Необходимость реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений, с постоянно усложняющимися горно-геологическими и физико-химическими условиями, а также связанных с доизвлечением углеводородного сырья в уже разрабатываемых крупных месторождениях определяет актуальность вопросов широкого применения технологических решений для повышения технических аспектов процесса добычи и увеличения доли извлекаемых запасов из коллекторов. Данная тема нашла отражение в работах таких ученых как Р. Муслимов, А. Конторович, Л. Эдер, А. Боксерман, В. Крюков, Ю. Поддубный, Р. Якупов, М. Рогачев, И. Шпуров, В. Бирюкова, В. Шелепов, и многих других.

В этой связи также приобрели актуальность и вопросы экономической оценки и обоснования технологических решений при разработке проектов реализации нефтегазовых месторождений, которые связаны с ограничениями модели дисконтированных денежных потоков и подходами к их устранению. Исследованиями в этой области занимались российские ученые, такие как Е. Мазурина, И. Сергеев, А. Герт, С. Галевский, М. Нечаева, М. Крук, В. Уланов, С. Черемушкин, Д. Меткин, О. Немова, В. Лукашов. Говоря о зарубежных исследователях проблем экономической оценки реальных проектов можно выделить Д. Ферми (D. Fermi), У. Бидлс (W. Beedles), Р. Бэрри (R. Berry), Р. Ключ (R. Clews), М. Бернтсен (M. Berntsen), У. Бэйли (W. Bailey), Л. Абади (L. Abadie), А. Робичек (A. Robichek), С. Майерс (S. Myers), Ю. Фама (E. Fama).

При исследовании процесса экономической оценки и обоснования технологических решений для определения величины рентабельно извлекаемых запасов углеводородного сырья особую актуальность приобретают методики определения ставки дисконтирования инвестиционного проекта. Данная тематика раскрыта в работах Д. Лоутона (D. Laughton), М. Самиса (M. Samis), Г. Салахора (G. Salahor), У. Вискузи (W. Viscusi), Б. Джафаризадеха (B. Jafarizadeh), Р. Эспинозы (R. Espinoza), А. Даморадана (A. Damoradan), Е. Шварца (E. Schwartz), Р. Дэйвиса (R. Davies) и многих других.

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 при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений, в связи с чем данная проблематика остается актуальной.

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

Основная научная идея. Устранение ограничений и развитие метода дисконтированных денежных потоков для экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений с технологическими решениями вследствие более корректного учета факторов времени и риска.

Основные задачи диссертационного исследования:

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.

Положения, выносимые на защиту:

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 диссертационного исследования заключается в следующем:

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-экономическая оценка проектов освоения 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» (акт о внедрении от 16.06.2022 г., Приложение А), в том числе в рамках выполнения работ по объекту: «Проектные решения и технико-экономическое обоснование обустройства Отрадинского ГКМ и подготовки газа к поставкам в магистральный газопровод в объеме 2 млрд. м³».

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 конференция «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 (пп. 7, 8, 30, 31, 132 Списка литературы), 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 диссертации.

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

ГЛАВА 1 ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ НА РАЗРАБОТКУ И РЕАЛИЗАЦИЮ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

1.1 Специфика проектов разработки нефтегазовых месторождений и необходимость технологических решений

Модель развития нефтегазовой промышленности Советского Союза состояла в поступательном исследовании и освоении недр, при этом основной фокус был на геологоразведку, открытие и ввод в эксплуатацию крупных и гигантских месторождений, с легкоизвлекаемыми углеводородами [6, 20, 21]. На сегодняшний момент такая модель в значительной мере потеряла актуальность, так как крупных неразрабатываемых *традиционных* месторождений с легкоизвлекаемыми ресурсами практически не осталось [6, 20, 21].

В современных условиях маловероятно выявить месторождения с простыми физико-химическими и горно-геологическими характеристиками коллекторов. Чаще всего, такими могут оказаться мелкие или мельчайшие месторождения. Все большее значение приобретают нетрадиционные месторождения, с низкой проницаемостью пластов и/или углеводородами низкого качества, например, сернистыми, высоковязкими [46]. Объекты с такими характеристиками получили название трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Для разработки ТРИЗ необходимы современные высокочрезвычайно затратные технические и технологические подходы к добыче, применение которых ухудшает показатели экономической эффективности проектов.

Разработка старых гигантских месторождений углеводородов продолжается, однако, в связи с их высоким обводнением, также требуется масштабное применение специальных технологических методов, например, методов увеличения нефте-газо-конденсатоотдачи (МУН, МУГ, МУК) [21].

Специального внимания требует коэффициент извлечения нефти (КИН), и комплекс инженерных работ и методов, направленных на его увеличение. В «Энергетической стратегии России до 2035 г.» [62] предусмотрено повышение

КИН до 0,39 в 2035 г. В [62] задачами в сфере недропользования и одновременно необходимым общим условием эффективного развития отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) является обеспечение воспроизводства и повышение эффективности использования минерально-сырьевой базы.

И если для воспроизводства минерально-сырьевой базы предложены ключевые меры, например, «совершенствование нормативно-правового обеспечения недропользования; для существующих районов добычи минерального сырья государственную поддержку развития минерально-сырьевой базы, направленную на выявление скрытых и глубокозалегающих месторождений, а также на поиски объектов нетрадиционных геолого-промышленных типов» [62], то для «повышения эффективности использования минерально-сырьевой базы топливно-энергетического комплекса» указаны только показатели решения задачи, в виде проектных КИН. В этой связи, конкретные технологические меры для увеличения показателя коэффициента извлечения разработки углеводородных месторождений требуют дополнительных исследований. Существуют мнения о нерациональных методах эксплуатации месторождений путём использования гидроразрыва пласта, внутриконтурного и законтурного заводнений, ведущих к снижению конечного коэффициента извлечения нефти ради увеличения текущих дебитов [61].

В этой связи возрастает потребность в обосновании технически и экономически эффективных технологических решений при разработке месторождений в традиционных регионах нефтегазодобычи, в частности, для повышения коэффициента нефти. По оценкам ИНГГ СО РАН, применение передовых методов интенсификации пласта должно увеличить этот показатель. Таким образом, это позволит сдержать быстрое снижение темпов добычи на традиционных месторождениях [61].

В соответствии с концепцией И.М. Губкина, основной интерес представляли месторождения-гиганты, при этом мелкие традиционные месторождения, от 1 до 5 млн. т. нефти или от 1 до 5 млрд. м³ газа, не представляли интереса на тот момент времени. В современных условиях освоение

таких объектов в зрелых районах нефтегазодобычи может рассматриваться как переход к последующему освоению нетрадиционных запасов. С технико-экономической точки зрения разведка и разработка углеводородного сырья мелких и очень мелких месторождений представляет собой наиболее простое решение вопроса стабилизации добычи в традиционных регионах нефтегазодобычи [20, 21, 61].

Вместе с тем ряд специалистов [6, 20, 46] отмечает недостаточность российских нефтегазовых технологий и инженерного оборудования. Поэтому сотрудничество с зарубежными компаниями, их капитал, технологии, передовой опыт и управленческие навыки позволили российской нефтегазовой индустрии, «застрявшей в 1960-хх с точки зрения технологий», достичь сегодняшнего уровня эффективности.

В современных условиях, одной малореалистичной альтернативой является продолжение международного сотрудничества для реализации новых проектов по освоению арктического шельфа [15, 52, 96] и месторождений трудноизвлекаемых запасов. Другой альтернативой является быстрое развитие российского нефтегазового машиностроения, разработка технологий увеличения нефтегазоотдачи, совершенствование методов построения геолого-гидродинамических моделей коллекторов и другие направления.

Однако ключевой проблемой остается важность применения современных технически сложных, наукоемких подходов к разработке месторождений, а также, в силу разнообразия этих подходов, необходимость выбора конкретных технологических решений для конкретных условий добычи при реализации нефтегазовых проектов.

Важная роль в новом векторе развития нефтегазовой отрасли России отводится трудноизвлекаемым запасам и баженовской свите, в частности. Нетрадиционные коллекторы характеризуются низкой проницаемостью и пористостью, следовательно, их труднее разрабатывать. Высоковязкие нефти, низкопроницаемые пласты, подгазовые зоны и нефтяные оторочки, выработанные

(истощенные) залежи, сланцевые коллекторы, газовые гидраты относят к трудноизвлекаемым запасам [46].

Сланцевые углеводороды становятся источниками энергии и сырья для промышленности, особенно в Северной Америке. Европа, Китай, Южная Африка и Австралия также проявляют интерес к этому виду нетрадиционных запасов. Это обусловлено достижениями современной техники и инженерии. Например, горизонтальное бурение, многостадийные гидроразрывы пласта и сейсморазведка обеспечивают повышение продуктивности добывающих скважин.

«В общероссийской добыче нефти доля ТРИЗ в настоящий момент невелика – 7,2%, но она постоянно растет, а потенциальный объем добычи трудноизвлекаемых запасов – до 200 млрд. тонн нефти. Почти две трети запасов нефти в России теперь составляют трудноизвлекаемые» [46].

«Драйвером разработки запасов низкопроницаемых коллекторов (примерно 60% мировых запасов ТРИЗ) становится совершенствование технологий воздействия на пласт, в первую очередь – технологии гидроразрыва (ГРП). Различные варианты многостадийного ГРП успешно применяются на российских месторождениях. Однако необходимыми отечественными технологиями, которые позволяют дифференцированно разрабатывать низкопроницаемую часть пласта и бурить высокотехнологичные скважины с приемлемым уровнем стоимости, российская нефтяная отрасль в широком масштабе пока не обладает» [44]. Разработка ТРИЗ - технологически трудоемкая задача. «При эксплуатации месторождения нужно применять совершенствование конструкции горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пластов, строительство высокотехнологичных скважин, интегрированный инжиниринг, совершенствование системы моделирования в сложных геологических зонах» [44].

«В настоящее время в научной литературе и нормативно-правовых актах отсутствуют единое определение трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Впервые термин трудноизвлекаемых запасов появился в 1970-х гг. Под ними подразумевали запасы, разработка которых традиционными технологиями не

обеспечивает необходимой эффективностью с точки зрения коэффициента нефтеотдачи, а в некоторых случаях – также с позиций стоимости добычи нефти» [54].

«Кроме того, трудноизвлекаемые запасы часто отождествляются с нетрадиционными видами нефти и газа. Так, в США к нетрадиционной нефти относят:

- 1) тяжелую нефть и битумы;
- 2) сверхтяжелую нефть, которая добывается в Венесуэле в бассейне р. Ориноко;
- 3) керогеновую нефть, или сланцевое масло, которое добывается из горючих сланцев;
- 4) легкую нефть плотных пород, которая располагается в слабопроницаемых коллекторах» [54].

«К нетрадиционным источникам газа относятся газогидраты, газ плотных низкопроницаемых пород (проницаемость коллектора ≈ 1 мД), метан угольных пластов (проницаемость коллектора $\approx 0,1$ мД), сланцевый газ (проницаемость коллектора 0,001 мД), водорастворенный газ, газ глубоких горизонтов. В российской науке можно выделить несколько подходов к определению трудноизвлекаемых запасов.

С точки зрения качества углеводородного сырья выделяются нефти со аномальными физико-химическими свойствами: тяжелые; вязкие; сернистые; парафинистые; смолистые; с высокой (более $500 \text{ м}^3/\text{т}$) или низкой (менее $200 \text{ м}^3/\text{т}$) газонасыщенностью; с наличием более чем 5 % в свободном и (или) растворенном газе агрессивных компонентов (сероводород, угольная кислота). По данным Института химии нефти СО РАН, данные виды нефти являются распространенными на многих месторождениях мира» [63].

«С точки зрения коллекторских свойств вмещающего пласта, которые влияют на физико-химические характеристики углеводородного сырья, важна проницаемость – способность пород пласта пропускать жидкость и газ при перепаде давления. По величине проницаемости продуктивные пласты делятся на

низкопроницаемые (от 0 до 100 мД); среднепроницаемые (от 100 мД до 500 мД); высокопроницаемые (более 500 мД). Существует деление на 5 классов коллекторов (мкм²): очень хорошо проницаемые (> 1); хорошо проницаемые (0,1–1); средне проницаемые (0,01–0,1); слабопроницаемые (0,001–0,01); плохопроницаемые ($< 0,001$)» [54].

Для классификации коллекторов газовых месторождений используют 1–4 классы коллекторов. Согласно классификации А.А. Ханина к непромышленным относятся запасы с проницаемостью коллекторов менее 0,001 мкм².

«Другими характеристиками вмещающих пород являются низкая пористость коллекторов, залегание коллекторов на низких глубинах и (или) в зоне вечной мерзлоты, внутрипластовые температуры ($100\text{ }^{\circ}\text{C} > t > 20\text{ }^{\circ}\text{C}$), высокая обводненность извлекаемой нефтяной жидкости» [54].

Таким образом, разработка и эксплуатация месторождений так называемых нетрадиционных углеводородов, займут важные, возможно, приоритетные позиции в новой парадигме развития нефтегазовой промышленности. В мировой практике существуют разногласия в определении понятия нетрадиционных углеводородов. Однако есть общая точка – источники такого сырья требуют способов поиска добычи запасов, которые давно разведаны, но не могли разрабатываться в коммерческих масштабах в силу недостаточности уровня технического прогресса или экономической эффективности.

Такие участки разрабатывались с учетом факторов цены на нефть и качества проведенного геологического анализа [20]. Технологические схемы разработки месторождений долгие годы оставались консервативными. Однако за счет применения экономически обоснованных технологических решений возможно добиться прогресса при разработке традиционных и нетрадиционных месторождений.

Снижение доли традиционных нефтегазовых ресурсов способствовало росту применения технологий по извлечению флюидов из коллекторов. Современные технологические решения решают совершенно разные задачи, связанные, например, со сложными горно-геологическими условиями пластов

и/или физико-химическими качествами флюидов. Поэтому для экономического обоснования проектов недостаточно учитывать макроэкономические факторы, цены на нефть и качество ГРП. Из-за широкого спектра технических неопределенностей и технических альтернатив важно выбирать такие технологические решения, которые обеспечат наибольшие экономический эффект и коэффициент извлечения.

При разработке нефтегазового месторождения недропользователь получает ценность актива, заключающуюся в стоимости запасов в недрах [29]. При этом, с помощью технологических решений возможно эту ценность увеличить за счет снижения себестоимости, выбора оптимальных технологий добычи с получением новой информации при реализации проекта, изменения объемов добычи в зависимости от ситуации на мировых рынках и т.д. Добавленная стоимость проекта может быть создана за счет получения, интерпретации и анализа информации о волатильности цен на углеводороды и продуктивной мощности коллектора с течением реализации проекта.

Таким образом, **технологическое решение** в целях диссертационного исследования можно охарактеризовать, как комплекс технических мероприятий, применяемых в проектах разработки нефтегазовых месторождений, реализация которых принесет добавленную стоимость проекту.

Кроме того, правильно спроектированный процесс разработки окажет влияние на физические аспекты добычи нефти. В основе используемых геолого-гидродинамических моделей разработки лежат физические законы. Для каждой модели существует своя область применения. Единого универсального способа разработки нефтегазовых залежей не существует.

С течением времени будут появляться новые возможности и варианты темпов отбора, сроков разработки, конечного коэффициента извлечения нефти. Лучшие результаты можно получить, своевременно реагируя на изменение условий и получение новой информации разработкой технологических решений.

Физические процессы, связанные с применением технологий в «реальных условиях, при воздействии закачиваемых реагентов, изменении режима

эксплуатации, нарушении первоначальных фильтрационно-емкостных свойств, с течением времени, можно спрогнозировать» [63].

Технологические решения позволяют улучшить фильтрационно-емкостные свойства пласта, охватить больший радиус контура питания, улучшить характеристики движения флюидов в коллекторе. Исходные природные горно-геологические условия изменяются под влиянием технологий. Это позволяет в процессе эксплуатации снижать технические неопределенности, способствует рациональной системе разработки, достижению больших значений коэффициента извлечения флюидов.

Таким образом, качество принимаемых технологических решений позволяет улучшать показатели экономической эффективности, снижать технические неопределенности, рационализировать процесс добычи углеводородов. Это, в свою очередь, увеличивает или снижает ценность нефтегазового проекта.

По мере изменения характеристик активов нефтегазового сектора, включая повышение степени зрелости нефтегазовых провинций и сложность горно-геологических условий, возрастает роль конкуренции и гибкости в деятельности компаний [4, 22]. «Они, как показывает опыт работы на «старых» нефтегазовых территориях, становятся более важными с экономической точки зрения по сравнению с экономией от масштаба. Технологические решения как раз и характеризуют эти два фактора.

Вместе с тем усложнение характеристик ресурсов/запасов углеводородов (как на разрабатываемых месторождениях, так и на более сложных и более мелких новых месторождениях и новых объектах) требует более высокой степени специализации, которая, в свою очередь, вызывает потребность в новых формах партнерства и взаимодействия компаний в разведке, обустройстве и разработке более мелких и более сложных месторождений» [55].

Отмечается вопрос рентабельности, так как передовые инженерные технологии являются затратными. Например, проект MadDog 2 в Мексиканском заливе (планируемое начало добычи до 2020 года) [130], который компания BP

замораживала 5 лет назад. Причина – по прогнозам затраты достигали 20 млрд. долларов за новую плавучую производственную единицу. В итоге BP упростила платформу, сократив общую стоимость проекта примерно на 60 процентов. Окончательное инвестиционное решение для проекта стоимостью 9 миллиардов долларов было одобрено в начале 2017 года BP. [130].

Проект Mad Dog 2 увеличивает срок эксплуатации нефтяного месторождения Mad Dog до 2050 года и включает платформу Argos, способную добывать до 140 000 баррелей сырой нефти в день при подводной системе производства, до 14 эксплуатационных скважин и восьми нагнетательных скважин. Можно сделать вывод, что инвесторы посчитали не целесообразным инвестирование 20 млрд долларов. Возможно, объёмы и число скважин были больше, ведь платформу строят менее технологичную, чем запланировано первоначально.

Компания Statoil, при разработке месторождения Johan Castberg [39] в акватории Баренцева моря столкнулась с большим количеством проблем. Предполагалось использовать плавучую систему нефтедобычи, хранения и отгрузки на базе полупогружных платформ FPSO и трубопроводы. После оценки конечных технологий и подходов к разработке и ситуации на рынке, оказалось, что проект коммерчески нерентабелен. Пришлось вносить изменения в проект – вместо FPSO решили использовать FPSO (плавучая система для добычи, хранения и отгрузки нефти), отказаться от трубопроводов и сократить количество эксплуатационных скважин [139].

В этой связи можно констатировать, что технологические решения ведут не только к улучшению гибкости и способности реагировать на новые обстоятельства. При своей высокой стоимости реализации они становятся элементом риска, что вложенные ресурсы и средства не окупятся.

Этот тезис подчеркивает финансовый директор British Petroleum, отмечая, что компания отказалась от долгосрочных нефтегазовых проектов вследствие падения цен на нефть в 2014 году, частично вызванного ростом сланцевой добычи в США и последующим избытком предложения [100]. Он утверждает, что для

таких компаний, как ВР, целесообразно сосредоточиться на самых быстрых и дешевых проектах. Он добавляет, что ВР и другие энергетические концерны стараются придерживаться «средней дороги»: увеличивая добычу нефти, используя технологии повышения КИН, а также направлять меньшие суммы капитала в так называемые проекты с коротким циклом, такие как сланцы в США [100]. Проекты с коротким горизонтом реализации более привлекательны для инвесторов, чем разработка крупных месторождений, так как существует меньше рисков [18].

Однако естественная динамика истощения лучших месторождений и переход к более сложным и более выработанным объектам должны приводить к смене не только технологических, но и экономических норм [43]. Это свидетельствует о необходимости совершенствования экономической оценки проектов разработки нефтегазовых месторождений с технологическими решениями.

Экономическая эффективность процессов производства основывается на его технологической продуктивности, которая предусматривает выбор лучшего варианта по отношению к альтернативам. Это означает, например, что увеличение объема добычи углеводородов связано с применением большего количества хотя бы одного из вмененных факторов. В современных условиях к таким факторам относят капитал, труд, технологии, развивающиеся под воздействием инновационных процессов [18]. Технологии реализуются в различных технологических решениях, направленных на достижение экономической эффективности процесса разработки месторождений углеводородного сырья.

«Анализ практики показывает, что важнейшими особенностями процесса разработки нефтяных месторождений являются следующие:

- 1) уникальность природных, горно-геологических и горнотехнических условий, обуславливающих необходимость проектного подхода к процессу освоения месторождения;

- 2) вероятностный характер оценки запасов углеводородного сырья на участке месторождения, связанный с неопределенностью востребованности тех

или иных технологических решений, ответственных за безопасность, реализуемость и рентабельность процесса добычи нефти;

3) дифференциация качества извлекаемой нефти с точки зрения наличия примесей и других характеристик (вязкости, плотность и т.д.), приводящих к различиям в затратах и себестоимости» [10];

4) долгосрочный характер освоения месторождения.

Все это определяет капиталоемкость и наукоемкость процесса освоения нефтегазовых месторождений и приводит к необходимости технологического развития, направленного на рост производительности и повышение эффективности нефтегазового производства [4].

Среди участников нефтяного мирового рынка выделяют несколько типов компаний, предъявляющих спрос на технологические инновации:

1) крупные интегрированные компании, в том числе транснациональные корпорации, например, Royal Dutch Shell или BP, обеспечивающие основной объем добычи нефтегазовых ресурсов;

2) национальные компании, также интегрированные, например, Saudi Arabian Oil Company и China Petroleum & Chemical Corporation;

3) независимые нефтяные компании, в структуре бизнеса которых, включая связанные компании, отсутствует переработка нефти, а добыча осуществляется на сложных месторождениях, например, добыча сланцевой нефти в США [48];

4) обеспечивающие компании, занимающиеся оказанием нефтесервисных услуг [9, 107], например, Schlumberger или Halliburton, а также производством оборудования для нефтегазового сектора.

Вместе с тем, осуществимые технологические решения ограничиваются возможностью получения необходимого уровня прибыли, что находит выражение в колебаниях предложения нефти на мировом рынке не только в связи с волатильностью цен, но и с учетом рентабельности вовлечения сырьевых ресурсов, добываемых при помощи той или иной технологии. Так, в начале XXI в. в условиях ухудшающегося состояния минерально-сырьевой базы высокие цены на нефть позволили расширить добычу нетрадиционных и трудноизвлекаемых

запасов благодаря инвестированию в технологии горизонтального бурения и гидроразрыва пласта. В результате увеличение предложения нефти привело к снижению мировых цен на нефть к 2014 г.

Оптимизация затрат привела к сокращению проектов по добыче нефти из битуминозных песков в Канаде, из плотных пород в США на глубоководных месторождениях [154]. Только новые технологические решения позволили снизить себестоимость нефти и продолжить работу, конкурируя с компаниями стран ОПЕК. Практика других стран-экспортеров углеводородов, в частности Норвегии и Австралии [19, 116], также показывает, что снижение себестоимости связано с внедрением новых технологических решений и передового инженерного оборудования.

В работе [55] отмечается следующее. «Например, в США рост предложения природного газа начиная с 2009 г. заложил основу для устойчивого роста его производства в долгосрочной перспективе. Увеличение объемов буровых работ позволило в дальнейшем резко повысить эффективность данной деятельности и снизить удельные издержки. Рост добычи привел повсеместно к расширению строительства трубопроводов и распределительных систем. Развитие инфраструктуры помогло производителям быстрее реагировать на изменение спроса, например, в связи с изменением погодных условий, а также развивать новые направления использования газа в экономике США (прежде всего его использование на нужды химии). Нельзя не отметить и то, что благодаря большому объему выполненных геологических и инженерных работ расширились знания о геологии многих районов США» [55].

Формируется следующая логическая цепочка [7]:

1) сокращение объемов углеводородов (ресурса), добываемого в прежних условиях (ухудшение инженерно-технологического фактора);

2) первый переход к новым технологическим решениям, повышающим затраты и снижающим рентабельность, прежде всего, за счет усложнения производственного процесса и необходимости дополнительных инвестиций

(улучшение инженерно-технологического фактора, но ухудшение экономического фактора);

3) второй переход к новым технологическим решениям, основанным на удешевлении технологий и повышающих рентабельность (улучшение экономического фактора).

Таким образом, повышение труднодоступности нефтедобычи и волатильность мировых цен на нефть стимулируют к разработке и внедрению технологических решений. Важнейшим фактором, для реализации современной модели развития отрасли, является разработка и модернизация технологических решений, которые должны обеспечить рост производительности труда, снижение себестоимости оборудования и всех видов работ при разведке, разработке и транспорте углеводородов. Конкуренспособная экономика «должна опираться на высокие технологии, позволяющие использовать ресурсы эффективно» [27]. Примерами стран, добившихся высокого уровня экономического и социального развития, ориентируясь, преимущественно на добычу и экспорт минерального и нефтегазового сырья, могут послужить Норвегия, Канада и Австралия [19].

Изменения на мировом энергетическом рынке актуализируют для российского нефтегазового комплекса задачу обеспечения роста эффективности и технологической реконструкции. Целью является увеличение гибкости и экономической эффективности в долгосрочной перспективе.

Пример инженерно-технологического освоения запасов нефтяных песков в канадской провинции Альберта представлен в таблице 1.1 [55]. Можно прийти к выводу о длительности, капиталоемкости и наукоемкости процесса. В настоящее время Канада занимает лидирующие позиции по величине ресурсной базы. Применение передовых технологических решений, технический прогресс и модернизированные методики обусловили изменение технико-экономических показателей разработки залежи (рисунок 1.1).

Таблица 1.1 – Создание и распространение технологий освоения нефтяных песков в провинции Альберта

1915	Инженер из Федерального горного департамента впервые предложил использовать битум для дорожных покрытий и обосновал промышленную целесообразность этой технологии
1925	К. Кларк из Научного совета провинции Альберта успешно продемонстрировал первый метод сепарации с использованием горячей воды и каустической соды
1927	Р.К. Фитцимонс на заводе, на основе процесса Кларка, получил битум, пригодный для кровель и дорожных покрытий. К 1949 г. завод, находившийся в собственности правительства провинции Альберта, перерабатывал 450 т нефтяных песков в день
1936	Компания Abasand Oils Ltd. получила газ, мазут и асфальт из нефтяных песков, используя метод сепарации в горячей воде с применением растворителей
1940-е	Shell обратила внимание на нефтяные пески
1947	Leduc – лидирующая компания в традиционном нефтяном бизнесе страны потеряла интерес к освоению нефтяных песков
1949	Sun Oil Company Inc. определила место для будущего строительства завода по переработке нефтяных песков
1963	Sun Oil инвестировала примерно 250 млн канад. долл. в компанию GCOS. На тот момент это были крупнейшие частные инвестиции в Канаде
1964	Начато строительство завода GCOS мощностью 45 тыс. барр. в сутки. Создана компания Syncrude
1967	GCOS достигла уровня выручки в 240 млн канад. долл. Угольные шахты в Европе приступили к использованию вагонеток и транспортеров для отгрузки породы
1978	Вступил в строй завод компании Syncrude's «Mildred Lake». Тепловое воздействие было впервые опробовано Правительственной организацией по созданию и исследованию технологий добычи нефтяных песков (Government-led Alberta Oil Sands Technology and Research Authority)
1985	Imperial Oil Ltd. начала коммерческую добычу на месторождении «Колд Лэйк», используя циклическое тепловое воздействие (cyclic steam stimulation)

Продолжение таблицы 1.1

1992	Suncor Energy Inc. начала выводить из эксплуатации вагонетки и ленточные конвейеры и заменять их гигантскими самосвалами и еще большими проходческими комплексами
2001	Encana Corp. (сейчас Cenovus Energy Inc.) начала добычу на месторождении «Фостер Грик» с использованием технологии теплового воздействия SAGD
2002	Впервые добыча битумов в объеме 271 млн барр. превысила добычу «традиционной» нефти в провинции Альберта
2003	Компании Opti Canada и Nexen Inc. приступили к добыче в районе оз. Лонг
2012	Компании испытали методы добычи с применением растворителей. Создан Инновационный альянс Канады по освоению нефтяных песков (Canada's Oil Sands Innovation Alliance)

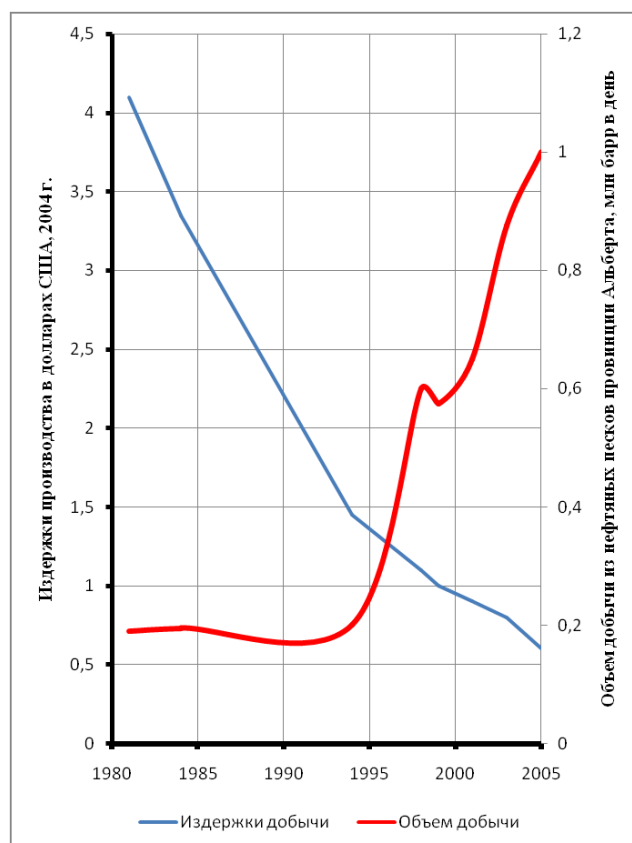


Рисунок 1.1 – Динамика издержек на добычу и объемов добычи нефти из нефтяных песков в провинции Альберта

Источник: составлено автором по данным [26]

Технологические изменения часто отражают социальный процесс, который в значительной степени определяется финансовыми интересами капитала.

Основные предпосылки к разработке менее традиционных источников углеводородов – повышение гибкости нефтегазового сектора страны, которая проявляется в способности разрабатывать новые типы залежей и трудноизвлекаемых запасов. На некоторых месторождениях происходит избирательное освоение самых технологически простых участков, что ведет к невысокому показателю извлечения из недр [26].

1.2 Основные особенности технологических решений при экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений

По мнению автора, «новые ресурсы углеводородного сырья становятся экономически значимыми в связи с появлением современных передовых технологий поисков, добычи и переработки, а также формированием компетенций у различных (как правило, малых и средних инновационно ориентированных) компаний. Благоприятная институциональная среда (гибкость норм, правил и процедур, возможность доступа к участкам недр и их освоения) в сочетании с компетенциями компаний, является важным условием для перевода новых видов ресурсов углеводородов в реальные экономические активы – запасы» [55].

За многолетнюю практику разработки нефтегазовых месторождений в России и за рубежом применялось множество подходов, технических решений и оборудования, технологий, позволяющих увеличить величину извлекаемых углеводородов.

«Методы увеличения нефтегазоотдачи коллекторов основываются на использовании законов фильтрации флюидов, залегающих в пласте; на физических, химических реакциях, происходящих в пласте; на взаимодействии частиц твердой породы и флюидов; на взаимовлиянии закачиваемых реагентов и нефти. Выбор конкретного подхода к добыче углеводородного сырья, а также его эффективность зависит от горно-геологического строения пласта и его изученности, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, от

технологий, которые применялись в начале процесса разработки, темпов отбора и объемов закачки флюидов» [55]. Вследствие особенностей геологического строения и ФЕС разрабатываемых коллекторов, для каждого объекта обосновываются индивидуальные проектные решения разработки месторождения.

Методы повышения нефтеотдачи подразделяют на методы интенсификации притока нефти (МИП) и методы увеличения нефтеотдачи (МУН) [55].

«При эксплуатации скважин давление в призабойной зоне пласта уменьшается, эффективное давление возрастает, что может привести к образованию микротрещин, разрушению коллектора, выносу механических примесей, к изменению фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта, а, следовательно, к уменьшению продуктивности скважин» [55]. Цель МИП - улучшать ФЕС призабойной зоны пласта (ПЗП), повышать *продуктивность* отдельно взятых скважин. Интенсификация добычи может приводить к последующему ухудшению свойств коллектора, то есть, повышается добыча углеводородов в коротком периоде, но ухудшаются перспективы долговременной эффективной разработки.

«В отличие от МИП методы увеличения нефтеотдачи воздействуют на объект разработки или его часть, позволяют вовлечь в разработку остаточные, не извлеченные запасы нефти, которые при запроектированной системе заводнения добыть не удастся. Практика показала, что применение МУН дороже применения обычного заводнения в несколько раз, поэтому рентабельность их применения зависит от стоимости добываемой нефти» [55]. Методы увеличения нефтеотдачи нацелены на повышение коэффициента вытеснения нефти водой и на увеличение коэффициента охвата коллектора заводнением, а также на повышение обоих коэффициентов в совокупности, а значит, и на повышение КИН в целом.

Многообразие методов и способов повлиять на процесс разработки месторождения, при различных геологических, физических и химических условиях коллектора и флюидов, требует выявления факторов, за счет которых

при этом возможно увеличение добавленной стоимости проекта. В этой связи необходимо обоснованно принимать соответствующие управленческие решения.

В основе управленческих решений в отношении проектов разработки нефтегазовых месторождений лежит анализ показателей экономической эффективности, связанной с осуществлением капитальных вложений с учетом величины рисков.

Определение экономической эффективности инвестиционного проекта может рассматриваться как двухэтапный процесс с системой обратной связи. «Он включает: во-первых, определение совокупности показателей, объективно отражающих с экономических позиций разнообразные решения в области техники и технологии производства, маркетинговой политики, организации производства, которые были проектировщиками заложены в проект» [25]. Во-вторых, первоначальной информацией представляется решение совокупности вопросов по установлению требований инвестора. Это означает, что в первую очередь следует определить характеристики экономического интереса инвестора и затем перейти к выбору и оценке показателей. Такая оценка должна объективно характеризовать содержание проектных решений с экономической точки зрения. Без решения первой задачи невозможно разрешить вторую.

Оценка соответствия возможна при обязательном условии, что требования инвестора и характеристики эффективности инвестиционного проекта связаны между собой. Для этой цели требования инвестора и показатели экономической эффективности инвестиционного проекта следует рассматривать в общей системе, которая оценивается единым критерием.

В проектном документе окончательный выбор варианта разработки нефтегазового месторождения обосновывается показателями его экономической эффективности.

