

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
НИЖЕГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Р.Е. АЛЕКСЕЕВА

*На правах рукописи*

МИТУЛИНСКИЙ ВЛАДИСЛАВ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ И ИНСТРУМЕНТОВ ОЦЕНКИ  
ИННОВАЦИОННО-ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ  
В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
С УЧЕТОМ ИННОВАЦИОННЫХ РИСКОВ**

5.2.3. Региональная и отраслевая экономика  
(7. Экономика инноваций)

ДИССЕРТАЦИЯ  
на соискание ученой степени  
кандидата экономических наук

Научный руководитель:  
кандидат экономических наук, доцент  
Саксин Алексей Геннадьевич

Нижний Новгород - 2026

## Оглавление

Введение.....	3
Глава 1. Теоретические основы оценки инновационных рисков инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности.....	12
1.1. Понятие и классификация инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности.....	12
1.2. Классификация инновационных рисков инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности.....	24
1.3. Особенности возникновения риск-факторов при реализации инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобыче.....	36
Глава 2. Анализ методов и инструментов оценки инновационно-инвестиционных проектов в АО «НК «Нефтиса».....	52
2.1. Разработка усовершенствованной модели оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности.....	52
2.2. Анализ и развитие существующих методов оценки инновационных рисков инновационно-инвестиционных проектов.....	63
2.3. Формирование механизма оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков в АО «НК «Нефтиса».....	75
Глава 3. Разработка методического инструментария оценки инновационно-инвестиционных проектов.....	104
3.1. Совершенствование методики оценки реализации инновационно-инвестиционных проектов с учетом влияния риск-факторов.....	104
3.2. Методические подходы к количественной оценке инновационных рисков.....	131
3.3. Развитие инструментария оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом факторов инновационного риска.....	149
Заключение.....	169
Список литературы.....	170
Приложения.....	191

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Ключевой специфической чертой бизнеса в нефтедобывающем секторе выступает продолжительный жизненный цикл инновационно-инвестиционных проектов, на протяжении которого они непрерывно сталкиваются с множеством инновационных рисков – от геологических и технологических до рыночных условий и санкций. Эти факторы существенно затрудняют выполнение проектных задач и часто приводят к несоответствию заявленным инвесторами экономическим целям и плановым результатам. Суммы капитальных инвестиций в такие инновационно-инвестиционные проекты (ИИП) достаточно внушительные. В частности, вложения в разработку технической документации (техзадание и обоснование) и экономических выкладок для строительства или реконструкции заводов по нефтепереработке достигают десятков миллионов, а затраты на покупку технологического оснащения и оборудования исчисляются несколькими миллиардами рублей.

Нормативная практика вертикально интегрированных нефтяных компаний зачастую не принимает во внимание индивидуальные особенности каждого реализуемого инновационно-инвестиционного проекта: различия в геологии нефтяных месторождений, экологические и техногенные условия региона реализации и другие аспекты. Это обуславливает применение «стандартного» подхода по среднеарифметическим параметрам без учета уникальных факторов инновационного риска ИИП, что может привести к значительным убыткам для стейкхолдеров.

В научном сообществе не существует единого классификационного подхода к интерпретации инновационно-инвестиционных проектов и идентификации инновационных рисков в нефтедобыче, вдобавок отсутствуют универсальные модели реализации инновационно-инвестиционных проектов с учетом факторов инновационного риска. Ввиду того, что в исследованиях до сих пор нет четкой классификации инновационных рисков, влияющих на реализацию ИИП, оценка данных проектов на доинвестиционной стадии проектного цикла

является весьма субъективной, что ведет к потерям инвестиционных и иных ресурсов в процессе его внедрения.

В современных условиях нефтедобывающая отрасль остро нуждается в модернизации механизма и инструментов оценки инновационно-инвестиционных проектов на основе комплексного анализа и количественных оценок инновационных рисков и уровня их влияния на эффективность реализации ИИП, что актуализирует их разработку. Особое внимание в этом контексте уделяется адаптации количественных методов оценки, которые позволят трансформировать словесные оценки инновационных рисков в цифровые показатели для их интеграции в расчетные формулы и финансовые модели оценки результативности ИИП. Данные подходы открывают новые архиактуальные направления для научных изысканий и становятся ключевой темой научных полемик и дискуссий.

В этой связи, развитие методов и инструментов оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом особенностей нефтедобывающей промышленности и специфики инновационных рисков на основе совершенствования методических подходов к оценке инновационно-инвестиционных проектов, включающих учет, анализ и количественно-качественную оценку факторов инновационного риска, их влияние на оценку эффективности проекта в целом, представляется весьма актуальным направлением экономического исследования, как в теоретическом, так и в практическом аспектах.

**Степень научной разработанности проблемы.** Данное научное направление является приоритетным и находится в центре полемических споров различных научных школ и специалистов-практиков.

В исследованиях Н.В. Атапиной, И.М. Волкова, В.И. Воропаева, О.В. Глебовой, В.Ю. Катасонова, В.В. Ковалева, А.И. Кочеткова, Е.А. Обухова, Д.А. Родионова и др. рассмотрена классическая методика оценки инновационных проектов на разных стадиях жизненного цикла, однако наряду с этим отсутствует учет отраслевых особенностей и факторов инновационного риска в нефтедобыче.

Труды Р.Х. Азиевой, М.И. Ахмадова, Э.Р. Гасумова, Х.Э. Таймасханова, К.В. Хлебникова и др. посвящены проблемам идентификации и учету рисков ИИП в нефтегазовом секторе через призму цифровых технологий. При этом их исследования недостаточно адаптированы к современным санкционным условиям, оказывающим негативное воздействие на реализацию нефтедобывающих ИИП в РФ. Вдобавок научные разработки и рекомендации указанных исследователей не принимают во внимание равномерное распределение рисков между стейкхолдерами реализации проектных инноваций.

При разработке классификации инновационных рисков и типологии ИИП в сфере нефтедобычи целесообразно учитывать взаимосвязи и взаимозависимости проектной инновационно-инвестиционной деятельности от ИТ технологий и материальных возможностей вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), работающих по классическому принципу от «скважины до бензоколонки». В работах А.Ф. Андреева, И.В. Андроновой, А.П. Гарнова, М.В. Грачевой, В.Е. Есипова, В.Д. Зубаревой, И.Т. Ильясова, В.В. Ковалева, И.А. Никонной, Н.М. Тюкавкина, Т.Н. Шаталовой раскрыты отдельные аспекты данной проблемы, вдобавок, развивается направление повышения эффективности реализации ИИП на основе реинжиниринга бизнес-процессов, позволяющего оптимизировать отраслевые риски в сфере нефтедобычи.

Вопросы инвестиций в инновационные проекты и коммерциализации нефтяных инноваций изучены в работах П.П. Князева, Е.Е. Медведкиной, А.В. Мурашовой, Е.А. Разумовской, В.М. Сергеева на примере проекта «Северный поток-2».

Для полного, всестороннего учета и достоверной оценки инновационных рисков в нефтедобывающей промышленности необходимо их комплексное изучение в трех взаимосвязанных секторах деятельности, а именно *upstream* (добыча углеводородов), *midstream* (транспортировка) и *downstream* (переработка). Эти вопросы достаточно широко освещены в научных публикациях И.Т. Балабанова, А.Г. Бездудной, В.В. Глухова, Р. Джордана, А.Н. Жигло, Н.В. Ка-

линкина, Е.Ю. Камчатовой, Е.В. Караниной, Д.Н. Лапаева, А.С. Саркисова, С.Г. Фалько, Д. Фишера, В.В. Шевелёва и многих других.

Эффективное планирование и реализация ИИП в условиях новизны и неопределенности невозможны без развития количественных методов оценки инновационных рисков. Отсутствие таких методов приводит к субъективному оцениванию рисков, что в свою очередь снижает результативность проектных решений и ведет к перерасходу инвестиционных ресурсов. Эти аспекты были затронуты в трудах И.С. Ахметзяновой, И.Н. Глазковой, А.А. Маренюка, А.Е. Тасмухановой, Б.М. Уразгалиева, А.А. Хачатуряна и др.

Современные проблемы, особенности и тренды проектной реализации инновационно-инвестиционной деятельности в нефтяном секторе описаны в работах А.А. Герта, Н.В. Галамаги, И.В. Ёлоховой, Е.М. Кобозевой, А.М. Марголина, М.В. Чекулаева и др. Попытка развития подходов к формированию моделей оценки инновационных проектов на предприятиях нефтедобычи сделана в публикациях: О.В. Заборовской, Л.В. Иваненко, Е.А. Конникова, Д.А. Крыжко, С.С. Кудрявцевой, М.А. Силичева, А.В. Смелковой и многих других.

Однако, несмотря на достаточно большой задел в области оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом факторов инновационного риска еще остаются нерешенные задачи связанные с разработкой универсальной классификации ИИП и инновационных рисков нефтедобывающих предприятий, развитием количественных методик оценки инновационных рисков (ИР), формированием механизма и инструментов оценки ИИП с учетом ИР в контексте их эффективности.

**Целью исследования** является разработка и научное обоснование методов и инструментов оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков, позволяющих повысить эффективность проектной реализации промышленных инноваций нефтедобывающих компаний.

Достижение поставленной цели предопределило постановку следующих **задач**.

1. Уточнить и дополнить классификацию инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности;
2. Систематизировать инновационные риски оказывающие влияние на реализуемость инновационно-инвестиционных проектов с учетом особенностей нефтедобывающей отрасли и инновационности проектов;
3. Разработать организационно-функциональную модель реализации инновационно-инвестиционных проектов предприятий нефтедобычи с учетом факторов инновационного риска;
4. Сформировать механизм оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков;
5. Предложить методические подходы к количественной оценке инновационных рисков, обеспечивающие возможность проведения многовариантных расчетов ключевых показателей результативности ИИП.

**Объект исследования** – развитие методов и инструментов оценки инновационно-инвестиционных проектов нефтедобывающих компаний, включая ВИНК, с учетом инновационных рисков.

**Предмет исследования** – система организационно-экономических взаимосвязей и механизмов, формирующихся в процессе реализации нефтедобывающих ИИП в контексте анализа, учета и оценки инновационных рисков, методов, инструментов и средств их минимизации.

**Теоретико-методологический фундамент исследования.** Исследование опирается на синтез теоретических знаний и практических методик. Теоретический пласт включает научные работы российских и иностранных специалистов по оценке ИИП в нефтедобыче, а также актуальную нормативно-правовую базу РФ. Методологический каркас построен на комбинации подходов (системный, проектный, процессный) и конкретных методов: от сравнительного и факторного анализа до экономико-математического моделирования, балльно-рейтинговых и экспертных оценок, что позволяет обеспечить комплексность и достоверность выводов.

В качестве комплексной **информационной базы** работы использованы: законодательные и нормативные акты федерального и регионального уровня; официальные статистические данные; открытая корпоративная отчетность в нефтедобывающей промышленности; научные публикации и практические наработки в области оценки ИИП в ВИНК; собственные расчёты, классификации и базы первичных данных, сформированные в процессе исследования.

**Научная обоснованность и достоверность** выводов исследования базируется на двух ключевых принципах. Теоретико-методологическая корректность: результаты согласуются с классическими и современными научными подходами к оценке ИИП в нефтедобыче. Эмпирическая и экспертная верификация: использование официальных данных Росстата, а также успешная апробация и публикация основных положений в авторитетных научных изданиях и на профильных конференциях служат практическим подтверждением их достоверности.

**Область исследования** корреспондируется с направлениями исследований, указанным в пунктах 7.8. «Теория, методология и методы оценки эффективности инновационных проектов и программ»; 7.13. «Управление инновациями и инновационными проектами на уровне компаний, предприятий и организаций. Инновационные риски» паспорта научной специальности 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика (7. Экономика инноваций).

**Научная новизна исследования** заключается в развитии методов и инструментов, которые восполняют пробел в области оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом инновационных рисков, повышают качество анализа проектной эффективности и служат базисом для принятия обоснованных инвестиционных решений.

1. Предложена классификация рамочного типа инновационно-инвестиционных проектов (ИИП) в нефтяной промышленности, в отличие от существующих базирующаяся на комплексном учете критериев: инвестиции в сфере инновационного производства, уровень автономии и виды сфер деятель-

ности с учетом привязки к информационным технологиям и финансовым резервам вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК).

2. Уточнены и дополнены факторы инновационного риска, оказывающие доминирующее влияние на реализацию инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобыче, в отличие от существующих:

– позволяющие учитывать специфику нефтяной отрасли и особенности НИОКР и коммерциализации их результатов в нефтедобывающих ИИП;

– позволяющие на основе качественного эксперт-анализа осуществить ранжирование факторов инновационного риска по их весомости для заказчика-инвестора с определением уровня воздействия каждого фактора влияния на результативность инновационно-инвестиционных проектов в фазах жизненного цикла.

3. Разработана организационно-функциональная модель реализации инновационно-инвестиционных проектов с учетом влияния ключевых факторов инновационного риска, которая в отличие от существующих, опирается на адресно-специфические методы количественной оценки инновационных рисков в нефтедобывающей отрасли, позволяющая осуществлять комплексный анализ и расчет показателей проектной эффективности ИИП при различных сценариях их реализации.

4. Сформирован механизм оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков, в отличие от существующих, базирующийся на принципах и стандартах ВИНК, включая непрерывность, системность, цикличность, интегрированность, распределенность, персонификацию, информативность, достаточность, экономическую целесообразность, эффективность, позволяющий формировать репозиторий реализации инновационных рисков для инициации последующих инновационно-инвестиционных проектов.

5. Предложен методический подход к формированию параметров оценки ИИП с учетом факторов инновационного риска, который в отличие от известных, основанный на интегральном показателе запасов углеводородного сырья

(УВС), картографическом подходе и алгоритме расчета премии за инновационный риск.

**Теоретическая значимость** заключается в расширении границ научного познания о природе инновационных рисков, возникающих в процессе реализации инновационно-инвестиционных проектов с учетом особенностей нефтедобывающей промышленности и специфики реформирования российской экономики и могут быть использованы в других областях промышленности и экономической науки.

**Практическая ценность** работы заключается в ее прикладном использовании в отрасли и расширении образовательного инструментария. Результаты исследования могут служить базисом для разработки региональных программ, нацеленных на повышение эффективности, инновационности и инвестиционной активности ВИНК через внедрение усовершенствованного инструментария реализации и оценки ИИП в условиях инновационных рисков и санкционных ограничений. Основные выводы и методики исследования могут быть интегрированы в учебные курсы высших учебных заведений, такие как «Бизнес-планирование инновационных проектов», «Оценка эффективности и риска инновационных проектов», «Реинжиниринг бизнес-процессов», «Управление инновационными проектами», обогащая их практическим содержанием.

**Апробация результатов исследования.** Исследование завершилось полноценным циклом внедрения, охватывающим бизнес-практику, образование и научную коммуникацию. Разработанные в рамках исследования теоретико-методические положения и практические рекомендации прошли успешную апробацию в действующих ВИНК: АО «НК «Нефтиса» и ООО «Нобель Ойл» (КО), ООО «Сибхимсервис», ООО «РуссИнтеграл-Инжиниринг» (имеются документы о внедрении), интегрированы в учебные программы бакалавриата, магистратуры и аспирантуры по направлению 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика в ОЧУВО «Московский инновационный университет» и в ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева» для подготовки кадров в сфере экономики инноваций. Ос-

новные положения работы прошли профессиональное обсуждение и одобрение на ряде авторитетных научных форумах, включая международные и всероссийские отраслевые и профильные конференции: «Инновационные научные исследования в современном мире», «Актуальные вопросы науки и практики» (Уфа, 2023 г.), «Актуальные вопросы экономики, менеджмента и инноваций», «Экономическая безопасность: проблемы и перспективы» (Нижний Новгород, 2024–2025 гг.).

**Публикации результатов исследования.** По результатам исследования опубликованы 18 печатных работ общим объёмом 7,3 п.л., авторский вклад – 3,55 п.л.; в их числе 6 статей в журналах, аннотированных ВАК Минобрнауки России.

# **Глава 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ИННОВАЦИОННЫХ РИСКОВ ИННОВАЦИОННО-ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

## **1.1. Понятие и классификация инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности**

Перед тем, как приступить к рассмотрению такой сложной темы, как оценка экономической эффективности в отношении инновационно-инвестиционных проектов, а также методологии развития данного подхода, следует четко определиться со смыслом термина «инновационно-инвестиционный проект» (ИИП или ИИ-проект).

Само по себе слово «проект» имеет латинскую семантику, образовавшись от древнелатинского «projectus», где последний следует трактовать, как «бросать вперед». По смыслу данная конструкция в экономическом переводе означает «замысел».

Что касается литературы экономического толка от отечественных авторов, то тут понятие «проект» принято трактовать, как некую систему, происходящую из определенного целеполагания, которое специально воссоздано для создания, реконструкции или других направлений деятельности в отношении технологического процесса, разных типов документации, физических или интеллектуальных объектов, разных типов ресурсов, административных решений, а также неких мероприятий по достижению чего-либо [156]. Анализируя данную позицию более подробно, можно резюмировать, что тут авторы охватывают практически все возможные виды деятельности, а также ресурсы, которые потребуются для успешной реализации поставленных задач. Это позволяет сделать вывод о том, что в рамках данного определения проект можно классифицировать, как инновационно-инвестиционный.

Термин «инновационно-инвестиционный проект» представляется достаточно вариативным при анализе специальной литературы, поскольку широкое

распространение обусловило большое количество попыток интерпретации, в том числе и достаточно строгой. Фактически, положение дел таково, что единственно верного определения данного термина в рамках литературы экономического толка не существует. Представляет интерес зафиксированное в источнике [105] точечное определение понятия «инновационно-инвестиционный проект (ИИП)» в зависимости от его отраслевой специфики. В контексте данного источника предлагается следующая трактовка термина «инновационно-инвестиционный проект» – это совокупность проектных мероприятий предполагающих инвестиции в освоение месторождений углеводородов, только открытых или уже эксплуатируемых в промышленном формате путем строительства или реконструкции (доработки) перспективного объекта-актива, предназначенного для переработки или добычи углеводородного сырья с использованием инновационных технологий, методов, бизнес-процессов и моделей [105]. Иными словами нефтедобывающий ИИП – это проект, который сочетает инновационные решения (разработку новых технологий, внедрение усовершенствованных производственных методов) и инвестиционные вложения (вложения в разработку месторождений, строительство объектов переработки сырья и др.).