Целью технико-экономической оценки проекта разработки нефтегазового месторождения является рассмотрение широкого спектра вариантов технологических решений, осуществляемых в процессах добычи углеводородов и, на основе данного анализа, определение наиболее рационального варианта,

который отвечает критерию достижения максимального экономического эффекта от возможного полного извлечения углеводородов [44].

Для этого предполагается оценить стоимость каждого из рассматриваемых участков недр и затем разделить рассматриваемые объекты/месторождения по экономической привлекательности.

Оценка стоимости проекта – ожидаемая величина чистого дисконтированного денежного потока, который может быть сгенерирован при реализации проекта разработки месторождения с оцениваемыми запасами и ресурсами, в том числе и нефтегазовыми.

Таким образом, стоимостная оценка объекта или чистая приведенная стоимость проекта (ЧПС) представляется величиной выручки, которую получает инвестор, и которую генерирует проект за счет реализации количества извлеченного полезного ископаемого (углеводородного сырья), по сегодняшней цене, и за вычетом величин капитальных и операционных затрат. При этом все будущие доходы, или притоки, и затраты, или оттоки, дисконтируются, то есть приводятся к текущему моменту времени, на который проводится экономическая оценка и определение величины чистой приведенной стоимости.

«Методы оценки эффективности нефтегазовых проектов можно определить как способы, с помощью которых определяется выбор между несколькими вариантами вложения средств на относительно длительный период, исходя из предварительно установленного критерия выбора» [25].

Количественные методы оценки экономической эффективности проекта применяются для сравнения альтернативных проектов. Определяется их стоимость, которая и представляет собой основу для принятия управленческого решения. Концепция экономической оценки основывается на доходном подходе и применении метода дисконтированных денежных потоков (ДДП, Discounted Cash-Flow, DCF) для определения чистой приведенной стоимости проекта или объекта оценки. Концепция DCF соответствует и международным, и российским стандартам оценки.

Доходный подход предполагает совокупность методов оценки стоимости объекта, основанных на вычислении ожидаемых доходов, которые генерирует проект или объект оценки. При этом будущие доходы оцениваются и суммируются с учетом времени их появления. Общепринятой точкой зрения является следующая: «При сложившейся практике доходный подход является основным при стоимостной оценке объектов недропользования, поскольку учитывает будущие ожидания относительно затрат, цен, инвестиций и включает в себя рыночный аспект, так как требуемая ставка дисконта определяется рынком» [25].

Расчет выручки от реализации осуществляется за каждый год по каждому виду продукции отдельно (нефть, газовый конденсат, газ природный). Выручка представляет собой произведение объема реализации продукции за соответствующий период на величину экспортного нетбэка [44]. При расчете экспортного нетбэка от продаж учитываются цена продукции, экспортная таможенная пошлина и расходы на транспортировку продукции. Чистая прибыль представляет собой разность между налогооблагаемой прибылью и налогом на прибыль.

Денежный поток проекта в каждом расчетном периоде представляет собой последовательные разность между притоками и оттоками, генерируемых проектом. Накопленный денежный поток определяется (на каждом шаге расчетного периода) как алгебраическая сумма разностей всех предшествующих интервалов. Расчет потока денежных средств проводится для определения суммы денежных потоков нарастающим итогом на конец установленного расчетного периода. Принципиальным моментом является, будет ли накопленный денежный поток положительным [25].

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) проекта разработки нефтегазового месторождения применяется для анализа экономической эффективности инвестиционных проектов, которые уже находятся в промышленной эксплуатации, а также проектов разработки новых месторождений углеводородов и проектов проведения геологоразведочных работ.

В ТЭО проекта разработки нефтегазового месторождения определяются цены реализации углеводородов, как на внутреннем, так и на внешнем рынках, дается характеристика технологических вариантов процессов добычи [44]. На основе технологических показателей рассматриваемых вариантов разработки месторождения и исходных данных рассчитываются оценочные показатели и показатели экономической эффективности проекта. Решение о рекомендации варианта к реализации принимается с учетом значений технологических и экономических показателей эффективности, к которым относятся следующие. «Основным показателем, определяющим технологическую эффективность, является КИН, экономическую эффективность – поток денежных средств. Отдельно взятый показатель технологической или экономической эффективности не может служить достаточным основанием для выбора варианта разработки. Решение о выборе рационального варианта должно приниматься с учетом комплекса значений всех показателей эффективности разработки месторождения» [25].

Инвестиционный анализ экономической эффективности проектов производится путем моделирования денежных потоков, сложность оценки которых связана с особенностями нефтегазовых проектов. Прежде всего, следует учитывать, что «при оценке технико-экономической эффективности нефтегазовых проектов степень детализации экономических расчетов непосредственно связана с геолого-промысловой изученностью месторождений и стадией их освоения» [25].

Так, на этапе геологоразведочных работ (ГРР) выполняется экспресс-оценка показателей экономической эффективности инвестиционного проекта ГРР. Проекты проведения ГРР и освоения перспективных структур включают следующие этапы: проведение ГРР, бурение поисковых и разведочных скважин, обустройство месторождений и их эксплуатацию.

На этапе опытно-промышленной разработки месторождения и обоснования технологической схемы разработки месторождения горно-геологическая и техническая информация о коллекторе все еще ограничена. Поэтому экономическая оценка эффективности проектов выполняется на основе удельных

капитальных затрат по направлениям промышленного строительства и удельных операционных расходов. Проекты разработки новых месторождений могут содержать этапы опытно-промышленной эксплуатации, ввода в разработку и доразведки месторождения [44, 45].

На этапе реализации проекта разработки нефтегазового месторождения и дополнений к проекту экономическая оценка эффективности инвестиционного проекта выполняется на основе сметного расчета стоимости строительства объектов обустройства месторождения и фактических удельных показателей операционных расходов, рассчитанных за 12 предыдущих месяцев или полный календарный год, предшествующий расчетам.

Во-вторых, состав и структура инвестиционных расходов различаются в зависимости от стадии освоения месторождения. Расчет инвестиционных расходов в проектах разработки нефтегазовых месторождений проводится с учетом особенностей каждого месторождения с учетом стадии его освоения. Инвестиционные расходы включают стоимость геологоразведочных работ, бурения скважин, строительства и обустройства. Капитальные затраты в инвестиционные проекты включают издержки на бурение скважин; оборудование, не входящее в сметы строек; строительство объектов нефтегазопромышленного обустройства и производственной инфраструктуры [25].

Стоимость строительства скважины состоит из расходов на строительномонтажные работы [18]: подготовительные работы, монтаж-демонтаж буровой установки и привышечных сооружений и их транспортировка, бурение и крепление, отбор керна, шлама, прочие исследования, испытание на продуктивность; природоохранные мероприятия (рекультивация и т.п.); на приобретение оборудования, требующее и не требующее монтажа; и на прочие виды работ.

Капитальные затраты в оборудование, не входящее в сметы строек, состоят из расходов на приобретение оборудования для нефтегазодобычных и прочих предприятий.

Оборудование для нефтегазодобывающей организации должно иметь обязательный минимум оборудования, который связан с обустройством и вводом добывающих скважин в эксплуатацию. Для прочих предприятий оборудование, не входящее в сметы строек, включает оборудование и инструмент для процессов бурения, оборудование для ремонта и освоения скважин, механизации промысловых работ, общепромысловое оборудование, транспортные средства и т.д. [55].

«Капитальные затраты на строительство объектов нефтегазопромыслового обустройства и производственной инфраструктуры рассчитываются по следующим направлениям обустройства. Сбор и транспорт продукции (включая межпромысловые трубопроводы); подготовка нефти и газа к транспорту; повышение нефтеотдачи нефтяных пластов; промводоснабжение и промканализация; теплоснабжение; электроснабжение и связь (включая высоковольтные линии электропередач); автомобильные дороги; мероприятия по экологии и промышленной безопасности (природоохранные объекты); прочие объекты; комплексная автоматизация и корпоративные вычислительные сети; материально-техническое и ремонтное обеспечение» [25].

Операционные или эксплуатационные расходы состоят из непосредственно связанных с процессами разработки нефтегазового месторождения затрат. В зависимости от количества имеющейся информации о расходах на добычу углеводородов расчет операционных затрат выполняется на основе фактических данных по статьям «Калькуляции себестоимости добычи нефти и газа» или укрупненным расчетом. Для детального расчета величины себестоимости добычи углеводородов следует разделить эксплуатационные затраты на условно-постоянные и условно-переменные.

В-третьих, инвестирование в проекты разработки нефтегазовых месторождений характеризуется высокой сложностью их оценки и обоснования [44, 45].

Для работ по бурению скважин обосновывается как сметная себестоимость, так и сметная стоимость скважины. Сметная себестоимость строительства

скважины – это совокупность расходов, которые осуществлены в связи с проведением соответствующих работ и необходимы для эксплуатации скважины. При этом сметная стоимость скважины включает плановые накопления, или прибыль буровой или сервисной компании.

Расходы на бурение, крепление и испытания можно разделить на зависящие от времени и зависящие от объема работ.

К расходам, зависящим от времени, относятся затраты на содержание и амортизацию бурового оборудования, затраты на содержание и амортизацию бурового инструмента, запасные части и материалы, которые расходуются при использовании оборудования, затраты на содержание забойных двигателей, бурильных труб, и на энергию, а также техническую воду, буровые растворы и химические реагенты, затраты на специальный транспорт, и на транспорт, для перевозки материалов [25]. Общая величина затрат, зависящих от времени, отнесенная к планируемой продолжительности бурения скважины (без крепления), определяет величину, которую можно назвать стоимостью суток или, например, часа бурения.

Расходы, зависящие от объемов бурения, включают расход долот, износ бурильных труб и т.д. Они рассчитываются как произведение объемов расходующего материала на соответствующие расценки, т.е. стоимость единицы.

«При креплении скважины к затратам, зависящим от времени, относятся оплата труда рабочих, содержание оборудования и амортизационные отчисления на него и др. К зависящим от объема бурения относят расходы на обсадные трубы, цемент и т.д.» [25].

Для определения величин удельных расходов на оборудование, не входящее в сметы строек, для прочих предприятий принимаются отчетные данные по нефтегазодобывающим объектам. Если информация недоступна или отсутствует, тогда величина удельных расходов в оборудование, не входящее в сметы строек, определяется как доля от затрат на оборудование компаний нефтегазодобычи [44, 45].

Капитальные затраты на строительство объектов нефтегазопромыслового обустройства для проектов освоения новых нефтегазовых месторождений, проведения ГРП и освоения перспективных структур принимаются на основании проектов обустройства, а при отсутствии проекта обустройства – по удельным расходам в расчете на одну вводимую из бурения добывающую скважину.

Для строительства объектов нефтегазопромыслового обустройства удельные капитальные затраты рекомендуется рассчитывать на основе инвестиций в обустройство месторождений-аналогов. Выбор объектов-аналогов следует проводить, основываясь на величине извлекаемых запасов углеводородов месторождения, на климатических условиях района месторождения, и, в том числе, на конечном назначении транспорта УВС и сбыта продукции и др. [25, 44, 45].

Основой модели экономической оценки проектов по разработке месторождений углеводородов является концепция денежных потоков и их дисконтирования (Discounted Cash Flows, DCF), которая была разработана для анализа финансовых активов в середине XX-го века [98, 132, 144], но применяется для оценки реальных активов и сегодня. Существуют расширения этой концепции, позволяющие учесть неопределенности цен на ресурсы (нефть, газ) и продуктивную мощность коллектора. Последние представляют собой классические, самые важные, факторы риска при оценке нефтегазовых проектов, которые учитываются, например, с помощью метода Монте-Карло [2, 49, 99].

В модели DCF для экономической оценки реальных проектов ставится под сомнение корректность оценки проектов с неординарными денежными потоками. Неординарный поток денежных средств возникает в случае чередования их оттоков и притоков в любой последовательности. Неординарный денежный поток возникает, например, в случае доинвестирования в реальный проект, что является нормальной ситуацией при разработке месторождений полезных ископаемых (рисунок 1.2). В частности, для нефтегазовых проектов, например, это бурение нагнетательных скважин. Таким образом, после основной фазы инвестирования, в процессе реализации проекта возникают значительные денежные оттоки.

Первоначальные разработки концепции временной стоимости денег и методов дисконтирования рискованных денежных потоков акцентировали основное внимание на *положительных* денежных потоках. Именно для таковых рекомендовали использовать положительную премию за риск, означающую величину компенсации инвесторам [5, 51]. Метод DCF разрабатывался первоначально для финансовых активов, которые генерируют только притоки.



Рисунок 1.2 – Характерный приведенный денежный поток (не накопленный) для реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений

Источник: составлено автором

С развитием методологии экономической оценки и доходного подхода для реальных проектов метод DCF стал также применяться. При этом,

положительную премию за риск в ставке дисконтирования стали использовать для всех генерируемых проектом денежных потоков, следовательно, и для отрицательных денежных потоков. Но дисконтирование рискованных оттоков по скорректированной на риск ставке процента, большей, чем безрисковая ставка, приводит к тому, что проект с высоким уровнем риска оказывается более ценным, чем проект с низким уровнем. Такой результат противоречит предпосылке об инвесторе, избегающем риска [71, 75, 80].

Отражение корректности рискованной составляющей в ставке дисконтирования представлено в формуле 1.1:

$$NPV = \sum \frac{FCF_t}{(1+r)^t} = \sum \frac{FCF_t}{(1+r_f+r_r)^t} = \sum \frac{CFI_t}{(1+r_f+r_r)^t} - \sum \frac{CFO_t}{(1+r_f+r_r)^t}, \quad (1.1)$$

где NPV – чистая приведенная стоимость проекта;

r – ставка дисконтирования;

t – период реализации проекта;

FCF_t – чистый денежный поток проекта t -го периода;

CFI_t – притоки проекта t -го периода;

CFO_t – оттоки проекта t -го периода;

r_f – безрисковая ставка;

r_r – премия за риск.

В формуле (1.1) показано, что увеличение ставки дисконтирования на величину рискованной составляющей действительно приводит к снижению дисконтированной величины ожидаемых притоков, однако, при этом также снижается приведенная величина ожидаемых оттоков. Поэтому подход, предполагающий дисконтирование чистых денежных потоков по ставке, включающей премию за риск, дает адекватные и обоснованные результаты только при оценке положительных ДП.

Для реальных проектов, в том числе нефтегазовых, в которых имеют место значительные оттоки, метод ДДП существенно искажает учет рисков в расчетной модели и, как следствие, оцениваемую величину стоимости проекта. Это делает

невозможным принятие обоснованных управленческих решений на основе рассматриваемой модели.

В плане экономической оценки нефтегазовые проекты характеризуются особенностями, специфика которых отражена в российской отраслевой документации [44, 45] и детально представлена в научной литературе [18, 23, 24, 36, 66, 74, 84, 99, 114, 115, 125, 126, 139, 147, 155].

Долгосрочность. Длительность реализации нефтегазовых проектов в условиях применения традиционного DCF метода экономической оценки может привести к недооценке стоимости долгосрочных запасов углеводородного сырья в силу уменьшающегося коэффициента дисконтирования, который стремится к 0 в долгосрочном периоде.

Капиталоемкость. Добыча углеводородов представляет собой дорогостоящий проект, особенно при разработке нетрадиционных месторождений, роль которой растет в современных условиях. Необходимость многомиллиардных инвестиций в условиях высокой неопределенности делает многие проекты малопривлекательными с точки зрения инвесторов [74, 84, 99].

Зависимость от волатильности цен на углеводороды. Важная проблема при вычислении чистой приведенной стоимости нефтегазового проекта связана с прогнозированием рыночных цен на углеводородное сырьё. Эти цены подвержены характерной изменчивости, особенно, с учетом долгосрочности нефтегазовых проектов. Следовательно, необходим инструмент, который будет корректно учитывать фактор волатильности на базе финансовой математики, вероятностных и стохастических исчислений.

Неординарность денежного потока проекта. Проекты разработки месторождений углеводородного сырья характеризуются высокими капитальными издержками не только в первые годы реализации, но и в последующие. Например, бурение нагнетательных скважин, для поддержания пластового давления, осуществляется на второй стадии разработки. Метод DCF, как было показано, в силу особенностей дисконтирования, занижает эти издержки, которые возникают в поздние периоды. Недооценка будущих затрат

ведет к тому, что первоначальные инвестиции имеют излишний удельный вес в общей структуре затрат.

В этой связи, принятие управленческих решений происходит, прежде всего, с учетом завышенного удельного веса первоначальных затрат, но с меньшим вниманием к последующим инвестиционным издержкам. Такой подход может привести к ситуации, когда компания будет интенсифицировать добычу в первые годы реализации проекта, для того чтобы как можно скорее окупить первоначальные инвестиции. Однако, интенсификация ведет к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пласта в долгосрочном периоде разработки, что, в свою очередь, негативно повлияет на коэффициент извлечения углеводородов на данном месторождении.

Повышение изученности объекта в процессе разработки. На стадии геологоразведочных работ и пробной эксплуатации у компании-оператора имеется достаточно ограниченная информация о месторождении, в силу уникальности горно-геологических свойств коллекторов и физико-химических свойств флюидов. В процессе реализации проекта улучшается его изученность, что стимулирует нефтегазовую компанию к изменению первоначального проекта разработки. То есть, будут корректироваться или изменяться принятые технологические решения.

Заинтересованность государства. Если компания заинтересована в максимизации экономического эффекта от реализации проекта разработки месторождения углеводородного сырья, то государство нацелено на максимум извлечения флюидов. Это создает ограничения для оператора, так как необходимо реализовать тот вариант, который удовлетворит не только интересы компании по максимизации прибыли, но и интересы государства по величине налогов, например, налога на добычу полезных ископаемых, который зависит от общего объема добытых углеводородов [36, 147].

Сложность технической реализации проекта. Сложность физических процессов, протекающих в пласте при процессе извлечения флюидов, очень высока. Решение такой задачи требует высокой квалификации персонала и

продвинутых технологических решений. Уникальность каждого месторождения обуславливает выбор технологических решений, из широкого спектра имеющихся, которые приведут к наилучшим технологическим показателям разработки и экономическому эффекту [125, 126, 155].

Риски. Проектам разработки нефтегазовых месторождений присущи многочисленными рисками – горно-геологические, финансовые, экологические, политические, технические и др. Оценка рисков, наиболее значимых для конкретного проекта, – самостоятельная и достаточно сложная задача [18, 66, 99, 147].

Одной из важных особенностей реализации нефтегазового проекта является необходимость разработки и обоснования технологических решений, направленных на достижение максимально возможных коэффициентов извлечения углеводородного сырья. В российской нефтегазодобывающей практике такое требование закреплено в документах [44, 45].

Технологические решения реализуются на различных этапах разработки месторождений углеводородного сырья. Технико-экономическое проектирование начинается с определения системы разработки. Она включает схему размещения и конструкции скважин, способы заканчивания, количество (плотность сетки скважин) и назначение, режимы работы залежи эксплуатационного объекта, рабочий агент для поддержания пластового давления (ППД) и вытеснения углеводородов [44, 45].

Под системой разработки месторождения подразумевается совокупность взаимосвязанных технологических решений, которые выделяют объекты разработки; последовательность и темп их разбуривания и обустройства; наличие воздействия на коллекторы с целью извлечения из них углеводородного сырья; число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин; управление разработкой месторождения, охрану недр и окружающей среды [36, 47].

Технологический процесс разработки месторождения направлен на извлечение из недр углеводородного сырья и других попутных полезных

ископаемых и компонентов на основе технического проекта разработки месторождения (залежи).

«Технологией разработки нефтегазовых месторождений называется совокупность способов, применяемых для извлечения углеводородов из недр. В системе разработки в качестве одного из определяющих ее факторов указано наличие или отсутствие воздействия на пласт. От этого фактора зависит необходимость бурения нагнетательных скважин. Технология разработки пласта не входит в определение системы разработки. При одних и тех же системах можно использовать различные технологии разработки месторождений. При проектировании разработки месторождения необходимо учитывать, какая система лучше соответствует избранной технологии, и при какой системе разработки могут быть более эффективно получены заданные показатели» [44, 45].

Помимо этого, для стабилизации уровня добычи и повышения эффективности разработки проводят геолого-технические мероприятия (ГТМ). ГТМ – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью ГТМ нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Проект разработки имеет расчетные опции для каждого варианта разработки объекта и зависит от планируемого в проектно-технической документации (ПТД) применения способов и агентов воздействия на пласт, систем размещения и количества скважин, темпов и уровней отбора УВС, вариантов влияния ГТМ на прирост добычи, применения методов интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов, включая методы увеличения нефтеотдачи (МУН), методы увеличения газоотдачи (МУГ), методы увеличения конденсатоотдачи (МУК) [44, 45].

Современная нефтегазовая инженерия разнообразна, так как призвана решать совершенно разные задачи, обусловленные сложными горно-геологическими условиями пластов и/или физико-химическими качествами флюидов, а также изменениями условий разработки месторождений.

Под технологическими решениями в нефтегазовых проектах понимаются системы разработки месторождения, технические и технологические мероприятия или их комплекс, направленные на максимизацию экономического эффекта от реализации проекта, определяемого в соответствии с действующими институциональными условиями. В частности, 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 [44, 45].

При имеющихся разнообразии и уникальности нефтегазовых месторождений, их геологических свойств, а также свойств флюидов особую значимость приобретает вопрос о критериях, учитывающих указанные особенности, при экономической оценке, и возможной группировке технологических решений.

При выборе таких критериев возможно учитывать разделение методов увеличения нефтеотдачи на первичные, вторичные и третичные, которые являются важнейшей составляющей технологических решений [47]. Можно также применить разделение нефтегазовых месторождений по структуре запасов. Такие подходы являются технически обусловленными, при этом, в современных реалиях следует учитывать экономический подход.

Для разработки экономической группировки технологических решений ключевыми факторами являются следующие: фактор времени; действующее налогообложение в нефтегазовом секторе России; условия рыночной конкуренции, оказывающие влияние на капитализацию и инвестиционную привлекательность компании. [3].

Фактор времени реализации технологических решений в проекте при классификации учитывается следующим образом. На этапе технико-экономического обоснования проекта, с учетом дисконтирования [45], поздние затраты, особенно капитальные, оцениваются существенно ниже, чем в момент их осуществления в более поздние периоды [90]. Для более поздних запланированных технологических мероприятий снижаются шансы их

реализации, следовательно, тем ниже вероятность, что оттоки, учитываемые при инвестиционном анализе как генерируемые данным мероприятием, реализуются. Поэтому важно, в какой момент времени на протяжении горизонта планирования будет реализовано планируемое технологическое мероприятие.

Однако, даже при детальном планировании, сложно определить конкретный промежуток времени принятия технологического решения, например, применения третичных МУН. Во-первых, такие решения необходимы на удаленных интервалах от начальной точки реализации проекта по горизонту планирования. Во-вторых, разброс периода внедрения у таких решений в зависимости от характеристик месторождения, динамики процесса разработки и макроэкономических условий может достигать периода в несколько лет [125, 155]. Поэтому следует обосновать и определить период принятия технологического решения.

В качестве основы предлагается рассмотреть классические стадии разработки месторождений. Типы принимаемых технологических решений, техническое обеспечение для каждой из четырех стадий схожи, даже при различиях в структуре запасов. При этом типы решений для разных стадий отличаются друг от друга.

Предлагаемая автором группировка предполагает разделение технологических решений и по типам издержек, и по временному периоду их реализации (таблица 1.2) [8].

Обусловлена такая группировка тем, что процесс экономической оценки и последующее определение показателей экономической эффективности проекта разработки нефтегазового месторождения должны учитывать технические мероприятия и технологические решения определенного типа на определенной стадии разработки.

Таблица 1.2 – Группировка технологических решений для экономической оценки проектов разработки нефтегазовых месторождений

Стадии разработки нефтегазового месторождения	Вид издержек	
	Капитальные	Эксплуатационные
I стадия, освоение объекта	Бурение сетки скважин	Методы гидравлического разрыва пласта, за исключением скважин, в конструкции забоев которых предусмотрен ГРП
II стадия, максимальный уровень добычи	Бурение горизонтальных, многозабойных скважин и боковых горизонтальных стволов	Гидродинамические методы
III стадия, падение добычи	Бурение нагнетательных скважин	Методы увеличения отдачи вторичные
IV стадия, завершающая стадия разработки	Высокопроизводительные насосы для отбора жидкости	Методы увеличения отдачи третичные

Источник: составлено автором

Широкий спектр технических неопределенностей и технологических альтернатив позволяют выбрать и обосновать те технологические решения, которые обеспечат: 1) наибольший экономический эффект для получения прибыли нефтегазовой компании; 2) максимальный коэффициент извлечения углеводородов для достижения цели рационального использования минеральных ресурсов.

Применение технологических решений непосредственно влияет на экономические показатели проекта, что связано с рядом ключевых особенностей технологических решений по отношению к процессу экономической оценки проекта разработки.

1. Реализация ТР в течение временного профиля процесса добычи, особенно капиталоемких, ведет к генерации неординарных денежных потоков.

2. Возможность в процессе реализации проекта совершенствования или изменения уже принятых на стадии проектирования ТР, вследствие накопления информации в течение разработки месторождения о его горно-геологических, горнотехнических особенностях [68].

3. Широкий спектр возможных технологических решений, принимаемых в процессе разработки месторождения углеводородного сырья, требует

качественного обоснования конкретного принимаемого решения, включая выбор наиболее эффективного варианта для условий данного месторождения из нескольких альтернатив, а также выбор наиболее эффективного периода его реализации [72, 135, 143].

4. Высокая техническая ёмкость технологических решений, которые представляют собой капиталоемкий процесс, требующий применения комплексного подхода, учитывающего взаимосвязанные прикладные физические, химические и математические методы [89].

5. Объектом приложения технологического решения может быть флюид, коллектор, эксплуатационный объект. Таким образом, технологические решения могут влиять на технические, горно-геологические неопределенности, которые генерируют эти объекты. Такие неопределенности по-своему влияют на экономическую оценку и экономическую эффективность проекта.

6. С помощью технологических решений можно воздействовать на неудовлетворительные, превышающие установленные нормативно-техническими документами значения отклонения объема добычи флюидов в процессе разработки; внедрять в процесс добычи такие ТР, которые положительно зарекомендовали себя при опытно-промышленных работах на этом месторождении, повышая экономическую эффективность разработки и/или коэффициенты извлечения [152].

При помощи технологических решений в течение реализации проекта по разработке нефтегазового месторождения возможно уменьшать влияние неопределенностей или подстраиваться под них, оптимизируя процесс добычи, создавая добавленную стоимость проекта. Возможность создания добавленной чистой стоимости требует совершенствования методов количественной оценки экономического эффекта от принятия ТР.

Таким образом, в диссертации в качестве объекта экономической оценки рассматривается проект разработки месторождения углеводородного сырья с технологическими решениями. Оценка базируется на уточнении известных

методов экономической оценки активов (нефтегазовых месторождений) и инвестиционных проектов (технологических решений).

Технологические решения применяются для выбора системы и технологии разработки нефтегазового месторождения и для их последующих изменений по следующим причинам: отклонение фактических уровней добычи от проектных сверх допустимых значений; положительные результаты проведенных на месторождении опытно-промышленных работ и возможности их применения на объекте разработки; необходимость изменения технологии и системы разработки месторождения.

Как было отмечено, капиталоемкие технологические решения приводят к генерации неординарных денежных потоков. Ограничения модели DCF для оценки неординарных денежных потоков, искажающие результаты экономической оценки проекта, рассмотрены в работах [102, 140].

Важно, что с помощью технологических решений возможно увеличить ценность проекта за счет:

- снижения себестоимости добычи,
- выбора оптимальных технологий добычи с получением новой информации в течение эксплуатации месторождения,
- корректировки объемов добычи в зависимости от ситуации на мировых рынках и т.д.

Это означает, что нефтегазодобывающая компания может создать добавленную стоимость проекта, получая, интерпретируя и анализируя информацию о неопределенностях (прежде всего, волатильности цен на углеводороды и продуктивной мощности коллектора) в ходе реализации проекта разработки месторождения. Создание добавленной чистой стоимости проекта достигается благодаря выбору, обоснованию и внедрению технологического решения, соответствующего изменившимся, по сравнению с инвестиционной фазой, условиям. Технические правильные, своевременные технологические решения способны увеличивать ценность актива, ошибочные действия – ее уменьшать. Однако, ограничения стандартного метода DCF [92] не позволяют

выявить добавленную стоимость проекта, создаваемую технологическим решением, принятым уже после начала реализации проекта, в общей величине дисконтированного эффекта.

Следует признать несовершенство методов оценки эффективности нефтегазовых проектов при усложнении условий добычи углеводородов. В современной ситуации роль и сложность технологических решений при технико-экономическом проектировании увеличивается, а методы их экономической оценки развиваются недостаточно.

1.3 Обоснование технологических решений как фактор определения величины рентабельно извлекаемых запасов

Добыча углеводородов на месторождении начинается при пробной эксплуатации. Компанией накапливается информация о дебитах скважин, о давлениях в пласте и на забое, о фильтрационных свойствах призабойной зоны, а также эффективности тех или иных способов эксплуатации скважин. Основными документами при разработке месторождений углеводородного сырья являются технологическая схема разработки (ТСП) и технологический проект разработки (ТПР). «В технологической схеме разработки устанавливается система и технология разработки. В процессе реализации технологической схемы производится основное эксплуатационное разбуривание месторождения. После составления и утверждения технологической схемы составляется проект обустройства месторождения» [44, 45].

После принятия технологической схемы и проекта разработки производится анализ фактических результатов и сопоставление их с проектными показателями. Учет изменений показателей разработки необходимы для контроля над выработкой запасов, регулирования процесса разработки.

На основе анализа разработки месторождения углеводородного сырья проводятся мероприятия по приведению в соответствие фактических данных с проектными. Совокупность таких мероприятий называется регулированием разработки нефтяных месторождений, которое можно проводить чисто

технологическими методами без изменения или частичного изменения системы разработки, то есть, воздействовать технологическими решениями.

Таким образом, применение технологических решений в течение эксплуатации объекта способствует приведению в соответствие фактических и плановых показателей разработки, а также улучшению конечного экономического эффекта.

Особенности технологических решений при реализации нефтегазовых проектов продуцируют изменения денежных потоков, которые были определены на этапе технико-экономического проектирования, в экономической оценке проекта. Например, изменение дебитов вследствие применения технологических решений влечет за собой изменение и притоков проекта. Прогноз дебитов осуществляется на основе геолого-гидродинамического моделирования объекта разработки на стадии проектирования.

При этом за последние годы выявилась закономерность: по мере внедрения современных методов гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтегазовых месторождений объемы достижения проектных уровней добычи нефти неуклонно снижаются (рисунок 1.3).

В российском нормативном регулировании нефтегазового сектора извлекаемые запасы подразделяются на технологические и рентабельные. Под технологически извлекаемыми запасами (ТИЗ) нефти подразумеваются запасы, которые возможно извлечь при полной разработке месторождения (залежи), до достижения следующих пределов: дебит нефти меньше и равен 0,5 тонн в сутки, обводненность более 98%, газовый фактор более 2500 м³ на тонну нефти [44, 45].

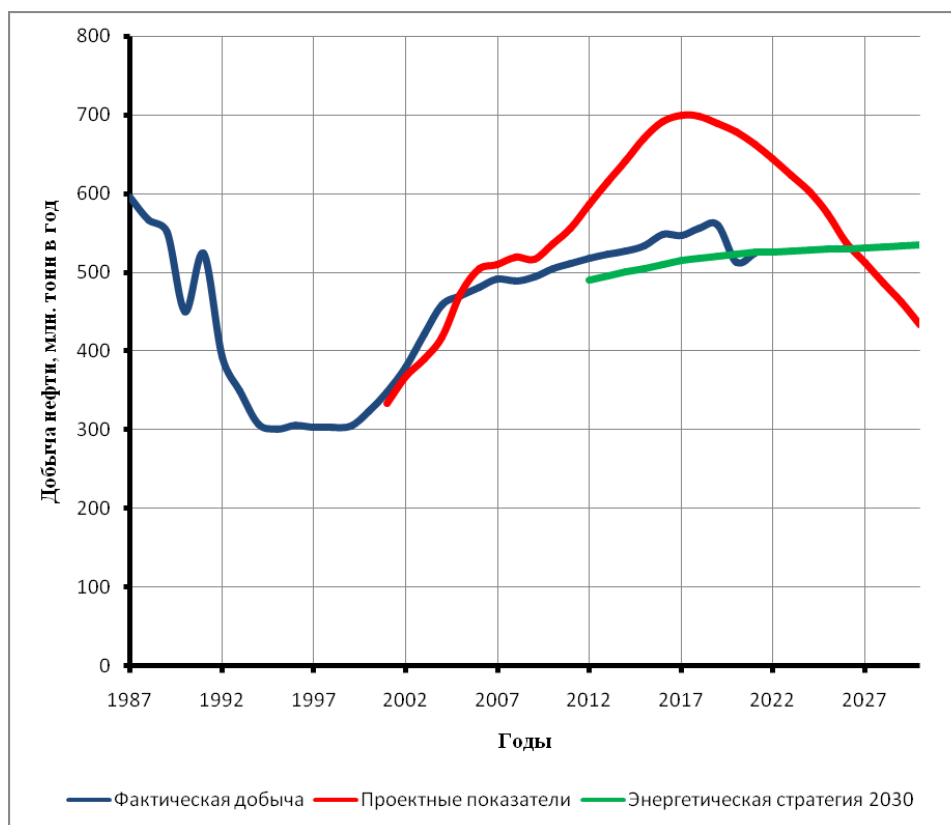


Рисунок 1.3 – Сравнительная диаграмма уровней нефтедобычи в России

Источник: составлено автором по данным [56, 62]

К рентабельно извлекаемым запасам (РИЗ) залежи (месторождения) относится часть извлекаемых запасов УВС рекомендуемого варианта разработки, которые могут быть добыты за рентабельный срок разработки. Рентабельный срок разработки определяется как часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки эксплуатационного объекта (ЭО), в течение которого достигается максимальное положительное значение чистой приведенной стоимости проекта для пользователя недр [44, 45]. Рентабельно извлекаемые запасы и соответствующие значения рентабельных коэффициентов извлечения по отдельным залежам, входящим в ЭО, и отдельным категориям запасов оцениваются на основании расчетов геолого-гидродинамического моделирования объекта разработки.

По данным Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) на 2014 год, фактические уровни добычи в целом по РФ на сегодняшний день отстают от проектных на 143 млн. т, или на 22,2%.

Причины сложившейся ситуации взаимосвязаны и сводятся к следующему [56]:

1) невыполнение проектных объемов бурения (с 2010 по 2014 годы объем фактического эксплуатационного бурения в 2 раза ниже проектного);

2) одна из основных причин невыполнения объемов бурения – неадекватность геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ), не позволяющих достоверно установить локацию остаточных запасов;

3) причина неадекватности ГГДМ – неполный учет накопленной информации по моделям, применяемым для месторождений-аналогов.

Для устранения этих проблем при разработке нефтегазовых месторождений на протяжении последних двух десятилетий предпринимались усилия по совершенствованию классификации запасов углеводородов, а также подходов к их количественной оценке [12, 13, 59, 60].

В 2016 году введена в действие новая классификация запасов (НКЗ) УВ (таблица 1.3). В этом документе понятие «рентабельно извлекаемых запасов» (РИЗ) не появилось, но оно было закреплено во «Временных методических рекомендациях по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Теперь «Правила разработки месторождений углеводородного сырья»). Оценка РИЗ стала производиться при согласовании проектной технической документации (ПТД). Новая российская классификация теперь лучше соотносится с международными аналогами (PRMS и SEC) [11].

В соответствии с документом от 25.01.2019 г. №598п-п9 проведена инвентаризация запасов нефти [11]. Суммарные извлекаемыми запасами составили 17,2 млрд т, что соответствует 60% от текущих извлекаемых запасов нефти РФ, из которых доля рентабельно извлекаемых составила около 64%, то есть 11,2 млрд т. Инвентаризация проводилась по 609 месторождениям.

Таблица 1.3 – Новая российская классификация запасов

Новая российская классификация запасов				Международная система PRMS			
Минерально-сырьевая база	Запасы	В разработке		В разведке			
		Разбуренные А		Разведанные С1	Промышленно извлекаемые		
		Неразбуренные	Разведанные В1		Разрабатываемые	Доказанные	
			Оцененные В2		Неразрабатываемые		
				Оцененные С2		Вероятные	
						Возможные	
					Промышленно не извлекаемые		
	Ресурсы	Подготовленные D0				-	
		Локализованные D _л					
		Перспективные D1					
Прогнозируемые D2							

Источник: составлено автором

Оценка запасов проводилась в соответствии с документом [32], в котором ставка дисконтирования для определения показателей экономической эффективности принимается 16,3%, дополнительный расчет проводится при величине в 15%.

В работе [11] отмечается, что проведение инвентаризации установило существенное влияние макроэкономических условий на величину рентабельно извлекаемых запасов. «Так, по сравнению со сценарием постоянных цен (цена Юралс 69,1 долл./барр. и обменный курс 63 руб./долл. – средние значения за 2018 г.) в базовом сценарии Минэкономразвития от 28.11.2018 г. количество РИЗ нефти сократилось до 36% от ТИЗ. Это произошло из-за одновременного снижения цены на нефть и обменного курса» [11].

В этой связи, можно сделать вывод, что в современных условиях происходит значительное искажение величины объема рентабельно извлекаемых запасов, а также профиля добычи. Причиной этого является включение в проектно-техническую документацию неэффективного бурения и геолого-технологических мероприятий (ГТМ), либо преждевременного окончания рентабельного срока разработки.

До введения в действие новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов 01.01.2016 г. и «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденных распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 г. № 12-р (временные методические рекомендации), наблюдалось значительное расхождение в оценках запасов по результатам международного аудита и государственной экспертизы. По данным [11] «на 01.01.2019 г. количество доказанных запасов нефти в России оценивалось в 14,6 млрд т (данные ВР на основе оценок международного аудита крупнейших компаний), а технически извлекаемых запасов по российской классификации (до введения НКЗ – извлекаемых) – 30 млрд т. Двукратное расхождение объясняется тем, что в старой классификации извлекаемые запасы не учитывали экономику разработки месторождений» [11].

Существенное отклонение оценок количества запасов обосновывает необходимость внедрения способов повышения РИЗ на стадии проектирования месторождений разработки углеводородного сырья. Достичь такого результата возможно путем применения экономически обоснованных и технически эффективных технологических решений, корректно подбирать параметры разработки и оценивать их эффективность.

Одним из ключевых последствий ввода Новой классификации запасов стала возможность разделения запасов на технологически и рентабельно извлекаемые. Это достигнуто было вследствие отказа от дублирующего документа – ТЭО КИН (КИГ, КИК)¹ с установлением правила подсчета извлекаемых запасов на основе проектно-технологического документа. [11].

По оценкам, результаты инвентаризации оказались достаточно близкими к ожидаемым: около 64% (11,2 млрд т) от текущих технологически извлекаемых запасов нефти, прошедших инвентаризацию, признаны рентабельными (в сценарии «постоянные цены» (ВМР)) по состоянию на 01.01.2019 г. С точки зрения, озвученной в работе [11], «был подтвержден давно известный

¹ Техничко-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти (газа, конденсата)

специалистам, но до сих пор официально не признанный факт, что данные государственного баланса запасов существенно выше количества нефти, которое, исходя из существующих технологий и в текущих макроэкономических условиях, можно извлечь из недр».

В ходе инвентаризации для оценки запасов ФБУ «ГКЗ» использовали два сценария: «постоянные цены» и базовый сценарий Минэкономразвития (МЭР). Сценарий «постоянные цены» соответствует международным стандартам аудита запасов, при следующих макроэкономических условиях: цены на нефть и обменный курс рубля к доллару США принимаются на уровне средних значений за год, предшествующий оценке. Для инвентаризации использовалась цена Юралс 69 долл./барр. и курс рубля 63 руб./долл. в реальном выражении.

«Сценарий МЭР, применяемый для бюджетного планирования, предполагает средний уровень цены Юралс около 40 долл./барр. В реальном выражении при укреплении рубля до 56 руб./долл. В сценарии МЭР доля РИЗ месторождений, прошедших инвентаризацию, снизилась до 36% (6,2 млрд т) от ТИЗ (17,2 млрд т), т.е. Сократилась на 44% по сравнению с оценкой в сценарии ВМР. Это произошло из-за одновременного снижения цены на нефть и обменного курса» [11].

Одновременно с совершенствованием классификации запасов изменялись документы по проектированию разработки месторождений углеводородов: введены в действие новые «Правила разработки месторождений углеводородного сырья», устанавливающие требования к разработке месторождений УВ, отвечающие новым реалиям в сфере недропользования.

Практически одновременно с Правилами разработки, в целях реализации новой классификации запасов УВ, вступили в действие «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов по разработке месторождений углеводородного сырья». В 2019 году их заменили «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», определяющие основные требования к составлению проектной документации на разработку месторождений и требования к обоснованию

рентабельно и технологически извлекаемых запасов УВ. Все эти документы направлены на рациональную разработку месторождений УВ и достижение максимально возможного отбора углеводородного сырья из недр при обеспечении высоких доходов недропользователей и государства.

В НКЗ были учтены как интересы государства, так и недропользователей при принятии решений по разработке месторождений УВ. «Таким образом, административное регулирование недропользования было изменено на механизм, основанный на геолого-экономической и технико-экономической оценке возможности разработки запасов, а российская классификация запасов приобрела все необходимые положения для оценки как геологических, так и экономически обоснованных извлекаемых запасов УВ. Российская классификация запасов полностью согласована с Рамочной классификацией РК ООН2009 и в значительной мере гармонизирована с международными классификациями PRMS и SEC.

Оценка рентабельных запасов позволяет исключить из государственного планирования добычу технологически и экономически неэффективных (нерентабельных) запасов. С течением реализации проекта применение технологических решений позволит увеличить объем рентабельных запасов.

Сложившаяся за многие десятилетия общемировая практика разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) предполагает для организации и управления процессом разработки месторождений выделение эксплуатационных объектов (ЭО) – отдельных пластов или групп пластов, залежей и т.д. Вполне очевидно, что все технологические расчеты и технико-экономические оценки разработки месторождения, в том числе и оценки рентабельно извлекаемых запасов (РИЗ), выполняются по вариантам разработки эксплуатационных объектов с последующей группировкой лучших по экономическим показателям вариантов разработки объектов в единый вариант разработки месторождения в целом. Таким образом, формируется общепринятая в мире научно обоснованная практика проектирования и осуществления разработки месторождений УВ» [59]. В работах [12, 13, 59, 60] описаны положительные эффекты для государства и

недропользователей, связанные с применением обновленной нормативно-правовой базы.

В российской академической среде существуют мнения [17, 37], которые подчеркивают недостатки современной нормативно-правовой базы и связанных с этим условий функционирования и реализации проектов разработки месторождений углеводородного сырья.

В работе [30] главной проблемой развития НГС России называется постоянное ухудшение качества (структуры) запасов, в первую очередь, влияющее на эффективность их добычи. Решение этой проблемы не может обеспечить ни технический прогресс, ни изменения в государственном управлении недрами в части стимулирования добычи в связи с ухудшающимися горно-геологическими условиями.

Следующей проблемой, определяющей низкие показатели рентабельно извлекаемых запасов и невысокие значения коэффициентов извлечения, отмечается отсутствие необходимой аналитики, несоответствие официальных данных минерально-сырьевой базы реальному значению, а также проектные завышения КИН при утверждении. Примерно такая же картина по отчетности за счет прироста добычи, за счет МУН и обработки призабойной зоны. Добыча за счет МУН либо завышается почти вдвое, либо она приводится вместе с добычей за счет ОПЗ [50, 57].

Инженерно-технологические подходы для процессов добычи углеводородов постоянно совершенствуются. При этом за последние 50 лет КИН на территории России постоянно снижался и лишь в последние несколько лет стабилизировался (рисунок 1.4). Отмечается, что в РФ «сейчас проектный коэффициент – 36%, а текущее значение – 26. В то же время лучшие практики позволяют Норвегии достигнуть цифры 50%, США – более 40» [38]. Ожидаемый коэффициент извлечения нефти по месторождениям, вступившим в поздние стадии разработки, на уровне 0,3, в то время как в мире он превышает 0,4 [38].

В российском нефтегазовом секторе складывается парадоксальная ситуация: техника и технология нефтедобычи неуклонно развиваются, а

нефтеотдача снижается. Многие специалисты объясняют ситуацию эскалационным характером развития отрасли, постоянным ухудшением горно-геологических условий. При этом в США КИН постоянно растет, несмотря на те же проблемы с растущей труднодоступностью углеводородов. В качестве основных причин такой ситуации в работах [33, 35] «выделяются следующие:

1) неадекватный реальному геологическому строению подбор технологий разработки и методов увеличения нефтеотдачи пластов: у нас до сих пор нет методов подбора необходимых МУН, созданных для геологических условий интересующего нас объекта – в этом главная причина их низкой эффективности и даже неудачного применения;

2) невозможность детальной проработки применения современных технологий в связи со сжатыми сроками проектирования разработки и недостаточным финансированием;

3) стремление недропользователей в получении максимальной прибыли при наименьших затратах за счет опережающей выработки наиболее продуктивных запасов;

4) резкое сокращение применения методов повышения нефтеотдачи пластов и поиска новых эффективных технологий увеличения коэффициентов нефтеизвлечения» [33, 35].

Истощенные крупные и средние традиционные месторождения с высокой степенью выработанности, которые обеспечивали до сегодняшнего момента основную добычу России на протяжении многих лет, могут стать приоритетными для широкого применения современных МУН и освоения остаточных запасов [34].

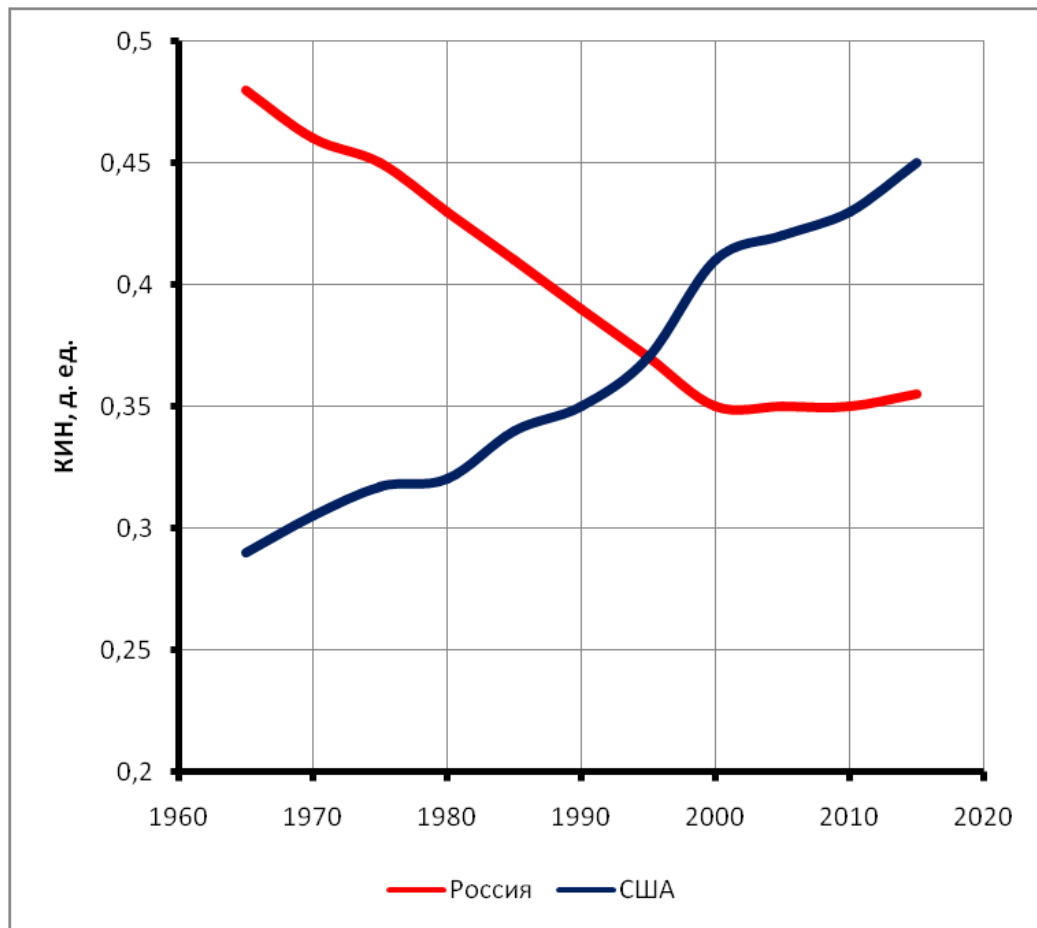


Рисунок 1.4 – Динамика коэффициента извлечения нефти в России и США

Источник: составлено автором по данным [33, 35]

Вопрос повышения КИН является второй, вместе с проведением геологоразведочных работ, составляющей рационального воспроизводства минерально-сырьевой базы. На сегодняшний день создано уже немало технологий МУН, «однако меньшее, чем необходимо, внимание уделяется углубленному изучению геолого-физических характеристик объектов применения МУН и определению оптимальных условий внедрения конкретных технологий на реальных объектах. Только соответствие возможностей (механизмов воздействия) МУН геолого-физической характеристике участков может дать лучшие результаты» [34].

Таким образом, *прирост стоимости проекта с применением МУН увеличивается за счет суммарно большего объема извлечения флюида из пласта в разрезе всего профиля добычи в последние годы эксплуатации месторождения. Задача достижения высокого коэффициента извлечения является превалирующей*

и вместе с тем же чрезвычайно сложной, так как КИН зависит от технических, экономических и горно-геологических условий разработки. В западных странах ключевой эффект оказывает экономическая ситуация на рынке углеводородов. Если цены на нефть достаточно высокие, то количество проектов внедрения МУН растет. При снижении цен – падает, однако при этом увеличивается количество научно-исследовательских работ. В России такого подхода пока не наблюдается, большинство нефтегазовых компаний внедряют МУН несистемно, точечно, и такая картина отрицательно сказывается на эффективности отрасли в целом. Возможность приращения добавленной стоимости проекта теряется из-за отсутствия обоснованного технологического решения.

В существующих нормативно-правовых документах отклонения фактических показателей годовых дебитов от проектных (таблица 1.4) предлагается решать за счет внесения изменений в существующие технологические схемы разработки (ТСР), технологические проекты разработки (ТПР) в виде дополнений к ним – ДТСР, ДТПР. В случае отклонения уровня фактической годовой добычи от проектной сверх допустимых значений по месторождению, недропользователю необходимо установить причины отклонений, разработать компетентные решения и внести соответствующие изменения в ДТСР, ДТПР [44].

Компания-недропользователь, составляя ДТСР или ДТПР, будет изменять технологию или системы разработки месторождения путем технологических решений. К ним относятся бурение новых скважин, добывающих или нагнетательных, применение ГТМ или внедрение методов увеличения углеводородоотдачи.

Таблица 1.4 – Допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа по месторождению углеводородов от проектной величины, утвержденной в техническом проекте

Проектный уровень годовой добычи нефти по месторождению, млн.т	Допустимое отклонение (\pm) фактической годовой добычи от проектной, %
до 0,01 (включительно)	устанавливается в соответствии с фактически достигнутым уровнем
более 0,01 до 0,025 (включительно)	50,0
более 0,025 до 0,05 (включительно)	40,0
более 0,05 до 0,10 (включительно)	30,0
более 0,10 до 1,0 (включительно)	25,0
более 1,0 до 5,0 (включительно)	20,0
более 5,0 до 10,0 (включительно)	15,0
более 10,0 до 15,0 (включительно)	12,0
более 15,0 до 20,0 (включительно)	10,0
более 20,0 до 25,0 (включительно)	8,5
более 25,0	7,5
Проектный уровень годовой добычи свободного газа и (или) газа газовых шапок по месторождению, млрд.м	Допустимое отклонение (\pm) фактической годовой добычи от проектной, %
до 0,5 (включительно)	50
более 0,5 до 2 (включительно)	40
более 2 до 10 (включительно)	30
более 10	20

Источник: [44, 45]

К перечисленным проблемам определения объемов рентабельно извлекаемых запасов следует добавить и современные методы экономической оценки нефтегазовых проектов. Именно на основании результатов экономической оценки и определяется «рентабельность» запасов углеводородного сырья.

В нефтегазовой отрасли ставится под сомнение способность классического метода DCF к достоверной оценке проектов. Основные отмечаемые недостатки следующие [65]:

- 1) недооценка стоимости долгосрочных запасов

2) склонность к созданию излишних объемов производственных мощностей (в случае Upstream, добывающих), что ведет к неэффективности разработки, когда начинается падение дебитов с течением времени;

3) недооценка будущих затрат, из-за чего, например, существует предубеждение против использования более качественного оборудования, как средства снижения издержек на техническое обслуживание;

4) неспособность корректно учитывать неординарные денежные потоки, которые присущи реальным проектам, по разработке полезных ископаемых;

5) неспособность оценивать специфичные типы рисков, представленные аналогичными проектами с учетом различных налоговых режимов.

Усложнение геологических, географических, климатических условий реализации новых добывающих и инфраструктурных проектов приводит к повышению капиталоемкости единицы добычи углеводородного сырья. Восточная Сибирь и континентальный шельф (в особенности арктический) предъявляют повышенные требования к инвестициям в освоение региона в силу географической разбросанности, сложных климатических условий, недостаточной изученности, отсутствия промышленной и транспортной инфраструктуры, необходимости создания сложных инженерных сооружений для обустройства месторождений, бурения скважин и транспортировки продукции.

В статье рассмотрены [1] основные проблемы, связанные с оценкой величины РИЗ месторождений углеводородного сырья. Среди них – невозможность прогноза цен на нефть, нечеткость в определениях самого понятия рентабельного срока освоения, ограниченность применяемого метода дисконтированных денежных потоков для корректных расчетов РИЗ.

Фактически, для большинства минеральных активов традиционные методы DCF не учитывают и не могут должным образом учитывать влияние неопределенности денежных потоков на стоимость активов, что приводит к систематическим ошибкам в оценке, проектировании и управлении активами. Эксперты нефтегазовой промышленности отмечают достаточно низкую доходность, связанную с разработкой нетрадиционных месторождений, и часто

объясняют это трудными геолого-технологическими и налоговыми условиями. Альтернативным объяснением может быть то, что эти низкие доходы частично являются результатом ошибок, содержащихся в оценках проектов и активов по методу DCF, которые приводят к неоптимальному распределению капитала и последующей низкой доходности инвестиций. Недостатки модели DCF также влияют на величину рентабельно извлекаемых запасов.

Таким образом, дополненный экономический подход к оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений с принятием технологических решений влияет на объем рентабельно извлекаемых запасов, помимо рассмотренных аспектов классификации запасов, взаимодействия недропользователя с государством посредством нормативно-технической документации, построения геолого-гидродинамических моделей.

1.4 Выводы по Главе 1

1. В модели развития нефтегазовой отрасли Российской Федерации наблюдается переход от масштабного освоения крупных традиционных месторождений к разработке нетрадиционных залежей углеводородного сырья. Это обусловлено высокой степенью выработанности легкодоступных запасов и экономической необходимостью перехода к трудноизвлекаемым ресурсам. Необходимость добычи и переработки высоковязких, тяжелых нефти и битумов, углеводородов низкопроницаемых пород и мелких месторождений, арктических углеводородов, истощенных месторождений на поздних стадиях разработки определяют значимость технологических решений.

2. Практика экономически развитых стран-экспортеров углеводородов показывает, что эффективное развитие нефтегазовой индустрии основано на внедрении инновационных технологий и передового инженерного оборудования. Кроме того, усложнение условий добычи и переход к нетрадиционным источникам нефти и газа требуют постоянного внедрения новых технологий.

3. Экономически обоснованное применение технологических решений, включая третичные методы увеличения нефтеотдачи при разработке истощенных

месторождений, направлено на поддержание или увеличение показателей эффективности добычи углеводородов.

4. Классическая модель DCF для экономической оценки нефтегазовых проектов обладает концептуальными ограничениями, такими как статичность, детерминированность будущих денежных потоков, недостаточный учет специфических рисков проекта. Это приводит к искажению входных параметров и экономических результатов при экономической оценке инвестиционного проекта, включающего технологические решения.

5. Важность внедрения технологических решений в проектах разработки нефтегазовых месторождений в российских условиях определяется необходимостью и возможностью увеличения рентабельно извлекаемых запасов. Развитие и внедрение технологических решений в практику нефтегазовых компаний должно сопровождаться совершенствованием методов оценки экономической эффективности проектов. Растущая дифференциация технологических решений по содержанию и стоимости при разработке нефтегазовых месторождений требует учета этих факторов в технико-экономическом обосновании проектов и инвестиционном анализе.

6. На объем извлекаемых запасов при обосновании проекта и на конечные коэффициенты извлечения углеводородов влияют ограничения модели DCF и специфика инвестирования в нефтегазовые проекты, а не только аспекты классификации запасов, взаимодействия недропользователя с государством, построения геолого-гидродинамических моделей и, собственно, реализации тех или иных технологических решений при разработке месторождений углеводородного сырья.

ГЛАВА 2 РАЗВИТИЕ МЕТОДА ДИСКОНТИРОВАННЫХ ДЕНЕЖНЫХ ПОТОКОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ

2.1 Ограничения постоянной ставки дисконтирования при экономической оценке нефтегазового проекта и предпосылки разработки методического подхода, развивающего концепцию DCF

Основным методом оценки показателей экономической эффективности нефтегазовых проектов является метод дисконтированных денежных потоков (DCF – Discounted Cash Flow). Ключевым показателем в расчете DCF является чистая приведенная стоимость (NPV – Net Present Value), приведенная стоимость притока денежных средств за вычетом приведенной стоимости оттока денежных средств или инвестиций. Анализ DCF обеспечивает четкие, последовательные критерии принятия решений для всех проектов. Однако он также имеет ограничения [58]:

1) DCF статичен. Он предполагает, что осуществляется первоначальный план реализации проекта независимо от меняющихся обстоятельств. Однако изменения обстоятельств и устранение влияет на планы. Управленческие вмешательства, как правило, повышают ценность результатов, рассчитанных с помощью анализа DCF.

2) DCF предполагает, что денежные потоки детерминированы. На практике часто бывает трудно оценить денежные потоки, и DCF часто может переоценить или недооценить определенные типы проектов.

3) Большинство методик DCF использует в качестве нормы дисконтирования средневзвешенную стоимость капитала (WACC – Weighted Average Cost of Capital). Но вместо WACC компании часто используют общекорпоративный уровень барьерных ставок, который может не отражать фактические риски, присущие конкретному проекту.

Проект (или, в более общем смысле, любой актив) может быть оценен по величине денежных средств, которые он использует и генерирует. Денежный поток является товаром и должен оцениваться в соответствии с теми его

характеристиками, которые важны для инвесторов. Для денежного потока такими характеристиками являются время и риск. Метод чистой приведенной стоимости учитывает это при использовании ставок дисконтирования, которые сочетают безрисковую ставку (оценка времени) и премию за риск (оценка риска) для дисконтирования сумм денежных потоков при определении стоимости активов.

Также в работе рассматривается и применяется концепция стоимостной гармоничности. Она относительно проста, однако имеет некоторые важные последствия, которые не в полной мере используются при экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений с технологическими решениями.

Особая форма «принципа стоимостной гармоничности» называется «принципом стоимостной аддитивности». Он позволяет денежные потоки, которые могли бы возникнуть в результате реализации проекта, разбить на удобные для оценки элементы, а затем суммировать стоимость всех элементов, чтобы получить конечную стоимость проекта. Упрощенная версия этого принципа лежит в основе аддитивности формулы чистой приведенной стоимости, используемой в расчетах DCF модели.

Нефтегазовые проекты сопровождаются неопределенностями – геологическими, техническими, макроэкономическими, операционными и др. Оценка рисков, наиболее значимых для конкретного проекта – отдельная, трудоемкая задача. Как было подчеркнуто в первой главе, воздействием технологических решений при реализации проектов по разработке месторождений возможно уменьшать влияние неопределенностей или подстраиваться под их природу, оптимизируя процесс добычи, создавая добавленную стоимость проекта. Это обстоятельство делает ошибочным использование в инвестиционном анализе *только* стандартного метода DCF [58]. DCF метод не способен воспроизвести в анализе эту добавленную стоимость.

Технические правильные, своевременные технологические решения способны увеличивать ценность актива, также как ошибочные действия – ее уменьшать.

Метод чистой приведенной стоимости имеет, по крайней мере, три недостатка, которые проявляются при экономической оценке проектов нефтегазовой отрасли в секторе Upstream.

Во-первых, метод DCF может вызвать значительные и систематические искажения в технико-экономическом анализе, который является частью оценочного процесса. Помимо прочего, он может препятствовать принятию долгосрочных или стратегических решений, чрезмерно дисконтируя будущие ДП и недооценивая способность руководителей проектов реагировать на будущие непредвиденные обстоятельства.

Во-вторых, DCF-анализ в значительной мере зависит от ставки дисконтирования по проекту, что требует идентификации и анализа многих факторов, влияющих на выбор этого показателя. Конкретные ставки дисконтирования должны быть обоснованы, так как критерии расчета могут быть противоречивыми. Желательно использовать методы оценки, которые позволяют избегать сложности учета факторов при обосновании ставки доходности, и при этом, не снижают точности.

И, наконец, современные методы DCF побуждают управленцев рассматривать неопределенности не систематически, ситуативно, с помощью некой комбинации выбора ставки дисконтирования и мнения о разбросе результатов оценки по анализу «чувствительности». Было бы лучше применять комплексный подход к величинам неопределенности и его влиянию на стоимость.

Результаты экономической оценки, основанной только на методе DCF, могут быть недостоверными, а утверждение последующего проектного или эксплуатационного решения компанией и/или государственным учреждением, может иметь негативные последствия для общества и акционеров, в том числе, и в долгосрочной перспективе. Для инвесторов классический метод DCF является источником высокой неопределённости в оценке продолжительных проектов (30-40 лет).

Вычисление чистой приведенной стоимости является наиболее распространенным подходом в экономической оценке проектов. Хотя недостатки

методов DCF были признаны многими отраслевыми экспертами (например, [88, 69, 119, 108, 110]) и предложены некоторые альтернативные варианты, метод DCF остается наиболее распространенным.

Например, Робичек и Майерс [132] впервые указали, что временная стоимость денег и риск являются отдельными переменными, их объединение может быть неверным подходом, предложили альтернативу методологии DCF, названную методом эквивалента определенности, чтобы разделить эти эффекты на основе концепций теории полезности. К сожалению, применение этого метода было связано с практическими ограничениями определения величины эквивалентов. Кроме того, для анализа затрат и выгод обоснованность традиционных методов дисконтирования, таких как DCF, ставится под сомнение, поскольку имеются доказательства существенной недооценки отложенных выгод при дисконтировании [151].

Экономическая оценка по классическому методу DCF включает три этапа. Во-первых, рассчитывается проектный денежный поток для каждого отрезка времени. Для этого детерминанты денежного потока, например, цена реализации, непосредственно используются в экономической модели. Во-вторых, денежные потоки проекта дисконтируются по выбранной ставке доходности. В-третьих, суммируется дисконтированная стоимость денежных потоков проекта.

Этот классический подход состоит в сокращении будущих денежных потоков на некий фактор, который растет со временем. Этот фактор называется ставкой дисконтирования. Преимущественно, для вычисления чистой приведенной стоимости проекта, используется ставка дисконтирования, которая учитывает в своей величине показатели инфляции, альтернативной стоимости капитала и рисков. То есть, можно назвать такой показатель скорректированной на риск ставкой дисконтирования (Risk Adjustment Discount Rate, RADR), поскольку влияние времени корректируется на риск.

Традиционная оценка дисконтируемых потоков, которая использует постоянную ставку дисконтирования для дисконтирования всех чистых денежных потоков активов, была предложена в 1970-х годах как приемлемый инструмент

оценки [128], хотя в последнее время было признано, что определение соответствующей ставки чрезвычайно сложно, если не невозможно [79]. Теория экономической оценки признает, что на чистую приведенную стоимость (NPV) ряда прогнозируемых потоков денежных средств проекта или актива влияют два фундаментальных фактора: время движения денежных средств и неопределенность движения денежных средств.

«Мнение экспертного сообщества, специализирующегося в области анализа проектов ресурсного типа, по поводу классического метода DCF сводится к следующему. Вследствие недифференцированного учета риска, свойственного разным детерминантам проекта, метод DCF зачастую дает смещенные оценки эффективности проекта. В частности, систематически занижается долгосрочная ценность запасов сырья в недрах, наблюдается смещенность оценки в сторону чрезмерного наращивания добывающих мощностей (для увеличения добычи в периодах, приближенных к нулевому), недооценивается величина будущих затрат, что ведет к занижению выгоды от применения усовершенствованных технологий с низкими эксплуатационными издержками. Кроме того, технические приемы классического метода DCF не позволяют сравнивать профили риска для проекта, осуществляемого в условиях разных налоговых режимов, и не дают возможность оценить дополнительные выгоды от гибкого управления проектом с учетом изменяющихся параметров реализации» [40].

Общим подходом для большинства методов экономической оценки проектов, связанных с добычей полезных ископаемых, является выбор постоянного RADR для расчета NPV проекта. Если выбранный RADR больше, чем безрисковая норма, то ставка дисконтирования должна быть скорректирована с учетом риска. Предположение об использовании постоянного RADR в течение всего инвестиционного периода может оказать значительное влияние на инвестиционные решения, особенно для долгосрочных инвестиций с долгосрочными будущими обязательствами, такими как добыча полезных ископаемых.

Выбор постоянной ставки дисконтирования неоднозначен. Некоторые инвесторы могут выбрать норму доходности, используя модель ценообразования капитальных активов (САРМ) Шарпа [144] для определения соответствующей нормы доходности торгуемых ценных бумаг и распространенной на оценку инвестиций в инфраструктуру [81, 153]. Другие инвесторы могут классифицировать проекты в соответствии с их общими характеристиками и назначать определенную барьерную ставку для каждой категории проектов (например, проекты снижения затрат, инвестиции в расширение, международные предприятия или научно-исследовательская и опытно-конструкторская деятельность). Независимо от того, как выбрана норма прибыли, оценка инвестиций с использованием классического метода DCF – это подход «сверху вниз», в котором инвесторы/лица, принимающие решения об инвестировании, выбирают «подходящую» ставку дисконтирования.

Широкое исследование проводилось в 1970-х годах для модели ценообразования капитальных активов (САРМ). Было показано [128, 98], что, когда многолетний проект состоит из ряда отдельных компонентов денежного потока – доходов, операционных расходов, и т.д., каждый из которых имеет собственный уровень неопределенности, начальная бета актива может быть рассчитана только после расчета приведенной стоимости каждого отдельного денежного потока. Это означает, что бета актива является эндогенной величиной, зависящей, среди прочего, от структуры проекта. Даже в случае, если эта начальная бета используется в рамках САРМ для получения постоянной ставки дисконтирования для конкретного актива, правильной стоимости актива не будет получено.

Общая концепция состояла в том, что для *правильного дисконтирования денежных потоков проекта ставки дисконтирования должны были бы различаться по элементам денежных потоков и во времени*. Однако, такой подход нашли труднореализуемым. Поэтому, компромисс заключался в предположении, что оценка денежных потоков, возникающих в результате деятельности определенного типа (например, нефтегазовой отрасли), может быть

проведена с использованием постоянной ставки дисконтирования [98, 149], Майерс [128] также утверждал, что такой подход дает «близкие к правильным» оценки.

Однако проблема определения специфической ставки дисконтирования проектов включает в себя «множество данных и эконометрических препятствий» [79, 148]. Как отмечается, «определение стоимости собственного капитала после сомнительных бета-ставок и рыночных премий на самом деле не дает лучшей базы, чем экспертное мнение» [148].

Концепция DCF, разработанная для анализа финансовых активов в середине XX века [127, 139], масштабно применяется для оценки любых проектов. Существуют расширения этой концепции для нефтегазовых проектов, позволяющие учесть неопределенности цен на продукцию (нефть, газ) и продуктивную мощность коллектора (объем извлекаемых запасов). Растущая важность и необходимость технологических решений в процессе разработки нефтегазового месторождения в связи с усложнением технологий и увеличением рисков [88, 133, 134] снижает релевантность и самой концепции DCF, и ее дополнений.

Недостатки метода DCF и его многочисленных модификаций были признаны многими отраслевыми экспертами [58, 95, 110, 130]. Теория инвестиционной оценки признает, что на чистую приведенную стоимость (NPV) прогнозируемых денежных потоков, связанных с инвестиционным проектом, влияют два фундаментальных фактора: периоды генерации денежных потоков и неопределенность их величины. Непосредственно на саму идею дисконтирования влияют риск и время. В методе DCF эти две составляющие учитываются единым показателем. Проблема объединения факторов риска и времени при расчете NPV проекта заключается в том, что такой подход искусственно делает величину денежных потоков, возникающих далеко в будущем, пренебрежимо малой и преувеличивает величину более ранних денежных потоков [132, 151].

Для анализа и учета рисков нефтедобывающих предприятий широко используется подход, применяющийся после проведения экономической оценки

методом DCF [82, 104, 105, 150], включающий в себя вероятностные методы, метод математического моделирования Монте-Карло [158], метод сценариев, нечетко-множественный анализ и другие [123]. Основная проблема этого мощного и, безусловно, полезного аналитического инструментария состоит в том, что он проводится «постфактум», на базе метода DCF, не исключая необъективности «внутри» модели оценки. Таким образом, управленческие решения принимаются в соответствии с заложенными в модель предпосылками, искажающими корректность экономической оценки.