В рамках данного исследования предлагается следующее авторское определение термина «инновационно-инвестиционный проект в нефтедобывающей промышленности» – это комплекс взаимосвязанных мероприятий направленных на создание, внедрение и коммерциализацию новой или значительно улучшенной технологии, метода, оборудования или организационного решения в процессы добычи нефти, который требует вложения инвестиций и реализуется при обязательной идентификации, учете и количественной оценке инновационных рисков, способных повлиять на достижение целевых показателей эффективности.

Интересной трактовкой будет также кибернетическая, в рамках которой инновационно-инвестиционный проект предполагается отождествить с феноменом «черного ящика». Последний предполагает наличие точек входа «среда –

ИИ-проект», а также выходных «ИИ-проект – среда». Данная система может быть охарактеризована с той точки зрения, что воздействие на нее предполагает порождение ряда реакций. Во входную точку заходят ресурсы для инновационно-инвестиционного проекта, которые могут быть представлены трудом, финансами, информацией, администрированием и т.д. Схематически возможные составляющие для точек входа «черного ящика» представлены на рисунке 1.1, где в основном все сводится к проектной документации или услугам.

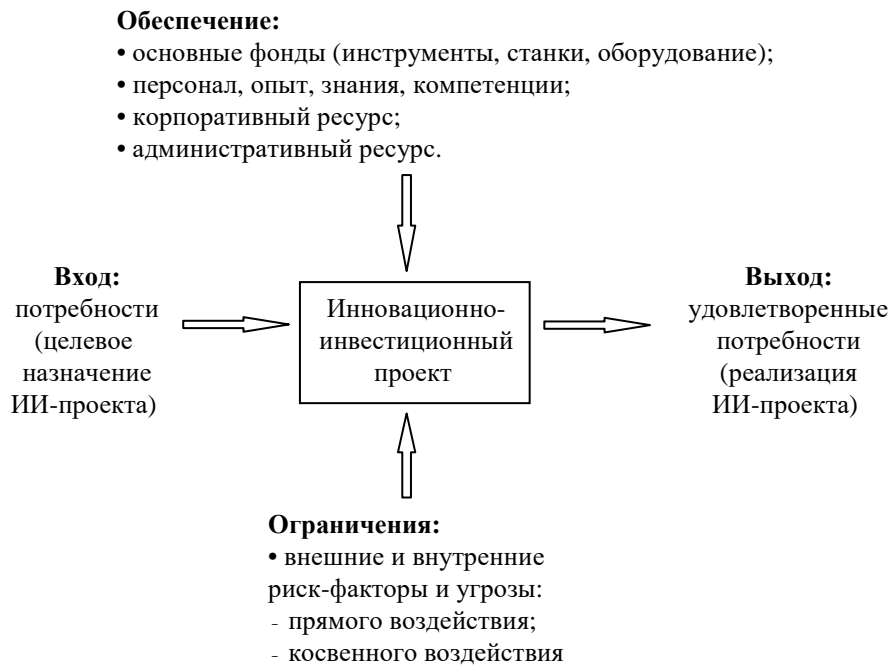


Рисунок 1.1 – Иновационно-инвестиционный нефтедобывающий проект как кибернетическая система [109]

Опыт практической реализации инновационно-инвестиционных проектов в рамках нефтедобывающей отрасли позволяет отметить их существенную длительность (срок эксплуатации нефтяных скважин превышает 50 лет). Временные рамки, ограничивающие появление и закрытие ИИ-проекта – это его жизненный цикл (ЖЦ) или проектный цикл (ПЦ). В рамках указанного цикла ИИ-проект эволюционирует, проходя через соответствующие этапы, фазы и стадии. Окончание или начало данных точек определяется теми моментами, когда состояние ИИ-проекта принципиально изменилось. Кроме этого, в данных точках

могут быть приняты административные или иные решения, касательно дальнейшей судьбы ИИ-проекта. Такие «административные» точки, как правило, совпадают с границами стадий ЖЦ ИИП, в частности, с III стадией падающей добычи углеводородов (УВС) или с IV завершающей стадией промышленной разработки углеводородного объекта-актива (месторождения) и т.д.

Наиболее точную характеристику проектного цикла можно найти в исследованиях Международного банка реконструкции и развития (МБРР) [7], где приведены следующие точки входа, стадии и их рамочные интервалы:

- Прединвестиционная (предыинвестиционная, доинвестиционная);
- Инвестиционная;
- Эксплуатационная.

В рамках прединвестиционного этапа, как правило, формируется идея, которая согласовывается со всеми стейкхолдерами и акторами, заинтересованными в реализации ИИП.

На втором этапе производится формирование основного и оборотного капитала для проведения строительных и буровых работ, установки оснастки и оборудования на скважинах, формирование проектной команды для реализации ИИП.

Относительно эксплуатационного этапа следует пояснить, что его старт начинается после того, как оборудование ИИ-проекта введено в эксплуатацию и запущено. В данной точке необходимо ликвидировать производственную инфраструктуру, а также утилизировать активы. Длительность эксплуатационной стадии напрямую влияет на суммарную эффективность инновационно-инвестиционного проекта, по причине того, что в данной точке происходит формирование всех практических выгод, запланированных на стадии предварительного проектирования (прединвестиционной стадии).

Каждая из перечисленных стадий играет важную роль в рамках реализации ИИ-проекта, их можно формализовать и сравнить количественно через призму совокупности времени и финансов на реализацию каждой в отдельности.

Концепция жизненного цикла ИИП сформирована на основе многолетних исследований и наработок МБРР. Методология МБРР не единственная в мировой практике, аналогичным подходом пользуется и UNIDO [8].

Многие частные инвесторы ориентируются на индивидуально-персональные образы и представления о проектно-жизненном цикле, что порождает большое разнообразие локальных нормативных и методических документов, которые активно используются в частных точечных или одноразовых ИИ-проектах. Активно используется подход, где проектный цикл становится своего рода технологией реализации и оценки инвестиционных предложений. Несмотря на широкую индивидуализацию, общая концепция представляется все же единой, несмотря на некоторые особенности, характерные для отрасли или локального предприятия.

В рамках выявленной особенности рассмотрим проектный цикл для инновационно-инвестиционного проекта в секторе добычи углеводородного сырья с акцентом на некоторые специфические особенности отрасли [7]. Для того, чтобы корректно подобрать наиболее эффективный способ обоснования проектного решения, а также для того, чтобы максимально надежно оценить эффективность инновационно-инвестиционного проекта, следует отдельно классифицировать признаки ИИ-проекта.

В рамках отечественной и зарубежной экономической литературы можно встретить множество попыток классификации инновационно-инвестиционных проектов, где в качестве основного критерия могут выбираться разные особенности [7, 8, 26, 27, 58, 63, 80, 181]. Наиболее распространенной классификацией является размер ИИ-проекта, где выделяют малые, средние и большие. Также представлены подходы по срокам – краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные, а также подходы в соответствии с лимитами ресурсов – монопроекты, мультипроекты. Можно также в аспекте выбранных критериев встретить характер цели, требования качества, состав рабочей группы и т.д. У малых проектов часто есть ограничения по уровню сложности и объемам. Для мегапроектов характерна связь сразу с несколькими малыми проектами, для которых избрана

единая цель. Соответственно, тут будут более длительные сроки осуществления, а также потребуется значительно больше финансов и трудовых ресурсов.

Ключевыми интересами современных производственных площадок является развитие технологии и оборудования в соответствии с актуальным уровнем научно-технического прогресса. Последний позволяет существенно повысить конкурентность продукции на рынке, увеличить объемы выпуска продукции, расширить ассортимент, увеличить рентабельность, уменьшить издержки, иными словами, получаемый эффект характеризуется комплексностью. Все это определяет повышенный интерес к инновационно-инвестиционным проектам научно-технической (НТ) направленности. Основным вектор целеполагания данных ИИ-проектов заключается во внедрении новых инструментов производственного цикла или его администрирования. Часто подобные проекты еще называют НТ-проектами. Кроме стандартной задачи развития производства, в данных ИИП также содержатся направления последующего совершенствования полученного результата.

Еще одним типом ИИП являются производственно-технологические проекты, которые тесно контактируют с научно-техническими, но в качестве приоритетной цели несут в себе задачу улучшения техпроцесса, а также развития потенциала производства.

С позиции инвестора определяется существенная необходимость в определенном массиве знаний, касающихся покупки и продажи товара / услуги, которые будут получаться в рамках ИИП. В результате формируются проектные инициативы, нацеленные на монетизацию (коммерциализацию инноваций) и включающие три ключевых вектора: экспансию на новые рынки, укрепление рыночной устойчивости и оптимизацию существующих товарно-сервисных линий.

Период 2015-2025 гг. характеризуется все большей необходимостью и частотой реализации информационных и организационных ИИ-проектов. Последние реализуются для того, чтобы интегрировать в процесс внедрения ИИП новые механизмы, связанные с риск-оптимальным планированием и стратеги-

рованием, а также новейшие бизнес-модели организационного взаимодействия стейкхолдеров. Информационные проекты реализуются исходя из высокой значимости информационной поддержки для решения задач конкретного ИИ-проекта. В качестве иллюстрации следует привести НК «Башнефть», где было в открытом доступе объявлено о разработке и интеграции в текущий цикл производства автоматизированной системы контроля и мониторинга экономической эффективности разработки месторождений нефти [1].

Представленная выше классификация инновационно-инвестиционных проектов является достаточно формальной, поскольку внутри каждой категории могут существовать частные подтипы или сочетания. По этой причине каждый из классов базируется на приоритетной цели осуществления работы. Само по себе целеполагание ИИ-проекта осуществляется самим инвестором или подрядчиком в лице ВИНК и может варьироваться в разной степени. Часто встречается ориентация на непосредственное извлечение экономической выгоды, также бывают ИИП, направленные на снижение определенных рисков в рамках компании, еще практикуются ИИП для раскрутки бизнеса в новых сферах. Нередки ИИ-проекты социальной или экологической направленности («зеленые» инновации). Кроме этого, каждый инновационно-инвестиционный проект сопряжен с риском, что легло в основу одной из классификаций. Наибольшей степенью риска характеризуются ИИ-проекты установки нового оборудования или развертки новой технологии. С меньшим риском сопряжены ИИ-проекты, которые осуществляются при государственной поддержке или с участием ВИНК.

Что касается сроков реализации инновационно-инвестиционных проектов, то тут подразделение выполняется на долгосрочные и краткосрочные. К последнему типу относится срок до 24 месяцев, все, что дольше – это долгосрочные ИИ-проекты.

Объектом интереса также является классификация, которая представлена в научной работе [26] – тут фокус выполнен на отличительных признаках инновационных и инвестиционных проектов. С нашей точки зрения, наиболее точ-

ный подход предложен в работе [7], которая в комбинации с работой [143] предлагается к ознакомлению и развитию далее.

В частности, в представленном в данной работе приложении 1 дано описание существующих инновационных и инвестиционных проектов, при этом нет зависимости от сектора их производственной принадлежности и отраслевой специфики. Применительно к тематике данной работы и объекту исследования, а именно нефтедобывающей промышленности, следует указать данные отличительные черты, особенности и характеристики [7]:

- Большое количество частных нефтедобывающих или нефтеперерабатывающих предприятий были поглощены посредством интеграции в структуру ВИНК (то есть вертикально интегрированных нефтяных компаний, работающих по классической схеме «от скважины до бензиновой заправки»);

- Подавляющее количество работающих небольших перерабатывающих компаний функционируют самостоятельно (никак не контролируются ВИНК), но производство ЕВРО 4/5 на них экономически нецелесообразно, что идет вразрез с действующим законодательством РФ;

- Экологические нормы к продуктам нефтепереработки были существенно ужесточены за последнее время;

- У многих малых предприятий отсутствует инфраструктура для транспортировки продукции к покупателям, а, соответственно, и возможности к самостоятельной реализации крупным НПЗ;

- Концентрация инноваций в нефтеперерабатывающем секторе является одной из самых высоких в промышленности.

Можно резюмировать, что подход к экономической оценке инновационно-инвестиционных проектов в данной сфере, должен обязательно содержать в себе критерий «автономии», который станет индикатором привязанности к ресурсам мощных холдинговых структур в отрасли в лице ВИНК [110]. Этот фактор повлияет на рост затрат на реализацию ИИП из-за потребности в ВИНК в качестве подрядчика и невозможности реализовать ИИ-проект автономно (са-

мостоятельно). С учетом классификационного признака «степень автономии» классификация ИИП по видам может быть представлена следующим образом:

– Проекты инновационно-инвестиционного формата под эгидой материнской компании холдинга ВИНК – реализуются непосредственно ВИН-компанией и подразделяются на проекты «зеленого поля» связанные с созданием активов с нуля, и проекты развития, нацеленные на реконструкцию существующих мощностей;

– ИИ-проекты, подразумевающие диверсификацию – в реализации участвуют только нефтедобывающие компании, наделённые самостоятельностью в отношении ИИП (не контролируются ВИНК), где основной целью является максимально расширить предложение услуг / продуктов;

– ИИ-проекты кластерного типа подразумевают участие в них кластера. Эти проекты, реализуемые кластерами – выполняются кластерными формированиями на основе интеграции бизнеса, ВУЗов, банковских структур либо независимыми предприятиями взаимосвязанными единой технологической цепочкой создания конечного продукта.

– ИИ-проекты, выполненные самостоятельно – данный вид проектов реализуют на практике либо частные инвесторы либо предприятия не входящие в ВИНК, как правило, такие проекты носят разовый (однократный) характер и выполняются фирмами с проектной структурой организации бизнеса, базисом которой является формирование проектных команд под конкретные задачи.

Классификация рамочного типа ИИП в нефтедобывающей отрасли (рис. 1.2) базируется на комплексном учете и охватывает критерии: инвестиции в сфере инновационного производства, уровень автономии и виды сфер деятельности с учетом привязки и подчиненности от ресурсной базы (информационных технологий и финансовых резервов) более масштабных игроков в отрасли (ВИНК), целесообразность привлечения аутсорсинговых структур (подрядчиков в лице ВИНК на принципах аутсорсинга) к реализации ИИ-проектов и прочее.

Разработанный классификационный подход к формализации риск-профиля ИИП позволяет производить их типизацию, интерпретирование и системный отбор на первоначальной стадии реализации ИИП, то есть на стадии предварительного проектирования.

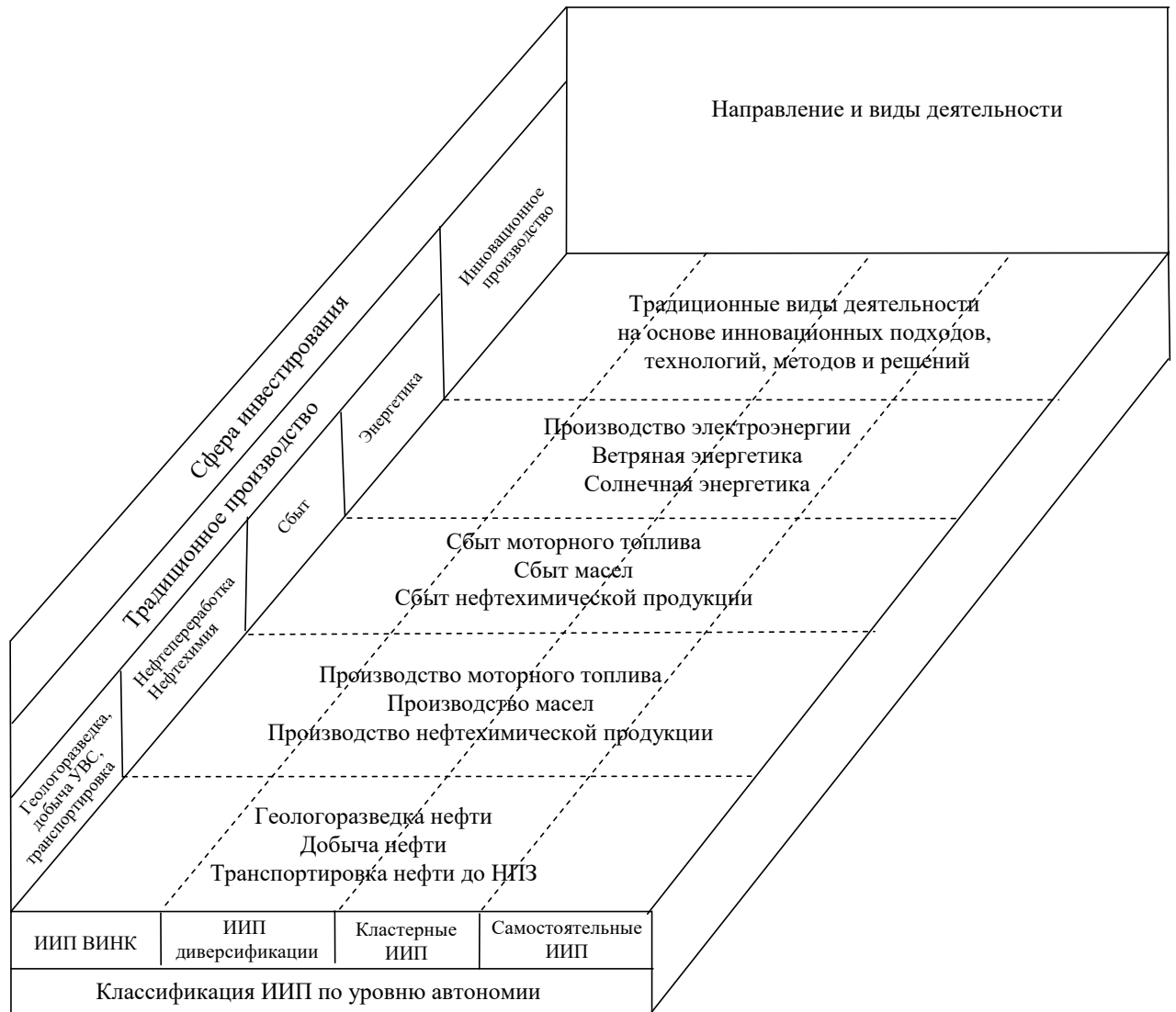


Рисунок 1.2 – Классификация ИИП в рамочном формате, учитывающая особенности и интеграционные процессы в нефтедобывающей промышленности

Алгоритм применения рамочного подхода включает ряд логически следующих друг за другом операций: классификация ИИП согласно рамке, идентификация значимых факторов инновационного риска (ФИР), выбор инструментария для их квантификации и оценку коммерческой результативности ИИ-проекта.