Критику в методе DCF вызывает применение постоянной ставки дисконтирования на протяжении всей длительности проекта, а также единой ставки для проектов, принадлежащих к разным типам [30]. Типология технологических решений и периоды их реализации весьма разнообразны, что приводит к выводу о необходимости использования различных ставок.

В работах [69, 78, 118, 122, 139] была предложена модель Modern Assets Pricing (MAP). Основная особенность этой модели состоит в том, что для вычисления доходной и расходной составляющих денежных потоков используются различные нормы дисконта, или бинарное дисконтирование. Для определения притоков используется коэффициент дисконтирования RDF (Risk Discount Factor), учитывающий ценовые риски, путем реверсированного дисконтирования; а для расчета оттоков применяется коэффициент дисконтирования TDF (Time Discount Factor), принимающий во внимание безрисковую ставку и темпы инфляции. В работах [73, 112, 157] идеи MAP были развиты и апробированы на реальных активах. Поэтому MAP представляет собой достаточно эффективный способ устранить недостаток DCF и относительно прост в реализации. Однако MAP учитывает только рыночный риск и не содержит положений о включении нерыночных рисков.

Для учета нерыночных рисков была разработана концепция Decoupled Net Present Value (DNPV) [91, 92, 95]. Согласно этой концепции, риски, как потока доходов, так и потока расходов, представляются в виде издержек, то есть, как «затраты» на проект. Стоимость риска вычитается из потенциальных доходов

(если риск связан с доходами) или добавляется к издержкам (если риск связан с издержками), а также дисконтируется по безрисковой ставке.

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

Основная проблема объединения временной стоимости денег (представленной безрисковой ставкой) и риска в одном факторе при расчете стоимости инвестиций заключается в том, что она искусственно делает величину денежных потоков, возникающих далеко в будущем, пренебрежимо малой и преувеличивает величину более ранних денежных потоков. Учитывая выявленные недостатки и ограничения метода DCF, предлагается в разрабатываемом методическом подходе использовать принцип разделения факторов риска и времени в ставке дисконтирования, для устранения некорректных результатов экономической оценки.

Для того чтобы расширить возможности DCF-метода, разработан методический подход для экономической оценки технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений, который развивает концепцию дисконтирования денежных потоков.

Автором обоснованы основные принципы и разработан соответствующий методический инструментарий.

По мнению автора, основные принципы методического подхода к экономической оценке нефтегазовых проектов должны строиться на следующих принципах:

1. принцип разделения факторов времени и риска при определении ставки дисконтирования,
2. принцип динамического дисконтирования (применение изменяющейся со временем ставки);
3. принцип применения отдельных ставок дисконтирования для оттоков и притоков проекта (бинарного дисконтирования).

Реализация этих принципов достигается при применении разработанного автором инструментария (методик) обоснования ставок дисконтирования для притоков и оттоков проекта.

Разработанный автором методический подход представлен на рисунке 2.1.

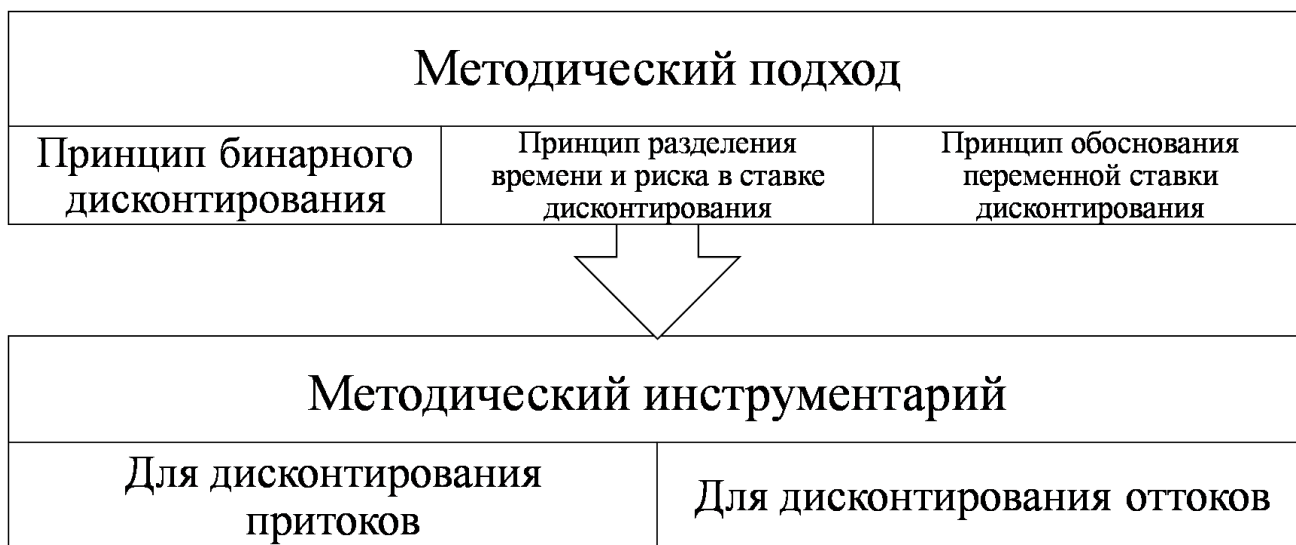


Рисунок 2.1 – Разрабатываемый методический подход

2.2. Обоснование принципа разделения факторов времени и риска при определении ставки дисконтирования для экономической оценки нефтегазовых проектов

Ставку дисконтирования часто определяют, опираясь на альтернативную стоимость капитала (ОСС), на стоимость заемных средств, на средневзвешенную стоимость капитала (WACC), на барьерную ставку. Методы определения ставки

дисконтирования классифицируются на две группы: во-первых, методы, в которых занимаются обоснованием финансовых результатов проекта (т.е. способности проекта заработать добавленную стоимость) и предполагается, что норма прибыли проекта должна быть OCC, стоимостью долга, WACC или аналогичной мерой; и, во-вторых, такие методы, в которых величину ставки обосновывают через оценку риска проекта и подразумевается, что норма прибыли должна включать премию, чтобы компенсировать им любой дополнительный риск, связанный с проектом, который не был включен в стоимость капитала, таким образом, предполагая «соответствующую» барьерную ставку или RADR.

Различные подходы к выбору ставки дисконтирования указывают на то, что определение «эквивалентной» инвестиционной альтернативы не является простым предположением, и что в основе метода DCF лежит качественная оценка того, насколько увеличить ставку дисконтирования по сравнению с безрисковой ставкой, чтобы учесть рискованность проекта. Несмотря на многочисленные попытки разработать процедуры и / или методологии, определяющие выбор подходящей нормы прибыли для данного инвестиционного проекта для данной отрасли, ее выбор представляется несколько произвольным и варьируется от инвестора к инвестору [70].

Практика использования одного параметра для учета двух изначально различных переменных (т.е. временной стоимости денег и риска, связанного с проектом) ослабляет способность инвестора последовательно соотносить норму прибыли с рисками данного проекта. Таким образом, практика, которая была успешно использована для оценки доходности портфеля торгуемых ценных бумаг [92], представляется не слишком подходящей для оценки реальных инвестиций.

Классический метод DCF в первоначальном виде представляет собой подход, который отражает результат процесса приобретения капитала (собственного и заёмного), при этом проекты получают оценку по средневзвешенной стоимости капитала (WACC). По существу, ставка дисконтирования в классическом DCF больше связана с источниками финансирования, чем с самим проектом (т.е., она экзогенна для проекта).

WACC используется в качестве прокси для среднего инвестиционного риска фирмы. Если считается, что проект имеет профиль риска, отличный от общего риска фирмы, руководители эвристически модифицируют (т.е. увеличивают) ставку дисконтирования для учета специфического риска проекта. Такая распространенная практика эвристической корректировки (т.е. увеличения) ставки дисконтирования для учета фактического или предполагаемого дополнительного специфического риска проекта привела к необоснованную увеличению RADR. Однако, поскольку эффект этих корректировок возрастает, начальные ошибки в выборе этого параметра увеличиваются по мере увеличения продолжительности проекта.

Метод дисконтирования, используемый в нефтегазовой промышленности, заключается в выявлении различных источников неопределенности и риска активов и проектов (например, цены на полезные ископаемые, геологические, технические и многие другие) и качественной оценке необходимой премии за риск для каждой неопределенности на основе решения руководства компании [145, 146].

Затем *скорректированная на риск ставка дисконтирования* актива или проекта обосновывается добавлением величины премии за риск к безрисковой процентной ставке. Преимуществом такого метода представляется его направленность на рисковые характеристики, присущие конкретному активу или проекту. Менеджмент компании определяет источники неопределенности проектов и обосновывает соответствующую премию за риск, отражающую эту неопределенность. Недостатком данного метода является его зависимость от качественной оценки риска и отсутствие какой-либо теоретической базы для суммирования величин премий за риск. Более того, анализ рисков может быть ошибочным, и важные элементы процесса разработки проекта могут быть проигнорированы.

С появлением мощного и универсального программного обеспечения для моделирования и инвестиционного анализа, такого как Eva и CrystalBall, оценка проектных рисков стала более распространенной для поддержки крупных

капиталовложений в горнодобывающую промышленность, добычу нефти и газа, инфраструктуру, производство, охрану окружающей среды и множество других проектов [103]. В результате технические эксперты нередко совместно в крупных инвестиционных проектах оценивают распределение вероятностей для важных входных параметров на основе субъективного опыта или прошлых эмпирических данных [83] и разрабатывают системы оценки субъективного риска, которые могут быть использованы для ранжирования потенциальных инвестиционных альтернатив [81].

Хотя были разработаны сложные процедуры расчета распределения вероятностей NPV с использованием методов моделирования Монте-Карло [81, 137, 156], интерпретация результатов не является однозначной, поскольку предлагаемые процедуры выполняются после непосредственно экономической оценки и, предположительно, риск, связанный с проектом, уже должен был быть включен в ставку дисконтирования, выбранную для расчета NPV. Даже в тех случаях, когда NPV рассчитывается с использованием безрисковых ставок, а денежные потоки проекта моделируются с использованием функций плотности распределения вероятности, процедура усложняется. Например, учитывая ценность и учет предпочтений инвесторов в отношении риска и, как следствие, используется в основном в качестве инструмента принятия решений, а не для экономической оценки [81].

Инвесторам/лицам, принимающим решения, остается задача интерпретации полученной информации и разработки собственных эвристик для фактического или предполагаемого риска проекта с премией за риск (т.е. ставкой, превышающей безрисковую доходность, которая должна быть выбрана для расчета NPV проекта). В результате они продолжают использовать и доверять детерминированным методам DCF с заданной нормой доходности, которые основаны на, казалось бы, произвольных эмпирических правилах [124]. Однако учет плохо понимаемых рисков, таким образом, может привести к принятию нормы прибыли, которая значительно выше (или ниже), чем предполагает

фактический риск, что приведет к отказу (или принятию) от инвестиционных возможностей.

Следует отметить, что в отсутствие риска метод DCF действительно является ценным инструментом, поскольку он обеспечивает последовательную финансовую меру стоимости инвестиций [70]. Фактически, метод DCF может быть ценным инструментом даже при работе с неопределенными денежными потоками, если ставка дисконтирования не используется в качестве прокси для конкретного проектного риска и представляет только стоимость капитала инвестора. Именно тогда, когда речь идет о неопределенных доходах и/или расходах, а ставка дисконтирования эвристически корректируется с учетом этих рисков, недостатки метода DCF становятся значительными, поскольку временная стоимость денег непосредственно связана с проектным риском.

По этой причине выявление и признание скрытых недостатков традиционной методологии DCF наиболее важно при работе с отрицательными денежными потоками, поскольку рассчитанный NPV потенциально может увеличиваться с риском, приводя к результатам, которые не согласуются с восприятием риска инвестором (т.е. чем выше риск, тем ниже NPV).

Основываясь на идеях, выдвинутых в работах [98, 132], которые учитывают временную стоимость денег в знаменателе, а неопределенности в числителе (таким образом, делая время и риск двумя различными параметрами), в приведенном ниже методе предлагается рассматривать риск как издержки проекта и учитывать его в числителе. Затем стоимость проекта дисконтируется по традиционному методу дисконтирования денежных потоков с использованием безрисковой ставки, поскольку риск уже учитывается отдельно.

Ограничительные допущения объединения двух различных переменных (времени и риска) в один параметр были впервые определены в [132], где, с использованием концепции теории полезности, предложен метод эквивалента определенности (*certainty equivalent method*, CEM) в качестве альтернативного вычисления величины риска.

Основная идея СЕМ состоит в количественной оценке потока доходов CFR , который, если он будет получен с определенностью, делает инвестора безразличным к получению либо рискованной ожидаемой выручки CFR_t , либо безрисковых денежных потоков. В этом случае безрисковый денежный поток представлен в правой части в формуле 2.1 [132]:

$$FCF = \sum_{t=0}^n \left(\frac{\varepsilon_t \cdot CF_t}{(1+r_f)^t} \right), \quad (2.1)$$

где FCF – генерируемый денежный поток;

CF_t – безрисковый, номинальный денежный поток;

r_f – безрисковая ставка дисконтирования;

ε_t – понижающий коэффициент, учитывающий риск.

Параметр ε_t находится в диапазоне от 0 до 1 и представляет собой понижающий коэффициент, который компания и/или инвесторы применяют, чтобы обратить рискованные неопределенные доходы в безрисковые. Поскольку поток доходов теперь безрисковый, то он дисконтируется с использованием безрисковой ставки. В сущности, формула 2.1 учитывает проектный риск в числителе и временную стоимость денег в знаменателе. Хотя СЕМ является более надежным, гибким и действенным инструментом, чем обычный метод DCF, он редко используется, поскольку, к сожалению, нет практического способа объективно оценивать параметр ε_t .

Как обсуждалось выше, проблем с методами DCF можно избежать, если неопределенность, связанная с будущими денежными потоками и расходами, будет отделена от временной стоимости денег, что приведет к более обоснованной экономической оценке инвестиционного проекта, концептуально предложенной в [94]. Как правило, основные инвестиционные риски для любого проекта заключаются в том, что актив (т.е. поток доходов) может стоить меньше, чем ожидалось, и/или стоимость реализации актива может быть выше, чем ожидалось. Однако вместо того, чтобы полагаться на предпочтения инвесторов в отношении риска (как в случае с СЕМ), здесь предлагается подход, сочетающий оценку риска с ценой риска.

Если предположить существование независимых страховых мер, разработанных для защиты компании от потерь в денежных потоках (т.е. снижения ожидаемых доходов и / или роста ожидаемых расходов), формулу для определения чистой приведенной стоимости можно представить следующим образом 2.2:

$$NPV_t = \frac{(CFR_t - S_{CFR_t}) - (CFC_t + S_{CFC_t})}{(1+r_f)^t} = \frac{(CFR_t - CFC_t) - (S_{CFR_t} + S_{CFC_t})}{(1+r_f)^t}, \quad (2.2)$$

где NPV_t – чистая приведенная стоимость проекта в период t ;

CFR_t – генерируемые проектом денежные притоки;

CFC_t – генерируемые проектом денежные оттоки;

S_{CFR_t} и S_{CFC_t} – ожидаемые значения показателей, представляющие затраты, связанные с риском снижения доходов (т.е. активов) по сравнению с ожидаемыми и роста требуемых расходов по сравнению с ожидаемыми, соответственно, в некоторый будущий момент времени t .

Как показано далее в формуле 2.3, эти премии за риск учитываются отдельно и включаются в анализ в качестве дополнительных затрат по проекту. Формула 2.2 математически может быть записана в более общем виде как (2.3):

$$NPV_t = \frac{(CFR_t - CFC_t - S_t)}{(1+r_f)^t}, \quad (2.3)$$

где $S_t = S_{CFR_t} + S_{CFC_t}$ – представляет ожидаемую общую стоимость риска в момент времени t как сумму всех величин стоимостей рисков, которые могут быть идентифицированы и включены в модель DCF в каждый период времени.

Хотя оценка величин и стоимости риска по отдельности может показаться чрезмерно консервативной, поскольку это неявно предполагает, что все риски являются аддитивными, на практике такой подход решает проблему принципала-агента, возникающую, когда интересы менеджеров компании /подразделений (агентов) не полностью совпадают с интересами инвестора (принципала) [94].

Следует отметить, что CFR_t и CFC_t в правой части формулы 2.3 совпадают с формулой для расчета NPV (денежные притоки минус денежные оттоки), за исключением того, что безрисковая процентная ставка r_f используется только для

учета временной стоимости денег, поскольку риск, связанный с проектом, уже учитывается отдельно общей стоимостью S_t .

Таким образом, чем выше риск, тем больше значение S_t и, следовательно, тем ниже NPV. Такой подход решает следующую проблему классического DCF – с увеличением неопределенности, которая закладывается в общую ставку дисконтирования, растет величина ставки дисконтирования, что уменьшает оттоки в рамках модели оценки и увеличивает стоимость проекта (2.4):

$$NPV_t = \left(\frac{CFR_t - CFC_t}{(1+r)^t} \right) \dots \Rightarrow \frac{CFR_t}{(1+r)^t} - \frac{CFC_t}{(1+r)^t}, \quad (2.4)$$

где NPV_t – чистая приведенная стоимость проекта в период t ;

CFR_t – генерируемые проектом денежные притоки;

CFC_t – генерируемые проектом денежные оттоки;

r – ставка дисконтирования; т.е. правая часть формулы, дисконтированный поток затрат, который должен отрицательно влиять на стоимость проекта, при эвристическом увеличении ставки дисконтирования для учета неопределенности, эту стоимость добавляет.

Следует отметить, что в работе [98] представлено несколько похожее выражение, в котором текущая стоимость актива рассчитывается путем дисконтирования его будущей неопределенной стоимости с использованием безрисковой процентной ставки и учета рыночного риска в числителе как уменьшения стоимости актива.

В целом, рациональные инвесторы не склонны к риску и скорее возьмут на себя инвестиционную возможность, которая принесет меньшую прибыль с большей степенью уверенности, чем крайне неопределенные инвестиционные возможности, где они могли бы получить большую прибыль, но, так же, легко могли потерять часть или все свои инвестиции [94].

В этой связи учет концепции абсолютной стоимости риска в формуле 2.4 отражает неприятие риска рациональными инвесторами, которые ориентированы на оценку вероятности того, что доходы окажутся выше ожидаемых и/или расходы окажутся ниже ожидаемых. Другими словами, формула 2.3 имеет

характеристики опциона [94] и может быть представлено следующим образом (2.5):

$$NPV_i(CFR_i; CFC_i; S_i; r_f) = NPV_i(CFR_i; CFC_i; r_f) - \frac{S_i}{(1+r_f)^i}. \quad (2.5)$$

Следует отметить, что выражение 2.5 представляет NPV, рассчитанный с использованием безрисковой ставки за вычетом приведенной стоимости премии за риск, рассчитанной в каждом периоде.

Единая ставка дисконтирования может быть эндогенно определен путем выражения формулы 2.5 таким образом, что рассчитанный NPV с риском, учитываемым его дисконтируемой стоимостью, равен NPV с риском, с определенной ставкой дисконтирования (2.6):

$$NPV(CFR; CFC; S; r_f) = NPV(CFR; CFC; r). \quad (2.6)$$

Формула 2.6 может быть обоснована для расчета соответствующей ставки дисконтирования скорректированной на риск (RADR, представленной в виде r), которая бы учитывала и конкретные величины рисков, и безрисковую ставку. То есть, чистая приведенная стоимость проекта (NPV), рассчитанная с абсолютной величиной риска (S) и безрисковой ставкой (r_f) определяет величину накопленных потоков проекта $NV(CFR; CFC)$. Тогда при отношении $NPV(CFR; CFC; S; r_f) / NV(CFR; CFC)$ вычисляется такая ставка r , которая приемлема для инвестора, так как отражает и величины рисков (S), и безрисковую ставку (r_f).

Таким образом, компания получает возможность пользоваться удобным инструментом оценки. Как и в случае со стандартным DCF методом, рассмотренный метод дисконтирования также может быть использован для оценки внутренней нормы доходности, или IRR, для оценки потенциальной доходности, которую проект может получить от данной инвестиции.

Как отмечалось выше, метод DCF обеспечивает корректные результаты, когда норма прибыли используется для учета временной стоимости денег, но сталкивается с проблемами, когда тот же параметр также используется в качестве прокси для проектного риска. Это важно при оценке проектов с затратами,

произведенными в течение длительного периода времени (как в случае с нефтегазовыми проектами). Таким образом, NPV следует использовать для оценки экономических результатов проекта. Однако, вместо того, чтобы оценивать стоимость проекта по одной ставке дисконтирования, предлагается оценивать проекты с выделением двух различных составляющих дисконтирования, факторов времени и риска проекта.

2.3 Обоснование принципа динамического дисконтирования для экономической оценки нефтегазовых проектов

Первым шагом в оценке любого актива является формирование прогнозируемых денежных потоков. Для любого заданного периода (t) ожидаемый доход за этот период определяется при умножении ожидаемой цены единицы (E), на норму выпуска (Q_t). Операционные и капитальные затраты вычитаются из ожидаемой выручки для получения ожидаемого чистого денежного потока (NCF).

Метод дисконтированного денежного потока рассчитывает приведенную стоимость этих денежных потоков путем суммирования ставок дисконтирования по времени и по риску. Как правило, этот коэффициент дисконтирования рассчитывается как $1/(1+RADR_D)^t$, если используется постоянный риск, или $e^{-RADR \cdot t}$, если используется непрерывно-постоянная, скорректированная с учетом риска ставка дисконтирования $RADR$ [95].

Во всех случаях коэффициент дисконтирования находится в диапазоне от 1 до 0 и монотонно уменьшается по мере удаления денежных потоков.

Неопределенности, которые могут повлиять денежные потоки, исходят из различных источников и изменяются с течением времени по-разному. Эти риски обычно классифицируются в литературе:

- 1) систематические (публичные, рыночные);
- 2) несистематические (частные, нерыночные).

Систематический риск связан с типом создаваемого актива (например, цены на сырьевые товары для горнодобывающих проектов). Несистематический риск –

это специфический для проекта риск, который может быть как техническим (например, высокая вязкость нефти, имеющейся в геологической формации, давление в пласте и т.п.), так и нетехническим (например, изменения в налоговом режиме, в экологических нормах и т.п.) [95]. Наиболее распространенные методы анализа и учета рисков были рассмотрены в 2.1.

Для расчета стоимости денежных потоков с учетом всех связанных с ними рисков на основе дискретных денежных потоков используется выражение (2.7):

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t}; \quad (2.7)$$

где r – RADR, который объединяет временную ценность денег и риски;

CF_t – денежный поток в t -периоде; NPV – чистая приведенная стоимость проекта.

Приближенное непрерывное представление NPV как функции времени задается выражением (2.8):

$$\frac{CF_t}{(1+r)^t} \approx CF_t \cdot e^{-rt}. \quad (2.8)$$

Оценка ставки дисконтирования с учетом рыночного риска по модели ценообразования капитальных активов (CAPM) представлена выражением (2.9):

$$r = r_f + (r_m - r_f) \cdot \beta, \quad (2.9)$$

где r_m – ожидаемая норма доходности рынка (например, фондовый индекс S&P500);

r_f – безрисковая ставка;

β (бета компании) – параметр, измеряющий систематический риск актива относительно рынка,

$(r_m - r_f)$ – систематическая премия за риск (r_p).

Примеров, когда инвесторы требуют дополнительной компенсации за несистематический риск, значительное количество. Например, инвесторы обычно добавляют премию за страновой риск (теоретически диверсифицируемый риск) [14] при оценке инвестиционных возможностей в нефтегазовой промышленности.

Для учета несистематических рисков включается дополнительная премия за риск (r_{ns}), которая объединяет несколько рисков. Следовательно, выражение (2.9) может быть представлено в виде (2.10):

$$r = r_f + r_s + r_{ns}, \quad (2.10)$$

где $r_s = (r_m - r_f) \cdot \beta$ представляет собой систематический риск.

Компенсация за несистематический риск принимает форму дополнительной премии за риск, добавленной к безрисковой ставке, как показано в (2.10), неявно предполагая, что систематические и несистематические риски управляются одними и теми же стохастическими процессами.

Хотя это простое приближение согласуется с известными представлениями о рыночном риске и легко реализуется в моделях дисконтированных денежных потоков, его влияние может быть значительным из-за чувствительности DCF к выбору ставки дисконтирования, особенно для долгосрочных проектов.

Используя непрерывное представление DCF в правой части (2.8), чтобы исследовать влияние на NPV проекта добавления премий за риск к безрисковой ставке для учета систематических и несистематических (т.е. рыночных и нерыночных) рисков, величина денежного потока может быть выражена как (2.11):

$$CF_t e^{-rt} = CF_t e^{-(r_f + r_s + r_{ns})t} = CF_t e^{-r_f t} e^{-r_s t} e^{-r_{ns} t}. \quad (2.11)$$

Или после преобразований формулы в виде (2.12):

$$NPV(C_t, r) = NPV(CF_t, r_f) F_s F_{ns}, \quad (2.12)$$

где $NPV(C_t, r_f)$ представляет собой временную стоимость денег, а $F_s = e^{-r_s t}$ и $F_{ns} = e^{-r_{ns} t}$ представляют собой коэффициенты рисков, которые варьируются от 1 до 0 и учитывают систематические (рыночные) и несистематические (нерыночные) риски, соответственно. Коэффициенты снижения риска, равные 1, указывают либо на отсутствие риска (т.е. $r_s = r_{ns} = 0$), либо на то, что время $t = 0$. Коэффициенты снижения риска, равные 0, указывают на то, что риски бесконечны (т.е. $r_s = r_{ns} = \infty$) или время $t = \infty$.

Таким образом, NPV проекта можно интерпретировать как денежный поток в момент времени t , дисконтированный с использованием безрисковой ставки для учета временной стоимости денег и далее скорректированный (уменьшенный) для учета рыночного риска (F_s) и нерыночных (несистематических) рисков (F_{ns}).

Из формулы 2.12 следует, что независимо от реальных стохастических процессов, которые наилучшим образом описывают изменение денежных потоков во времени, корректировка безрисковой ставки дисконтирования для риска (т.е. добавление премий за риск) подразумевает, что независимо от источника риска факторы риска всегда представлены убывающими функциями времени. Это еще одна проблема, связанная со ставкой дисконтирования, скорректированной на риск. Увеличение RADR для учета рыночного или нерыночного риска делает влияние отрицательных денежных потоков (например, убытки, расходы, непредвиденные обязательства), которые возникнут в далеком будущем, искусственно незначительными.

Кроме того, из формулы (2.12) следует, что любая ошибка в оценке ставки дисконтирования будет иметь ту же функциональную форму, что и F_s (или F_{ns}), и, таким образом, будет затухать со временем. Эта особенность указывает на то, что величина этой возможной ошибки не является линейной, особенно для долгосрочных проектов со значительными капитальными затратами в поздних периодах, такими как проекты добычи полезных ископаемых, в том числе и проекты разработки нефтегазовых месторождений. В зависимости от величины предполагаемой ставки дисконтирования накопленная ошибка может быть значительной.

Из-за ошибок в выборе ставки дисконтирования и распространения этих ошибок со временем приведенная стоимость денежных потоков от долгосрочных инвестиционных проектов, вероятно, будет отличаться должным образом от скорректированной на риск оценки. Хотя моделирование риска как функции затухания делает его математически более удобным, позволяя выводить решения замкнутой формы для упрощенных случаев и прямого применения DCF, математическая целесообразность и удобство не являются вескими причинами

предполагать, что все проектные риски могут быть представлены одинаковыми функциями. К сожалению, попытки решить эту проблему путем параметризации ставки дисконтирования в сочетании с моделированием методом Монте-Карло не решат проблему, связанную с DCF.

Применение единой ставки дисконтирования для экономической оценки нефтегазового проекта ведет к ситуации, когда увеличение ставки дисконтирования для учета рыночного или несистематического риска делает влияние отрицательных денежных потоков (например, убытки, расходы, непредвиденные обязательства), которые возникнут в отдаленном будущем, необоснованно незначительными. Также, независимо от источника риска факторы риска всегда представлены убывающими функциями времени, отсюда любая ошибка в оценке ставки дисконтирования, будет «затухать» со временем, что для долгосрочных проектов добычи полезных ископаемых может привести к существенной накопленной величине ошибки.

Эти проблемы дисконтирования возникают из-за того, что дисконтируемыми переменными являются чистые денежные потоки активов, которые представляют собой совокупность компонентов денежных потоков, не имеющих очевидного рыночного аналога и которые вряд ли будут иметь профиль риска, гарантирующий дисконтирование с использованием постоянной ставки дисконтирования, даже если бы ставка была идентифицирована для конкретного актива.

Соответствующая практика требует дисконтирования каждого отдельного денежного потока с использованием изменяющихся во времени ставок дисконтирования [98, 128]. При этом, во многих технико-экономических обоснованиях, с применением сложных подходов для геолого-экономической и экономической оценки запасов полезных ископаемых и проектирования технологических процессов, используется 10% или 15 % норма дисконта.

В работе [70] обосновывается переменная ставка дисконтирования на основе модифицированной модели CAPM. Автор, основываясь на теории экономических волн, предлагает алгоритм расчета. В качестве примера

использования динамической ставки дисконтирования при расчете инвестиционного проекта рассмотрен проект строительства ТЭЦ крупным промышленным предприятием Ставропольского края длительностью 10 лет. В нулевой период ставка рассчитана в размере 12,18 %, за последующие 10 лет изменяется, достигая минимального значения в 8,26 %, а максимального 20,02 %. Таким образом, попытки обосновать различные нормы дисконта во времени неоднократно предпринимались в научных исследованиях.

Поэтому считаем целесообразным учитывать принцип изменения уровня риска в изменении ставки дисконтирования в течение прогнозного периода. Это означает, что экономическая оценка проектов разработки нефтегазовых месторождений может осуществляться при изменяющейся, переменной или динамической норме дисконтирования в пределах прогнозного периода.

Для проектов нефтегазовой отрасли применяются все более сложные модели анализа и учета неопределенностей и рисков, которые присущи большинству их инвестиционных возможностей [76].

При экономической оценке проектов консервативные методы определения ставки дисконтирования используются для получения информации о том, какие значения может принимать стоимость проекта, при высокой волатильности денежных потоков, например, вследствие увеличения или снижения цен на углеводороды. Итоговая цена называется «ожидаемой» ценой, и инвестиции также «оцениваются» с использованием высокой и низкой цены².

Соответственно, денежный поток характеризуется фактором риска, величина риска – это тоже величина непостоянная от периода к периоду [111]. Логично предположить, что и рисковая составляющая дисконтирования будет изменяться от года к году. Таким образом, возникает предположение о переменной, динамически изменяющейся ставке дисконтирования.

Большая часть научной литературы по динамическому изменению ставки дисконтирования для нефтегазовых проектов основана на волатильности цен на

² Компании часто называют значения низкой и высокой цены значениями 10-го перцентиля P10 и 90-го перцентиля P90 соответственно, хотя очевидно, что они не являются значениями P10 и P90, полученными из базового распределения

углеводороды. Этот фактор является ключевым для изменения ставки дисконтирования проекта с течением времени, от периода к периоду [76, 85, 111, 120, 121, 131, 141, 142]. Например, в работе [120] предложен подход к вычислению «эквивалентно-постоянной ставки дисконтирования» для проекта разработки нефтегазового месторождения, с величиной запасов 300 миллионов баррелей. Величина динамической нормы изменяется от 5% до 20%.

Таким образом, использование изменяющейся, динамической ставки дисконтирования с течением времени при оценке экономической эффективности проекта требует дальнейшего обоснования изменений метода DCF. Эти корректировки должны адекватно отражать характеристики монотонно изменяющегося денежного потока при оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений.

Вместе с тем, вопрос о степени соответствия изменяющихся во времени рисков при инвестициях в долгосрочные проекты, и темпов изменения ставки дисконтирования, обеспечивающих учет свойств функции коэффициента дисконтирования, требует дальнейшего исследования.

2.4 Обоснование модели бинарного дисконтирования для экономической оценки нефтегазового проекта

Как было подчеркнуто ранее, при реализации нефтегазового проекта денежные притоки и оттоки будут иметь различные профили факторов риска. Например, величина рисков для оттоков напрямую связана с невозможностью точно оценить величину капитальных затрат, с вероятностью их увеличения, необходимостью последующего доинвестирования. В то время как величина притоков зависит, например, от цен на углеводороды. По нашему мнению, эти виды рисков – изменчивость цен на нефть и изменения величины капитальных вложений – должны учитываться в разрабатываемом методическом подходе отдельно, в виде различных методик.

В работе [28] отмечается следующее. «Для целей инвестиционного проектирования предполагается направленность применения ставки на

увеличение запланированных инвестиционных затрат по проекту. Иными словами, ставка дисконтирования в применении перестает быть классическим инструментом дисконта, а становится элементом скорее приведения, чем и увеличивает свою функциональность. В случае инвестиционного проекта факторы рисков будут воздействовать на увеличение плановых инвестиционных затрат, и если при приведении во времени операционных денежных потоков разницы в эффекте от дисконтирования и при оценке бизнеса, и при планировании инвестиции не будет, то, когда речь заходит об отрицательных потоках, т.е. потоках, в которых, как правило, крайне велика доля инвестиционных затрат, вменяемая собственному капиталу доходность должна в узком смысле перестать быть ставкой дисконтирования, а адекватно рискам увеличить инвестиционные вложения, став для соответствующих расчетных периодов ставкой компаундирования, т.е. приращения денежных средств. Речь идет об адекватном рискам увеличении сметы затрат на первоначальное внедрение результатов НИОКР, формализуемое через неявный резервный фонд» [28].

Для устранения этой проблемы экономической оценки предлагается для притоков и оттоков нефтегазовых проектов применять разные ставки дисконтирования [132], так называемое бинарное дисконтирование.

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

Подход бинарного дисконтирования, осуществляя приведение по риску у источника (потоки выручки и издержек), дисконтирует более рискованные потоки по более высокой ставке, в то время как подход DCF этого не осуществляет. Поэтому ставится вопрос о разработке специальных методик для оценки более рискованных активов по более высоким ставкам?

Разделение ставки дисконтирования по отдельным потокам, отделение фактора времени от фактора риска и учет неопределенностей у источника риска

(например, дисконтирование притоков с учетом волатильности цен, дисконтирование оттоков с учетом увеличения инвестиций) устраняет некоторые недостатки и ограничения метода DCF:

1. Позволяет избегать систематической ошибки, которая возникает при неуместном использовании единой ставки дисконтирования, принятой в организации, для экономической оценки разноплановых проектов.

2. Устраняет через дисконтирование отдельных детерминант проекта ограничения, которые возникают при прямом приведении всего денежного потока.