Потребность в подобной систематизации обусловлена существенной вариативностью рискованности различных ИИП в нефтяной отрасли. Корреляция и взаимосвязь между категорией ИИП и его риск-показателем (уровнем агрегированного инновационного риска), выявленная экспертно-аналитическими методами, представлена схематически на рисунке 1.3.

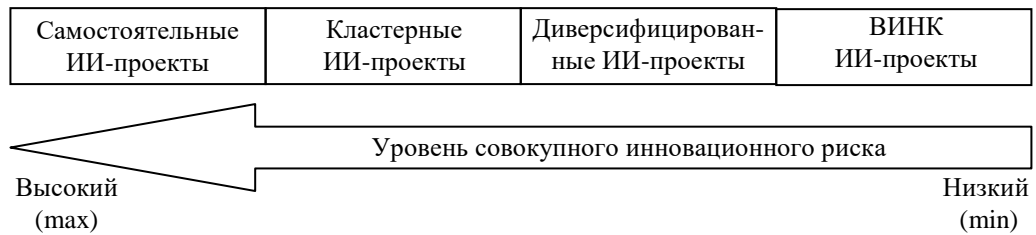


Рисунок 1.3 – Корреляционная взаимосвязь между типом ИИП и риск-уровнем на основе показателя интегрированного (агрегированного) инновационного риска

Когда инвестор планирует очередное вложение, то для себя он ограничивает персональный уровень риска, который по ряду факторов может быть им принят. Соответственно, стратегия реализации ИИП определяет и непосредственный набор этих рисков, которые будут лежать на пути получения доходов от капиталовложений. В некоторых литературных источниках данный процесс называется «величиной безвозвратных инвестиций», а в классическом научном понимании – «величиной риск-аппетита».

Подразумевается обязательная необходимость учета величины безвозвратных инвестиций в пределах оценки эффективности ИИП. Исследования и эмпирические данные показывают, что данный фактор оказывает определяющее влияние на стоимость реагирования на инновационные риски. Установлена следующая закономерность: повышенные значения показателя соответствуют большей толерантности к рискам и более высоким ожиданиям доходности, одновременно уменьшая расходы на защитные мероприятия (наглядное отображение этой взаимосвязи приведено на рис. 1.4).

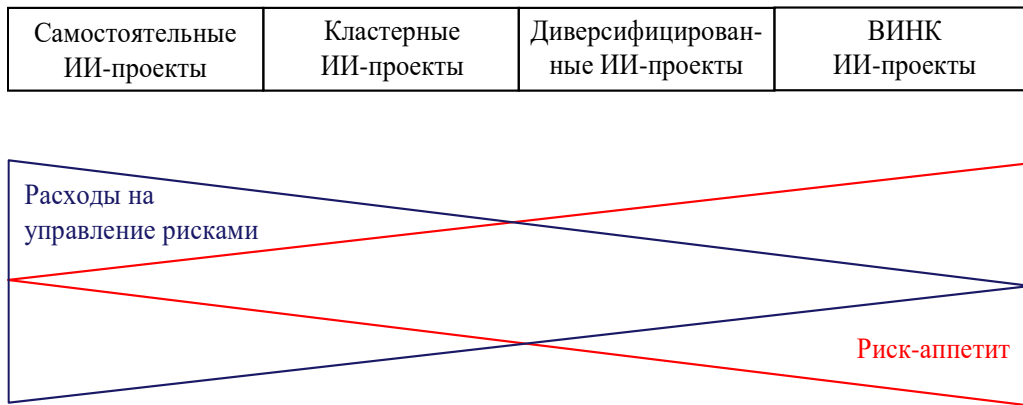


Рисунок 1.4 – Графическое отображение взаимосвязи между типом ИИ-проекта и величиной риск-аппетита инвестора

Анализ выявил существенную закономерность: повышенная склонность к риску характерна для стратегий агрессивного рыночного проникновения. Соответствующие инновационно-инвестиционные проекты предполагают:

- высокоскоростную экспансию на рынок;
- значительные объемы финансирования;
- формирование партнерских коалиций.

Реализация таких стратегий возможна исключительно для структурных подразделений вертикально-интегрированных холдингов, обладающих:

- мощной ресурсной базой;
- эффективной системой корпоративного организационного взаимодействия участников;
- развитыми инструментами GR-взаимодействия с регуляторами.

Справедлива и «обратная сторона медали» – эмпирические данные подтверждают существование обратной корреляции, а именно при низком уровне риск-аппетита доминируют консервативные стратегии рыночной экспансии, предполагающие:

- тотальную минимизацию риск-факторов;
- концентрацию ресурсов на защитных механизмах и мероприятиях.

Данный подход преимущественно применяется:

- независимыми проектными командами;
- компаниями, не аффилированными с ВИНК.

## **1.2. Классификация инновационных рисков инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности**

В предыдущем разделе нами были идентифицированы существенные моменты и специфика инновационно-инвестиционных проектов, применительно к сектору нефтяной добычи и переработки. Следующим важным этапом станет идентификация терминов «неопределенность» и «риск», которые часто используются в рамках оценки ИИ-проектов. Это является важным условием, поскольку данные термины характеризуются существенной вариативностью в толковании, соответственно, интерпретировать их можно по-разному.

В Советской России функционировала плановая экономика, которая определяла практически полное отсутствие инновационных рисков. В соответствующем периоде никаких исследований советских ученых по данной тематике нет, преобладающая роль за рубежом исследователями. Зарубежный опыт проектной реализации инновационно-инвестиционной деятельности имеет достаточно богатую историю, а соответственно, и уровень проработанности проблематики за рубежом достаточно глубокий.

Пионером в области исследования рисков и неопределенности признан Найт Ф. [114]. Ряд современных литературных публикаций говорят о том, что разграничения между риском и неопределённостью в рамках оценки эффективности ИИП не существует. На наш взгляд, это ошибочная точка зрения.

В работах Джордана Р.И. и Фишера Д.Е. [180], дается определение риску, как некой вероятности, при которой реальный уровень возврата инвестиций будет существенно ниже ожидаемого. В работах Фальцмана В.К. [161] риск рассматривается с позиции возможности наступления неких исходов, отрицательных результатов, потерь и затрат, которые не были подтверждены ранее. Отечественный исследователь Буянов В.П. [22] в своих работах трактует риск как математическую вероятность того, что фактическая доходность окажется ниже расчетных ожиданий инвестора. Интересна и позиция Руттерфорда И. [185], который предлагает позиционировать риск с точки зрения количественной опре-

деленности по совокупности исходов, где каждому может быть дана цифровая оценка. В работе Чекулаева М.В. [169] предлагается подход к оценке риска, как совокупности потенциальных материальных и финансовых потерь. Согласно исследованиям в публикации Бахрамова Ю.Н. и Глухова В.В. [35], можно вновь наблюдать попытки традиционного определения риска через дисперсию между фактическими и прогнозируемыми (запланированными) финансовыми результатами. Параллельно Грачева М.В. [46] акцентирует внимание на онтологическом единстве риска и неопределенности, возникающей вследствие влияния негативных экзогенных факторов в ходе реализации ИИ-проекта.

В экономической энциклопедии [178] представлена трактовка риска как состояния неопределенности относительно: перспективных финансовых потоков, факторов внешнего влияния, ценовой конъюнктуры, рыночных изменений, иных переменных. Примерно такое же определение дается в Словаре банковских терминов [177], который говорит о совокупной возможности потерь при инвестировании, кредитовании или других транзакциях подобного рода.

Анализ современных концепций риска выявляет три основных направления:

- 1) Факторная модель – риск как система потенциально негативных воздействий, угрожающих финансовой устойчивости;
- 2) Проактивная (процессуальная) модель – риск как стратегия оптимизации вероятности благоприятного результата;
- 3) Вероятностно-альтернативная модель – риск как акт выбора между вариантами с различными вероятностями негативных последствий (дифференцированной вероятностью ошибки) [22].

Систематизация представленных определений позволяет сформулировать интегральное понятие риска как:

- 1) Вероятностной категории, отражающей возможность негативных событий.
- 2) Экономической категории, связанной с потенциальными убытками.
- 3) Управленческой категории, требующей выбора альтернатив.

Ключевым признаком выступает корреляция между вероятностью наступления события и масштабом возможных экономических последствий. Важной особенностью является возможность количественной оценки указанной вероятности. Обобщенное определение: риск – это количественно измеримая вероятность реализации неблагоприятных событий, способных причинить экономический ущерб. Если рассматривать риски по совокупности их влияния на инновационно-инвестиционный проект (в рамках снижения эффективности последнего), то их следует разделять на отраслевые и инновационные риски [108].

Отмечается существенный рост количества отечественных работ, посвященных вопросам исследования рисков, где подробно описывается, как проблематика, так и потенциальные пути решения. Примером подобного подхода станет исследование [24], где автор подчеркивает, что проблема не нова. В 1920-х годах были сформированы нормативные положения, основной целью которых являлось регулирование производственно-хозяйственного риска. Дальнейшее формирование административно-командной системы полностью свело к нулю любое предпринимательство, которое фактически являлось базой рыночных отношений. Можно отметить, что к 1930-м годам понятие риск полностью было исключено из поля зрения экономической теории.

Плановая экономика в Советской России имела механизм обоснования эффективности капитальных вложений без какого-либо учета потенциальных рисков. Это фактически исключало потенциальную вариативность усовершенствования инновационных систем. Затем экономика России перешла к рыночным отношениям. Ученые и практики стали проводить исследования по анализу и оценке рисков, включая инновационные. Все это произошло, в первую очередь, из-за практического востребования данных знаний.

В том случае, когда имеются различные условия реализации инвестиционно-инвестиционного проекта (соответственно, они дают разные показатели эффективности), то в таком случае целесообразным выглядит количественный расчет каждого частного фактора инновационного риска.

Как отмечает Грачева М.В. [45], современные классификации рисков характеризуются:

1. Методологической несостоятельностью:

- использование произвольных классификационных критериев которые априори не являются всеохватывающими,

- отсутствие единого системообразующего принципа.

2. Концептуальной нечеткостью:

- размывание границ между категориями,

- подмена сущности риска его причинами или последствиями.

3. Практической ограниченностью:

- неспособность охватить весь спектр рисков,

- отсутствие четких дифференцирующих признаков.

В источниках [11, 14, 24] для проектов создающих инновации предлагается всего 2-е категории рисков – коммерческие и технические.

Всё многообразие риск-факторов можно условно объединить в две группы: внутренние и внешние риски. Уточненная и дополненная классификация рисков формализована в подробную схему, представленную на рисунке 1.5. Обращает на себя внимание перечень наиболее значимых рисков, которые должны быть обязательно учтены при проведении процедуры проектного планирования. Это позволит максимально приблизить плановый показатель возврата инвестиций к фактическому.

Если погрузиться более глубоко в проблематику определения классов рисков, то внимания заслуживает подход консалтинговой компании Ernst&Young. Более подробная информация о классификации, принятой у ее экспертов, представлена на рисунке 1.6 [129].

Все риски диверсифицированы на 4 части, которые в общем подчиняются модели с говорящим названием Ernst&Young Risk Universe<sup>TM</sup> [129]. Регуляторные риски относятся к группе рисков, возникающих при нарушении правовых норм, внутренних корпоративных стандартов, а также политических вопросов. Риски финансового уровня могут иметь место быть в результате нарушения

стабильности в реальном секторе экономики, а также разбалансировки соответствующего сектора рынка. Риски стратегического уровня лежат в плоскости взаимодействия «клиент – конкурент – инвестор». Риски операционного типа в основном относятся к процессам функционирования компании, например, внутренние операционные процедуры, влияние персонала, состояние компании и т.д.

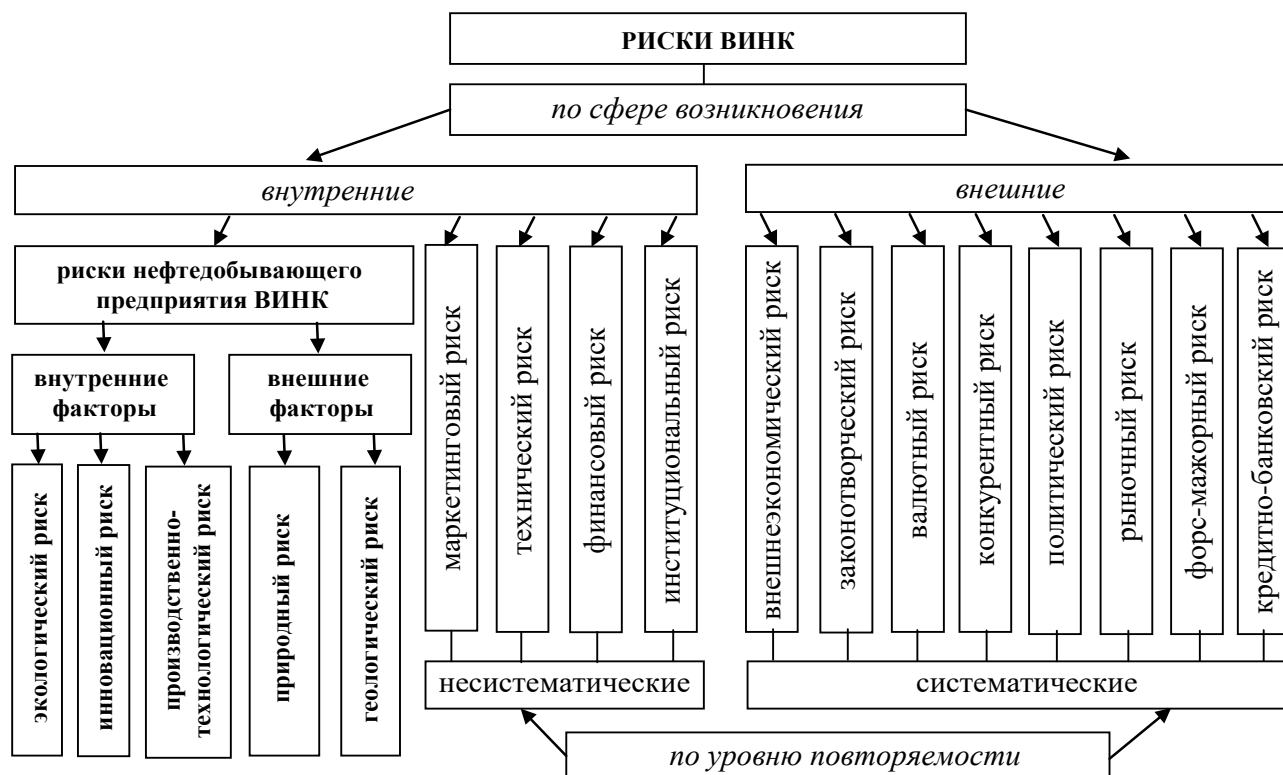


Рисунок 1.5 – Классификация внешних и внутренних рисков ВИНК и их нефтедобывающих предприятий, [106].

Изучение современных подходов к комплексному анализу рисков инновационно-инвестиционных проектов позволило автору систематизировать отраслевые риски с учетом специфики предприятий нефтедобычи, интегрированных в организационные структуры крупных стейкхолдеров нефтяной отрасли – холдинги ВИНК по критериям: соотнесение к виду (маркетинговые, производственные, строительные, финансовые, экологические, правовые и т.д.) и сфере деятельности (геологоразведка, нефтедобыча, нефтепереработка-нефтехимия и сбыт).