3. Позволяет соотнести величину рисков, присущих издержкам проекта, со ставкой дисконтирования для оттоков, а величину рисков, присущих доходам проекта – со ставкой для притоков.

Математически эти необъективности представляются следующим образом [132]. Коэффициент дисконтирования чистой приведенной стоимости (DF_t) для денежного потока проекта в момент времени t определяется как отношение ожидаемого чистого денежного потока, скорректированного на риск и время (т.е. приведенной стоимости денежного потока), к самому ожидаемому чистому денежному потоку (2.13):

$$PV_t = \frac{NCF_t}{(1+r)^t} = NCF_t \cdot \frac{1}{(1+r)^t} = NCF_t \cdot DF_t \Rightarrow DF_t = \frac{PV_t}{NCF_t}, \quad (2.13)$$

где PV_t – приведенная стоимость денежного потока в t -периоде;

NCF_t – чистый денежный поток в t -периоде; r – ставка дисконтирования.

DF_t представляет собой пропорциональное снижение стоимости чистых денежных потоков активов из-за корректировок риска и времени. Чистый денежный поток определяется как (2.14):

$$NCF_t = P_t \cdot Q_t - OpEx_t - CapEx_t, \quad (2.14)$$

где NCF_t – чистый денежный поток в период t ;

P_t – текущая ожидаемая цена реализации;

Q_t – объём реализуемой продукции;

$OpEx_t$ – операционные затраты;

$CapEx_t$ – капитальные затраты.

Также это же выражение можно представить в виде (2.15):

$$NCF_t = (P_t - UOpEx_t) \cdot Q_t - CapEx_t, \quad (2.15)$$

где $UOpEx_t$ – удельные операционные затраты.

Как упоминалось ранее, DCF метод использует подход агрегированной корректировки риска и времени, который создает DF_t для денежного потока, происходящего в момент времени t (2.16):

$$DF_{DCF_t} = \frac{((P_t - UOpEx_t) \cdot Q_t - CapEx_t) \cdot RiskDF_{DCF_t} \cdot TimeDF_t}{(P_t - UOpEx_t) \cdot Q_t - CapEx_t}, \quad (2.16)$$

где $RiskDF_{DCF}$ – коэффициент дисконтирования по риску, можно представить в виде $e^{-Riskrate \cdot t}$;

$TimeDF$ – коэффициент дисконтирования по времени, можно представить в виде $e^{-Risklessrate \cdot t}$.

Это выражение может быть упрощено путем сокращения слагаемого чистого денежного потока таким образом (2.17):

$$DF_{DCF_t} = RiskDF_{DCF_t} \cdot TimeDF_t = e^{-Riskrate \cdot t} \cdot e^{-Risklessrate \cdot t} = e^{-RADRt} > 0. \quad (2.17)$$

Формула показывает, что DF_{DCF} инвариантен к структуре активов, если только RADR не изменяется от актива к активу для отражения различий в риске активов между активами. Это маловероятно, поскольку политика оценки многих компаний заключается в том, чтобы использовать один и тот же RADR как для дорогостоящих, так и для недорогих активов. Тем не менее, может оказаться невозможным адекватно скорректировать денежные потоки с учетом риска, даже используя RADR, стремящийся к бесконечности. Это становится очевидным, как только анализируется DF_{DCF} дисконтирования детерминант притоков и оттоков, а не всего массива конечного потока разом (DF_{Det}). Учитывая, что рассматриваемый метод корректирует риск в источнике неопределенности (в данном случае, цена на углеводороды) и корректирует время в потоке чистого денежного потока, получается следующее выражение (2.18):

$$\begin{aligned}
 DF_{Det} &= \frac{((P_t \cdot RiskDF_{Det} - UOpEx_t) \cdot Q_t - CapEx_t) \cdot TimeDF_t}{(P_t - UOpEx_t) \cdot Q_t - CapEx_t} = \\
 &= \frac{((F_t - UOpEx_t) \cdot Q_t - CapEx_t) \cdot TimeDF_t}{(P_t - UOpEx_t) \cdot Q_t - CapEx_t}, \quad (2.18)
 \end{aligned}$$

где $RiskDF_{Det}$ – коэффициент дисконтирования неопределенности цены в период времени t , возможно привести в виде $e^{-Price\ risk\ rate\ t}$;

F_t – форвардная цена к периоду t .

Это соотношение не может быть упрощено. Единственный случай, в котором $DF_{Det} = DF_{DCF}$ – это когда элементы денежного потока одинаково рискованны. В большинстве ресурсных проектов рыночный риск в операционных затратах и капитальных затратах отличается, и, обычно, в издержках меньше неопределенности, чем в доходах, что делает исход равенства маловероятным.

При значительном отклонении от кривой дисконтирования классического DCF DF_{Det} может стать отрицательным в ситуациях, когда, например, форвардная цена меньше удельных операционных затрат, даже если ожидаемый денежный поток по активу может быть положительным. Классический DCF не дает сопоставимого результата, поскольку DF_{DCF} всегда положителен, так как очень рискованный денежный поток с положительным ожидаемым значением ограничен неотрицательной приведенной стоимостью с поправкой на риск. Таким образом, могут существовать чистые денежные потоки, приведенная стоимость которых с поправкой на риск не может быть рассчитана с использованием положительной ставки дисконтирования DCF. Показательным примером является рискованный чистый денежный поток, который имеет нулевое ожидаемое значение. Методы классического DCF всегда будут оценивать этот чистый денежный поток по текущей стоимости, равной нулю.

Метод бинарного дисконтирования может быть использован для учета показателя неопределенности для оценки эффективности (и ценности) проекта с учетом конкретного проектного риска. В этом случае стоимость неопределенности, характеризуемая S_{CFRt} и S_{CFct} , или подразумеваемым обратным значением IRR, рассчитанным с использованием формулы 2.6, является *эндогенной* для проекта и отражает проектный риск. Поэтому проект,

считающийся осуществимым с точки зрения величины премии за риск, должен иметь $NPV \geq 0$ (или, что эквивалентно, $IRR \geq$ подразумеваемый RADR). Таким образом, метод бинарного дисконтирования можно рассматривать как дополнение к модели DCF. Величина премии за риск важна, потому что, если все риски (рыночные и технические) точно охарактеризованы, стоимость проекта должна представлять истинную ценность инвестиционной возможности.

Чтобы оценить проект с использованием рассматриваемого метода, необходимо оценить стоимость риска (формула 2.2) S_{CFR_i} и S_{CFI_i} . После того как премия за риск, связанного с проектом, как со стороны доходов, так и со стороны расходов была количественно оценена, несколько механизмов распределения рисков могут быть последовательно оценены с использованием метода бинарного дисконтирования, что позволяет избежать предвзятости, которая обычно возникает, когда метод DCF применяется с предполагаемым RADR в качестве прокси для риска. Это представляет собой значительный шаг вперед в экономической оценке проектов. Другими словами, предлагаемый метод смещает оценку и оценку риска от изолированного управленческого и финансового исполнения к более совместному диалогу с техническими экспертами из различных областей.

Анализ DCF не только потенциально неспособен сгенерировать соответствующий DF для 1-летнего актива, но и во многих случаях не может сгенерировать правильный профиль DF для многопериодного актива. Рассмотрим 10-летний актив природных ресурсов, который может быть разработан с использованием одного из пяти все более дорогостоящих эксплуатационных проектов. Каждый проект дает коэффициент маржинальной прибыли 10, 30, 50, 70 и 90% соответственно, где коэффициент прибыли определяется как (2.19):

$$K_{gm} = 1 - \frac{UOpEx_t}{P_t}. \quad (2.19)$$

Приведенная стоимость чистых денежных потоков сопоставляется с капитальными затратами по каждому проекту для определения наилучшего

проекта актива. Безрисковая процентная ставка здесь принимается постоянной 3% в год, а постоянная RADR, используемая для оценки DCF, составляет 15% в год.

Коэффициент дисконтирования DF_{DCF} денежных потоков для всех активов в дальнейшем анализе может быть представлен следующим выражением (2.20):

$$DF_{DCF_t} = e^{-RADRt} = e^{-0,15t}. \quad (2.20)$$

DF_{Det} актива рассчитывается на основе коэффициента дисконтирования риска, коэффициента дисконтирования времени и через коэффициент маржинальной прибыли, связанного с альтернативами проекта (2.21):

$$\begin{aligned} DF_{Det} &= \frac{(P_t \cdot RiskDF_{Det} - UOpEx_t) \cdot Q_t \cdot TimeDF_t}{(P_t - UOpEx_t) \cdot Q_t} = \\ &= \frac{(P_t \cdot RiskDF_{Det} - (1 - K_{gm_t}) \cdot P_t) \cdot TimeDF_t}{(P_t - (1 - K_{gm_t}) \cdot P)} = \\ &= \frac{(RiskDF_{Det} + K_{gm_t} - 1) \cdot TimeDF_t}{K_{gm_t}}. \end{aligned} \quad (2.21)$$

Коэффициент дисконтирования времени в формуле (2.21) равен $e^{-0,03t}$. Хотя коэффициент маржинальной прибыли в этом примере равен либо 0,1, либо 0,3, либо 0,5, либо 0,7, либо 0,9, формуле (2.21) справедливо для любого, возможно изменяющейся во времени, коэффициента прибыли. Коэффициент дисконтирования риска рассчитывается из соотношения между наблюдаемой или рассчитанной форвардной ценой поставки в период t и ожидаемой спотовой ценой товара в период t .

Теперь DF_{Det} и DF_{DCF} представляются по различным моделям активов и как для нереверсированных (NREV), так и для реверсированных (REV) цен на сырьевые товары. Рассматриваются оба типа товаров, подчеркивая, что эффективная корректировка риска на чистый денежный поток может варьироваться в зависимости от структуры активов и типа товара.

В ценовой среде NREV цена становится все более неопределенной с течением времени. Цены на драгоценные металлы являются каноничным примером NREV [142]. Ценовая среда REV – это среда, в которой цены колеблются вокруг долгосрочной равновесной цены, как это характерно для углеводородов и основных металлов [142]. В расчетах этой работы коэффициенты

дисконтирования риска REV и NREV определялись с использованием реверсированной модели цен [120].

На рисунке 2.2 представлены результаты для модели NREV (моделирование выполнено в MS Excel). DF_{DCF} не изменяется вместе с маржинальной прибылью, поскольку он инвариантен к структуре стоимости активов. DF_{Det} действительно меняется в зависимости от величины маржинальной прибыли и, что логично, уменьшается по мере уменьшения коэффициента.

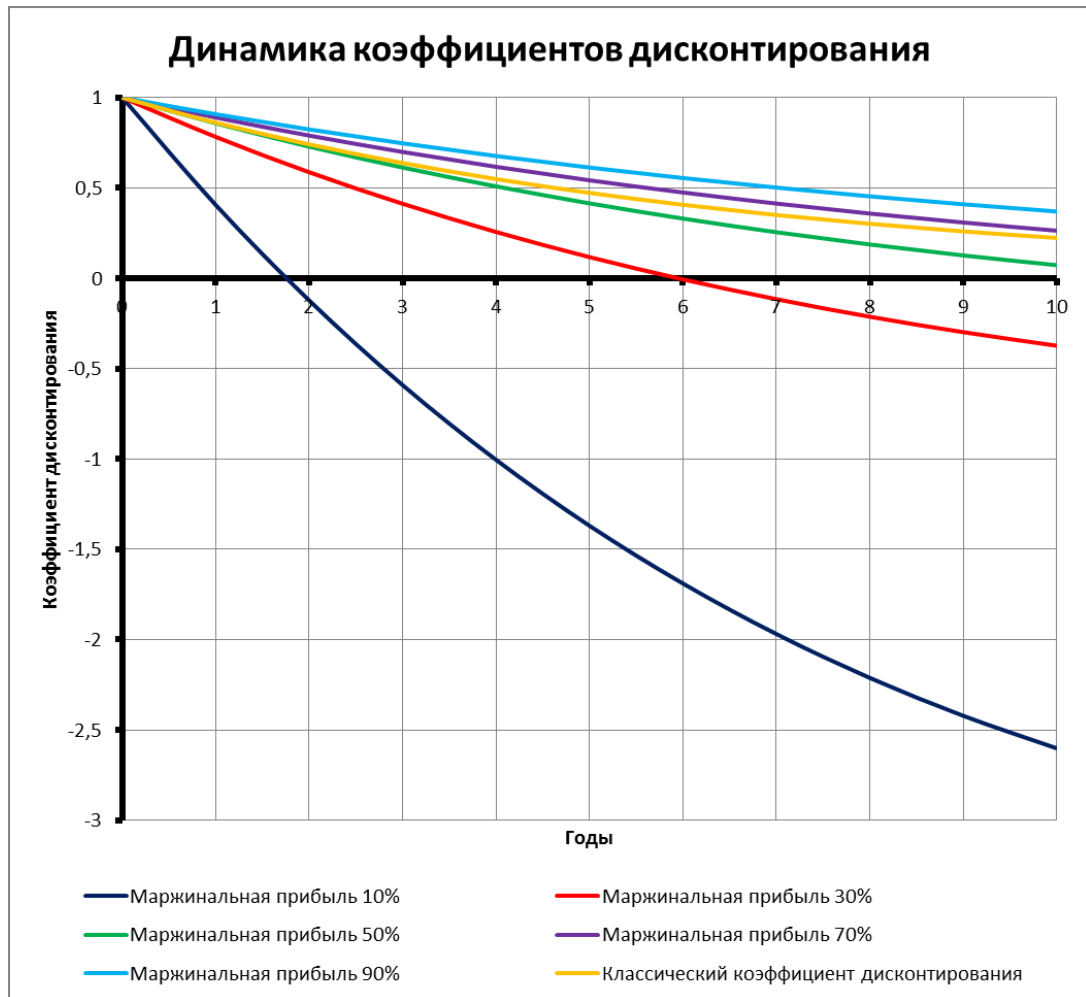


Рисунок 2.2 – Изменение коэффициентов дисконтирования чистой прибыли вариантов проектов при нереверсированной модели ценообразования

Источник: составлено автором

При 10%-ной маржинальной прибыли денежные потоки, происходящие в будущем через 2 года или более, считаются настолько неопределенными, что коэффициенты дисконтирования становятся отрицательными, а это означает, что инвестору необходимо заплатить, за то, чтобы он подвергся риску, даже если

денежные потоки имеют положительную ожидаемую стоимость. Следовательно, действующую скважину с этой 10%-ной маржинальной прибылью и невозвратным риском цен на полезные ископаемые следует закрыть после 1-го года.

Рисунок 2.2 иллюстрирует основные положения этого раздела. Дисконтирование с использованием классического DCF, независимо от используемой ставки дисконтирования, не может адекватно скорректировать денежные потоки для сценариев проекта с маржинальной прибылью 10% и 30%, поскольку они должны быть скорректированы до отрицательной приведенной стоимости из-за их высокого риска. Самый низкий коэффициент дисконтирования денежного потока, который возможен с DCF, находится в пределе нуля, полученном с бесконечной ставкой дисконтирования. Ставка дисконтирования классического DCF в размере 15% выглядит примерно подходящей для расчета сценария с величиной прибыли 70%, поскольку она обеспечивает коэффициенты дисконтирования, которые примерно совпадают с коэффициентами дисконтирования DF_{Det} , которые, в этом случае, никогда не становятся отрицательными. Но даже здесь ясно, что постоянная ставка дисконтирования слишком сильно дисконтирует денежные потоки раннего периода и слишком слабо дисконтирует денежные потоки более позднего периода. В этом отношении, а также учитывая ограничение, что традиционные методы DCF используют постоянную RADR для всех денежных потоков, выпуклость профиля графика классического DF_{DCF} является статичной. Увеличение или уменьшение постоянной RADR не может привести к изменению, «выравниванию» кривой профиля DF_{DCF} до корректного профиля коэффициента дисконтирования, заданной линией DF_{Det} , а только к его колебаниям вверх или вниз. Необходимо, чтобы ставки дисконтирования изменялись со временем, хотя, как упоминается выше, такие изменяющиеся во времени ставки дисконтирования чрезвычайно трудно рассчитать, если они не рассчитаны от обратного, с учетом профиля DF_{DCF} , полученного из метода бинарного дисконтирования. В конце концов, вполне возможно, что классический метод DCF дисконтирования чистых

денежных потоков, для расчета величины маржинальной прибыли около 70%, при постоянных 15% (или что-то в этом диапазоне) дает ту же приведенную стоимость, что и дисконтирование с использованием метода бинарного дисконтирования. Такой результат, однако, явно является случайностью, результатом двух ошибок (Чрезмерного дисконтирования ранних денежных потоков и недостаточного дисконтирования более поздних). Такой подход не должен являться основой для принятия многомиллионных инвестиционных или оценочных решений.

Коэффициенты дисконтирования для реверсированной модели ценообразования на полезные ископаемые показаны на рисунке 2.3 (моделирование выполнено в MS Excel). Здесь из-за смягчающих риск последствий реверсии цен коэффициенты дисконтирования бинарного дисконтирования для отдаленных денежных потоков значительно ниже, чем в модели NREV, при прочих равных условиях. Когда оттоки менее рискованны, чем притоки, как это имеет место в данном случае, эквивалентные годовые RADR для поздних денежных потоков фактически ниже, чем для ранних денежных потоков. С другой стороны, коэффициенты дисконтирования классического DCF такие же, как и в модели ценообразования NREV, поскольку подход DCF инвариантен к ценовой среде. Опять же ясно, что ограничения выпуклости, связанные с постоянным RADR, означают, что традиционный подход DCF не может генерировать профиль коэффициента дисконтирования, соответствующий профилю бинарного дисконтирования, и поэтому не может правильно рассчитать денежные потоки активов.

Анализ модели экономической оценки DCF показал, что во многих случаях она не может сгенерировать правильный профиль DFDCF для многопериодного актива. Рассматривается 10-летний проект освоения месторождения, который может быть разработан с использованием одного из пяти все более дорогостоящих эксплуатационных проектов. Каждый проект дает коэффициент маржинальной прибыли 10 до 100% соответственно, где коэффициент прибыли определяется по формуле (2.20).

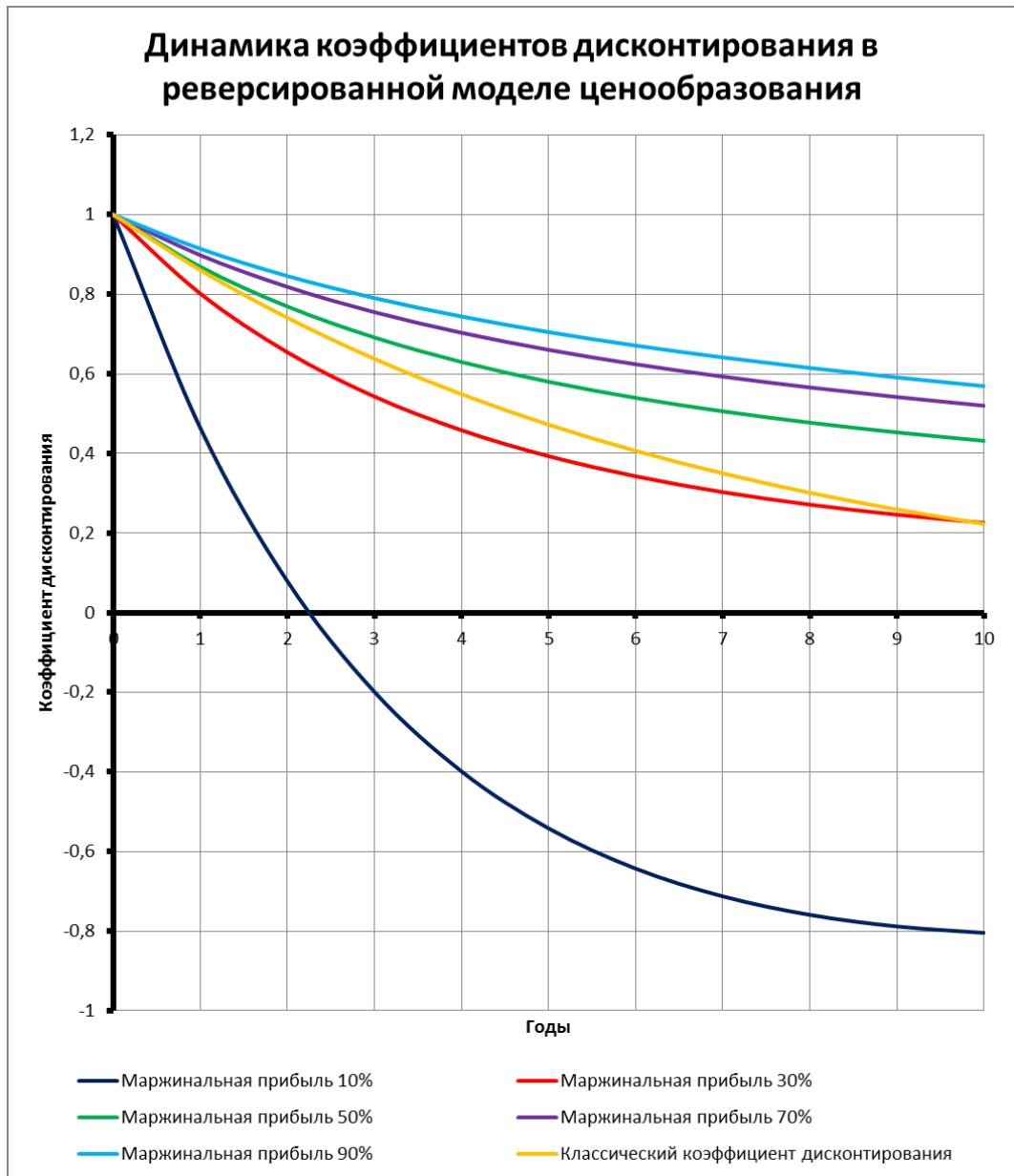


Рисунок 2.3– Изменение коэффициентов дисконтирования чистой прибыли вариантов проектов при реверсированной модели ценообразования

Источник: составлено автором

Приведенная стоимость чистых денежных потоков сопоставляется с капитальными затратами по каждому проекту для определения наилучшего проекта актива. Безрисковая процентная ставка здесь принимается постоянной 6,14% в год, а постоянная RADR, используемая для оценки DCF, составляет 15% в год.

Множество DF_{DCF} денежных потоков для реализации проекта в этом анализе представлено в диапазоне RADR от -5% до 100 в формуле (2.22), по

которой рассчитан (моделирование выполнено в MS Excel) массив значений коэффициента дисконтирования (рисунок 2.4).

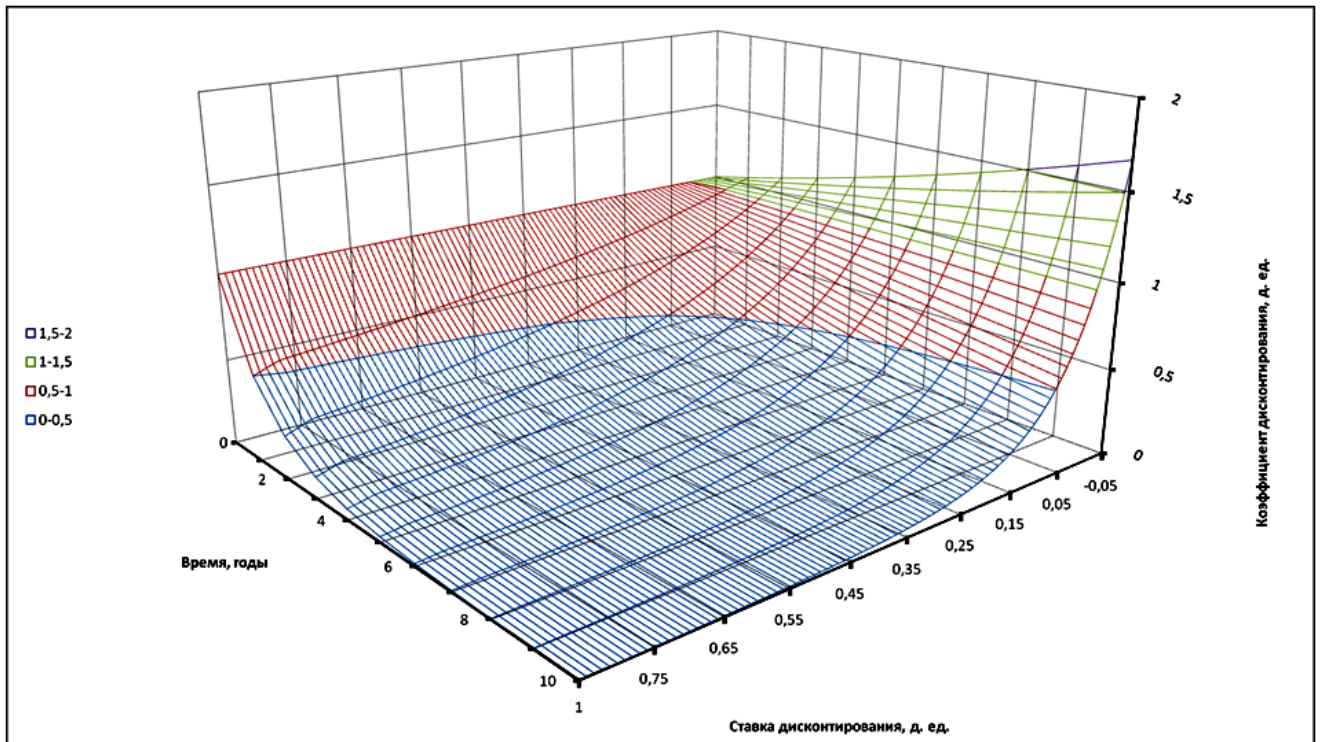


Рисунок 2.4 – Массив коэффициентов дисконтирования от величины ставки дисконтирования и времени

Источник: составлено автором

DF_{Det} проекта рассчитывается на основе коэффициента дисконтирования риска, коэффициента дисконтирования времени и маржинальной прибыли, связанной с вариантом проекта по формуле (2.19).

Коэффициент дисконтирования времени в формуле (2.21) равен $e^{-0,614t}$. Формула (2.21) справедливо для любой, возможно изменяющейся во времени нормы прибыли. Коэффициент дисконтирования риска рассчитан по ставке в 8,86%, для демонстрации. Массив значений коэффициента дисконтирования DF_{Det} , рассчитанный по формуле 2.21, которая предусматривает, что и притоки и оттоки дисконтируются по безрисковой временной ставке, а неопределенности выражены в волатильности цен и фактора дисконтировании стоимости риска u , непосредственно, детерминанты (т.е. притока), представлен на рисунке 2.5 (моделирование выполнено в MS Excel).

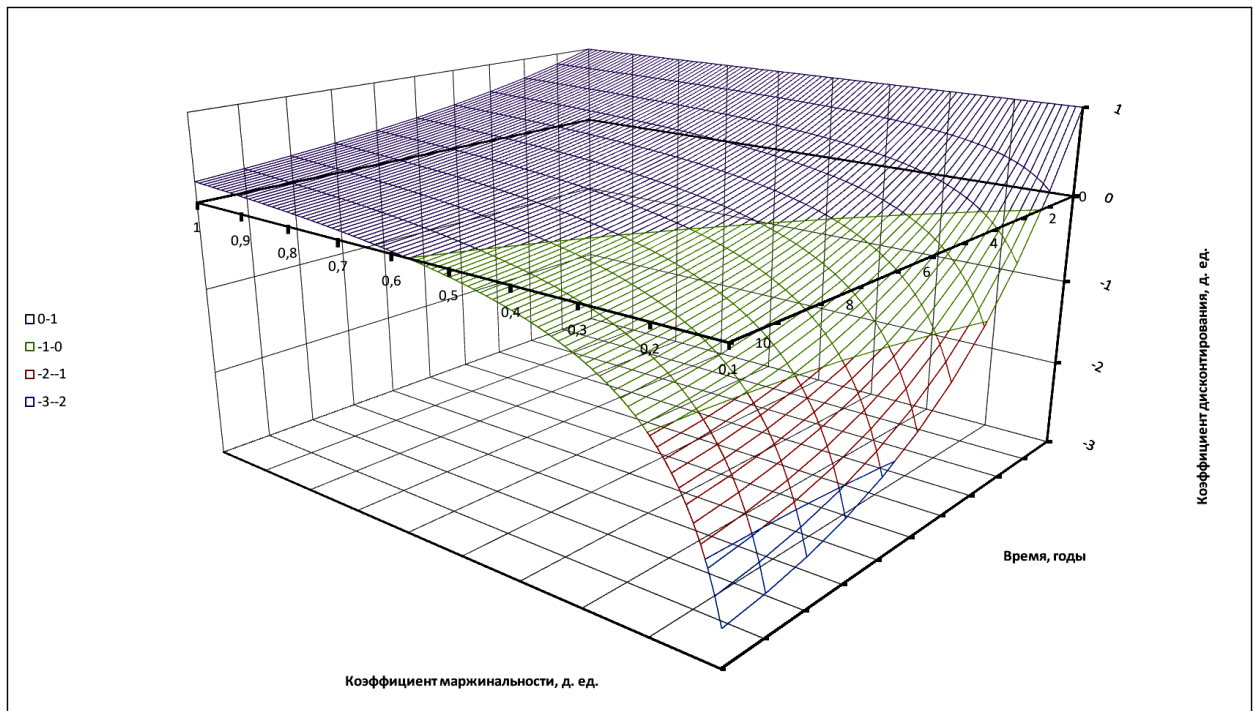


Рисунок 2.5 – Массив эндогенно вычисленных коэффициентов дисконтирования

Источник: составлено автором

Рисунки 2.4 и 2.5 иллюстрируют основные положения этого раздела. Дисконтирование с использованием классического DCF, независимо от используемой ставки дисконтирования, не может адекватно скорректировать денежные потоки для сценариев проекта с невысокой маржинальной прибылью и/или длительным горизонтом (граница фиолетовой и зеленой части массива на рисунке 2.5), поскольку они должны быть скорректированы до отрицательной приведенной стоимости из-за их высокого риска. Самый низкий коэффициент дисконтирования денежного потока, который возможен с DCF, находится в пределах нуля (рисунок 2.4), полученном со 100% ставкой дисконтирования. Таким образом, традиционный подход DCF не может генерировать профиль коэффициента дисконтирования, соответствующий профилю эндогенному профилю коэффициента дисконтирования, рассчитанному от противного, при известных денежных потоках, и поэтому не может правильно рассчитать денежные потоки активов, даже в теоретически идеальном случае.

Подводя итог выше изложенному, можно сказать, что основные недостатки метода DCF, связанные с предполагаемой ставкой дисконтирования в качестве прокси-фактора риска, можно сформулировать следующим образом:

1) Неявно предполагается, что денежные потоки (и, следовательно, риск) растут со временем [28, 149]. Это условие применимо к некоторым рыночным ценным бумагам, но редко применяется к реальным проектам. Поэтому связь между реальными проектами и эквивалентными ценными бумагами, торгуемыми на рынках капитала (которые, как правило, растут), довольно слаба. Следовательно, использование таких моделей, как CAPM, для оценки соответствующей нормы прибыли в лучшем случае ограничено.

2) Выбор нормы доходности в качестве прокси для риска в основном произволен (т.е. выбирается в зависимости от инстинктов и опыта инвесторов), а не последовательно выводится и поэтому варьируется от инвестора к инвестору [67, 87].

3) Противоречивые результаты (т.е. чем выше риск, тем выше NPV) могут быть получены в тех случаях, когда существует риск, связанный с расходами.

4) После выбора ставка дисконтирования считается постоянной, даже если профиль риска проекта обычно меняется со временем [109]. Например, при использовании постоянной нормы прибыли не учитывается тот факт, что технический риск, как правило, со временем уменьшается по мере устранения технических неопределенностей по мере реализации проекта.

5) Одна и та же норма прибыли применяется к дисконтированным оттокам и притокам проекта, у которых различные профили риска.

6) Для высокорисковых проектов (особенно долгосрочных) с высокой нормой доходности метод DCF значительно минимизирует вклад будущих денежных потоков [106].

Хотя большинство из этих недостатков были признаны и широко обсуждаются в литературе, метод DCF в сочетании с эмпирическими правилами выбора нормы доходности для учета риска по-прежнему является наиболее широко используемым методом оценки эффективности инвестиционного риска и распределения бюджета базового капитала [77, 111].

Таким образом, проанализированные ограничения модели DCF говорят о том, что экономическая оценка реальных проектов будет проводиться

некорректно. Искаженные показатели экономической эффективности проекта могут приводить к неправильным управленческим решениям. Для проектов разработки нефтегазовых месторождений интерпретация некорректно вычисленных показателей экономической эффективности напрямую повлияет на величину РИЗ этого проекта. Кроме того, искаженная экономическая оценка повлияет на принимаемые технологические решения по непосредственно разработке месторождений, что, в свою очередь также, только уже с технической стороны, повлияет на планируемую величину РИЗ.

В этой связи необходимо внести изменения в существующую модель DCF, разработав на методический подход, основанный на принципах разделения факторов времени и риска в процессе дисконтирования, изменения величины дисконта в зависимости от периода денежного потока, т.е. динамического дисконтирования, и отдельного дисконтирования притоков и оттоков проекта, т.е. бинарного дисконтирования.

2.5 Выводы по Главе 2

1. Анализ метода DCF и подходов к оценке нормы дисконта показал, что метод имеет целый ряд труднопреодолимых ограничений. Поэтому в теории и практике применяется множество модификаций метода, каждая из которых имеет свою область применения и ограничения.

2. Для высокорисковых проектов, особенно долгосрочных, метод DCF значительно минимизирует вклад будущих денежных потоков и подразумевает использование чрезмерно высоких ставок дисконтирования, основываясь на предположении, что такое решение обеспечит консервативную экономическую оценку стоимости проекта или ограничат альтернативы с более низкой стоимостью.

3. Противоречивые результаты, т.е. чем выше риск, тем выше NPV, могут быть получены в тех случаях, когда существует риск, связанный с расходами.

4. Единая ставка доходности применяется к дисконтированным потокам с различными профилями риска. Практика использования классического метода

DCF для экономической оценки, с использованием единой ставки дисконтирования для учета двух различных переменных – т.е. временной стоимости денег и риска, связанного с проектом – для всего проекта, не учитывает большую часть неопределенностей и специфики, которые вызваны уникальностью нефтегазового проекта.

5. Ставка дисконтирования, включающая в себя и составляющую времени, и составляющую риска, выбирается в зависимости от позиции инвестора. После выбора ставка дисконтирования считается постоянной, даже если профиль риска проекта обычно меняется со временем.

6. Классическая модель DCF для экономической оценки нефтегазовых проектов обладает концептуальными ограничениями, такими как статичность, детерминированность будущих денежных потоков, недостаточный учет специфических рисков проекта. Кроме того, применение единой ставки дисконтирования обладает следующими недостатками: ставка выбирается в зависимости от предпочтений инвесторов, противоречивость результатов для дисконтирования отрицательных потоков, ставка считается постоянной, для долгосрочных проектов значительно минимизируется вклад будущих денежных потоков. Отмеченные ограничения приводят к искажению экономической оценки инвестиционного проекта, в том числе и последующим принятием технологических решений по проекту, поэтому величина РИЗ в существующих институциональных условиях РФ определяется неверно.

7. С учетом выявленных ограничений метода DCF предлагается использовать методический подход, основанный на принципах разделения факторов времени и риска в процессе дисконтирования, изменения величины дисконта в зависимости от периода денежного потока, т.е. динамического дисконтирования, и отдельного дисконтирования притоков и оттоков проекта, т.е. бинарного дисконтирования.

ГЛАВА 3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3.1 Разработка методического инструментария обоснования величин ставок дисконтирования для оттоков в модели бинарного дисконтирования

При возникновении неординарных денежных потоков, которые характерны для проектов разработки нефтегазовых месторождений, модель DCF имеет ограничения. В случае реальных проектов, генерирующих как притоки, так и оттоки, использование одной ставки дисконтирования, включающей премию за риск, приводит к неадекватному учету рисков увеличения оттоков относительно их прогнозируемой величины.

Для устранения ограничений метода DCF разработан методический подход, включающий бинарную модель дисконтирования денежных потоков, с обоснованием различных ставок дисконтирования (по отдельности для притоков и оттоков), использование переменных с течением времени ставок дисконтирования и разделение при дисконтировании факторов риска и времени.

Дисконтирование оттоков по скорректированной на риск ставке процента, большей, чем безрисковая ставка, приводит к тому, что проект с высоким уровнем риска оказывается более ценным, чем проект с низким уровнем риска.

Рисковая составляющая в ставке дисконтирования учитывает риски притоков и оттоков следующим образом (3.1):

$$NPV = \sum \frac{FCF_t}{(1+r)^t} = \sum \frac{FCF_t}{(1+r_f+r_r)^t} = \sum \frac{CFI_t}{(1+r_f+r_r)^t} - \sum \frac{CFO_t}{(1+r_f+r_r)^t}, \quad (3.1)$$

где NPV – чистая приведенная стоимость проекта;

r – ставка дисконтирования;

t – период реализации проекта;

FCF_t – чистый денежный поток проекта t -го периода;

CFI_t – притоки проекта t -го периода;

CFO_t – оттоки проекта t -го периода;

r_f – безрисковая ставка;

r_r – премия за риск.

В модели бинарного дисконтирования формула 3.1 должна учитывать различные премии за риск для притоков и оттоков. Кроме того, как было обосновано в главе 2, премию за риск для оттоков следует вычитать из безрисковой. Это связано, прежде всего, с тем, что увеличение премии за риск для оттоков уменьшает чистую приведенную стоимость проекта (3.2):

$$NPV = \sum \frac{FCF_t}{(1+r)^t} = \sum \frac{FCF_t}{(1+r_f+r_r)^t} = \sum \frac{CFI_t}{(1+r_f+r_{rI})^t} - \sum \frac{CFO_t}{(1+r_f-r_{rO})^t}, \quad (3.2)$$

где r_{rI} – рисковая составляющая дисконтирования для притоков;

r_{rO} – рисковая составляющая дисконтирования для оттоков.

Таким образом, ставка дисконтирования для корректного учета рисков для притоков должна быть больше или равной безрисковой, а для оттоков – меньше или равна безрисковой.

Величина рисковой составляющей для оттоков должна адекватно отражать предполагаемое или возможное увеличение инвестиций. Инвесторы заинтересованы в том, чтобы финансируемые ими капиталоемкие проекты выполнялись точно в срок и в рамках бюджета. «И хотя предусмотреть и оценить вероятность наступления всех рисков и потенциальный ущерб от них невозможно, без учета рисков при планировании не обходится ни один крупный проект, особенно в такой капиталоемкой отрасли, как нефтегазодобывающая» [53].

Формирование методологии учета непредвиденных расходов при планировании стоимости капитального строительства является областью оценки стоимости в проектах, которой традиционно занимаются профессиональные ассоциации. В частности, Международная ассоциация развития стоимостного инжиниринга AACEI (AACE International) разработала методику определения диапазонов погрешности (точности) оценки стоимости проектов в зависимости от степени их проработанности [64]: чем больше проработанность, тем выше класс точности оценки. «Все крупные международные и российские вертикально

интегрированные нефтегазовые компании также используют классы оценки AACEI. При этом руководство AACEI не дает рекомендаций по величине резерва средств на непредвиденные расходы в соответствии с каждым классом оценки» [53].

Рекомендации по диапазонам резерва средств на непредвиденные расходы можно найти в Руководстве по оценке стоимости (Cost Estimating Guide) Департамента энергетики США (DoE), которое было разработано на основании классов точности AACEI (Рисунок 3.1). Согласно Руководству влияние неопределенности является фундаментальным фактором роста расходов и, как ожидается, будет уменьшаться с течением времени по мере развития проекта [86].

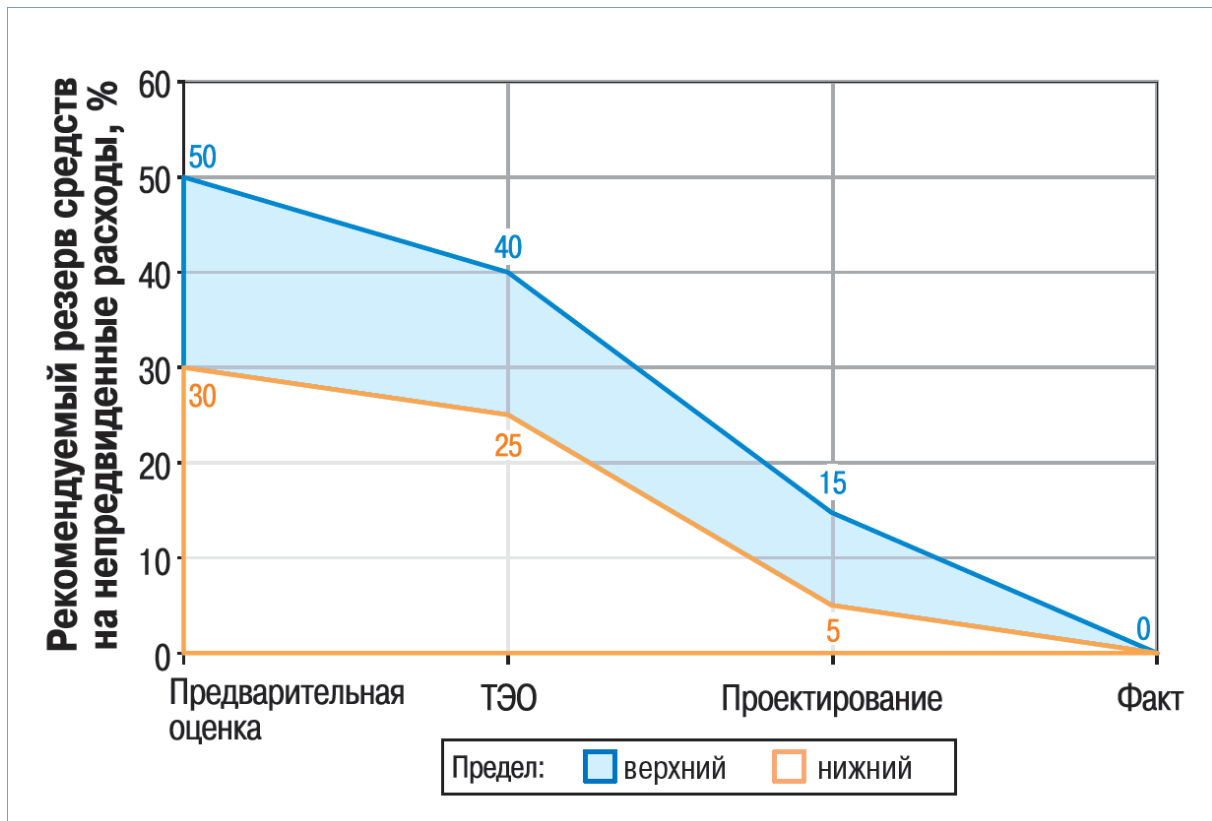


Рисунок 3.1 – Рекомендуемые диапазоны величины резерва средств на непредвиденные расходы при капитальном строительстве согласно Руководству DoE (ТЭО – технико-экономическое обоснование)

Источник: [53]

Резерв на инвестиционные цели можно охарактеризовать, как объем капитальных вложений, на который может быть увеличена стоимость проекта в случае применения в расчете недостаточных или неточных исходных данных,

ошибке в определении ценовых показателей, расчете объема требуемых ресурсов или реализации негативных рисков.

В работе [53] рекомендуются (таблица 3.1) «нормативы резерва средств на непредвиденные расходы для каждого объекта, который зависит от стадии реализации и сложности объекта. Рекомендуемая величина резерва на непредвиденные расходы определена на основании рекомендаций и опыта DoE, а также исходя из собственного опыта Ingenix Group по работе с реальными проектами. Величина резерва на непредвиденные расходы по проекту определяется как сумма резерва по всем объектам» [53].

Таблица 3.1 – Рекомендуемая величина резерва средств

Объекты	Величина резерва средств на непредвиденные расходы, %, на стадиях реализации			
	ТЭО	Проектная документация	Рабочая документация	Тендер/Договор
Простые	25	12	10	5
Средней сложности	30	15	12	10
Сложные	40	20	15	10

Источник: [53]

Метод оценки резерва проекта на непредвиденные обстоятельства по различным причинам основан на анализе статистических данных изменения стоимости проектов на каждом этапе жизненного цикла. Величина резерва рассчитывается на основании планируемого объема капитальных вложений проекта. Резерв определяется только на капитальные затраты и представляет собой прогнозный объем инвестиций, учитывающий неопределенности и риски проекта.

Результаты оценки резерва используются при подготовке заключения по инвестиционной привлекательности проекта. Резерв отражается в экономической модели и используется для расчета показателей эффективности проекта. Величина резерва актуализируется на каждом этапе проекта, с учетом снятия неопределенностей и рисков в проекте.

Оценку инвестиционного резерва на неопределенные обстоятельства допускается проводить следующими методами [93]:

1. Статистический метод – основан на анализе статистических данных по изменению объема инвестиций, определяемых на полную реализацию проекта при переходе с этапа на этап, при условии сохранения или незначительного изменения содержания проекта. По результатам анализа должно быть сформировано среднестатистическое отклонение бюджета проекта на каждом его этапе относительно стоимости проекта по факту его реализации. Среднестатистические отклонения занесены в матрицу отклонений «палетка» и применяются при определении объема инвестиционного резерва в зависимости от текущего этапа проекта.

2. Метод вероятностной оценки – заключается в идентификации рисков и возможностей проекта, влияющих на бюджет проекта. Влияние рисков определяется по методу Монте-Карло. Оценивается вероятность отклонения бюджета по 50-му перцентиллю (P50) и по 70-ому или 90-ому (P70, P90). Величина отклонения по P50 (высокий риск дефицита бюджета) или P70/P90 (низкий риск дефицита бюджета) принимается как резерв на неопределенные обстоятельства.

3. Вероятностно-статистический метод – представляет собой сочетание оценки вероятностным и статистическим методами при определении резерва.

Оценку инвестиционного резерва рекомендуется выполнять методом вероятностной оценки, так как при этом учитываются индивидуальные особенности проекта. В случаях недостаточности данных по отдельным объектам, группам объектов, затрат по результатам соответствующего анализа и обоснования допускается использование вероятностно-статистического метода оценки резерва. Статистический метод возможно использовать для аналитического сравнения результатов оценки вероятностным методом.

Для оценки резерва статистическим методом, объем капитальных вложений инвестиционного проекта следует разделить на отдельные группы работ и объекты по функциональному назначению. Каждая компания может использовать при этом свою методологию. Деление объектов плана капитальных вложений на группы обеспечивает повышение точности расчета резерва, т.к. степень неопределенности и способ оценки затрат по группам может отличаться.

Для расчета погрешности, с которой был выполнен расчет объема капитальных вложений, в каждой группе капитальных вложений определяется преобладающий метод расчета затрат. Каждому методу, обычно, соответствует определенный класс точности, который влияет на размер резерва [91].

После выбора метода, обычно определяется оптимистичная и пессимистичная оценка объема требуемых капитальных затрат, а затем определяется объем резерва с учетом неопределенностей в проекте, рассчитывается через величину стандартного отклонения.

Статистический метод возможно использовать для аналитического сравнения результатов оценки вероятностным методом, так как при этом не учитываются индивидуальные особенности проекта.

Расчет резерва по методу вероятностной оценки выполняется в четыре этапа [91]:

1. Идентификация рисков и возможностей, определение вероятности события.
2. Расчет диапазона отклонения от базовой стоимости.
3. Моделирование влияния рисков на результаты проекта.
4. Расчет объема резерва, связанного с инвестициями.

Для идентификации рисков изменения стоимости проекта проводится риск-сессия. Риск-сессия представляет собой совещание с участием ключевых представителей проектного офиса (команды проекта) и привлеченных экспертов.

Определение факторов, влияющих на изменение затрат проекта, может проводиться с помощью «мозгового штурма». При этом фиксируются даже маловероятные риски. При выявлении рисков определяется вероятность их реализации [53].

Для моделирования влияния рисков на проект следует определить диапазон возможных отклонений по бюджету проекта – минимальное, ожидаемое и максимальное значения. Определение отклонений выполняется по каждому идентифицированному риску отдельно. Для этого выполняется пересчет

стоимости строительства всех капитальных объектов проекта, на которые оказывает влияние данный риск, из условия, что риск реализовался.

Далее с применением метода Монте-Карло моделируются риски. Инвестиционный резерв рассчитывается как разница между оценкой бюджета без резерва (исходный бюджет) и величиной дополнительных средств, которые могут понадобиться проекту с определенной долей вероятности.

Объем резерва на неопределенные обстоятельства следует закладывать, как объем дополнительных инвестиций, с которыми проектная команда сможет реализовать проект в 70%/90% случаев без изменения содержания проекта или качества проектных решений [91].

Как правило, все риски невозможно предусмотреть даже при проведении риск-сессии с привлечением экспертов, поэтому следует принимать резерв по P70/P90. Расчет резерва по P50 следует воспринимать как способ, применяемый в исключительных случаях, требующий дополнительного обоснования агрессивной стратегии от проектной команды.

Резерв отражается в бюджете проекта. Для упрощения экономической оценки объем резерва распределяется по графику освоения капитальных затрат в пропорции от объема капитальных вложений всего проекта отдельной строкой. При оценке экономической эффективности полученный резерв может быть распределен по группам амортизируемых основных средств пропорционально объему капитальных вложений.

Следует отметить, что сами методы определения инвестиционного резерва для технологических решений при реализации нефтегазовых проектов, проблемы и способы их решения требуют отдельного детального исследования. Для целей диссертационного исследования величина резерва для инвестиций по нефтегазовым проектам принимается заранее известной и задается в относительном выражении.

В соответствии с принятой величиной резерва в относительном выражении ставка дисконтирования для оттоков определяется следующим образом:

- 1) Величина оттоков без резерва через t лет – FO_F ;

2) Величина оттоков через t лет с учетом величины резерва – FO_R ;

3) При этом $FO_R = FO_F + Res$, где Res – абсолютная величина резерва, r_f – безрисковая ставка, ставка с учётом риска – r_R .

Тогда с учетом равенства суммы резерва для величины оттоков и дисконтированных инвестиций по безрисковой ставке и величины оттоков без учета резерва, но с дисконтированием по ставке, учитывающей риск, получаем уравнение (3.3):

$$\frac{FO_R}{(1+r_f)^t} = \frac{FO_F}{(1+r_R)^t}. \quad (3.3)$$

Из формулы (3.3) выражается ставка дисконтирования для оттоков с учетом риска (3.4):

$$\begin{aligned} (1+r_R)^t &= \frac{FO_F}{FO_R} \cdot (1+r_f)^t \Rightarrow r_R = \sqrt[t]{\frac{FO_F}{FO_R} \cdot (1+r_f)^t} - 1; \\ \frac{FO_F}{FO_R} &= \frac{FO_F}{FO_F + R} = 1 - \frac{R}{FO_F + R} = 1 - \frac{d_R}{1+d_R}, \end{aligned} \quad (3.4)$$

где R – абсолютная суммарная величина резерва;

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

Тогда ставка для оттоков, учитывающая риск, определяется как (3.5):

$$r_R = \sqrt[t]{1 - \frac{d_R}{1+d_R} \cdot (1+r_f)^t} - 1. \quad (3.5)$$

Для различных комбинаций значений «величина резерва – временной период» определяется множество возможных величин r_R в зависимости от изменения периода времени t и относительной величины резерва d_R , при заданной (принятой) безрисковой ставке.

Разработанный методический инструментарий для определения ставки дисконтирования для инвестиционных денежных оттоков нефтегазового проекта с учетом формирования резерва позволяет учесть размер планируемого резерва для инвестиций, периоды времени и величину безрисковой ставки.

При этом ставка для оттоков должна быть меньше или равна величине безрисковой ставки. В качестве альтернативы можно абсолютную величину

резерва также закладывать, вместе с номинальными значениями оттоков, в модель дисконтирования для расчета показателей экономической эффективности, но в таком случае для оттоков нужно использовать безрисковую ставку.

Апробация модели расчета нормы дисконта для инвестиционных оттоков с учетом резерва выполнена на следующем примере.

Исходные данные и допущения. Безрисковая ставка принята на уровне 8%, период реализации проекта – 20 лет, величина резерва 5-40% (такие значения могут приниматься для отдельных видов инвестиций в нефтегазовые проекты) [53]. Расчеты выполняются по формулам 3.3 – 3.5 (моделирование выполнено в MS Excel).

На рисунке 3.2 представлены полученные результаты расчета ставки дисконтирования для оттоков с учетом резерва.

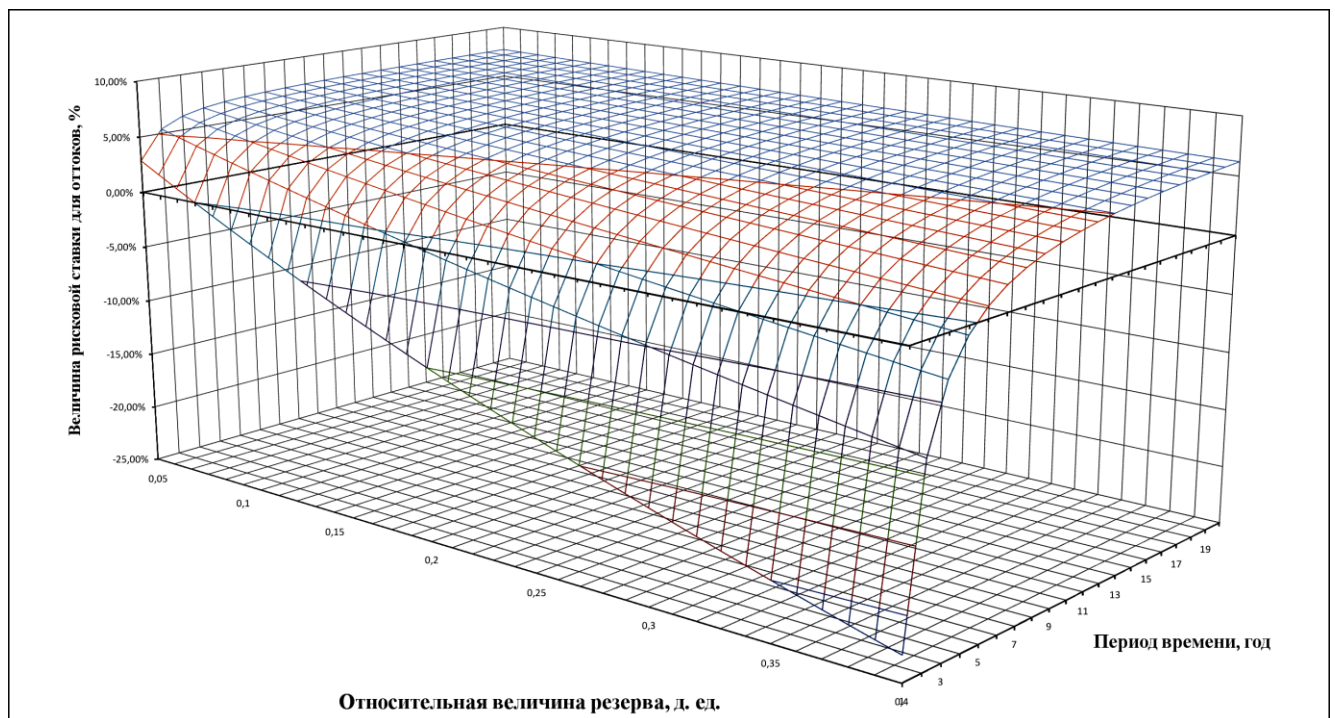


Рисунок 3.2 – Плоскость возможных величин ставки дисконтирования для инвестиционных оттоков при безрисковой ставке 8%

Источник: рассчитано автором

Следует отметить, что все полученные значения нормы дисконта меньше величины безрисковой ставки, что логично и корректно для учета рисков инвестиционных оттоков.

3.2 Разработка методического инструментария обоснования величин ставок дисконтирования для притоков в модели бинарного дисконтирования

Притоки в модели экономической оценки нефтегазовых проектов предлагается дисконтировать в соответствии с реверсированной моделью ценообразования, которая предложена в работе [120], а подтверждена ее релевантность для нефтегазовой отрасли в работе [113, 142]. В этих работах учитывается рыночная неопределенность цен на углеводороды. Цена на углеводороды в работах была представлена в обобщенном виде (условной), без учета специфики ценообразования на нефть и газ. Под ценой на углеводороды фактически понималась цена на нефть. Поскольку изменения цены на газ обусловлены изменением цены на нефть, то для целей исследования под ценой углеводородов понимаются как цены на нефть, так и на газ. Реверсированная модель подразумевает, что наибольшие неопределенности значений притоков (выручки) и, следовательно, риски, связанные с изменчивостью цен на нефть, присущи первым периодам реализации проекта. Следовательно, и премия за риск, учитываемая в ставке дисконтирования притоков, будет снижаться с течением времени.

Обоснование нормы дисконта для притоков осуществляется следующим образом. Представляя собой сумму безрисковой ставки и произведения стоимости риска и неопределенности прогноза, ставка дисконтирования риска для притоков сохраняет зависимость неопределенности прогноза от срока прогнозирования, и в этой модели уменьшается для каждого последующего года, добавляемого к сроку прогноза.

Мгновенная краткосрочная ставка рассчитывается по формуле (3.6) [139]:

$$R = r_f + PRisk \cdot \sigma, \quad (3.6)$$

где $PRisk$ – стоимость риска, возникающая вследствие неопределенностей на рынке углеводородов,

σ – неопределенность краткосрочного прогноза цены на углеводороды.

Для расчета коэффициента дисконтирования учитывается величина снижения неопределенности с увеличением горизонта планирования, определяемая с помощью формулы (3.7):

$$\gamma = \ln(2)/HL, \quad (3.7)$$

где γ – величина снижения неопределенности с увеличением горизонта планирования;

HL – отрезок времени, за который неопределенность снизится вдвое, в текущей модели равен одному году (подробно эта формула обоснована в [120]).

Изменяющийся с течением времени коэффициент дисконтирования для учета величины риска цены на углеводороды для постоянной стоимости риска рассчитывается по формуле (3.8):

$$DF_t = DF_{f,t} \cdot e^{-\frac{PRisk\sigma}{\gamma}(1-e^{-\gamma t})}, \quad (3.8)$$

где $DF_{f,t}$ – безрисковый коэффициент дисконтирования;

t – год, для которого рассчитывается коэффициент.

Стоимость риска (PRisk) определяется в соответствии с подходом, предложенном в работе [117] по формуле (3.9) с учетом индекса Московской биржи:

$$PRisk = \frac{r_m - r_f}{\sigma_r} \cdot \rho, \quad (3.9)$$

где r_m – доходность индекса Московской биржи, рассчитанная величина за 10 лет;

r_f – безрисковая ставка;

σ_r – стандартное отклонение доходности индекса Московской биржи;

ρ – корреляция между изменениями доходности индекса Московской биржи и изменениями цен на углеводороды, расчетная величина.

Для экономической оценки нефтегазовых проектов предлагается норму дисконта для притоков определять с учетом реверсированной модели ценообразования на углеводороды [70]. Предполагается, что существует премия за риск в размере 9% в год ($r_m - r_f$) на каждые 10% годовой неопределенности (σ_r)

в соответствующем прогнозе. Это соответствует годовой стоимости риска (PRisk) на углеводородном рынке в размере 0,9 [117, 120, 139].

Концепция реверсированной модели ценообразования заключается в следующем. Можно ожидать, что, если цена на нефть увеличивается с высоким темпом прироста, появляются новые объемы поставки нефти на рынок. Оба этих эффекта будут приводить к последующему снижению цены. Более того, если бы цена стала слишком низкой, сокращение предложения и увеличение спроса, как правило, воздействовали на рыночное равновесие, возвращая цене более высокие значения.

Учитывая эти факторы, цена на углеводороды будет стремиться вернуться к долгосрочному тренду, несмотря на краткосрочные шоки. Цена углеводородов в долгосрочном периоде будет стремиться вернуться к начальному показателю. Кроме того, в течение любого периода в долгосрочных прогнозах будет меньше неопределенности, поскольку большая часть эффекта любой краткосрочной неопределенности будет компенсирована в долгосрочной перспективе.

Предполагается, что в условиях модели реверсированного ценообразования существует неопределенность в *очень краткосрочных прогнозах*, составляющая 30% [139] в годовом выражении, и что неопределенность прогноза в течение очень короткого периода времени уменьшается вдвое для каждого последующего года, который добавляется к сроку прогноза. Величина коэффициента дисконтирования риска – это переменная величина, зависящая от стоимости риска и неопределенности прогноза.

Поэтому она характеризует зависимость неопределенности прогноза от срока прогноза и в этой модели уменьшается для каждого года, добавляемого к сроку прогноза (формула 3.8).

Мгновенная краткосрочная рисковая ставка составляет 27% в год, что результатом стоимости риска (PRisk) на уровне 0,9 в годовом выражении и неопределенности краткосрочного прогноза, также на уровне 0,3 в годовом выражении (формула 3.6). Дальнейшие вычисления рисковой составляющей дисконтирования осуществляется в соответствии с формулой 3.6.

Рисковый коэффициент дисконтирования для углеводов при постоянной стоимости риска рассчитывается по формуле 3.8, где DF – коэффициент дисконтирования цены углеводов; $PRisk$ – стоимость риска (0,9 в данном примере); σ – величина краткосрочной неопределенности, которая может быть выражена в виде величины стандартного отклонения (0,3); t – год, для которого рассчитывается коэффициент.

Полученные значения рискованных ставок и коэффициентов дисконтирования представлены в таблице 3.2. На рисунках 3.3 и 3.4 представлено сравнение коэффициентов и ставок дисконтирования классического DCF расчета при ставке 15 % и дисконтирования с использованием реверсированной модели ценообразования. Следует отметить, что в 15% входят как временная составляющая дисконта (безрисковая), так и составляющая риска. Для российских условий предлагается использовать доходность 10-летних облигаций РФ, значение которой на дату оценки, с учётом динамики изменений за 2021 год, составляет 6,14% [42]. Таким образом, безрисковая составляющая принимается 6,14%, тогда составляющая риска составляет величину 8,86%

Таблица 3.2 – Величины дисконтирования для реверсированной модели ценообразования

t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
DF	1	0,823	0,747	0,71	0,694	0,686	0,68	0,679	0,678	0,678	0,678
R	27%	21,5%	15,7%	12%	9,56%	7,84%	6,6%	5,68%	4,97%	4,41%	3,97%

Источник: составлено автором

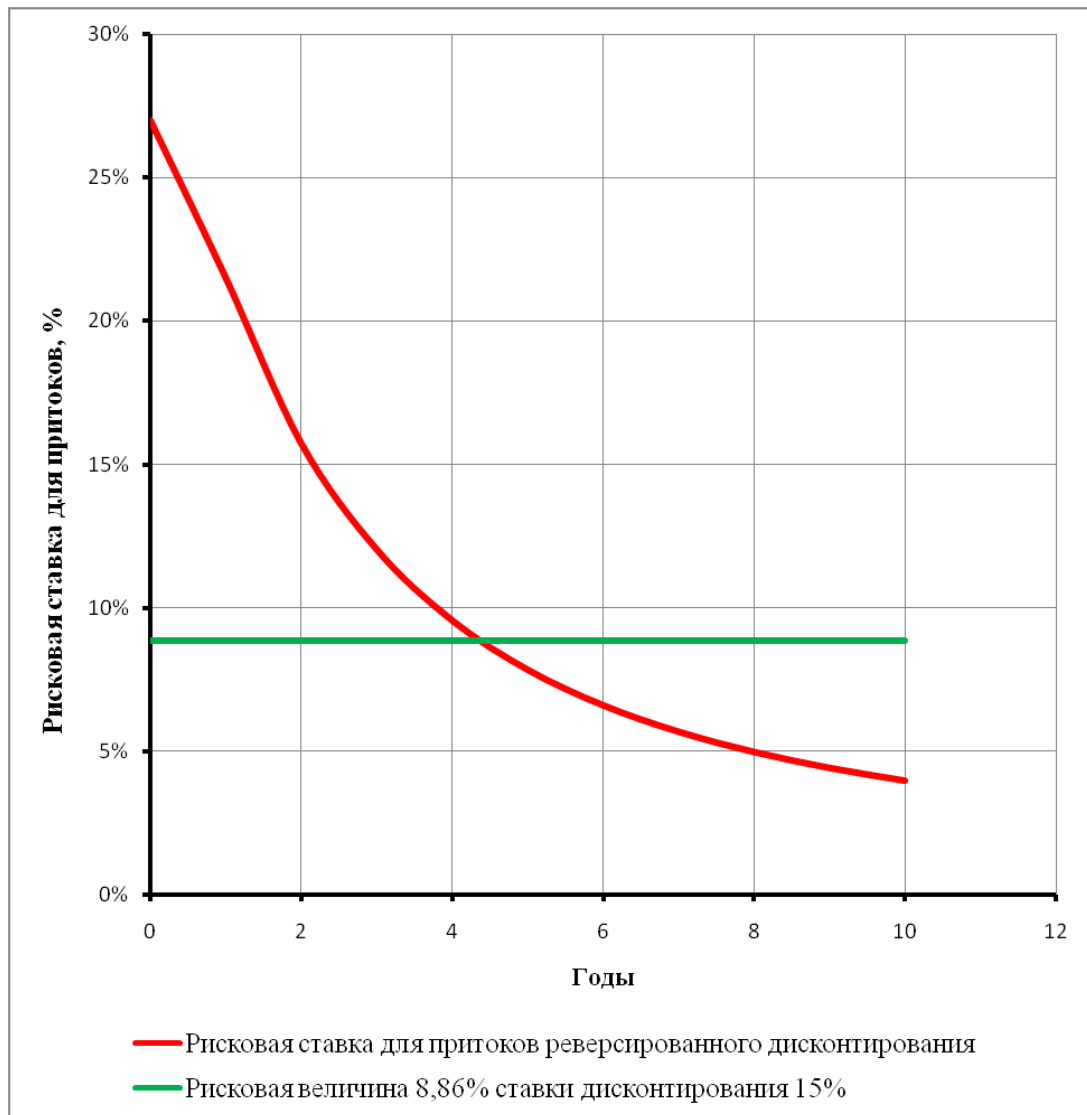


Рисунок 3.3 – Сравнение рисковых составляющих ставок дисконтирования для притоков за 10 летний период

Источник: составлено автором

Разработанный инструментарий в методическом подходе к экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений включает расчет ставки дисконтирования для притоков по реверсированной модели.

Далее автором выполнены расчеты и представлен пример, демонстрирующий применение реверсированной модели, при которой дисконтируются по разным ставкам выручка и издержки, в сравнении с дисконтированием денежного потока по единой ставке. В качестве объекта оценки рассматривается проект разработки месторождения природного газа.

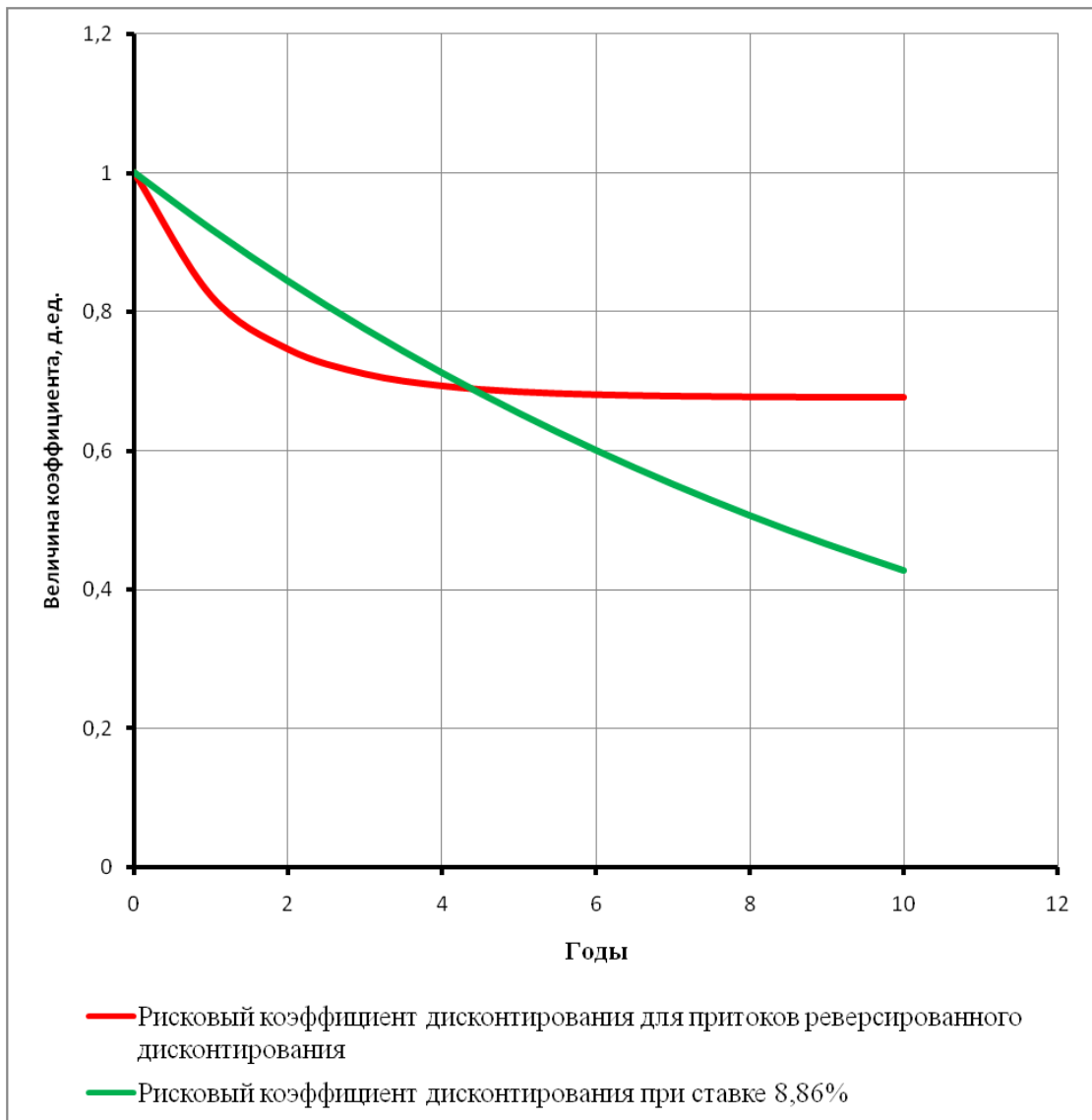


Рисунок 3.4– Сравнение коэффициентов дисконтирования за 10 летний период

Источник: составлено автором

Цена на газ принимается единственным источником неопределенности в притоках проекта, объемы производства и продаж принимаются фиксированными.