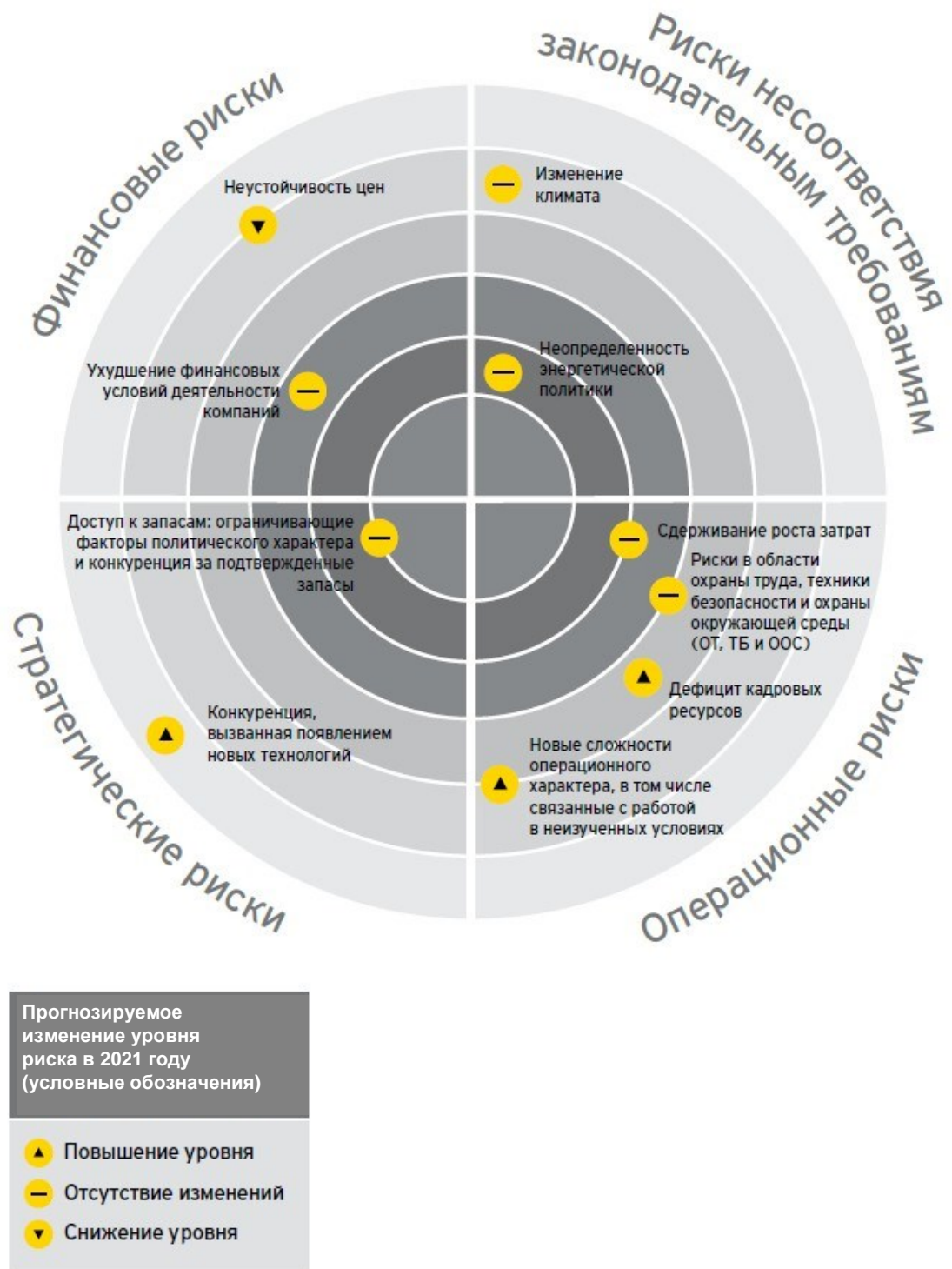


Рисунок 1.6 – Классификация рисков ИИП в рамках модели «Вселенная рисков» от экспертов компании «Ernst & Young» («Эрнст энд Янг», с 2013 г. под торговой маркой EY) за 2021 год

Инновационные риски (ИР) реализации инновационно-инвестиционных проектов (ИИП) в нефтедобывающей промышленности – это совокупность потенциальных угроз и негативных последствий, возникающих при внедрении

новых технологий, оборудования или методов в процессы разведки, разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, которые могут привести к частичной или полной недостижимости запланированных экономических, технических и производственных результатов ИИП.

Реализация инновационного риска в нефтедобывающей промышленности обусловлена возможной неэффективностью внедряемых технологических решений или методов, таких как бурение сверхдлинных скважин или применение новых составов для гидравлического разрыва пласта (ГРП). Это может привести к финансовым потерям стейкхолдеров ИИП, негативному воздействию инновации на продуктивный пласт, экологическим рискам вследствие аварийных ситуаций. Главное отличие инновационных рисков от отраслевых (производственных, финансовых, маркетинговых) заключается в источнике неопределенности, присущей принципиально новым технологиям: если классические риски связаны с известными, циклически повторяющимися процессами, то инновационные порождаются новизной – применением впервые или в новых условиях. Ключевая проблема заключается в непредсказуемости реакции геологической среды на инновационное воздействие. Инновационный риск представляет собой принятие решений в условиях отсутствия априорных данных о поведении технологии в конкретных пластовых условиях. Уникальность каждого месторождения (аналог отпечатка пальца) обуславливает вариативность результатов: технология, доказавшая эффективность в условиях Западной Сибири, может оказаться нерезультативной на арктическом шельфе.

Характерные особенности инновационных рисков: наличие непредсказуемых факторов (неизвестные риски, которые невозможно заранее идентифицировать), отсутствие достаточной статистической информации для оценки вероятности и последствий, необратимость технологических воздействий на продуктивный пласт, ограниченная возможность снижения рисков стандартными методами (страхование, хеджирование). Эти особенности определяют принципиальную реализуемость и технико-экономический потенциал ИИП.

Уточненная классификация отраслевых (ОР) и инновационных рисков, влияющих на реализацию ИИП показана обобщенно на рисунке 1.7 и с разделением по классификационным признакам в таблице 1.1.



Рисунок 1.7 – Риски, влияющие на реализацию ИИП нефтедобывающего предприятия ВИНК (составлено автором)

Таблица 1.1 – Классификация инновационных и отраслевых рисков, влияющих на реализацию ИИП в нефтедобыче\*

Категория риска	Признак классификации	Виды рисков	Подвиды рисков
<b>Инновационные риски</b>	<i>По источнику возникновения</i>	Технологические риски	Риски неэффективности новых технологий добычи Риски отказа экспериментального оборудования Риски технологической несовместимости
		Геологические риски	Риски несоответствия модели реальности Риски непредсказуемой геомеханической реакции

		(при инновационных методах воздействия)	<p>Риски геохимической несовместимости</p> <p>Риски межскважинного неконтролируемого взаимодействия</p> <p>Риски техногенной трансформации геологической среды во времени</p> <p>Риски новой флюидальной интерпретации</p> <p>Риски неучтенной анизотропии</p> <p>Риски термобарических аномалий от новой технологии</p> <p>Риски биогенного ухудшения коллектора</p>
		Научно-исследовательские риски	<p>Риски недостижения запланированных научных результатов</p> <p>Риски ошибок в теоретических расчетах</p> <p>Риски некорректного масштабирования технологий</p> <p>Риски невоспроизводимости экспериментальных данных</p>
		Производственные риски	<p>Риски сбоев в работе нового оборудования</p> <p>Риски увеличения сроков внедрения</p> <p>Риски превышения бюджета реализации</p> <p>Риски снижения производительности при переходе на новые технологии</p>
		Экологические риски	<p>Риски негативного воздействия новых технологий на окружающую среду</p> <p>Риски ужесточения экологического законодательства</p> <p>Риски возникновения аварийных ситуаций</p> <p>Риски негативного общественного восприятия новых технологий</p>
		Экономические риски	<p>Риски роста себестоимости добычи</p> <p>Риски изменения рыночной конъюнктуры</p> <p>Риски недостаточного финансирования НИОКР</p> <p>Риски некупаемости инвестиций в инновации</p>
		Кадровые риски	<p>Риски нехватки квалифицированных специалистов</p> <p>Риски сопротивления персонала изменениям</p> <p>Риски утечки знаний и технологий</p> <p>Риски ошибок персонала при работе с новыми технологиями</p>
		Правовые риски	<p>Риски нарушения патентного законодательства</p> <p>Риски изменения нормативно-правовой базы</p> <p>Риски санкционных ограничений</p> <p>Риски проблем с лицензированием новых технологий</p>
		Информационные риски	<p>Риски кибербезопасности новых цифровых систем</p> <p>Риски потери или искажения данных</p> <p>Риски недостаточной точности прогнозных моделей</p> <p>Риски сбоев в работе автоматизированных информационных систем</p>
		По стади-	Риски

	<i>ям инновационного процесса</i>	НИОКР	татов Риски превышения сроков разработки Риски недостаточного финансирования исследований	
		Риски внедрения	Риски сопротивления персонала Риски сбоев в работе нового оборудования Риски превышения бюджета реализации	
	<i>По масштабу воздействия</i>	Проектные риски	Риски задержки сроков проекта Риски увеличения стоимости проекта Риски невыполнения технических заданий	
		Производственные риски	Риски снижения добычи при переходе на новые технологии Риски увеличения себестоимости продукции Риски возникновения аварийных ситуаций	
	<i>По возможности управления</i>	Системные риски	Риски изменения законодательства Риски колебания цен на нефть Риски санкционных ограничений	
		Несистемные риски	Риски ошибок персонала Риски отказа конкретного оборудования Риски недостаточной квалификации сотрудников	
	<i>По времени проявления</i>	Краткосрочные риски	Риски пуско-наладочных работ Риски адаптации персонала Риски первоначальных инвестиций	
		Долгосрочные риски	Риски морального старения технологий Риски изменения рыночной конъюнктуры Риски экологических последствий	
	<b>Общие отраслевые риски (оказывают воздействие на все проекты, включая ИИП)</b>	<i>По сфере проявления</i>	Геологические риски	Риски, связанные с открытием месторождения Риски, связанные с запасами УВС
			Строительные риски	Риски, связанные с недостаточной квалификацией персонала (инжиниринговые риски) Риски невыполнения обязательств поставщиком или подрядчиком, ошибки в технологии, дефекты в оборудовании Риски роста сметной стоимости, несвоевременного ввода проекта, низкого качества строительных работ
Производственные риски			Риски сбоев в производственном процессе Риски, связанные с перебоями поставок сырья и отгрузки продукции	
Финансовые риски			Риски валютные, связанные с изменением обменных курсов Риски процентные, связанные с изменением ключевой ставки ЦБ Риски превышения плановых затрат	
Налоговые риски			Риски изменения налоговой политики Риски невыполнения ВИНК обязательств по налоговым платежам из-за роста НДС и экспортных пошлин	
Маркетинговые риски			Риски сбытовые Риски расчета емкости рынка сбыта	

			Риски изменения цен на сырье, оборудование, услуги
		Экологические риски	Риски, связанные с технологией разработки месторождений и транспортом углеводородов Риски, связанные с изменением экологического законодательства, давлением экологических организаций, ошибками при проведении экологического скрининга проекта
		Природные риски	Риски климатические (аномальные температуры, паводки, гололед) Риски геологические (землетрясения, оползни, карстовые провалы) Риски гидрологические (цунами, приливы, изменение русел рек) Риски биотические (лесные пожары, массовое нашествие насекомых, водорослей)
		Техногенные риски	Риски чрезвычайных ситуаций на объектах оборонной и нефтехимической отраслей вблизи территории реализации проекта Риски аварий на объектах транспортной инфраструктуры (ж/д, нефтепроводы)
		Правовые риски	Риски, связанные с законотворческой дисциплиной и внутренней стабильностью в стране Риски, связанные с частыми изменениями в законодательстве: налоги, таможенная и внешнеторговая политика, санкции Риски, связанные с ошибками в документальном оформлении и противоречиями в законодательстве, неоднозначностью истолкования законов
		Страновые (региональные) риски	Риски, связанные с политическими изменениями: нестабильность внутренней политики, национализация, конфискация, боевые действия, террористические угрозы Риски, связанные с нестабильностью в экономической и социальной сферах Риски, связанные с деятельностью государства по обеспечению доступа к новым источникам УВС

Примечание: \* разработано автором

Следует подчеркнуть, что данная классификация весьма условна и зависит от классификационных признаков выбранных автором. Провести четкое разграничение различных категорий рисков практически невозможно, поскольку они находятся в тесной корреляции друг с другом и изменение одного риска неизбежно ведет к изменениям в других, что оказывает влияние на результативность реализации ИИП.

Факторы инновационного риска (ФИР) представляют собой первичные детерминанты, которые создают предпосылки для возникновения рисков ситуации, непосредственно влияют на вероятность неблагоприятных событий, поддаются идентификации на стадии проектирования инноваций. Инновационные риски, являясь производными от ФИР выражаются через совокупность вероятности реализации риск-события и величину потенциального ущерба. Реализация рисков приводит к негативным последствиям, включающим снижение объемов добычи, аварийные ситуации, дополнительные издержки.

Приведенный авторский вариант классификации в рамках данной работы представляется наиболее рациональным, поскольку дает более расширенные возможности для выделения потенциальных риск-факторов. Последнее обстоятельство позволяет оценить перспективы реализации инновационно-инвестиционного проекта не только качественно, но и количественно – со строгой экономической оценкой.

В качестве факторов, которые способствуют возникновению инновационных рисков при реализации инновационно-инвестиционного проекта в нефтедобывающем секторе можно выделить следующую пару позиций – структурирование экономического эффекта во временном промежутке и вариации значений отдельных риск-факторов, связанных с критерием эффективности. Риск-факторы, влияющие на реализацию ИИП в нефтедобыче состоят из группы факторов отраслевого риска и группы факторов инновационного риска.

Важно подчеркнуть, что вся команда, вовлеченная в реализацию инновационно-инвестиционного проекта, имеет непосредственный интерес в принятии максимально эффективных решений, что напрямую влияет на минимизацию уровня убытков от влияния ИР. Этот фактор определяет возможность купирования последствий ИР при реализации ИИ-проекта в условиях динамичной рыночной среды и санкционного давления.

Можно заключить, что основная философия детального анализа риск-факторов заключается в следующих моментах: инвесторы, другие стейкхолдеры и акторы-участники ИИ-проекта должны получать совокупность необходи-

мой информации, которая позволит принимать максимально эффективные решения относительно целесообразности дальнейшей реализации или участия в ИИ-проекте. Кроме этого, полученная информация может быть использована в целях предотвращения потенциальных финансовых издержек и просчетов.

### **1.3. Особенности возникновения риск-факторов при реализации инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобыче**

Анализ риск-факторов будем осуществлять на качественной и количественной основе.

Применение качественных методов исследования позволяет:

- выявлять триггерные факторы, приводящие к появлению отраслевых и инновационных рисков;
- выделять ключевые зоны повышенной уязвимости реализации ИИП;
- проводить инвентаризацию и ранжирование всех потенциальных угроз.

Своевременная идентификация рисков – важнейший инструмент планирования и прогнозирования успеха инновационно-инвестиционных проектов. Качественный анализ невозможно заменить другими методами. Он дополняет количественные расчеты, позволяет сделать более взвешенные и точные выводы о будущей эффективности ИИП. Для рискованного анализа будем использовать авторские классификационные признаки и критерии, предложенные в параграфе 1.2

Освоение объекта-месторождения процесс многостадийный. Он включает в себя геологоразведку, нефтедобычу, нефтепереработку-нефтехимию и сбыт.

Классификация риск-факторов сделана на основе публикаций в открытых источниках СМИ, теоретических и эмпирических данных [1, 7, 13, 31, 56] (табл. 1.2).

Выполненный анализ стал основой для таблицы 1.1, в которой описаны ключевые подвиды отраслевых и инновационных рисков для каждой группы (вида) рискованных факторов. Все перечисленные отраслевые и инновационные

риски оказывают воздействие на эффективность инновационно-инвестиционной деятельности компаний ВИНК и их предприятий нефтедобычи.

Таблица 1.2 – Распределение компаний по сферам для анализа риск-факторов

Критерий по этапу (сфере) деятельности	Число рассмотренных компаний ВИНК
Геологоразведка объекта-месторождения	7
Извлечение углеводородов (УВ) и транспортировка	12
Переработка УВ «от скважины до бензиновой заправки» и глубокая переработка УВ в химическом комплексе по переделам	14
Реализация УВ и химической продукции более глубокой переработки	13
Всего:	46

На основе проведенного анализа были выстроены диаграммы, показывающие, насколько сильно влияют отрицательные риск-факторы на деятельность рассмотренных организаций ВИНК с учетом их отраслевой принадлежности и сферы деятельности (геологическая сфера, сфера извлечения и транспортировки, сфера нефтепереработка-нефтехимия, сфера продаж) (рис. 1.8-1.11).



Рисунок 1.8 – Уровень воздействия риск-факторов на успешность реализации ИИП на этапе геологоразведки нефти

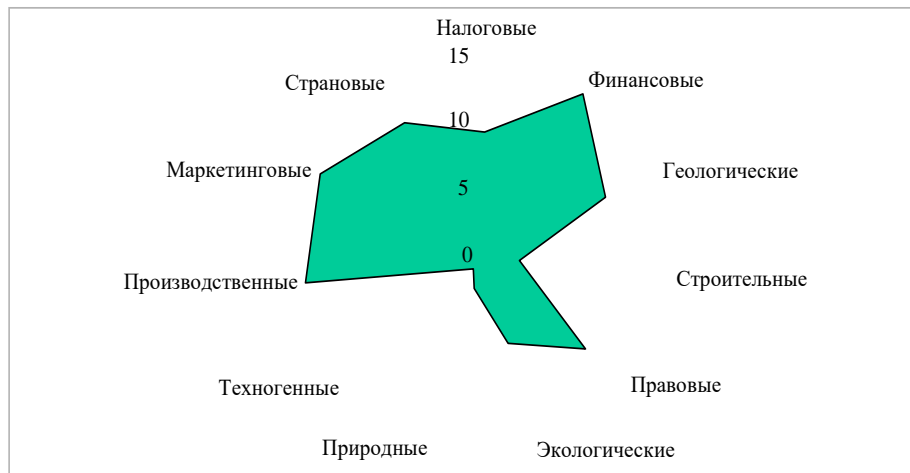


Рисунок 1.9 – Уровень воздействия риск-факторов на успешность реализации ИИП на этапе извлечения и транспортировки нефти

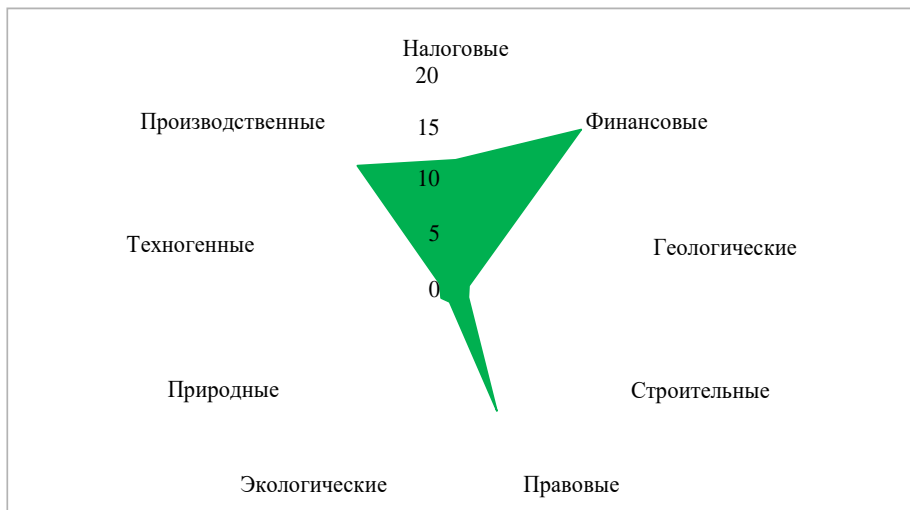


Рисунок 1.10 – Уровень воздействия риск-факторов на успешность реализации ИИП на этапе переработки сырьевых углеводородов

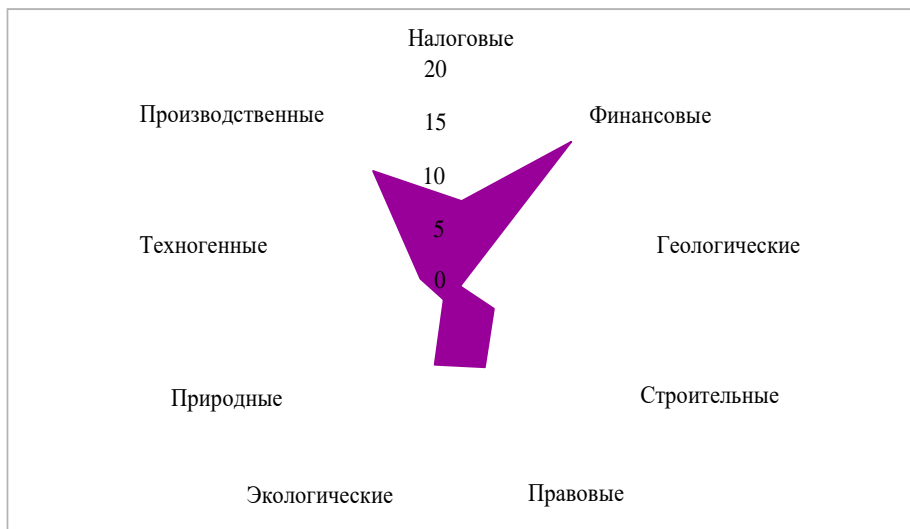


Рисунок 1.11 – Уровень воздействия риск-факторов на успешность реализации ИИП на этапе продаж продукции переработки нефти

На рисунках видны особенности воздействия риск-факторов на проектную реализацию ИИП. Если на стадии испытаний доминируют правовые и финансовые риски, то в последующих фазах реализации ИИП они отходят на второй план и начинают преобладать производственные ИР, а в сбытовой фазе – маркетинговые ОР [7].