Налоговые отчисления состоят из налога на прибыль в 20%, налога на имущество 2,2%, налога на добычу полезных ископаемых, который для конкретного месторождения составляет 1391 руб/1000 м³, страховые взносы с учетом взносов на страхование от несчастных случаев 30,2%.

При реализации проекта могут быть приняты два технологических решения. Каждое из них представляет собой выбор между базовым и альтернативными вариантами. Одно из решений предусматривает альтернативы по величинам

капитальных и эксплуатационных затрат. Второе – изменение величины дебитов и горизонта разработки от удельного веса величин издержек.

Базовый вариант проекта разработки газового месторождения имеет следующие производственные и стоимостные параметры (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Исходные параметры для оценки проекта

Расходы на обустройство и добычу	962,87 млн. руб. (в 0-ой год)
Горизонт планирования	10 лет (с 1-го года)
Снижение объемов добычи	10% ежегодно
Начальный уровень объемов добычи	254,52 млн. м ³ /год
Постоянные эксплуатационные издержки	119,16 млн. руб/год (в 0-ой год равны 0)
Переменные эксплуатационные издержки	0,13 руб/м ³ (в 0-ой год равны 0)

Источник: составлено автором

При первом проектном решении, недропользователь имеет возможность передать на аутсорсинг строительство внутрипромысловой системы сбора продукции и/или организацию технологических процессов в проекте по разработке месторождения. Поставщик этих услуг, как правило, строит и эксплуатирует объекты (трубопроводы, буровые установки и т.п.) и взимает с недропользователя фиксированную ежегодную плату и плату за пропускную способность для возмещения текущих эксплуатационных расходов и капитальных затрат на объекты [139]. Во многих случаях аутсорсер может предложить выгодные тарифы, поскольку такие компании, как правило, являются более эффективными операторами. Они часто в состоянии использовать эти технологические мощности для предоставления другим заказчикам, и соответственно, для последующего расширения своей деятельности в этом регионе. Таким образом, за счет эффекта масштаба, стоимость работ подрядчика может быть ниже, по сравнению с себестоимостью работ добывающей компании. Поэтому при передаче части капитальных затрат на аутсорсинг, организация-заказчик увеличит издержки за счет включения оплаты подрядных работ.

Недропользователь может увеличить капитальные затраты, улучшив качественно инженерно-техническую оснащенность месторождения. При такой альтернативе добывающая организация, за счет больших инвестиций, может снизить будущие операционные издержки, такие как затраты на техническое обслуживание, ремонт, фонд оплаты труда, затраты на энергию и т.д.

Альтернативные решения, доступные газодобывающей компании, заключаются в следующем:

1) Низкие капитальные затраты – использование внешнего подрядчика для строительства и эксплуатации системы сбора продукции;

2) Средние капитальные затраты – строительство и эксплуатация всех объектов (базовое решение);

3) Высокие капитальные затраты – использование высококачественного и производительного оборудования, снижающего более поздние эксплуатационные издержки.

Профиль добычи принимается одинаковым для вариантов, но величины капитальных и операционных затрат отличаются следующим образом (таблица 3.4, моделирование выполнено в MS Excel и в «EVA-экономическая оценка проектов освоения нефтегазовых месторождений»).

Таблица 3.4 – Затраты для альтернатив первого решения

Капитальные затраты	Низкие	Средние	Высокие
Величина капитальных затрат, млн. руб.	779	963	1147
Постоянные эксплуатационные издержки млн. руб/год	143	119	95
Переменные эксплуатационные издержки, руб/м ³	0,16	0,13	0,1

Источник: составлено автором

Расходы включают в себя контрактные платежи за аутсорсинговые услуги в зависимости от рассмотренных вариантов реализации.

Второе проектное решение заключается в ускорении темпов добычи или в увеличении срока продуктивности скважин месторождения. У газодобывающей компании есть три альтернативы:

1) Малые дебиты – проектные сооружения рассчитаны на небольшие дебиты и эксплуатационное плато с умеренным количеством скважин;

2) Обычные дебиты – проектирование объектов по добыче газа с предполагаемой сеткой скважин (базовое решение);

3) Высокие дебиты – проектные сооружения для максимального дебита газа из пласта и форсирование добычи до максимума за счет уплотняющего бурения для уплотнения проектной сетки разработки.

Величина запасов и объемы добычи в течение всего срока реализации проекта одинаковы для всех альтернативных вариантов, но профиль добычи, потребности в капитале и величина постоянных эксплуатационных расходов различаются в зависимости от количества скважин, используемых для дренирования пласта, и требующихся мощностей для сбора и переработки углеводородов (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Затраты для альтернатив второго решения

Дебиты	Малые	Средние	Высокие
Капитальные затраты, млн. руб.	620	962,87	1100
Постоянные эксплуатационные издержки млн. руб/год	95	119	143
Начальные объёмы добычи, млн. м ³ /год	157,7	254,5	291
Продуктивность скважин, годы	14	10	8

Источник: составлено автором

Анализ DCF строится на прогнозировании цены и ставки дисконтирования. В российской практике применяется ставка дисконтирования в 10-15% [44]. В качестве безрисковой ставки доходности в мировой инвестиционной практике часто используется ставка по 10-летним казначейским облигациям США. Для российских условий предлагается использовать доходность 10-летних облигаций РФ, значение которой на дату оценки, с учётом динамики изменений за 2021 год, составляет 6,14% [42]. Таким образом, можно рассматривать ставку

дисконтирования 15% как безрисковую ставку 6,14%, плюс премия за риск. Цена экспортного нетбэка газа составляет для данного проекта 4277 руб./тыс. м³.

На первом этапе рассчитывается чистая приведенная стоимость проекта (моделирование выполнено в MS Excel и в «EVA-экономическая оценка проектов освоения нефтегазовых месторождений») для каждой из трёх альтернатив (таблица 3.6). Результаты оценки первого решения с применением классического DCF-подхода по величине NPV показывают, что альтернатива с низкими капитальными затратами является наилучшей, и капитал не должен расходоваться на снижение будущих операционных издержек.

Таблица 3.6 – Показатели эффективности для первого проектного решения

Капитальные затраты	Низкие	Средние	Высокие
NPV, 15%, млн. руб	552,3	502,65	453
Реверсированная модель дисконтирования и бинарное дисконтирование			
NPV, млн. руб	797	807,6	817
Ставка дисконтирования	9%	8,82%	8,65%

Источник: составлено автором

При расчетах по предложенному автором методическому подходу с применением реверсированного и бинарного дисконтирования, полученные показатели экономической эффективности существенно отличаются. Лучшим становится проектное решение с высокими инвестициями.

Выручка проекта и НДС дисконтируются с использованием рискованных составляющих дисконтирования, представленным в таблице 3.2. Издержки дисконтируются по безрисковой ставке 6,14%. То есть, затраты приводятся по норме дисконта с учетом только временного фактора, без учета риска. Ранее было показано, что в таком случае нормы дисконта (с учетом факторов риска) приведет к *снижению* операционных издержек (в то время, как риски, технологические, геологические и т.д., должны эти издержки увеличивать). В работе [95] предложено решить эту проблему путем денежного выражения величин неопределенностей. В данной диссертации также предложен инструментарий по определению ставки дисконтирования для оттоков. Амортизационные отчисления также дисконтируются по безрисковой ставке.

Таким образом, итоговый денежный поток (а также промежуточные потоки прибыли до налогообложения и чистой прибыли) является продисконтированным, так как все исходные величины для его вычисления уже были приведены к настоящему моменту времени. Данный расчет иллюстрирует применение метода «стоимостной аддитивности».

Для базового варианта с использованием реверсированной модели ценообразования чистая приведенная стоимость равна 807,6 млн. руб. Теперь можно взять денежный поток из классического метода DCF и продисконтировать его по ставке, при которой ЧПС будет равна 807,6 млн. руб. Норма дисконта равна 8,82% (таблица 3.6). Результаты расчеты остальных альтернатив приведены в таблице 3.6.

Следует отметить, что в 15% входят как временная составляющая дисконта (безрисковая) 6,14%, так и составляющая риска 8,86%. Таким образом, конечный денежный поток в классической оценке DCF продисконтирован с премией за риск. В подходе с бинарным дисконтированием составляющая издержек была приведена только по времени; при увеличении затрат, с учетом присущих им рисков, чистая приведенная стоимость проекта снизится с текущих 807,6 млн. руб; при этом увеличится норма дисконта.

На рисунке 3.5 представлены два графика изменения ЧПС проекта.

Один график отражает динамику чистой приведенной стоимости (синий) при бинарном дисконтировании выручки и НДС по ставке, рассчитанной для реверсированной модели ценообразования (таблица 3.2), а затем приведение издержек по безрисковой ставке 6,14%.

Другой график (красный) отражает денежный поток, полученный при использовании классического подхода к расчету ЧПС, с последующим дисконтированием по ставке 8,82% (конечная стоимость проекта при двух разных методах расчета одинакова, 807,6 млн. рублей).

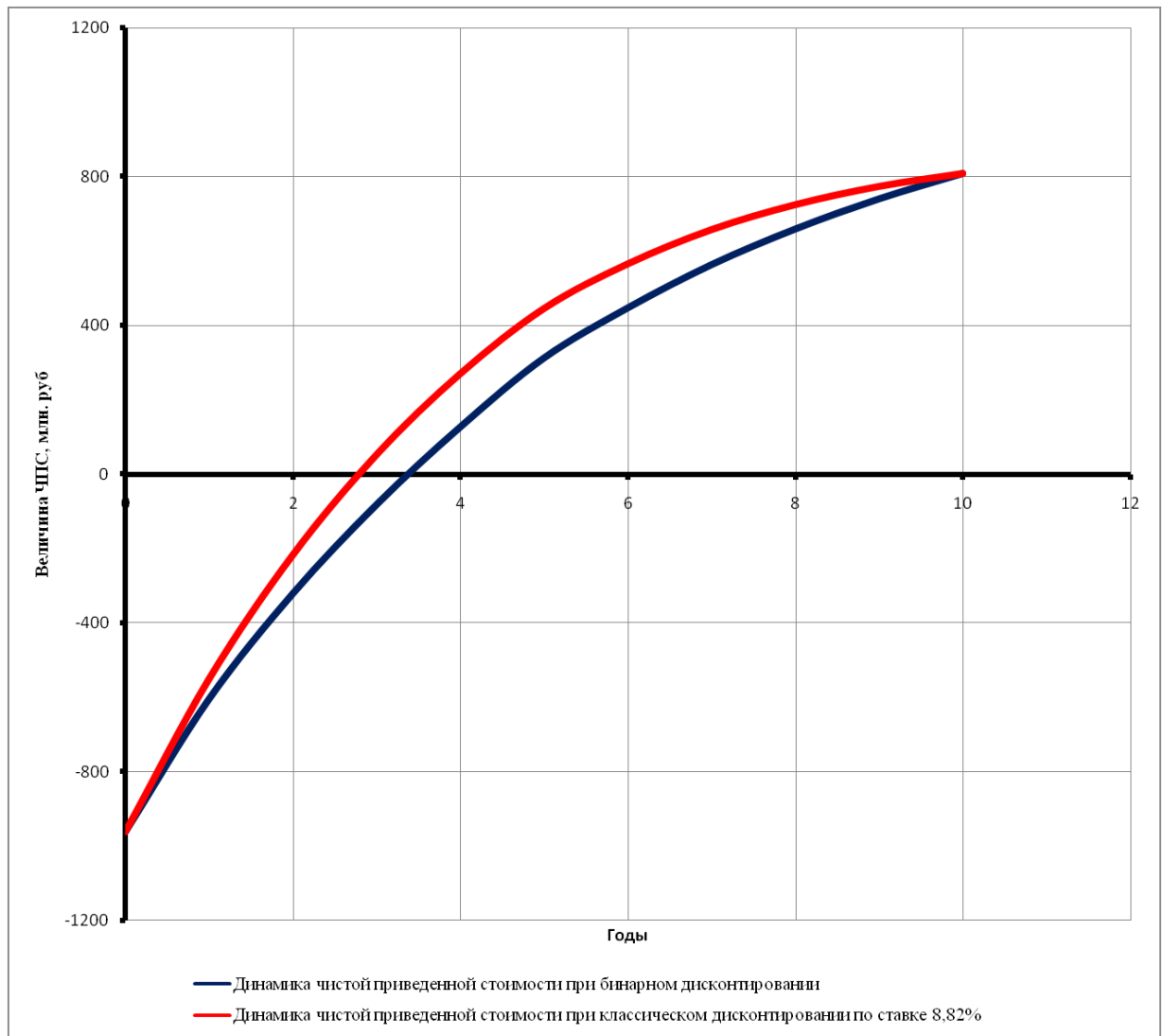


Рисунок 3.5– Сравнение ЧПС с применением различных подходов к оценке

Источник: составлено автором

Красный график более «крутой», синий более «пологий». На красном графике, который соответствует классическому расчету, видно, что наращение в первые несколько лет идет быстрее, чем на синем; поздние потоки имеют меньший удельный вес, по сравнению с графиком бинарного дисконтирования.

Таким образом, при классической оценке денежных потоков методом DCF, ранние денежные потоки, обусловленные высокими капитальными затратами, в течение нескольких первых лет являются оценочно-завышенными вследствие применяемого подхода к дисконтированию. Раздельное дисконтирование потоков выручки и издержек более корректно, так как поправки на риск (при наличии) отражаются в норме дисконта для *отдельных разнознаковых* денежных потоков, а

не *итогового*, что приводит к более «мягкому» и равномерно распределенному приведению будущей стоимости.

Анализ таблицы 3.6 показал, что с точки зрения классической оценки наибольшая ЧПС проекта может быть получена в варианте с наименьшими капитальными затратами. Оценка по разработанной модели показывает, что альтернатива с высокими начальными инвестициями обеспечивает наибольшую стоимость проекта, что, для условий примера, означает, что компании лучше строить и эксплуатировать собственные объекты и снижать будущие эксплуатационные затраты.

Полученные различия в оценке одного проекта с применением различных методических подходов объясняются следующим.

Различия в величине операционного рычага в трех проектных альтернативах означают, что чистая прибыль для каждой альтернативы должна дисконтироваться с разной ставкой. Эта ставка должна увеличиваться с увеличением величины операционного рычага, а величина операционного рычага увеличивается с ростом величины будущих затрат. В связи с некорректным учетом рисков в единой ставке дисконтирования, классический DCF-метод приводит к тому, чтобы компания несла как можно большую часть затрат в как можно более поздние периоды и снижать издержки в ранние периоды. В этом случае ошибка модели оценки приводит к ошибочному решению и выбору альтернативы с низкими капитальными и высокими эксплуатационными расходами.

Таким образом, затраты в поздних периодах недооцениваются методом DCF, и существует предрасположенность в самой модели оценки *против* того, чтобы нести расходы сейчас с целью уменьшения затрат в будущем.

Для выбора альтернативы второго проектного решения используются те же входные данные, только при условии, что изменяются темпы добычи и длительность реализации проекта (таблица 3.5).

Расчёт по классическому методу DCF (таблица 3.7, моделирование выполнено в MS Excel и в «EVA-экономическая оценка проектов освоения

нефтегазовых месторождений») указывает на то, что вариант, с самой короткой длительностью проекта и самыми высокими дебитами является наиболее эффективным с NPV 521,16 млн. руб. Рассматриваемая автором модель оценки говорит об обратном. Самой эффективной является альтернатива с самым длительным сроком разработки и самыми низкими объемами добычи с NPV 928,64 млн. руб.

Таблица 3.7 – Показатели эффективности для второго проектного решения

Дебиты	Малые	Средние	Высокие
NPV, 15%, млн. руб	491,03	502,65	521,16
Реверсированная модель дисконтирования и бинарное дисконтирование			
NPV, млн. руб	928,64	807,6	728
Ставка дисконтирования	6,12%	9,22%	12,2%

Источник: составлено автором

Полученные результаты свидетельствуют о существенном влиянии выбранного метода оценки проекта и обоснованных ставках дисконтирования на принятие технологических решений при разработке нефтегазовых проектов. Анализ в рамках реверсированной модели предполагает, что более продолжительный профиль добычи выгоден с меньшими производственными мощностями. Это объясняется тем, что долгосрочные доходы стоят больше, чем предполагает классический DCF- анализ.

Результаты подтверждают, что использование стандартных методов DCF может привести к некорректной экономической оценке, которая непосредственно повлияет на процессы проектирования и последующего отбора проектов к реализации, т.е., управленческого решения.

В частности, первая группа примеров показывает, что обычные методы DCF, как правило, переоценивают стоимость осуществления ранних (капитальных, например) затрат, которые уменьшают более поздние расходы. Иначе говоря, в перспективе, DCF «делает» капитальные издержки ещё дороже, чем они есть.

Вторая группа примеров показывает, что, при условии колебаний цены вокруг долгосрочной равновесной цены, как это характерно для углеводородов, методы DCF, как правило, недооценивают альтернативные проекты с продолжительными профилями добычи по сравнению с теми, где добыча осуществляется быстро.

Можно сделать вывод, что классический DCF-метод ориентирован на краткосрочные проекты, с малыми капитальными затратами. Именно такой подход к разработке месторождений и превалирует на данный момент в отрасли [41].

В работе [86] показано, что оценка отраслевой стоимости собственного капитала только для рыночного риска может быть очень неточным, так что стандартные ошибки более 3% в год являются обычным явлением. Такая величина ошибки может негативно отразиться на стоимости собственного капитала отдельных фирм (не говоря уже о конкретных проектах), поскольку ошибки в оценках стоимости собственного капитала, вероятно, будут значительно больше, когда учитываются несистематические риски.

Автором разработан методический подход к оценке, развивающий методологию классического DCF. Вместо того, чтобы суммировать компоненты денежного потока и затем дисконтировать общий поток, как это делается с классическим DCF, в методическом подходе сначала по отдельности дисконтируются притоки и оттоки, а затем суммируются дисконтированные величины.

После того как величина риска, связанного с проектом, в притоках и оттоках была оценена, несколько механизмов распределения рисков могут быть применены с использованием рассматриваемого методического подхода, что позволяет избежать недостатки, возникающие, когда метод DCF используется с предполагаемым RADR в качестве прокси для риска. Это представляет собой развитие методологии экономической оценки инвестиций.

3.3 Экономическая оценка и обоснование технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений с применением разработанных методик

Предлагаемый автором методический подход для экономической оценки и обоснования технологических решений при реализации нефтегазовых проектов, основанный на принципах разделения факторов риска и времени в концепции дисконтирования, динамическом дисконтировании и бинарной модели дисконтирования апробирован на примере проекта разработки нефтегазового месторождения. Разработанный методический подход реализован с применением методического инструментария определения ставки дисконтирования для оттоков с учетом планируемых резерва и реверсированной модели дисконтирования для притоков.

В качестве объекта экономической оценки (все дальнейшие расчеты выполнены в MS Excel и в «EVA-экономическая оценка проектов освоения нефтегазовых месторождений») рассматривается проект разработки нефтяного месторождения в Ханты-Мансийском АО (под условным названием А). Базовый вариант имеет следующие производственные и стоимостные параметры (таблица 3.8). В таблице 3.9 представлен профиль добычи базового варианта.

Таблица 3.8 – Исходные параметры для оценки

Наименование параметра	Значение параметра	Примечание
1. Добывающие скважины, шт	36	18 в 0-ой год 18 в 1-ый год
2. Нагнетательные скважины, шт	18	9 в 4-ой год 9 в 5-ый год
3. Горизонт планирования, лет	20	с 1-го года
4. Стоимость бурения одной скважины, млн. руб.	50	-
5. Геологические запасы, млн. тонн	28,96	-
6. Начальные извлекаемые запасы, млн. тонн	6,53	-

Источник: Данные по нефтяному месторождению А.

Величина капитальных издержек включает затраты на обустройство (1 млрд. руб.) и затраты на природоохранные мероприятия.

Таблица 3.9– Профиль добычи, тыс. тонн

0	1	2	3	4	5	...	14	15	16	17	18	19	20
0	316	637	747	784	706	...	111	84	59	41	29	20	14

Источник: Данные по нефтяному месторождению А.

Условия, необходимые для расчета.

Ставка налога на прибыль - 20%, налог на имущество - 2,2 %, цена экспортного нетбэка 27 678 руб./тонн, при средней цене за 2021 год марки Urals 69,00 долл/барр³ и среднем курсе доллара за 2021 год 73,65 рублей⁴. Цена на нефть принимается единственным источником рыночной неопределенности в денежных потоках проекта.

Выполнены инвестиционные расчеты, рассчитаны номинальные денежные потоки и чистая приведенная стоимость проекта при $r = 10\%$ (таблица 3.10).

На следующем этапе обоснованы значения нормы дисконта для денежных притоков и оттоков проекта с использованием принципа бинарного дисконтирования. В российской практике применяется ставка дисконтирования в 10-15 % [44], которая рассматривается как безрисковая ставка плюс премия за риск. В качестве безрисковой ставки для российских условий применяется доходность 10-летних облигаций РФ, значение которой на дату оценки, декабрь 2021 года составляет 7,7%⁵. Соответственно, ставка дисконтирования 10% рассматривается как безрисковая ставка (7,7%) плюс премия за риск.

³ Источник: [Электронный ресурс] – Сайт РБК, по данным Министерства финансов РФ. <https://www.rbc.ru/economics/04/01/2022/61d420e19a794764f06b438b>

⁴ Рассчитано автором по данным: Источник: [Электронный ресурс] – Официальный сайт Московской биржи https://www.moex.com/ru/derivatives/currency-rate.aspx?currency=USD_RUB

⁵ Рассчитано автором по данным: Источник: [Электронный ресурс] – Официальный сайт Московской биржи РФ. <https://www.moex.com/ru/marketdata/indices/state/g-curve/archive/>

Таблица 3.10 – 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	12527

Источник: рассчитано автором

Для прогнозирования выручки с учетом влияния ценового фактора применяется методика реверсированного дисконтирования. Сделаны следующие предположения [31].

При краткосрочных прогнозах существует неопределенность (σ) для изменчивости цен на нефть 40% в год (2,52% в дневном выражении). Автором были рассчитаны значения как среднеквадратическое отклонение относительных изменений цен на нефть за 10-летний период к 31.12.2020⁶.

Неопределенность прогноза уменьшается вдвое для каждого последующего года; соответственно, неопределенность краткосрочного прогноза (σ) рассчитана на уровне 0,4.

Стоимость риска ($PRisk$) определяется в соответствии с подходом, описанном в работе [117] по формуле (3.9):

$$PRisk = \frac{r_m - r_f}{\sigma_r} \cdot \rho, \quad (3.9)$$

где r_m – доходность индекса Московской биржи, рассчитанная величина⁷ 15,7% за 10 лет;

r_f – безрисковая ставка, 7,7%;

σ_r – стандартное отклонение доходности индекса Московской биржи, рассчитанная величина за 10 лет 18,4%⁸;

ρ – корреляция между изменениями доходности индекса Московской биржи и изменениями цен на нефть, расчетная величина 0,3.

Таким образом, стоимость риска $PRisk$ составляет 0,13.

Для дисконтирования притоков применяется реверсированная модель (формулы 3.6-3.8), значения ставок дисконтирования (R) и коэффициентов дисконтирования (DF) представлены в таблице 3.11.

⁶ Рассчитано автором по данным: Источник: [Электронный ресурс] – Официальный сайт Московской биржи <https://www.moex.com/ru/index/totalreturn/МEOGTR/archive>

⁷ Источник: [Электронный ресурс] – Официальный сайт Московской биржи <https://www.moex.com/ru/index/totalreturn/МCFTR/archive>

⁸ Источник: [Электронный ресурс] – Официальный сайт Московской биржи <https://www.moex.com/ru/index/totalreturn/МCFTR/archive>

Таблица 3.11 – Величины ставок и коэффициентов дисконтирования для притоков

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

Источник: рассчитано автором

Для расчета оттоков в экономической модели проекта следует применять методику оценки нормы дисконта, при этом учитывая величину резерва, связанных с инвестициями. Тогда норма дисконта определяется в соответствии с формулой 3.5 и рисунком 3.2. В таблице 3.12 представлена экономическая оценка проекта, с применением предлагаемого методического подхода.

В расчете величина резерва включена в величину оттоков, и как было показано в разделе 3.1, издержки дисконтируются по безрисковой ставке 7,7%.

Таблица 3.12 – Экономическая оценка нефтегазового проекта с применением разработанных методик, млн. руб.

Годы	Выручка от реализации продукции	Эксплуатационные затраты	Прибыль к н/о	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизация	ЧПС	
					годовая	накопленная			годовой	накопленный
0	0,00	316	-316	0,00	-316	-316	2033	271	-2077	-2077
1	7813	6937	876	163	714	398	894	371	191	-1886
2	14371	12398	1974	340	1633	2031	9,22	346	1970	83,9
3	15493	13326	2167	347	1820	3852	8,57	322	2134	2218
4	15034	12977	2055	306	1751	5603	358	347	1741	3959
5	12534	10908	1626	224	1402	7005	368	367	1401	5359
6	10462	9135	1327	170	1157	8162	8,62	341	1490	6849
7	8737	7490	1248	148	1099	9261	8,00	156	1247	8096
8	6894	5860	1033	114	919	10180	5,91	75,0	989	9085
9	5440	4445	995	102	893	11073	5,49	69,6	957	10041

Продолжение таблицы 3.12

10	3788	2779	1009	96,1	912,8	11985	5,10	64,6	972	11014
11	2638	1777	861	76,2	785	12770	4,73	32,22	812	11826
12	1959	1227	732	60,1	672	13442	7,72	4,11	668	12495
13	1455	877	579	44,1	535	13977	7,51	3,81	531	13026
14	1013	596	418	29,6	388	14365	7,29	3,54	384	13410
15	706	409	297	19,5	277	14642	7,07	3,29	273	13683
16	459	265	194	11,8	182	14824	6,84	3,05	178	13862
17	298	173	125	7,1	118	14942	6,60	2,83	114	13976
18	194	114	80,0	4,21	75,8	15018,3	6,37	2,63	72,1	14048
19	126	75,6	50,4	2,46	47,9	15066,2	6,13	2,44	44,23	14092
20	82	50,48	31,38	1,42	29,95	15096	5,90	2,27	26,32	14119

Источник: рассчитано автором

В таблице 3.13 представлены значения NPV для проекта разработки нефтегазового месторождения и их сравнение для различных методов расчета.

Таблица 3.13 – Сравнение значений NPV для проекта при различных методах расчета

Классический расчет DCF по ставке 10 %	
Ставка дисконтирования, %	10
NPV, млн. руб.	12 527
Расчет DCF в соответствии с разработанными методиками	
Эндогенная ставка дисконтирования, %	8,21
NPV, млн. руб.	14 119

Источник: рассчитано автором

Эндогенная ставка дисконтирования для денежных потоков означает, что именно при такой величине нормы доходности при *классическом* расчете DCF чистая приведенная стоимость проекта приняла бы значение 14 119 млн. рублей; при том, что значение нормы дисконта 10% определяет величину 12 527 млн. рублей.

Рассчитанные значения чистой приведенной стоимости нефтегазового проекта соответствуют принятым проектным решениям базового варианта.

Дополнительно у нефтегазовой компании есть опция применения раствора поверхностно-активных веществ (ПАВ) для того, чтобы доизвлечь оставшуюся в пласте нефть, и, таким образом, увеличить величину извлекаемых запасов. По горно-геологическим, физико-химическим и техническим условиям это технологическое решение (метод увеличения нефтеотдачи) рекомендуется применить на 14 год реализации проекта.

По оценкам, ПАВ увеличит КИН, начиная с 14 года на 11%, при этом, такой эффект будет иметь место в течение 3 лет. Затраты составляют 13 млн. рублей за одну скважину; все нагнетательные скважины должны быть обработаны для достижения технологического эффекта. Применение данного метода увеличения нефтеотдачи в 14 и в 17 годы реализации проекта даст прирост добычи углеводородов на 38 тыс. тонн.

В таблице 3.14 приведена экономическая оценка проекта (с 14 года, т.к. до этого изменений по проекту нет) по классическому DCF-методу с учетом принятия технологического решения (опции закачки ПАВ). Чистая приведенная стоимость проекта составила 12 525 млн. рублей, что меньше величины 12 527 млн. рублей, которая получена без принятия решения. Соответственно, технологическое решение по применению ПАВ должно быть *отклонено* нефтегазовой компанией.

В таблице 3.15 представлен расчет чистой приведенной стоимости нефтегазового проекта с технологическим решением (ПАВ) с применением разработанных методик, развивающих метод DCF.

Условия дисконтирования те же, что и для таблицы 3.11. Полученная чистая приведенная стоимость проекта составила 14 129 млн. рублей. Таким образом, применение ПАВ экономически эффективно (по сравнению с величиной 14 119 млн. рублей, таблица 3.12), и нефтегазовая компания может реализовать технологическое решение.

Таблица 3.14 – Экономическая оценка проекта с закачкой ПАВ, DCF при норме дисконта 10%, млн. руб.

Годы	Выручка от реализации продукции	Эксплуатационные затраты	Прибыль к н/о	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизация	Чистая стоимость		ЧПС	
					годовая	накопленная			годовой	накопленный	годовой	накопленный
14	3425,3	1946,1	1480	295,9	1184	24688	254,6	10,0	939	24073	247,3	12034
15	2569,2	1435,4	1134	226,8	907	25595	21,5	10,0	896	24969	214,4	12249
16	1798,4	998,50	799,9	160	640	26235	22,4	10,0	628	25596	136,5	12385
17	1258,9	701,93	557	111,4	446	26681	257,3	10,0	198	25795	39,2	12424
18	881,2	498,04	383,2	76,64	307	26987	24,2	10,0	292	26087	52,6	12477
19	616,8	355,32	261,5	52,31	209	27197	25,1	10,0	194	26281	31,74	12508
20	389,0	235,33	153,7	30,74	123	27320	26,0	10,0	107	26388	15,9	12525

Источник: рассчитано автором

Таблица 3.15 – Экономическая оценка проекта с технологическим решением (ПАВ) с применением разработанного методического подхода, млн. руб.

Годы	Выручка от реализации продукции	Эксплуатационные затраты	Прибыль к н/о	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизация	ЧПС	
					годовая	накопленная			годовой	накопленный
14	1124,96	647,19	477,77	33,82	443,95	14421	90,12	3,54	357,4	13383
15	783,39	443,44	339,96	22,35	317,61	14739	7,07	3,29	313,8	13697
16	509,17	286,59	222,58	13,58	208,99	14948	6,84	3,05	205,2	13902
17	330,94	187,19	143,74	8,15	135,60	15083	72,91	2,83	65,5	13968
18	215,09	123,43	91,67	4,82	86,84	15170	6,37	2,63	83,1	14051
19	139,80	81,86	57,94	2,83	55,11	15225	6,13	2,44	51,4	14102
20	81,86	50,48	31,38	1,42	29,95	15255	5,90	2,27	26,3	14129

Источник: рассчитано автором.

В таблице 3.16 приведены рассчитанные величины чистой приведенной стоимости проекта для вариантов разработки без принятия технологического решения и с принятием такового. Для каждой альтернативы расчет проведен, как с использованием классического DCF, так и с применением разработанного методического подхода.

Таблица 3.16 – Сводная таблица результатов расчета чистой приведенной стоимости проекта

Вариант проекта разработки месторождения без технологического решения	
ЧПС, классический DCF, млн. руб.	ЧПС, разработанный методический подход, млн. руб.
12 527	14 119
Вариант проекта разработки месторождения с технологическим решением	
ЧПС, классический DCF, млн. руб.	ЧПС, разработанный методический подход, млн. руб.
12 525	14 129

Источник: рассчитано автором.

Использование предлагаемого методического подхода и разработанных методик при экономической оценке нефтегазовых проектов позволяет более корректно учитывать в нормах дисконта ценовой риск при оценке притоков и инвестиционную специфику в оттоках с учетом резервирования средств.

Кроме того, выполненные расчеты и проведенный анализ показал, что предлагаемый подход позволит компании увеличить величину рентабельно извлекаемых запасов (РИЗ) на 38 тыс. тонн. Таким образом, этот объем дополнительно полученных технологически извлекаемых запасов связан с принятием технологического решения, которое при экономической оценке проекта классическим методом DCF не было бы принято, а запасы нефти остались бы в коллекторе.

3.4 Выводы по Главе 3

1. Методический подход к обоснованию различных ставок дисконтирования притоков и оттоков при разработке нефтяных и газовых месторождений позволяет более реалистично учитывать специфику проектов, включая как длительные сроки, так и требования к интенсификации добычи за счет использования

технологических решений, необходимость создания резерва для инвестиций, а также волатильности цен на нефть.

2. Принципы бинарного дисконтирования, разделения риска и доходности, а также переменной нормы дисконта положены в основу разработанных методик для определения нормы дисконта притоков и оттоков в модели экономической оценки нефтегазового проекта.

3. Бинарное дисконтирование позволяет корректно учитывать, прежде всего, риски оттоков, реверсированная модель дисконтирования — риски притоков, переменные ставки позволяют учесть фактор изменения составляющей риска в концепции дисконтирования с течением времени

4. Разработанный методический инструментарий обоснования ставки дисконтирования притока с учетом снижения волатильности цен на нефть в долгосрочном периоде позволяет получать более корректные значения дисконтированных притоков и повышать экономическую эффективность проекта разработки нефтяных и газовых месторождений, включая величину РИЗ.

5. Разработанный методический инструментарий обоснования ставки дисконтирования оттоков, включая инвестиционные потоки технологических решений, созданных в течение ряда лет, с учетом резервирования средств, позволяет получать более корректные значения дисконтированных оттоков и делать более обоснованные выводы об экономической эффективности проекта разработки нефтяных и газовых месторождений, включая величину РИЗ.