Безусловно, финансовые и маркетинговые ОР проявляют себя на всех без исключения стадиях (рис. 1.12). В результате именно они главным образом определяют фоновое влияние на эффективность реализованного ИИ-проекта.

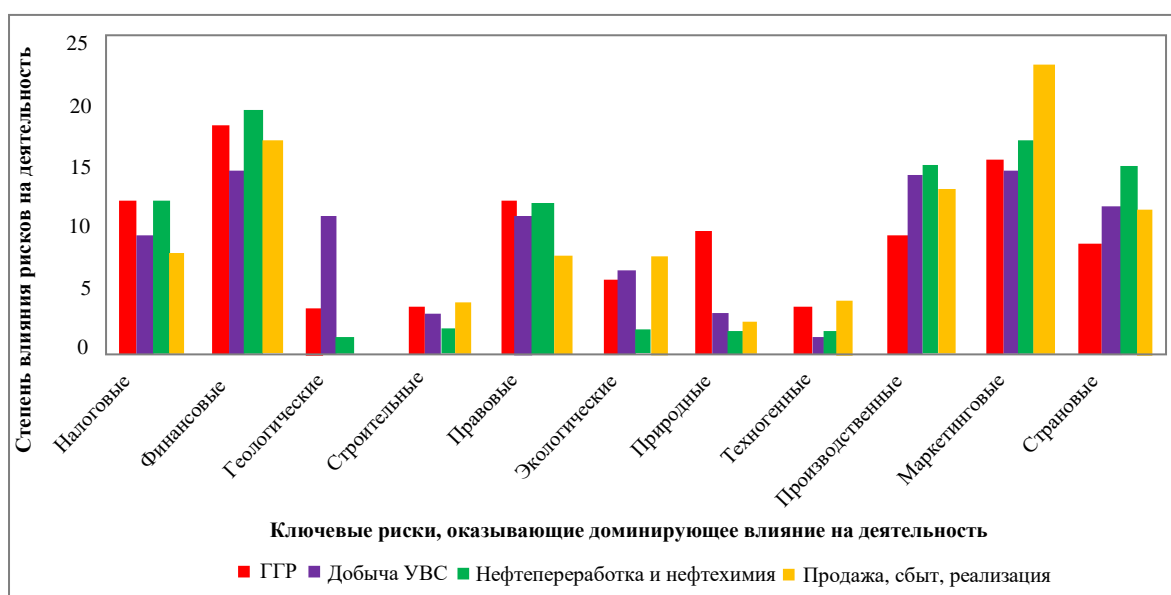


Рисунок 1.11 – Результирующая схема возникновения ОР на разных стадиях освоения нефтяного объекта [64]

Рассмотрим распределение инновационных рисков по этапам ЖЦ (ПЦ) ИИП в сфере добычи УВС. Для этого выполним рисковый анализ через призму качественных характеристик, который бы позволил определить природу обнаруженных факторов инновационного риска, проранжировать их важность на всей продолжительности ПЦ.

Для проведения этой процедуры был проведен анкетный опрос сотрудников инжиниринговой компании, входящей в производственную группу АО «НК

«Нефтиса». Все опрошенные обладают достаточным опытом в нефтяной отрасли и хорошо ориентируются в специфических видах инновационного риска.

На базе информации из открытых источников проведен сквозной анализ факторов инновационного риска в рамках кейса ИИП по разработке углеводородного актива (УВА) на территории Тюменской области на всех этапах его реализации (жизненного цикла). В результате факторы инновационного риска были упорядочены (проранжированы) по уровню важности для заказчика-инвестора и для каждого определено его влияние на успешность реализации ИИ-проекта (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Ранжирование ФИР по степени их влияния на фазах жизненного цикла ИИП АО «НК Нефтиса» (качественная оценка)

Факторы инновационного риска	Фазы жизненного цикла ИИП							
	Доинвестиционная		Инвестиционная			Эксплуатационная		
	Маркетинговое изучение ИИП	Анализ специфики ИИП и нефтяного актива	Геологическое изучение актива	Пробный дебит скважин	Освоение объема	Промышленная добыча	Опытно-промысловые работы	Консервационные работы
Производственные	1	1		3	3	3	3	1
Кадровые	1	2		2	3	1	2	1
Экономические	1	1	1	1	3	3	1	
Научно-исследовательские	3			1	3	3		
Экологические	2	1	1	2	2	1	2	
Геологические	3	3	3	3	2	2	1	
Правовые	2			1	2	2		1
Технологические		2	1	3	3	2		1
Информационные	2	1	1	1	1	1		1

Условные обозначения: 1 – низкий риск, 2 – средний риск, 3 – высокий риск

Опишем результаты анализа проявления риск-факторов, реализующих отраслевые и инновационные риски (ОР и ИР) применительно к нефтяной промышленности.

*Страновые риски.* Важнейшая группа отраслевых рисков при оценке потенциальной эффективности ИИ-проекта. В первую очередь риски связаны с экономической, социальной и политической ситуацией в отдельно взятом государстве. Слагаемыми *политической* подгруппы являются геополитические изменения в мире, кризис во внутренней политике государства, торговые войны, национализация отдельных предприятий и конкретных отраслей хозяйства. Экономические и социальные риски проявляются в виде забастовок, мятежей и бунтов населения из-за недовольства социально-экономической и политической обстановкой в стране, несовершенства законодательной базы. Для минимизации этих рисков нефтяные компании в последнее время стали проводить социально-ориентированную внутреннюю корпоративную политику, иными словами стали социально-ответственными организациями.

Сюда же относятся политические злоупотребления, когда исполнительная или судебная власть затрудняют исполнение закона, препятствуют действиям предприятия по реализации ИИ-проекта.

То, как политические риски себя проявляют, можно видеть на примере падения продаж УВС у крупных российских стейкхолдеров в Украине, что было связано с политическими санкциями [111]. Хотя прямого непосредственного влияния санкций на АО «НК «Нефтиса» не было, украинский кризис затронул компанию. Сотрудничество с деловыми партнерами в Украине было признано небезопасным, инвесторы получили уведомление о вероятном снижении продаж на зарубежных АЗС из-за неблагоприятного имиджа России.

У предприятия «НК «Нефтиса» есть опыт ведения бизнеса в государствах с серьезными политико-экономическими рисками для персонала и имущества предприятия. Максимальное проявление любого из данных рисков способно затруднить деятельность и затормозить реализацию инновационно-инвестиционных проектов. К таким странам с повышенными политическими рисками относились Иран, Ирак, Венесуэла, Египет, а с 2014 года и Украина. В условиях террористических угроз проблематично говорить о стабильном бизнесе.

АО «НК «Нефтиса» не единственная, кто столкнулся с возросшими рисками ведения бизнеса в Украине. Об усложнении ситуации говорят крупнейшие российские нефтегазовые предприятия («Лукойл», «Роснефть», «Газпром»).

Сама стратегия государства может стать угрожающим фактором, если нацелена на консолидацию предприятий в крупные корпорации. Таким образом развивалась НК «Роснефть». С точки зрения генерального директора АО «НК Нефтиса» Л.А. Зарубина, чрезмерное укрупнение нефтяного бизнеса приведет к деградации рынка и отрасли [108].

*Социально-экономические* риски представлены многообразием факторов и явлений, взятых из социальной плоскости. Уровень доходов и занятости, состояние гражданского общества, социальная справедливость и стабильность – приоритет государства.

*Правовые риски* включают несбалансированность в решениях исполнительной и законодательной ветвей власти. Риски связаны с «узкими местами», неточностями и двоякими истолкованиями нормативно-законодательных актов. Противоречивые и неоднозначные формулировки законодательных актов ведут к нарастанию отраслевых и инновационных рисков в ходе выполнения ИИ-проекта, повышенным производственным затратам, сбоям в планировании, изменениям в документации, а также к судебным издержкам.

Недостаточная разработка нормативно-правовых актов, содержит большую группу рисков, касающихся законотворческого процесса и внутренней стабильности. Не секрет, что отечественная законодательная база полна противоречий. Непонятность многих положений создает предпосылки для их намеренного или непреднамеренного нарушения. Все это ведет к ситуациям, угрожающим легальности как отдельных ИИ-проектов и решений, так и инновационно-инвестиционной деятельности предприятия в целом.

Частые изменения в законодательстве неминуемо ведут к проблемам для бизнеса. Постоянный пересмотр налогов, таможенных условий, сложности во внешней торговле из-за санкций, рост прецедентов разрешения спорных ситуаций не в пользу предприятий – все это риски, связанные с состоянием законо-

дательства в стране. И особенно сильно они проявляют себя на прединвестиционной стадии. Компаниям приходится тратить массу ресурсов, чтобы пройти все согласования и легализовать деятельность. Данные риски характерны как для этапа оформления договоров с властными структурами, так и для всех остальных этапов жизненного цикла ИИ-проекта. Заранее прогнозировать появление подобных рисков невозможно.

Следует выделить в отдельную группу риски, связанные с *ошибками в документальном оформлении и противоречиями в законодательстве*. Подобные коллизии нарушают процесс реализации ИИ-проекта, препятствуют долгосрочному планированию, ведут к росту непроизводительных расходов (в том числе судебных). Все это затормаживает развитие ИИ-проекта и ведет к отрицательным последствиям, вплоть до потери бизнеса [45].

Наиболее опасны правовые риски на первых этапах подписания контрактов и оформления договоренностей, до начала собственно инновационно-инвестиционной деятельности. По мере прохождения всех согласований возможность реализации правовых рисков уменьшается.

*Геологические риски.* Планы добычи углеводородного сырья могут не быть реализованы по двум основным причинам. Во-первых, нефтедобывающие компании могут столкнуться с непредвиденными ситуациями в связи с недостаточной степенью изученности геологических условий. Во-вторых, на принимаемых решениях может отразиться дефицит данных о запасах сырья. Таким образом, геологические виды рисков подразделяются на две крупные категории – *связанные с открытием месторождения и с запасами*.

При истощении национальных недр в целом, запасов ресурсов становится недостаточно для реализации новых ИИ-проектов в прежнем количестве и масштабе. Все это отражается на стабильности и устойчивости предприятий нефтедобывающего комплекса.

Изменить положение может появление новых технологий или совершенствование уже имеющихся – научно-техническое развитие способствует более

эффективной разведке месторождений, введению в сферу коммерческих интересов новых, альтернативных сырьевых ресурсов.

На этапе геологической разведки есть риск не найти залежи УВС, подходящие для коммерчески перспективного использования. На этой стадии уровень геологических рисков максимален, но по мере продвижения в проводимых исследованиях они планомерно снижаются.

*Риски истощения запасов углеводородов.* Уже на стадии исследований может быть обнаружено несоответствие фактических запасов природных ресурсов запланированным значениям. Недра истощаются, и риск дефицита запасов всегда сопровождает нефтедобывающую деятельность. Такая ситуация может привести к снижению рентабельности предприятия и росту себестоимости, поскольку требуется больше усилий для добычи, а количество извлекаемых запасов снижается. Все это может негативно отразиться на конкурентоспособности компаний из нефтедобывающей отрасли.

Проблемы, касающиеся ограниченности запасов, актуальны на всех циклах ИИ-проекта. Лишь к завершению эксплуатационной стадии они постепенно снижаются. Если допущены просчеты на доинвестиционном этапе, цепочка проблем, связанных с количеством и качеством запасов, сохраняется на протяжении всего периода реализации ИИ-проекта. В качестве примера можно привести ухудшение показателей дебита скважины, низкое качество добываемого сырья и другие.

*К строительным и инжиниринговым рискам* относятся недостаточная компетентность персонала (инжиниринговые риски) и срыв взятых обязательств перед заказчиком ИИ-проекта из-за системных нарушений в технологиях строительства, дефектов и изъянов в строительных материалах и машинах (строительные риски). Все это приводит к росту проектных издержек и увеличению сроков возведения объекта, падению качества выполненных работ.

Проявлениями данного риска могут стать простои, вынужденные остановки в работе, выход из строя оборудования, аварийные ситуации. На завершающих стадиях жизненного цикла влияние инжиниринговых рисков снижает-

ся. Для снижения влияния данных рисков целесообразно внимательно подходить к выбору не только руководителей, но и исполнителей, от решений которых зависит работоспособность оборудования и правильность выбора технологии добычи.

Что касается *строительных рисков*, то к ним относятся основные капитальные вложения в инновационно-инвестиционный проект. Также могут сдвигаться сроки введения объектов в эксплуатацию и удлиняться жизненный цикл ИИ-проекта в целом.

*Производственно-технологические риски* связаны с нарушением производственных бизнес-процессов и технологий из-за ошибок и неточностей при расчете количества и качества потребляемого сырья, материалов и электрической энергии, перебоев в снабжении ресурсов для производственной деятельности, недостаточного учета требований экологических организаций и расходов связанных с несоблюдением экологического законодательства.

К *финансовым рискам* отнесем риски вызванные нарушением договоров, процедурой банкротства, срывом поставок, отказом в финансировании со стороны инвесторов. К данной категории отнесем также риск обновления ставки рефинансирования ЦБ РФ (ключевой ставки) и резкие изменения курсов валют, которые напрямую взаимосвязаны с инфляционными ожиданиями в нефтяной отрасли.

Данные риски содержат широкий спектр угрожающих бизнесу ситуаций, касающихся возможных неплатежей, валютных рисков, нарушений договорных обязательств. В эту группу входит снижение показателей финансовой устойчивости, угроза банкротства, невыполнение инвесторами условий договора, нарушение договоренностей поставщиками и многие другие факторы. Сюда же относится изменение процентной ставки («ключа»), спровоцированное инфляцией.

Показательным примером является ситуация, когда к сентябрю 2014 года процентные ставки увеличились в среднем на 2%. Это произошло из-за санкций США и ЕС [18]. В сложившихся условиях лишь некоторые частные компании

смогли получить кредиты на международном рынке, тогда как государственные корпорации оказались полностью отрезаны.

Резкое непредвиденное повышение процентных ставок сразу же корректирует бизнес-модель, меняет приоритеты в инновационно-инвестиционных проектах, как запускаемых, так и уже реализуемых. Когда долговые обязательства выполнены, а выручка начинает снижаться, риск изменений процентных ставок теряет актуальность.

*Налоговые риски* связаны с тем, что в последнее время ввиду усиления санкционного давления на нефтяной сектор РФ, федеральное правительство практически каждый год меняет «правила игры», наращивая налоговую нагрузку и обновляя налоговую политику в нефтяной сфере. Качественный разворот в развитие системы налогообложения для нефтедобывающих, и – перерабатывающих химических компаний будет обеспечивать увеличение объемов нефтедобычи и – переработки, росту доходной части бюджета, своевременному исполнению социальных обязательств.

Своевременное и полное выполнение финансовых обязательств – важнейшее условие стабильной деятельности компаний в любой сфере, и нефтяная отрасль не является исключением. В эту группу рисков входят неблагоприятные ситуации, связанные с расчетами по налоговым платежам.

Понимая ответственность за потенциальные налоговые риски, нефтяные компании стремятся к построению стратегических взаимовыгодных партнерств с регулятором в лице ФНС.

К отраслевым рискам в маркетинговой деятельности (*маркетинговым рискам*) отнесем риски связанные со сбытом углеводородов, с «потолком цен» на нефтяную продукцию, с неправильной оценкой возможностей рынка, с выбором ошибочной стратегии развития компании, с неверным прогнозом цен на нефть и оборудование для ее добычи.

*Экологические риски* заключаются в том, что размытые, нечеткие формулировки в экологическом законодательстве могут приводить к изменению главных параметров инновационно-инвестиционного проекта и вызывать до-

полнительные расходы. Это касается, как правило, технологий освоения месторождений углеводородов и способов их транспортировки.

Во многих случаях изменения экологического законодательства бывают незапланированными и требуют от компании гибкости и своевременных решений, чтобы избежать убытков и непредвиденных санкций.

Риски экологического плана игнорировать нельзя, крупнейшие стейкхолдеры нефтяного бизнеса и холдинги ВИНК, в частности АО «НК «Нефтиса», рассматривают как рисковый фактор деятельность активистов экологических организаций [111].

С учетом специфических особенностей отрасли, тесного соприкосновения с экологическими проблемами, невозможно отрицать воздействие экологических факторов на стадии проектного цикла.

*Природные риски* – это особый подвид риска, который нельзя спрогнозировать заранее. Он может проявить себя на любой фазе жизненного проектного цикла. Данный подвид риска складывается из стихийных обстоятельств непреодолимой силы (форс-мажор), а именно наводнения, смерчи, пожары, эпидемии, землетрясения, цунами и т.д.

На практике широко применяется финансовый механизм страхования (хеджирования) от подобных рисков. Также существенно ограничить последствия или даже совершенно их избежать можно при использовании цифровых и беспилотных технологий мониторинга за земными, природными явлениями и процессами.

*Техногенные риски* можно идентифицировать как аварии или чрезвычайные ситуации, связанные с объектами транспортной инфраструктуры, оборонной и химической промышленности, находящимися в зоне интересов ВИНК. Техногенные риски имеют форс-мажорную природу и могут оказать существенное влияние на планы реализации ИИП.

Факторы инновационного риска, влияющие на эффективность и успешность внедрения ИИП в нефтедобыче реализуются в следующих видах инновационных рисков:

### 1. Технологические риски:

- *Неэффективность инновационных методов добычи* – расхождение лабораторных и промышленных показателей при внедрении (например, низкий КИН при использовании «умных» систем закачки).

- *Отказы экспериментального оборудования* – поломки прототипов в экстремальных условиях (высокое давление/температура).

- *Технологическая несовместимость* – конфликт новых решений с действующей инфраструктурой (цифровые датчики в скважинах с устаревшими обсадными колоннами).

### 2. Геологические риски (при инновационных методах воздействия):

- *Ошибки геомоделирования* – несоответствие цифрового двойника пласта реальному поведению коллектора.

- *Непредсказуемая геомеханическая реакция* – активация тектонических нарушений при ГРП или термовоздействии.

- *Флюидные аномалии* – неучтенное изменение состава пластовых флюидов после применения новых агентов (например, выпадение асфальтенов).

- *Техногенная трансформация* – долгосрочное ухудшение проницаемости из-за бактериального заражения или химических осадков.

### 3. Научно-исследовательские риски:

- *Теоретические просчеты* – ошибочные допущения в математических моделях (например, игнорирование анизотропии при прогнозе дренирования).

- *Проблемы масштабирования* – неудачи при переходе от лабораторных испытаний к полевым условиям (разница в 3+ порядка).

- *Воспроизводимость данных* – расхождения в повторных экспериментах из-за скрытых переменных (например, неоднородность керна).

### 4. Производственные риски:

- *Сбои новых технологических цепочек* – нарушения в работе цифровых систем мониторинга или автоматизированных установок.

- *Хронологические потери* – увеличение сроков внедрения на 30-50% из-за необходимости доработки технологий и оборудования «на месте».

- *Финансовые перерасходы* – превышение бюджета на 20–40% из-за незапланированных доиспытаний или замены компонентов [104].

- *Падение операционной эффективности* – временное снижение добычи на 15–25% в период адаптации персонала к новым методам [104].

#### 5. Экологические риски:

- *Техногенное загрязнение* – риски утечек химических реагентов при использовании новых методов интенсификации добычи (например, нанополимеров).

- *Регуляторные изменения* – внезапное ужесточение экологических норм, требующее дорогостоящей модернизации.

- *Аварийные ситуации* – повышенная вероятность ЧП при тестировании экспериментальных технологий (разрывы трубопроводов, выбросы).

- *Общественное сопротивление* – протесты против инноваций (например, против использования метанола в системах поддержания пластового давления (ППД)).

#### 6. Экономические риски:

- *Рост себестоимости* – увеличение затрат на 10–30% из-за сложности обслуживания новых технологий [103].

- *Рыночная волатильность* – падение цен на нефть, делающее инновации нерентабельными.

- *Дефицит финансирования* – сокращение бюджета НИОКР из-за перераспределения средств на текущие операции.

- *Нулевая окупаемость* – провал пилотных проектов (до 25% случаев), приводящий к списанию инвестиций [103].

#### 7. Кадровые риски:

- *Дефицит компетенций и узких специалистов* – острая нехватка специалистов по работе с цифровыми двойниками и AI-аналитикой (дефицит достигает 37% по данным 2024 г.) [104].

- *Сопротивление изменениям* – саботаж внедрения инноваций полевыми командами из-за приверженности традиционным методам.

- *Утечка ноу-хау (интеллектуальной собственности)* – риски потери конкурентных преимуществ при переходе ключевых технологов к конкурентам.

- *Ошибки адаптации (человеческий фактор)* – некорректное применение новых технологий из-за недостаточного обучения персонала.

#### 8. Правовые риски:

- *Патентные войны* – судебные иски при адаптации зарубежных технологий без должной лицензии.

- *Регуляторная нестабильность* – внезапное ужесточение норм для инновационных методов добычи.

- *Санкционные ловушки* – ограничительные меры на поставки критически важного оборудования.

- *Бюрократические и лицензионные барьеры* – задержки согласований и в получении разрешений на применение инновационных технологий (до 2 лет для арктических проектов) [103].

#### 9. Информационные риски:

- *Киберугрозы* – хакерские атаки на цифровые автоматизированные системы нефтедобычи (рост на 300% с 2022 г.) [104].

- *Цифровая энтропия* – накопление ошибок в данных из-за несовместимости форматов, потеря данных из-за сбоев в системах сбора и хранения геологической информации.

- *Модельные иллюзии (неточность моделей)* – расхождения прогнозов ИИ (цифровых двойников) с реальными показателями пласта.

- *Автоматизационные сбои* – отказы интеллектуальных систем мониторинга и контроля.

Комплексный анализ потенциальных ФИР позволяет инвесторам классифицировать инновационные риски и иметь представление о надежности и риск-профиле инновационно-инвестиционного проекта уже на доинвестиционной стадии. В дальнейшем данные анализа позволят разработать профилактические мероприятия, снижающие воздействие релевантных видов инновационного риска. Для достижения экономической эффективности целесообразно учиты-

вать стоимость мероприятий и соотносить их с потенциальными выгодами от реализации ИИ-проекта.

### **Выводы по главе 1**

В данной главе работы сформированы методические подходы для идентификации и оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей сфере, включающие комплексный анализ риск-факторов, влияющих на реализацию отраслевых и инновационных рисков. Автор существенно углубил и систематизировал понятийный аппарат, посвященный вопросам оценки реализации ИИП с учетом инновационных рисков и предложил собственное определение «инновационно-инвестиционного проекта» и «инновационных рисков» в сфере нефтедобычи.

Основное внимание уделено формированию классификации инновационно-инвестиционных проектов в рамочном формате с учетом отраслевых и интеграционных особенностей предприятий нефтедобычи. Классификационная рамка в нефтедобыче опирается на комплексный учет и сочетает критерии: инвестиции в сфере производственных инноваций и уровень автономии с учетом привязки к ресурсной базе ВИНК.

Пилотной разработкой является предложенная автором классификация инновационных рисков при реализации инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности.

Дана качественная оценка инновационных рисков, включающая идентификацию и ранжирование ФИР по уровню важности на всех этапах проектного цикла ИИП и оценку степени влияния каждого фактора на успешность реализации ИИП АО «НК «Нефтиса».

## **Глава 2. АНАЛИЗ МЕТОДОВ И ИНСТРУМЕНТОВ ОЦЕНКИ ИННОВАЦИОННО-ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В АО «НК «НЕФТИСА»**

### **2.1. Разработка усовершенствованной модели оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности**

Ключевой чертой бизнеса в нефтедобывающем секторе, как уже было подчеркнуто ранее, выступает продолжительный жизненный цикл инновационно-инвестиционных проектов, на протяжении которого они непрерывно сталкиваются с множеством видов инновационных рисков – от геологических и технологических до рыночных условий и санкций. Эти факторы существенно затрудняют выполнение проектных задач и часто приводят к несоответствию заявленным инвесторами экономическим целям и плановым результатам.

На практике, успешность компаний напрямую связана с точностью оценки инвестиционными «кругами» будущих перспектив. Неполноценное знание о запасах полезных ископаемых (углеводородов) на активах-объектах вложений (геологический состав и размеры), их физико-химических свойствах, динамике мировых цен на нефтяное сырье и других ключевых параметрах становится серьезным препятствием и тормозящим фактором в процессе реализации ИИП. Это обстоятельство делает крайне сложной задачу предотвращения негативных сценариев и адекватного прогнозирования возможных финансовых убытков при нежелательных исходах, что требует особой тщательности в планировании на всех этапах развития проекта.

Если ВИНК системно не работает над аспектами минимизации влияния риск-факторов в инновационных бизнес-процессах добычи УВС, его ждет фиаско и токсичное воздействие инновационных рисков на результативность ИИП. И наоборот, выявление релевантных факторов инновационного риска и оценка степени их воздействия на конечные показатели, а также активное внедрение инструментов учета инновационных рисков в проектную деятельность НК поз-

воляет находить внутрикорпоративные «латентные» источники развития ИИП, а предприятию адаптироваться к изменениям рыночной среды.

Сейчас опорой при планировании инвестиций в нефтедобывающей сфере служит норматив [121]. Схема оценки ИИП, представленная автором, по классическим канонам этого документа (рис. 2.1), показывает, что риск-оценка ИИП выделена в самостоятельную фазу, которая происходит наряду с этапом оценки проектной эффективности в целом.

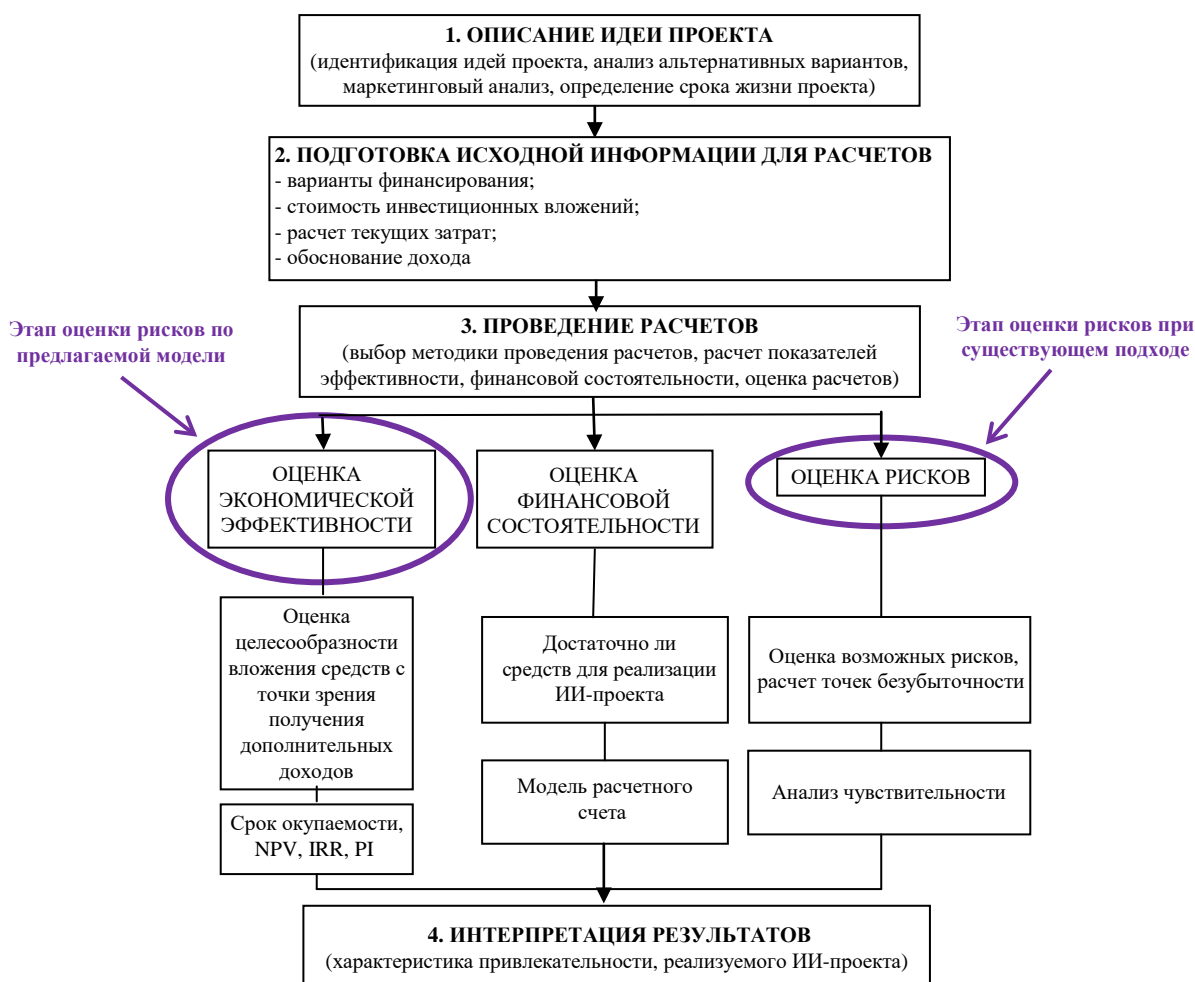


Рисунок 2.1 – Общеизвестная модель оценки ИИП (составлена на основе источников [98, 101]).

Довольно часто такая схема не достигает нужного результата ввиду отсутствия измерения воздействия риск-факторов (факторов отраслевого риска (ФОР) и факторов инновационного риска (ФИР)) на эффективность ИИП ад-

ресно и количественно. Вдобавок она не учитывает процессы интеграции составляемых компонентов анализа, учета и оценки инновационных рисков в повседневную деятельность ВИНК по реализации ИИП.

Данную проблему не могут разрешить и внутрикорпоративные положения, нормы и регуляторные документы в нефтедобывающем бизнесе. Корпоративные правила и нормативы крупного бизнеса часто не учитывают специфику решений по инвестиционным вопросам из-за применения универсальных подходов к определению дисконтной ставки. В частности, на АО «НК «Нефтиса» используют метод чувствительности и дисконтирования для оценки рисков в рамках инновационно-инвестиционных проектов. Однако такая нормативная практика, опирающаяся на соответствующие методы, не принимает во внимание индивидуальные особенности каждого ИИ-проекта: различия геологии активов-месторождений нефти, экологические условия региона реализации, техногенную ситуацию и другие аспекты. Это обуславливает применение «стандартного» подхода (по среднеарифметическим параметрам) без учета уникальных факторов ИИ-проектов, что может привести к значительным финансовым издержкам для инвесторов-акторов ИИП.

В современных условиях нефтедобывающая отрасль остро нуждается в модернизации методологии оценки инновационных и инвестиционных инициатив в рамках ИИП. Это предполагает комплексный анализ и количественную оценку инновационных рисков и уровня их влияния на общую экономическую эффективность ИИ-проектов, что требует индивидуального подхода к каждому конкретному случаю.

В рамках данной работы автор ставит перед собой цель глубокого анализа существующих методик и разработки усовершенствованной модели оценки ИИП в контексте эффективности и инвестиционной привлекательности. Эта модель должна учитывать влияние общих (отраслевых) и специфических (инновационных) риск-факторов на долгосрочную деятельность в ходе реализации инновационно-инвестиционных проектов, опираясь на современные принципы

анализа рисков, включая адресный учет различных видов инновационных рисков и их интеграцию в процесс экономической экспертизы ИИП.

Цикличность адаптированной к современным реалиям модели предусматривает встроенность (интегрированность) элементов системы инновационных рисков в процедуру проектного анализа и оценки.

В рамках предложенной системной модели, анализ и оценка инновационно-инвестиционных проектов в сфере нефтедобычи проходит через последовательность шести ключевых стадий (см. рисунок 2.2):

1. Создание многофункционального экспертного коллектива для проведения анализа ИИП с учетом ФИР;

2. Интерпретация ИИП в соответствии с рамочной классификацией. Разработка различных условий и сценариев реализации с целью определения оптимальной эффективности инновационно-инвестиционного проекта;

3. Выявление и систематизация потенциальных рисковых элементов, способных оказать воздействие на процесс реализации ИИП;

4. Прогнозирование денежных потоков в контексте влияния идентифицированных инновационных рисков;

5. Определение экономической целесообразности инновационно-инвестиционного проекта с учетом всех возможных факторов инновационного риска;

6. Отбор инновационно-инвестиционных проектов для реализации на основе проведенной оценки.

Этапы сохраняют свою логичность и взаимосвязь, обеспечивая комплексный подход к анализу, оценке и принятию обоснованных стратегических решений по реализации ИИП с учетом инновационных рисков.

В рамках *первоначального этапа* инновационно-инвестиционного процесса – «Организация экспертной группы» – стейкхолдеры и инвесторы создают междисциплинарный коллектив, включающий специалистов по идентификации инновационных рисков, инвестиционному анализу и профессионалов, задействованных в сфере инноваций в нефтедобыче.