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 резерва 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 ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ампиров, Ю. П. Численное исследование величины рентабельно извлекаемых запасов углеводородов, рассчитываемых доходным методом. Минеральные ресурсы России / Ю.П. Ампиров // Экономика и управление. – 2016. – №5. – С. 42-51.
2. Ампиров, Ю.П. Экономическая геология / Ю.П. Ампиров, А.А. Герт. – М: Геоинформмарк. – 2006. – 400 с.
3. Бадретдинов, И.А. Классификация методов увеличения нефтеотдачи (экономический подход) / И.А. Бадретдинов, В.Г. Карпов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – С. 6.
4. Бирюкова, В. В. Стратегическое управление эффективностью деятельности вертикально-интегрированных нефтяных компаний (Методология, теория и практика) – Уфа. – 2020.
5. Бласет Кастро, А.Н. Применение метода RADR для рискованных оттоков денежных средств / А.Н. Бласет Кастро, Н.Ю. Кулаков // Корпоративные финансы. – 2018. – Т. 12. – № 12. – С. 61-70.
6. Боксерман, А.А. О необходимости восстановления государственной программы воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи на основе развития и внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи / А.А. Боксерман, А.В. Фомкин, В.И. Ткачук, В.О. Зацепин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – с. 26-30.
7. 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.
8. 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.

9. Василенко, Н.В. Развитие нефтегазового сервиса как организационной формы предпринимательства в постиндустриальной экономике / Н.В. Василенко // Записки Горного института. – 2017. – Т. 227. – С. 597-602. – DOI: 10.25515/PMI.2017.5.597
10. Василенко, Н.В. Экономические и технологические ограничения при разработке российских нефтяных месторождений / Н.В. Василенко, **Е.А. Марин** // Теория и практика экономики и предпринимательства: Труды XVII Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. – 2020. – С. 32-34.
11. Выгон, Г. Инвентаризация запасов: необходимость системных изменений. Аналитический обзор VYGON Consulting / Г. Выгон [Электронный ресурс]. – URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/ba0/vygon_consulting_inventorisation.pdf (дата обращения: 13.10.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
12. Гутман, И.С. Особенности новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013) и ее сопоставление с рядом зарубежных / И.С. Гутман // Недропользование XXI век. – 2015. – №7(57).– С. 48-59.
13. Давыдов, А.В. Еще раз к вопросу об обосновании оптимального варианта разработки нефтяных месторождений / А.В. Давыдов // Недропользование XXI век. – 2016. – №2(59). – С. 108-111.
14. Дамодаран, А. Инвестиционная оценка. Инструменты и методы оценки любых активов / А. Дамодаран // 11-е изд.– Изд-во: Альбина Паблишер. – 2019. – 1316с.
15. Евсеева, О.О. Возможности реализации арктических проектов по освоению минерально-сырьевой базы через систему минерально-сырьевых центров и особенности их оценки / О. О. Евсеева, А.Е. Череповицын // Стратегические перспективы развития Арктического региона. Материалы Научно-практической конференции Совета по изучению производительных сил ВАВТ Минэкономразвития России. – Под общей редакцией С.А. Липиной. – 2018. – С. 23-29.

16. Евсева, О.О. Перспективные российские проекты сжиженного природного газа: методические подходы к их оценке / О.О. Евсева, А.Е. Череповицын // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2019. –1(63). – 69-78.

17. Закиров, С.Н. Проблемы новой классификации запасов нефтегазового недропользования / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, Д.П. Аникеев, Т.Н. Цаган-Манджиев, М.Н. Баганова, Р.Х. Муслимов, С.А. Смоляк, М.С Розман, Ю.А. Волков, Д.А. Дубровский // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 22. – С. 69-75.

18. Кабиров, Д.И. Проблемы проектирования скважин на основе оценки их эффективности как объектов нефтедобычи / Д.И. Кабиров, В. В. Бирюкова // Актуальные вопросы экономики и управления в нефтегазовом бизнесе. Материалы III Всероссийской научно-практической конференции. – 2020. – С. 41-43.

19. Казначеев, П. Природная рента и экономический рост / П. Казначеев // Экономическое и институциональное развитие в странах с высокой долей доходов от экспорта сырьевых ресурсов. Анализ и рекомендации на основе международного опыта. – РАНХиГС. – 2013. – 101 с.

20. Конторович, А.Э. Нефть и газ Российской Арктики: история освоения в XX веке, ресурсы, стратегия на XXI век / А. Э. Конторович // Наука из первых рук. – 2015. – Т.61 № 1. – с. 46-65.

21. Конторович, А.Э. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации / А.Э. Конторович, Л. В. Эдер // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – с. 8-17.

22. Котов, Д.В. Оценка эффективности кооперации предприятий нефтяной и газовой промышленности / Д.В. Котов, К.Г. Качалкина // Актуальные проблемы развития российской экономики и управления. Сборник статей I Всероссийской научно-практической конференции. – 2018. – с. 216-220.

23. Котов, Д.В. Алгоритм оценки экономической эффективности сооружения и эксплуатации нефтепродуктопровода с учетом применения присадок / Д.В. Котов, А.Д. Сагадеева // Вестник экономики и менеджмента. – 2020. – № 3. – с. 8-11.

24. Котов, Д.В. Экономический анализ методов увеличения пропускной способности магистральных нефтепроводов / Д.В. Котов, А.Д. Сагадеева // Управление экономическими системами. – 2019. – № 3 (27). – с. 9-14.

25. Крайнова, Э.А. Техничко-экономическое проектирование в нефтяной и газовой промышленности / Э.А. Крайнова, Г.Б. Лоповок // Учебник. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 264 с.

26. Крюков, В.А. Экономика знаний и минерально-сырьевой сектор – особенности взаимодействия в современных условиях / В.А. Крюков // Вестник Омского университета. – 2016. – №1. – Ч. 1. – С. 52-59.

27. Литвиненко, В.С. Инновационное развитие минерально-сырьевого сектора / В.С. Литвиненко, И.Б. Сергеев // Проблемы прогнозирования. – 2019. – № 6. – С. 60-72.

28. Лукашов В.Н. Определение величины ставки дисконтирования для инвестиционного проектирования и оценки бизнеса: о различии подходов к исчислению и применению / В.Н. Лукашов, Н.В. Лукашов // Вестник Санкт-Петербургского университета. Экономика. – 2019. – Т. 35. – Вып. 1. – С. 83–112.– doi:10.21638/spbu05.2019.104

29. Мазурина, Е.В. Особенности стоимостной оценки нефтегазовых объектов методом реальных опционов / Е.В. Мазурина // Записки Горного Института. – 2011. – т. 191. – С. 128-133.

30. **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.

31. **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.

32. Методика экспресс-оценки запасов углеводородного сырья. Утверждена приказом Минприроды России от 11 апреля 2019 года № 228. [Электронный ресурс] – URL: https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodika_ekspress-ocenki_zapasov_uglevodorodnogo_syrya.pdf (дата обращения: 19.03.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

33. Муслимов, Р.Х. В современной России нужна новая стратегия освоения нефтяных месторождений - оптимизация добычи и максимизация КИН / Р.Х. Муслимов // Нефтяная провинция. – 2015. – № 3 (3). – С. 1-29.

34. Муслимов, Р.Х. КИН – его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России / Р.Х. Муслимов // Бурение и нефть. – 2011. – № 2.

35. Муслимов, Р.Х. Модернизация нефтяной отрасли России на путях инноваций и общемировых тенденций России / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – №4. Ч. 1. – С. 246-255.

36. Муслимов, Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН) / Р.Х. Муслимов – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ. – 2014. – 750с.

37. Муслимов, Р.Х. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов - движение вперед или вспять? / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. 2016. – Т. 18 № 2. – С. 80-87.

38. Муслимов, Р.Х. Пути повышения эффективности использования углеводородного потенциала России в условиях прогнозируемого ухудшения конъюнктуры мирового рынка / Р.Х. Муслимов // Бурение и нефть. – 2014. – № 1.

39. Нефтегазовая вертикаль. Нефтяная отрасль ищет точку безубыточности. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ngv.ru>. (дата обращения: 03.05.2020). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

40. Нечаева, М. Д. Применение методов современной оценки активов для анализа экономической эффективности проектов в российском нефтегазовом

секторе / М.Д. Нечаева, О.В. Ремизов // Мир экономики и управления. – 2015. – Т. 15. – № 2. – С. 48-61.

41. Обзор нефтесервисного рынка России, 2018. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www2.deloitte.com/ru/ru.html> (дата обращения: 15.04.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

42. Официальный сайт Банка России. Кривая бескупонной доходности государственных облигаций. – [Электронный ресурс]. – URL: https://www.cbr.ru/hd_base/zcyc_params/zcyc/ (дата обращения: 14.02.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

43. Поддубный, Ю.А. Повышение нефтеотдачи: несбывающиеся надежды. Территория действий / Ю.А. Поддубный // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – №7. – С. 24–34.

44. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены приказом Минприроды России от 20 сентября 2019 года № 639. [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/561372501> (дата обращения: 18.04.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

45. Правила разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены приказом Минприроды России от 14 июня 2016 года № 356. [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/420365257> (дата обращения: 03.05.2020). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

46. Сибирская Нефть. ТрИЗ как объективная реальность, № 149, Март 2018. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneftonline/>. (Дата обращения: 11 Март 2020). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

47. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев – М.: Недра. – 1985. – 308 с.

48. Тенденции развития нефтегазовой отрасли в 2018-2019 гг. Стратегия, формируемая в условиях волатильности рынка. PwC 2018. [Электронный ресурс].

– URL: <https://www.pwc.ru/ru/oil-and-gas/pdf/oil-gas-2018.pdf> (дата обращения: 10.03.2020). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

49. Уланов, В.Л. Стоимость нефтегазовой компании и оценка запасов нефти и газа / В.Л. Уланов // Записки Горного института. – 2011. – 194. – С. 327-331.

50. Хисамов, Р.С. ОАО «Татнефть»: МУН для сверхвязких нефтей недостаточно / Р.С. Хисамов // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. - №5. – С. 46-51.

51. Черемушкин, С. Отрицательные денежные потоки и премия за риск / С. Черемушкин // Финансы и кредит. – 2009. – 15(28). – С. 36-51.

52. Череповицын, А.Е. Инновационный подход к освоению минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ / А.Е. Череповицын, С.А. Липина, О.О. Евсеева // Записки Горного института. –2018. – Том 232. – С. 438-444.

53. Чижиков С.В. Теория и практика оценки резерва средств на непредвиденные расходы при планировании обустройства месторождений углеводородов / С.В. Чижиков, Е.А. Дубовицкая, Р.Н. Ахметов, Н.О. Пушкина // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 6. – С. 82-86. – doi:10.24887/0028-2448-2020-6-82-86.

54. Шарф, И.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки / И.В. Шарф, Д.Н. Борзенкова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-16. – С. 3593-3597.

55. Шафраник, Ю.К. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию / Ю.К. Шафраник, В.А. Крюков – М.: 2016. – 272 с.

56. Шелепов, В.В. О состоянии разработки месторождений УВС и мерах по совершенствованию проектирования их разработки / В.В. Шелепов // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений. – М., НИИЦ Недра-XXI. – 2013. – С. 8–20.

57. Шелепов, В.В. О состоянии разработки месторождений УВС и мерах по совершенствованию проектирования. Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений / В.В. Шелепов //

Сборник докладов научно-практической конференции, посвященной памяти Н.Н.Лисовского. Альметьевск – 2012.

58. Шкатов, М.Ю. Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов в сфере разведки и разработки полезных ископаемых: развитие доходного подхода, Минеральные ресурсы России / М.Ю. Шкатов, И.Б. Сергеев // Экономика и управление. – № 1. – 2007. – 38-44 с.

59. Шпуров, И.В. Ключевые решения новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа и результаты ее апробации / И.В. Шпуров, В.Г. Браткова // Недропользование XXI век. – 2015. – №7(57). – С. 38-45.

60. Шпуров, И.В. По другому счету. В России заработала новая классификация запасов углеводородов / И.В. Шпуров, В.Г. Браткова // Oil & Gas Journal. – 2016. – №1-2. – С. 36-39.

61. Эдер, Л.В. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, И.В. Проворная, В.Ю. Немов // Бурение и нефть. – 2014. – №4. – с. 16-22.

62. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. 09 июня 2020 г. № 1523-р. Официальный сайт Министерства энергетики РФ. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>. (Дата обращения: 10 Март 2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

63. Яценко, И.Г. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи / И.Г. Яценко // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 1. – С. 30–35.

64. AACE International Recommended Practice No. 17R-97. Cost estimate classification system. – 2003. URL: https://web.aacei.org/docs/default-source/toc/toc_17r-97.pdf (дата обращения: 19.12.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

65. Abadie, L.M. Valuation of long-term investments in energy assets under uncertainty / L.M. Abadie // Energies. – 2009. – 2(3). – С. 738-768.

66. Adkins, R. Rescaling-contraction with a lower cost technology when revenue declines / R. Adkins, D. Paxson // *European Journal of Operational Research*. – 2019. – 277(2). – P. 574-586.
67. Arnold, G. The theory practice gap in capital budgeting: evidence from the United Kingdom / G. Arnold, P.D. Hatzopoulos // *Journal of Business Finance and Accounting*. – 2000. – 27 (5–6). – P. 603-626.
68. Bailey, W. Unlocking the value of real options / W. Bailey, B. Couët, A. Bhandari, S. Faiz, S. Srinivasan, H. Weeds // *Oilfield Review*. – 2003. – 15 (4). – P. 4-19.
69. Baker, M.P. Alternative models of uncertain commodity prices for use with modern asset pricing methods / M.P. Baker, E. Scott Mayfield, J.E. Parsons // *Energy Journal*. – 1998. – 19 (1). – P. 115-148.
70. Baker, R. Capital investment appraisal: a new risk premium model / R. Baker, R. Fox // *International Transactions in Operational Research*. – 2003. – 10. – P. 115-126.
71. Beedles, W.L. Evaluating negative benefits / W.L. Beedles // *Journal of Financial and Quantitative Analysis*. – 1978. – Vol. XIII. – P. 173-176.
72. Bera, A. Adsorption of surfactants on sand surface in enhanced oil recovery: Isotherms, kinetics and thermodynamic studies / A. Bera, T. Kumar, K. Ojha, A. Mandal // *Applied Surface Science*. – 2013. – 284. – P. 87– 99.
73. Berg M. Modeling the response to exogenous shocks: The capital uplift rate in petroleum taxation / M. Berg, Ø. Bøhren, E. Vassnes // *Energy Economics*. – 2018. – 69.
74. Berntsen, M. Determinants of oil and gas investments on the Norwegian Continental Shelf / M. Berntsen, K.S. Bøe, T. Jordal, P. Molnár // *Energy*. – 2018. – 148. – 904-914. – DOI: 10.2139/ssrn.3120666
75. Berry, R.H. On the negative risk premium for risk adjusted discount rates / R.H. Berry, R. G. Dyson // *Journal of Business Finance & Accounting*. – 1980. – Vol. 7. – No. 3. – P. 427-436.

76. Bickel, J.E. From Uncertainty Quantification to Decision Making in the Oil and Gas Industry / J.E. Bickel, R.B. Bratvold // Energy Exploration and Exploitation. – 2008. – 26 (5). – P. 311-325. – DOI:10.1260/014459808787945344.
77. Block, S. Are real options actually used in the real world? / S. Block // Engineering Economist. – 2007. – 52(3). – P. 255-267.
78. Bradley, P.G. On the use of modern asset pricing for comparing alternative royalty systems for petroleum development projects / P.G. Bradley // Energy Journal. – 1998. – 19 (1). – P. 47-81.
79. Brealey, R.A. Principles of Corporate Finance / R.A. Brealey, S. Myers // 7th edn. – McGraw-Hill. – New York. – 2002.
80. Brigham, E.F. Financial Management: Theory and Practice / E.F. Brigham, L.C. Gapenski, M.C. Ehrhardt // Dryhen Press, Orlando, FL. – 9th Ed. – 1999. – 1208 P.
81. Cheah, C.Y.J. Valuing governmental support in infrastructure projects as real options using Monte Carlo simulation / C.Y.J. Cheah, J. Liu // Construction Management and Economics. – 2006. – 24(5). – P. 545-554.
82. Cherepovitsyn, A. An algorithm of management decision-making regarding the feasibility of investing in geological studies of forecasted hydrocarbon resources / A. Cherepovitsyn, D. Metkin, A. Gladilin // Resources. – 2018. – 7 (3). – 47.
83. Chiara, N. Variance models for project financial risk analysis with applications to greenfield BOT highway projects / N. Chiara, M.J. Garvin // Construction Management and Economics. – 2008. – 26(9). – P. 925-39.
84. Clews, R.J. Project Finance for the International Petroleum Industry, 1st ed.; Elsevier Inc.: Amsterdam, The Netherlands. – 2016.
85. Cortazar, G. The Valuation of Commodity Contingent Claims / G. Cortazar, E.S. Schwartz // The Journal of Derivatives. – 1994. – 1 (4). – P. 27-39. Doi:10.3905/jod.1994.407896.
86. Cost Estimating Guide. US Department of Energy. DOE G 413.3-21A. – URL: <https://www.directives.doe.gov/directives-documents/400-series/0413.3-EGuide-21A/@@images/file> (дата обращения: 19.12.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

87. Davies, R. Avoiding a risk premium that unnecessarily kills your project / R. Davies, M. Goedhart, T. Koller // *McKinsey Quarterly*. – 2012. – 2. – P. 1-4.
88. Dvoynikov, M.V. Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling / M.V. Dvoynikov, V.N. Kuchin, M.Sh. Mintshev // *Journal of Mining Institute*. – 2021. – 247 (1). – P. 57-65.
89. Dvoynikov, M.V. Designing of well trajectory for efficient drilling by rotary controlled systems / M.V. Dvoynikov // *Journal of Mining Institute*. – 2018. – 231. – P. 254-262.
90. Espinoza, D. The role of traditional discounted cash flows in the tragedy of the horizon: another inconvenient truth / D. Espinoza, J. Morris, H. Baroud, M. Bisogno, A. Cifuentes, A. Gentsoglans, L. Luccioni // *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*. – 2020. – 25 (4). – P. 643-660.
91. Espinoza, R.D. Decoupled NPV: a simple, improved method to value infrastructure investments / R.D. Espinoza, J.W.F. Morris // *Constr. Manag. Econ*. – 2013. – 31. – P. 471-496.
92. Espinoza, R.D. Decoupling time value of money and risk: a step toward the integration of risk management and quantification / R.D. Espinoza // *Int. J. Proj. Manag.* – 2014. – 32. – 1056–1072.
93. Espinoza, R.D. Connecting climate risk to financial performance for infrastructure investments / R.D. Espinoza, J.W.F. Morris // *Air and Waste Management Association, A and WMA - Finding Common Ground on Climate Change Mitigation and Adaptation* – 2017. – P. 256-272.
94. Espinoza, R.D. Separating project risk from the time value of money: a step toward integration of risk management and valuation of Infrastructure Investments / R.D. Espinoza // *Manuscript submitted for publication to the Journal of Construction Management and Economics*. – 2013.
95. Espinoza, R.D. Towards sustainable mining (Part I): Valuing investment opportunities in the mining sector / R.D. Espinoza, J. Rojo // *Resources Policy*. – 2017. – 52. – P. 7-18.

96. Evseeva, O. An approach to assessment of sustainability of the large-scale Russian liquefied natural gas project / O. Evseeva, A. Cherepovitsyn // *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources* / ed. by V.Litvinenko. – London: CRC Press, 2019. – P. 608-614.
97. Fama, E. Industry cost of equity / E. Fama, K.R. French // *Financ. Econ.* – 1997. – 43. – P. 153-193.
98. Fama, E. Risk-adjusted discount rates and capital budgeting under uncertainty / E. Fama // *Journal of Financial Economics.* – 1977. – 5(1). – P. 3-24.
99. Fermi, D. W. Monte Carlo net present value for techno-economic analysis of oil and gas production sharing contract / D.W. Fermi, B.A. Yusri, S. Haeryip // *International Journal of Technology.* – 2019. – 10 (4). – P. 829-840.
100. Financial Times. Oil producers face their ‘life or death’ question, june 2018. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.ft.com> (дата обращения: 03.05.2020). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
101. Fox, R. A brief critical history of NPV / R. Fox // Paper presented at the British Accounting Association Conference, Blackpool. – 2011. – 1-3 April.
102. Galevsky, S.G. A binary model of discounting cash flows to correct risk assessment for real assets evaluation / S.G. Galevsky // *Tomsk State University Journal of Economics.* – 2020. – 49. – P. 122-140.
103. Galway, L.A. Quantitative risk analysis for project management: a critical review. Working Paper No. WR-112-RC, RAND Corporation. – Santa Monica. – 2004.
104. Gert, A.A. Methods and Practical Experience of Valuation of Oil and Gas Reserves and Resources / A.A. Gert, K.N. Volkova, O.G. Nemova, N.A. Suprunchik // *Science.* – Novosibirsk, Russia. – 2007. – ISBN 5-02-032557-0.
105. Gert, A.A. Valuation of Oil and Gas Fields and Subsoil Plots / A.A. Gert, N.A. Suprunchik, O.G. Nemova, K.N. Kuzmina // 2nd ed. – OOO Geoinformmark: Moscow. – Russia. – 2010. – ISBN 978-5-98877-038-1.
106. Gollier, C. Time horizon and the discount rate / C. Gollier // *Journal of Economic Theory.* – 2002. – 107(2). – P. 463–473.

107. Gong, B. The shale technical revolution – cheer or fear? Impact analysis on efficiency in the global oilfield service market / B. Gong // *Energy Policy*. – 2018. – Vol. 112. – P. 162-172.

108. Guj, P. Modern Asset Pricing – A Valuable Real Option Complement to Discounted Cash Flow Modeling of Mining Projects / P. Guj, R. Garzon // *Project Valuation Conference, Melbourne, Australia*. – 19–20 April 2007.

109. Halliwell, L.J. The conditional validity of riskadjusted discounting. *Casualty Actuarial Society Springe-Forum*, 2011. [Электронный ресурс]. – URL: <http://bit.ly/12GzLyA> (дата обращения: 11.02.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

110. Hawas, F. Valuation of projects with minimum revenue guarantees: a Gaussian copula-based simulation approach / F. Hawas, A. Cifuentes // *Engineering Economist*. – 2017. – 62 (1). – P. 90-102.

111. Hilliard, J.E. Valuation of Commodity Futures and Options Under Stochastic Convenience Yields, Interest Rates, and Jump Diffusions in the Spot / J.E. Hilliard, J. Reis // *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*. – 1998. – 33 (1). – P. 61-86. – Doi:10.2307/2331378.

112. Jafarizadeh B. Sequential Exploration: Valuation with Geological Dependencies and Uncertain Oil Prices / B. Jafarizadeh, R.B. Bratvold // *SPE Journal*. 2020. – 25(5). – P. 2401-2417.

113. Jafarizadeh, B. Project valuation: Price forecasts bound to discount rates / B. Jafarizadeh, R.B. Bratvold // *Decision Analysis*. – 2021. – 18(2). – P: 139-152.

114. Jafarizadeh, B. Sequential Exploration: Valuation with Geological Dependencies and Uncertain Oil Prices / B. Jafarizadeh, R.B. Bratvold // *SPE Journal*. – 2020. – 25(5). – P. 2401-2417.

115. Jafarizadeh. B. Project Economics in the Big-Bets Industry: The Integrated Valuation in Practice / B. Jafarizadeh, R.B. Bratvold // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – 197. –108095. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108095

116. Kellock D. Depth control: In real time / D/ Kellock // *Offshore Engineer*. – 2013. – Vol. 38. – № 9. – P. 86-88.

117. Laughton D.G. Project Evaluation: A Practical Asset Pricing Method / D.G. Laughton, H.D. Jacoby // *The Energy Journal*. – 1992. – 13. – 2. – P. 19-47.
118. Laughton, D. The management of flexibility in the upstream petroleum industry / D. Laughton // *Energy Journal*. – 1998. – 19 (1). – P. 83-114.
119. Laughton, D.G. Modern asset pricing and project evaluation in the energy industry / D.G. Laughton, J.S. Sagi, M.R. Samis // *West.Cent.Econ.Res.* – 2000. – 56. – 76p.
120. Laughton, D.G. Reversion, Timing Options, and Long-Term Decision-Making / D.G. Laughton, H.D. Jacoby// *Financial Management*. – 1993. – 22 (3). – P. 225-240.
121. Laughton, D.G. The Effects of Reversion on Commodity Projects of Different Length / D.G. Laughton, H.D. Jacoby // *Real Options in Capital Investment: Models, Strategies, and Applications*, third edition, ed. L. Trigeorgis. – Westport, Connecticut: Praeger Publishers. – 1995. – Part IV. – P. 185-206.
122. Laughton, D.G. The potential for use of modern asset pricing methods for upstream petroleum project evaluation: Introductory remarks / D.G. Laughton // *Energy Journal*. – 1998. – 19 (1). – P. 1-11.
123. Marinina, O. A. Classification and methods of the accounting of investment risks of oil and gas projects / O. A. Marinina // *Journal of Mining Institute*. – 2013. – 205. – P. 202-207.
124. McDonald, R.L. Real options and rules of thumb in capital budgeting, in Brennan, M.J. and Trigeorgis, L. (EDS) *Project Flexibility, Agency, and Competition: New Developments in the Theory and Application of Real Options* / R.L. McDonald // Oxford University Press. – New York. – 2000. – P. 13-33.
125. Muslimov, R.Kh. Fundamental problems of oil industry / R.Kh. Muslimov // *Neftyanoe Khozyaystvo– Oil Industry*. – 2017. – 1. – P. 6-11.
126. Muslimov, R.Kh. History and prospects of hydrodynamic methods for oil fields development in Russia / R.Kh. Muslimov // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. – 2020. – 12. – P. 95-100.

127. Myers, S.C. Capital budgeting and the capital asset pricing model: good news and bad news / S.C. Myers, S.M. Turnbull // *Journal of Finance*. – 1977. – 32 (2). – P. 321-333.

128. Myers, S.C. Determinants of corporate borrowing / S.C. Myers // *Journal of Financial Economics*. – 1977. – 5(1). – P.147-176

129. Offshore Energy Today, «BP decides on name for new Gulf of Mexico platform», 28 November 2018. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.offshoreenergytoday.com/bp-decides-on-name-for-new-gulf-of-mexico-platform/> (дата обращения: 21.11.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

130. Philbrick, S.W. Accounting for risk margins / S.W. Philbrick // *Casualty Actuarial Society Spring Forum*. – 1994. – 1. – P. 1–87.

131. Pilipovic, D. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. – New York: McGraw-Hill. – 1998.

132. 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.

133. Robichek, A.A. Conceptual problems in the use of risk-adjusted discount rates / A.A. Robichek, S.C. Myers // *Journal of Finance*. – 1966. – 21(4). – P. 727-730.

134. Rogachev, M.K. Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data / M.K. Rogachev, V.V. Mukhametshin // *Journal of Mining Institute*. – 2018. – 231. – P. 275-280.

135. Rogachev, M.K. Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in jurassic deposits of western Siberia / M.K. Rogachev, V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova // *Journal of Mining Institute*. – 2019. – 240. – P. 711-715.

136. Rogachev, M.K. Justification of a comprehensive technology for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits during the production of highly paraffinic oil by electric submersible pumps from multiformation deposits /

M.K. Rogachev, A.N. Aleksandrov // *Journal of Mining Institute*. – 2021. – 250 (4). – P. 596-605.

137. Russell, A.D. Analytical approach for economic risk quantification of large engineering projects / A.D. Russell, M. Ranasinghe // *Construction Management and Economics*. – 1992. – 10(4). – P. 277-301.

138. Rystad Energy. Breakeven Brent prices tumbled, Infographic 2018. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rystadenergy.com> (дата обращения: 03.05.2020) – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

139. Salahor, G. Implications of output price risk and operating leverage for the evaluation of petroleum development projects / G. Salahor // *Energy Journal*. – 1998. – 19. – P. 13–46.

140. Samis, M. Valuing uncertain asset cash flows when there are no options: a real options approach / M. Samis, G.A. Davis, D. Laughton, R. Poulin // *Resources Policy*. – 2006. – 30. – P. 285–298.

141. Schwartz, E. Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices / E. Schwartz, J.E. Smith // *Management Science*. – 2000. – 46 (7). – P. 893-911. – doi:10.1287/mnsc.46.7.893.12034.

142. Schwartz, E.S. The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging / E.S. Schwartz // *The Journal of Finance*. – 1997. – 52 (3). – P. 923-973. – Doi:10.1111/j.1540-6261.1997.tb02721.x.

143. Sedaghata, M.H. Application of SiO₂ and TiO₂ nanoparticles to enhance the efficiency of polymer-surfactant floods / M. H. Sedaghata, H. Mohammadib, R. Razmia // *Energy sources, part A: recovery, utilization, and environmental effects*. – 2016. – 38(1). – P. 22–28.

144. Sharpe, W.F. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk / W.F. Sharpe // *Journal of Finance*. – 1964. – 19(3). – P. 425-442.

145. Smith, L. Discounted cash flow analysis: methodology and discount rates / L. Smith // *Mineral Property Valuation Proceedings: Papers Presented at Mining Millennium 2000*. Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. – 2000. – Montreal, Que. – P. 85-100.

146. Smith, L. Financial analysis and economic optimization / L. Smith // Mineral Processing Plant Design, Practice, and Control: Proceedings. Society of Mining, Metallurgy, and Exploration. – Inc., Littleton, CO. – 2001. – vol. 1. – P. 346-370.
147. Tang, B.-J. Investment opportunity in China's overseas oil project: An empirical analysis based on real option approach / B.-J. Tang, H.-L. Zhou, H. Chen, K. Wang, H. Cao // Energy Policy. – 2017. – 105. – P. 17-26.
148. Tham, J. Principles of Cash Flow Valuation: an Integrated Market-based Approach / J. Tham, I. Ve'lez-Pareja // Elsevier Academic Press, Amsterdam. – 2004.
149. Trigeorgis, L. Real Options: Management Flexibility and Strategy in Resource Allocation / L. Trigeorgis // MIT Press, Cambridge. – 1999.
150. Tugan, M.F. A new fully probabilistic methodology and a software for assessing uncertainties and managing risks in shale gas projects at any maturity stage / M.F. Tugan, C. Sinayuc // J. Pet. Sci. Eng. – 2018. – 168. – P. 107-118.
151. Viscusi, W.K. Rational discounting for regulatory analysis / W.K. Viscusi // University of Chicago Law Review. – 1966. – 74(1). – P. 209-246.
152. Wang, K. Financial return and energy return on investment analysis of oil sands, shale oil and shale gas operations / K. Wang, H. Vredenburg, T. Wang, L. Feng // Journal of Cleaner Production. – 2019. – 223. – P. 826-836.
153. Wibowo, A. CAPM-based valuation of financial government supports to infeasible and risky private infrastructure projects / A. Wibowo // Journal of Construction Engineering and Management. – 2006. – 132(3). – P. 239-248.
154. World Energy Investment 2016. - [Электронный ресурс]. - URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/081bc3da-f883-4302-85eb-32cb8c5a9212/WEI2016.pdf> (дата обращения: 30.03.2020). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
155. Yakupov, R.F. Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells / R.F. Yakupov, V.S. Mukhametshin, I.N. Khakimzyanov, I.N. Trofimov // Georesursy. – 2019. – 21(3). – P. 55-61.

156. Ye, S. NPV-at-risk method in infrastructure project investment evaluation / S. Ye, R. L. Tiong // *Journal of Construction Engineering and Management*. – 2000. – 126(3). – P. 227-233.
157. Zhang K. The real option value of mining operations using mean-reverting commodity prices / K. Zhang, A. Nieto, A.N. Kleit // *Mineral Economics*. – 2015. – 28(1-2). – P.11-22.
158. Zhu, L. Overseas oil investment projects under uncertainty: How to make informed decisions? / L. Zhu, Z.X. Zhang, Y. Fan // *J. Policy Model*. – 2015. – 37. – P. 742–762.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Акт о внедрении результатов

Утверждаю

Генеральный директор

ООО "НАЦ "ВНИГРИ - Нефтегаз"



И.А. Кушмар

2022 г.

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертации

Марина Евгения Александровича на тему:

«Экономическое обоснование технологических решений при реализации
проектов разработки нефтегазовых месторождений»

по научной специальности 5.2.3 – Региональная и отраслевая экономика

Комиссия НТС в составе:

Председатель – генеральный директор, к.г.-м.н. И.А. Кушмар

Члены комиссии:

экономист, к.э.н. Д.М. Меткин

экономист, к.э.н. Л.В. Медведева

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Марина Евгения Александровича на тему «Экономическое обоснование технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений», представленной на соискание ученой степени кандидата экономических наук по специальности 5.2.3 – Региональная и отраслевая экономика, 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 Отрадинского ГКМ и подготовки газа к поставкам в магистральный газопровод в объеме 2 млрд м³».

Внедрены следующие результаты:

-методический подход к экономическому обоснованию технологических решений при реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений, основанный на комплексном применении бинарного и реверсированного дисконтирования, позволяющий обосновать увеличение величины рентабельно извлекаемых запасов месторождения;

-метод бинарного дисконтирования для экономической оценки проектов разработки месторождений углеводородного сырья, который обеспечивает выбор различных норм дисконта к притокам и оттокам проекта и позволяет корректно учитывать риски, связанные с издержками, что важно для проектов с неординарными денежными потоками;

-методику определения нормы дисконта при экономической оценке проектов разработки нефтегазовых месторождений на основе реверсированной модели ценообразования на углеводороды, позволяющей учитывать ценовые риски.

Использование указанных результатов позволяет:

-повысить обоснованность принятия управленческих решений по выбору технологических решений на основе методического подхода, обеспечивающего комплексное применение бинарного и реверсированного дисконтирования;

- корректно учитывать результаты дисконтирования притоков и оттоков в проекте освоения нефтегазового месторождения, что повышает качество экономической оценки проектов;


-увеличить величину рентабельно извлекаемых запасов месторождения, длительность разработки месторождения и повысить конечный коэффициент извлечения углеводородов при внедрении

технологических решений с применением разработанного методического подхода.

Результаты внедрялись при выполнении выполнения работ по объекту: «Проектные решения и технико-экономическое обоснование обустройства Отрадинского ГКМ и подготовки газа к поставкам в магистральный газопровод в объеме 2 млрд м³» (Договор № 2 от 24.06.2021 г., Заказчик - 000 ГДК Ленск-газ).


Председатель комиссии:

генеральный директор, к.г.-м.н.


 _____ Кушмар И.А.

Члены комиссии:

экономист, к.э.н.

 _____ Меткин Д.М.

экономист, к.э.н.

 _____ Медведева Л.В.