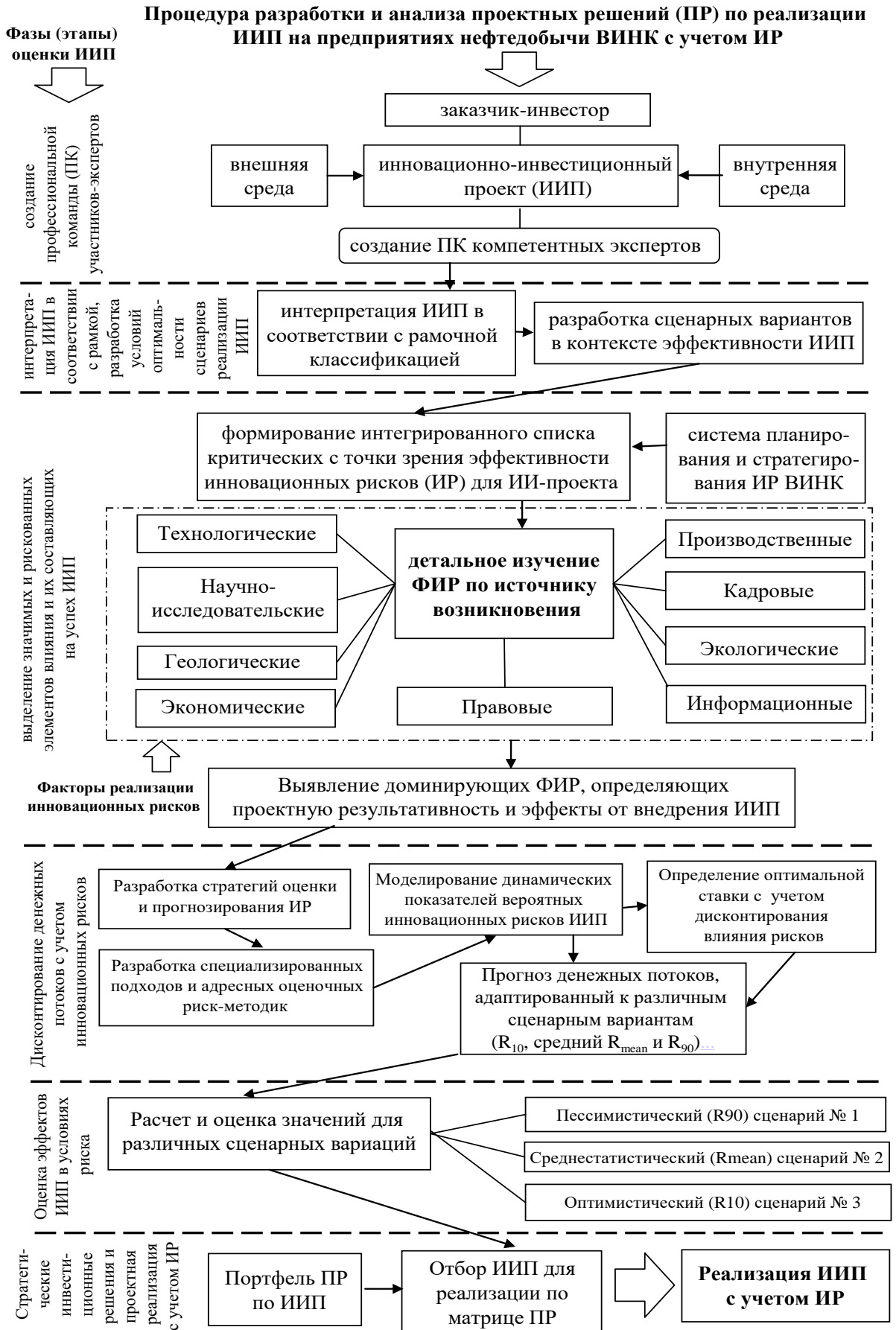


Рисунок 2.2 – Модель реализации ИИП в нефтедобыче, учитывающая факторы инновационного риска

Такой подход обусловлен сложным контекстом реализации нефтедобывающих ИИП с учетом инновационных рисков, а также необходимостью минимизировать потенциальные убытки при возникновении неблагоприятных обстоятельств.

На *этапе два*, «Формулирование оптимальных условий и сценариев эффективной реализации ИИП», основная задача инвестора – определение критериев, по которым ИИ-проект будет признан экономически целесообразным.

Это включает интерпретацию ИИП в соответствии с классификационной рамкой, установление оптимальных значений ключевых показателей: коэффициента доходности, внутренней ставки дисконтирования, периода окупаемости, чистого дисконтированного дохода (ЧДД или NPV) и других. Также определяется допустимый уровень инновационного риска или безвозвратных затрат, которые представляют собой прогнозируемые/фактические расходы, не подлежащие возврату инвестору при выходе из ИИП [35].

К таким затратам относятся: единовременные платежи за право пользования недрами (включая стоимость лицензий), расходы на участие в тендерах и аукционах, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, проведение геофизических изысканий и исследований, их интерпретацию, строительство первоначальных разведочных скважин, штрафы за досрочный выход из ИИП или заморозка углеводородного объекта и другие подобные статьи расходов.

*Этап*, маркированный как *третий* в рамках разработки «Аналитического портрета инновационных рисков для реализации проектного успеха», включает следующие ключевые направления деятельности: 1. Расширенное изучение факторов инновационного риска, характерных для предстоящих инновационно-инвестиционных инициатив в рамках ИИП; 2. Идентификация главных угроз и потенциально опасных ситуаций с наибольшим возможным воздействием на проектную реализацию.

В ходе этого этапа экспертная группа проводит всесторонний анализ как внешних, так и внутренних инновационных рисков для ИИП, включая учет

специфики инновационно-инвестиционного направления и риск-профиля ИИП. Особенное внимание уделяется изучению корпоративного опыта проявления инновационных рисков при реализации ИИП в компании-инвесторе или подрядчике в лице ВИНК, что существенно повышает точность прогнозов и стратегию минимизации угроз для ИИП.

В процессе работы с корпоративной системой учета инновационных рисков (КСУИР) создаются специализированные отчеты и реестры, содержащие систематизированную информацию о реализовавшихся инновационных рисках ИИП в бумажном или электронном формате. В этих документах детально представлены данные о самих рискованных факторах, их ключевых атрибутах, мерах по оптимизации и основных показателях эффективности таких мер.

В ходе глубинного анализа внутренних и внешних условий ИИ-проекта (включая реестры инновационных рисков), экспертная оценка сводит воедино полный спектр потенциальных угроз, способных существенно повлиять на проектные цели ИИП. На следующем этапе проводится приоритизация выявленных факторов инновационного риска с учетом их возможного отрицательного влияния на экономическую результативность ИИП. Для этой задачи применяются современные подходы в области риск-анализа, включая методологию составления карт рисков для визуализации критических аспектов и определения стратегий минимизации негативных последствий.

Группа специалистов, ответственная за оценку ИИП, проводит комплексный анализ с использованием экспертного подхода, основываясь на построенной риск-карте. В результате этого анализа формируется детализированный список потенциальных риск-факторов (портфель), способных существенно повлиять на реализуемость ИИП. Основная цель данного процесса – выявление ключевых инновационных рисков, способных оказывать наиболее значительное воздействие на ход реализации ИИ-проекта, а также глубокое изучение природы каждого вида инновационного риска и оценка его значимости на разных этапах ЖЦ ИИП. Рассмотрим эти положения чуть подробнее.

Формирование риск-карты ИИП происходит с опорой на качественную оценку вероятности наступления и возможного ущерба от риска по следующей схеме (рис. 2.3):

- на оси абсцисс размещают 5 степеней ущерба от наступления риска в качественных показателях от единицы до пяти;
- на оси ординат размещают 5 степеней возможности наступления риска в качественных оценочных величинах от единицы до пяти;
- наиболее доминирующие риски каждой группы влияния помечаются на матрице в форме кружочка;
- матричная риск-карта зонировается по цветовой гамме в зависимости от уровня доминантности (влиятельности) риск-факторов.

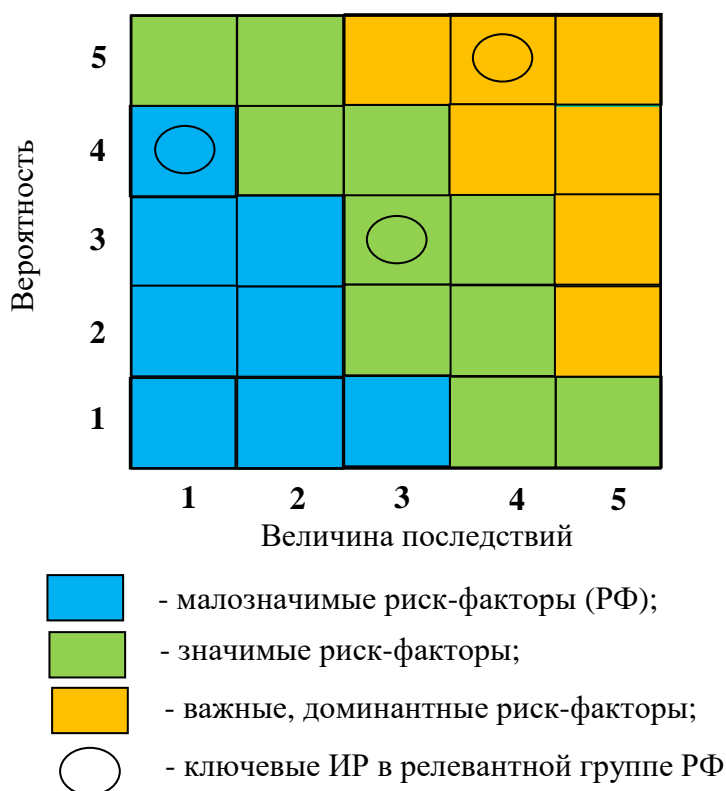


Рисунок 2.3 – Матрица инновационных рисков ИИП

Далее, специалисты проектной команды используя экспертно-аналитический метод и с учётом риск-карты (матрицы ИР ИИП) создают риск-факторный портфель ИИП (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Риск-факторный портфель ИИП

Риск-фактор	Невлиятельный	Влиятельный	Доминирующий
1	+		
2			+
...	...	...	...
I		+	

Первоначальные данные для анализа включают информацию из официальных риск-ведомостей, которые генерирует корпоративная система учета инновационных рисков компании-инвестора. Если такие данные отсутствуют, специалисты опираются на внутреннюю корпоративную информацию подрядчиков ИИП в формате ВИНК, аналитические отчеты, публикации в средствах массовой информации, а также на профессиональный опыт и компетенции экспертов, принимающих непосредственное участие в оценке реализации ИИП.

*Этап четыре*, «Дисконтирование денежных потоков с учетом инновационных рисков», включает в себя три ключевые задачи:

1. Разработка специализированных подходов и методик для оценки инновационных рисков и определения их цифровых значений, применительно к конкретным условиям ИИ-проекта.

2. Определение ставки дисконтирования, включающее в себя корректировку стандартной безрисковой ставки в зависимости от риск-профиля ИИ-проекта.

3. Расчет бюджетных потоков, учитывающий влияние всех значимых риск-факторов (технологических, геологических, производственных, экологических и др.), что требует инновационных методик оценки, так как существующие подходы не обеспечивают достаточной точности.

Эксперты на данной стадии адаптируют методы оценки инновационных рисков (МОИР), учитывая их специфику и сложность, поскольку стандартные инструменты не всегда способны адекватно отразить влияние таких рисков на ИИ-проект. Следовательно команда ИИП закладывает в МОИР адресность.

В рамках исследования разрабатываются и адаптируются новые количественные методы, способные более точно оценивать воздействие этих факто-

ров. Расчет ставки дисконтирования происходит с использованием кумулятивного подхода, который позволяет детально учесть широкий спектр инновационных и отраслевых рисков, влияющих на реализацию ИИП. Завершается этап расчетом будущих денежных потоков, уже интегрирующих все рассмотренные риск-факторы, что обеспечивает более реалистичную оценку эффективности ИИП.

*Пятая фаза* ИИ-проекта, нацеленная на «Оценку экономической целесообразности с учетом риск-факторов», включает комплексные исследования в двухуровневой структуре: 1. Проведение аналитических расчетов для определения ключевых показателей эффективности в рамках разноплановых сценариев реализации ИИП. 2. Детальная оценка этих показателей, учитывая различные сценариальные вариации.

В рамках данного этапа производится вычисление доминирующих показателей эффективности ИИП, применяя авторский метод для трех типичных сценариев: оптимистического (R10), среднестатистического (Rmean) и пессимистического (R90). Результаты оценки показателей перспективного месторождения углеводородов, на котором планируется реализация инновационно-инвестиционного проекта АО «НК «Нефтиса», приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Ключевые технико-экономические параметры, связанные с изучением и подготовкой к разработке нефтяных залежей на перспективном углеводородном активе-объекте в Тюменской области

Добыча углеводородов в тыс. тонн	Инвестиции в млн. рублей	Издержки по операциям в млн. рублей	ЧДД <sup>1</sup> в млн. долларов	ВНД <sup>2</sup> в процентах	Окупаемость ИИП в годах
Пессимистический (R90) сценарий № 1					
107,9	496,8	146,1	-7,7	0	–
Среднестатистический (Rmean) сценарий № 2					
255,7	568,2	209,7	-3,5	9,9	–
Оптимизационный (R10) сценарий № 3					
416,6	850,3	364,9	0,3	14,9	16,9

Примечания: <sup>1</sup> ЧДД (NPV) – чистый дисконтированный доход, <sup>2</sup> ВНД (IRR) – внутренняя норма доходности.

Данные параметры используются инвесторами при сравнительном анализе показателей по различным сценарным вариациям с выбранными ими индикаторами NPV, IRR в контексте оценки эффективности ИИП.

На завершающем *шестом* этапе, процесс принятия стратегических решений в нефтедобыче сводится к созданию специализированных матриц оценки ИИП. Особенностью этого этапа становится мультианалитический подход: изучению подвергаются разнообразные варианты-сценарии реализации ИИП путем портфельного анализа ИИП. Этап разбит на 2 фазы. В первой фазе формируется дорожная карта проектных решений (ПР). Она имеет матричную форму. На ось y наносят величины P, показывающие вероятность осуществления того или иного варианта-сценария выполнения ИИП. На оси x сектора-квадранты с оценочными условиями формализации результатов ИИП, сведенные в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Вариативный портфель проектных решений по ИИП

Сектор-квадрант 1	Сектор-квадрант 2
NPV (ЧДД <sup>3</sup> ) больше либо равно нулю	NPV (ЧДД) меньше нуля
IRR (ВНД <sup>2</sup> ) больше либо равно rate of discounting (показателя ставки/нормы дисконтирования)	IRR (ВНД) меньше ВНД <sub>2</sub> <sup>3</sup>
PI – Profitability Index (ИДИ <sup>1</sup> ) больше единицы	ИДИ меньше единицы

Примечание: ИДИ<sup>1</sup> – индекс доходности инвестиций; ВНД<sup>2</sup> – внутренняя норма доходности, окупаемости; ЧДД<sup>3</sup> – чистый дисконтированный доход; ВНД<sub>2</sub><sup>3</sup> – величина нормы дисконта.

Фаза 2 подразумевает включение расчетных величин эффективности ИИП в сектора на рис. 2.4. В случае если расчетные показатели сходятся в секторе-квадранте 1, значит ИИП эффективен и соответствует индикаторам заложенным в него инвестором-заказчиком. Если же расчетные величины корреспондируются с сектором 2, значит ИИ-проект имеет отрицательные расхождения с индикаторами эффективности заказчика, а следовательно его реализуемость невозможна из-за высокого уровня инновационного риска и низкого уровня доходности.

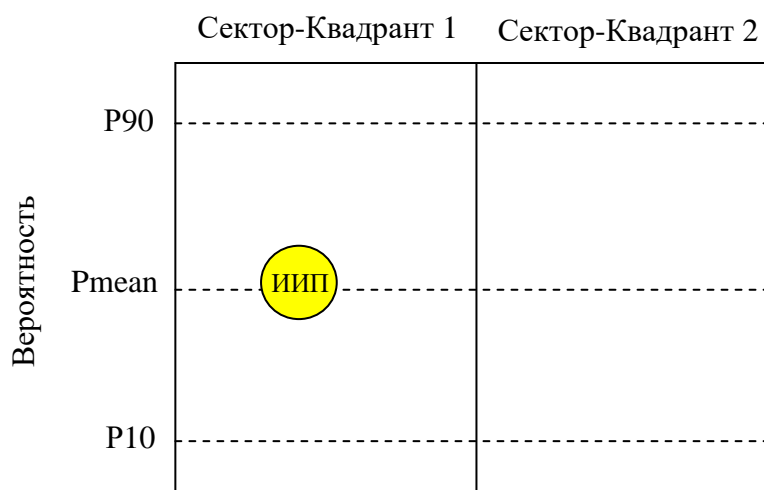


Рисунок 2.4 – Матричная карта принятия ПР по ИИП

В отличие от известных подходов модель оценки проектной реализации значительно раздвигает горизонты познания в сфере оценки эффективности ИИП и расширяет «воронку» возможностей и альтернатив для принятия оптимальных, достоверных и обоснованных ПР в рамках формирования сценариев реализации ИИП с учетом факторов инновационного риска (ФИР).

В результате, модернизированная модель обеспечивает повышение качества прогнозирования воздействия риск-факторов на ИИП через призму их эффективности и способствует более скоординированному, «срежиссированному» принятию ПР в процессе внедрения ИИ-проекта.

## **2.2. Анализ и развитие существующих методов оценки инновационных рисков инновационно-инвестиционных проектов**

Изучив в главе 1 всю «палитру» подвидов риск-факторов и специфику их воздействия на результативность и эффекты ИИП, теперь рассмотрим и проанализируем действующие методы оценки инновационных рисков.

Ключевым аспектом процедуры анализа экономической эффективности ИИП выступает процесс оценки инновационных рисков, который в современных реалиях вызывает максимальные сложности при практическом применении.

В существующих положениях основным документом, регламентирующим отбор и использование метода риск-оценки, служит сформированный в дополнение к ИСО 31000 – ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2021 под названием «Методы оценки риска» [42]. В нём содержатся мероприятия и рекомендации по выбору методов риск-оценки и их применению при реализации инновационно-инвестиционных проектов. Вдобавок необходимо дополнить, что в данном стандарте нет ключевых критериев на которые можно было опереться при идентификации, анализе и оценке инновационных рисков, а также инструкций по использованию методов в конкретной ситуации. В то же время нормативный документ не исключает возможности применения множества прочих методов оценки рисков и их сочетаний по ситуации.

Анализ открытой литературы по проблематике развития методов оценки рисков [1, 7, 11, 13, 22, 31, 122] и апробированных в нефтедобывающих ВИНК методик по оценке эффективности инновационно-инвестиционных проектов позволило выявить доминантные методы риск-оценки, которые условно систематизированы нами в 3 группы методов:

- корректировки поправки на риск;
- аналитических оценок;
- экспертизы (экспертных оценок).

Детальное описание сущности данных методов достаточно широко освещено в экономической литературе, поэтому в ходе исследования будут приведены лишь специфические моменты, позволяющие дать оценку их «плюсов» и «минусов», иными словами оценить их достоинства и недостатки.

Базовая сущность *методов экспертизы* состоит в использовании руководителей и специалистов-консультантов, которые являются экспертами-аналитиками в соответствующей области знаний, по следующему алгоритму: эксперты высказывают своё мнение о какой-то проблеме, затем их суждения формализуются в систему предложений и результатов, опираясь на которую делаются выводы и рекомендации.

В современных реалиях множественность методов экспертизы, включая деловые игры, «мозговой штурм», метод Дельфи, составление рейтингов и многие другие всё чаще используются в практической работе [1, 7, 46, 122, 135, 141]. Им практически нет замены когда необходимо решить трудные задачи, связанные с оценкой и выбором сложных и многогранных технических объектов специального профиля или двойного назначения, при прогнозировании и анализе ситуаций с множеством преобладающих факторов влияния, когда не обойтись без привлечения (аутсорсинга) интуиции, знаний, умений, опыта и компетенций большого количества высококлассных экспертов-специалистов.

*Рейтинговый метод* базируется на ранжировании оценок, полученных как правило экспертным путём. Суть состоит в упорядочивании проводящими исследование специалистами объектов оценки в порядке возрастания или наоборот убывания их свойств (качеств). Затем подсчитывают среднеарифметическую позицию каждого объекта, и исходя из полученных значений формируют итоговый список. Достоверность и обоснованность результатов анализа проверяют по значению показателя согласованности экспертных мнений, формализованного в виде коэффициента [46].

*Метод Дельфи* самый известный из существующих методов [7]. Специфика данного метода экспертной оценки: отказ от коллективных обсуждений и личных контактов; опрос и анкетирование экспертов в несколько туров; полная их анонимность в процедуре опросов. Метод применим в том случае, когда невозможно собрать группу в силу объективных обстоятельств (в частности, географической удаленности, то есть участники работают в разных региональных филиалах). Участникам группы экспертов запрещено контактировать и общаться по поводу проблемы которую им предстоит решать. Последовательность действий по решению проблемы следующая:

- экспертам-участникам сформированной группы по рассматриваемой проблеме предлагается список (перечень) вопросов на который нужно дать детальные и подробные ответы;
- участники дают ответы анонимно и независимо;

- ответы аккумулируются в центральном органе, они суммируются для составления итогового интегрального документа, в котором объединены все возможные варианты решения проблемы;

- все участники получают копию итогового документа;

- в результате ознакомления и изучения данного документа участники могут изменить своё мнение по поводу предложенных ими вариантов решения данной задачи;

- этапы четыре и пять повторяются столько – сколько это нужно для выработки решения которое всех устроит, то есть до полного согласования.

Этот методический подход обеспечивается независимостью суждений всех участников сформированной для этих целей группы. При этом временные затраты на выработку согласованных решений возрастает, а число возможных альтернатив решения существенно «скукоживается» (уменьшается).

*«Мозговой штурм»* – это весьма известный метод, которым можно активизировать творчество работников в производственной деятельности организации. С помощью метода можно решить самые трудные задачи через использование специфических, нетрадиционных правил проблемного обсуждения. Используется повсеместно на предприятиях для решения широкого круга проблем с помощью нетрадиционных приёмов поиска оптимальных решений.

Указанный метод впервые был предложен Осборном А. в 50-х годах прошлого века [8]. Он базируется на гипотезе, что главным препятствием среди множества других для создания «свежих», новаторских идей выступает «страх оценки», то есть работники зачастую не делятся публично своими неординарными, заслуживающими внимания, интересными и новыми идеями из-за боязни натолкнуться на непонимание, скепсис, а порой и открытый враждебный настрой со стороны коллег или руководства. Главной специфической особенностью данного метода является нейтрализация слагаемого элемента оценки на первоначальном этапе рождения новых идей. Последовательность применения метода по классике Осборна базируется на 2-х ключевых принципах: 1. Новая

идея нуждается в отсрочке окончательного приговора; 2. Количество переходит в качество.

Такой методический подход подразумевает использование следующих принципов:

1. Критика в адрес авторов на этапе зарождения (генерации) полностью недопустима и исключена. Сотрудники-участники групп не должны бояться, что их будут «бичевать» за их идеи.

2. Сотрудникам необходимо создать условия для полного раскрепощения мыслей и воображения, их фантазии должны быть в «свободном полёте». Не подвергаются критике, а даже приветствуются всякие даже фантастические или абсурдные мысли, идеи и предложения.

3. Допускается плюрализм идей, в количественном плане их должно быть как можно больше, причём от каждого актёра-участника группы.

4. Далее актёров просят совершенствовать идеи других участников путем комбинирования компонентов из разных идей.

5. На пятом, конечном этапе на основе экспертных оценок происходит выбор лучшего, рационального и эффективного решения.

В последнее время широко стал использоваться «электронный» мозговой штурм, который позволяет обеспечить 100 % анонимность, исключить «страх оценки» и другие проблемы традиционного использования метода благодаря применению интернет-технологии [7]. Интернет-технологии позволяют актёрам-участникам высказывать идеи одновременно, параллельно не ожидая своей очереди, что исключает эффект «блокировки продуктивности идей», то есть человек стоящий в очереди может забыть идею или передумать её озвучивать из-за боязни критики. В группу для решения сложных задач могут быть вовлечены участники из разных сфер и профессий. Командная работа позволяет существенно повысить качество вырабатываемых проектных решений.

Следовательно, *экспертная оценка* состоит из системного набора процедур, методов и приёмом специалиста-эксперта для аналитической обработки информации по результатам которой принимается взвешенное и обоснованное

решение проблемы. Эта группа методов оценки инновационно-инвестиционных проект-рисков опирается на интуицию, знания, опыт и компетенции специалиста-эксперта, которые он использует при поиске максимально оптимального решения. Методы рассмотренной группы риск-оценки инновационно-инвестиционных проектов достаточно эффективны в условиях изменчивой внешней среды (кризисов, «санкций» и т.д.) ввиду способности экспертов решать и комбинировать глобальные и частные задачи, наличия репозитория (банка данных) и информации по возникновению и воздействию инновационных рисков в историческом аспекте, опыта и интуитивного мышления о возможных вариантах развития событий в будущем. Главным недостатком этих методов считается субъективизм экспертов, который может сказаться на качестве решений. При этом если использовать математические, количественные методы оценки мнений акторов-экспертов этот недостаток можно купировать (нейтрализовать).

Вероятностные и статистические методы оценки риск-факторов входят в аналитическую группу методов.

Методы *статистической оценки* опираются на статистику убытков (потерь, утрат) в схожих сферах деятельности, прогнозировании частоты и вероятности возникновения убытков.

Самым известным из существующих является статистический метод создания «*дерева решений*». Он используется при риск-оценке ИИ-проектов, которые имеют четко очерченный круг по количеству обозримых альтернатив развития. В этой связи следует отметить, что специалисту для формирования «дерева решений» нужно иметь достоверную, полную и точную информацию о времени и вероятности возникновения множества разнообразных сценариев реализации ИИ-проекта в контексте его результативности и совершенствования.

Метод «дерево решений» показывает наглядно и понятно возникновение причинно-следственных взаимосвязей и графическую «картинку» появления событий. Данный метод, при его применении в геологоразведке залежей нефти (проектов нефтепоиска), обеспечивает выявление и оценку риска убытка от ре-

ализации инновационно-инвестиционного проекта, что крайне важно для успешного освоения нефтяного актива в случае открытия новых перспективных залежей углеводородного сырья (нефтяных месторождений).

Наряду с имеющимися достоинствами («плюсами») этот метод ограничен «физической» невозможностью проанализировать всё многообразие альтернатив возможного событийного развития. Кроме того для построения сценариев необходимо обладать всей полнотой информации (что не всегда возможно) о различных вариантах развития ИИ-проектов и учитывать время и вероятность их реализации. Поэтому данный метод используется достаточно ограниченно и не имеет свойства универсальности.

Методической опорой *вероятностных методов* служат экономико-математические модели, методы и подходы. Наибольшую известность и применимость получило имитационное моделирование, которое выступает доминирующим, сильным методом в экономическом анализе. В целом имитация – это процедура экспериментов на персональном компьютере (ПК) со сложными системами и матмоделями. В процессе оценки инновационных рисков экспериментальной базой служат прогностические данные о ценах, издержках, объёмах продаж, прибыли и т.д.

Имитационное моделирование – это множественность количественных экспериментов для определения эмпирических оценок уровня влияния исходных величин (факторов) на запланированные производственные показатели (результаты). Наиболее известным методом этой группы является метод Монте-Карло. Плюсы метода заключаются в максимальном учете всех подвидов риск-факторов и информации, которой располагает эксперт. Минус – линейная зависимость результатов от прогнозной экспресс-модели эксперта и качества её разработки. Дальнейшее развитие данной группы методов привело к созданию (открытию) метода сценариев и метода вариации проектных параметров (метод анализа чувствительности).

Метод *анализа чувствительности* заключается в определении конкретного результирующего (итогового, интегрального) показателя и его зависимости

от множества других показателей, которые его формируют. То есть данный метод показывает, что происходит с конечным, интегральным показателем при изменении значений исходных факторов и показателей их величин. В процессе анализа чувствительности традиционно меняют один исходный показатель, а значения других считаются константами, то есть неизменными величинами. На заключительном этапе использования метода строят график чувствительности. То есть с помощью графического моделирования показывают, как меняется главный фактора эффективности под влиянием изменения одного из исходных параметров. Для практической реализации метода и наглядности, как правило, используется программа EXCEL. Она демонстрирует воздействия отдельно взятых риск-факторов на итоговые показатели ИИП.

Недостатком рассмотренного метода является изолированное изучение изменений единственного фактора, при этом на практике всегда существуют взаимозависимости, взаимосвязи и взаимопроникновения факторов влияния.

Метод чувствительности применяют для оценки эффективности нефтедобывающего ИИ-проекта при определении доминирующих рисков и оценки уровня влияния риск-факторов на результирующий (интегральный) показатель эффективности нефтедобывающего ИИ-проекта в отрасли.

В ходе анализа инновационных рисков с применением *метода сценариев* выполняются следующие этапы и процедуры:

1. Происходит построение, как правило, 3-х альтернативных сценариев (оптимистический, реалистический и пессимистический) развития событий в результате изменения главных исходных величин.
2. Каждой альтернативе дают оценку вероятности проявления.
3. По каждому сценарию определяют PI, IRR или NPV и их отклонений от среднестатистических показателей.
4. Анализируются результаты по критерию вероятностных проявлений.

Наименее рискованными считаются инновационно-инвестиционные нефтепоисковые проекты с минимальным коэффициентом вариации и отклонениями от стандартных величин.

Моделью в данном контексте выступают сценарии отклонений доминантных исходных величин.

Данный метод основан на создании 3-х видов сценариев, включая пессимистический, реалистический и оптимистический сценарий выполнения ИИ-проекта в сфере нефтедобычи, с количественным определением интегрированных проектных показателей. При этом, описанный метод не лишен недостатков, в частности если внешняя среда в которой реализуется ИИ-проект нефтедобычи крайне динамична и подвижна (санкции, кризисы, частые изменения в законодательстве), тогда строить прогнозные сценарии весьма трудная и порой неосуществимая задача.

Методы на основе поправок и корректировки дисконтированной ставки. Ставкой дисконта может выступать ставка дохода на вложенный акторами инвесторами капитал в соизмеримые по степени риска инвестиционные объекты и активы.

В современных реалиях для анализа нефтедобывающих ИИ-проектов широко стали использоваться следующие методы: метод Cumulative Capital Model (кумулятивного построения (КП)), средневзвешенной стоимости капиталов (ССК) и оценки капиталактивов (ОКА). Для определения дисконтной ставки последними методами (ССК и ОКА) требуются достоверные сведения с фондовых рынков, поэтому оценка нефтедобывающих ИИ-проектов данными методами сопряжена с трудностями. В этой связи метод КП в нашем случае гораздо предпочтительнее.

Метод КП базируется на индивидуальной оценке инновационных рисков экспертами с учетом и поправкой на ставку безриска:

$$d = d_{Rf} + \sum_{i=1}^K d_{Rp} \quad , \quad (1)$$

где  $d_{Rf}$  – реальная ставка безриска, не учитывающая инфляционные показатели;

$i = 1...K$  – количество риск-факторов, которые рассматриваются в конкретном ИИ-проекте;

$d_{Rp}$  – поправка (корректировка или премия) за каждый вид инновационного риска.

$d_{Rp}$  рассчитывается по зависимости:

$$d_{Rp} = d_{tr} + d_{pr} + d_{er} + d_{rr} + d_{enr} + d_{gr}, \quad (2)$$

где  $d_{tr}$  – поправка за технологический риск,  $d_{pr}$  – поправка за производственный риск,  $d_{er}$  – поправка за экономический риск,  $d_{rr}$  – поправка за научно-исследовательский риск,  $d_{enr}$  – поправка за экологический риск  $d_{gr}$  – поправка за геологический риск.

Описанный метод позволяет давать прогнозы показателей cash flow (денежных потоков) с учетом их временных изменений. Метод используется половиной существующих предприятий в Европе для стоимостной оценки собственных капиталов [24].

Главная идея состоит в поправке нормы дисконта (базовой) являющейся оптимально приемлемой или безрисковой, в частности, процент дохода по гособлигациям. Корректирующая поправка происходит на основе сложения базового дисконта с размером риск-премии за ИП, а затем пересчитывают показатели эффективности PI, IRR или NPV ИИ-проекта по новой базовой норме.

Основные «плюсы» представленного метода заключаются в доступности, понятности и простоте вычислений. Однако наряду с плюсами есть и «минусы»:

1. Конечные результаты зависят исключительно от одного показателя – величины премии за инновационный риск.
2. Метод не позволяет произвести оценку будущих потоков платежей и их вероятностных распределений.
3. Метод ограничен расчетом показателей PI, IRR или NPV (это обратная сторона «медали» – простоты метода) и их зависимости от нормы дисконта.

Но несмотря на данные «минусы» метод достаточно популярен и применим во многих сферах деятельности.

*Методом эквивалентов*, который входит в группу методов корректировки, проводится поправка величин потока платежей (ПП), с помощью специфических «а» коэффициентов (которые называются множители или коэффициенты определённости / достоверности) для всех временных этапов реализации нефтедобывающего ИИ-проекта.

После определения значений коэффициентов (делается это, как правило, методом экспертных оценок) подсчитываются показатели PI, IRR или NPV для платежного скорректированного потока. К реализации берётся ИИ-проект, который обеспечивает максимальный NPV.

Существующие недостатки метода эквивалентов:

– трудности при количественной оценке коэффициентов определённости, адекватных риску на каждой фазе проектного цикла;

– отсутствие возможности детального анализа и оценки вероятностных распределений доминирующих параметров проекта.

На основе сравнительного контент-анализа методов оценки инновационных рисков сделаны авторские рекомендации по их приоритетному использованию в зависимости от вида инновационного риска и с учетом специфики нефтедобывающих ИИП ВИНК, формализованные в матричной форме в таблице 2.4. Рекомендации интегрированы в модель реализации ИИП в нефтедобыче, учитывающей ФИР.

Таблица 2.4 – Рекомендации по приоритетному использованию метода оценки в зависимости от вида инновационного риска ИИП, реализуемого нефтедобывающими предприятиями ВИНК

Вид инновационного риска ИИП	Методы оценки инновационных рисков								
	Методы корректировки		Аналитические методы				Методы экспертизы		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Научно-исследовательские							Р	Р	Р
Геологические		Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
Технологические		Р	Р	Р	Р		Р	Р	Р
Кадровые				Р			Р	Р	Р
Экологические		Р					Р	Р	Р
Производственные				Р		Р	Р	Р	Р

## Окончание таблицы 2.4

Информационные							Р	Р	Р
Экономические	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
Правовые							Р	Р	Р

Примечание: «Р» – рекомендация к приоритетному использованию метода; методы: 1 – метод эквивалентов; 2 – метод корректировки нормы дисконта; 3 – метод сценариев; 4 – метод чувствительности; 5 – имитационное моделирование (метод Монте-Карло); 6 – метод построения «дерева решений»; 7 – метод «мозгового штурма»; 8 – метод Дельфи; 9 – рейтинговый метод.

Подытоживая параграф 2.3, необходимо отметить: обзор методов анализа и оценки инновационных рисков используемых предприятиями нефтедобычи, проведенный в данном разделе, показал, что все они имеют свои «плюсы» и «минусы» (достоинства и недостатки) в контексте их применения в системной оценке эффективности инновационно-инвестиционных проектов (ИИП). Каждый метод имеет свою процедуру, этапы и область применения, которые в основном и показывают возможности, особенности и универсальность методов.

Ключевым моментом в предложенных методах оценки является количественный расчет, в котором используются реальные и точные цифровые практические данные. При этом с целью повышения достоверности проводимой оценки эффективности ИИП в нефтедобывающей промышленности в существующих условиях наряду с оценкой факторов отраслевого риска целесообразно учитывать и оценивать факторы инновационного риска реализующие технологические, научно-исследовательские, геологические, экологические и другие виды ИР. Основной спецификой данных факторов влияния является тот факт, что у них нет чётких числовых параметров (показателей). Как правило они описываются словесно и характеризуются как: хороший – плохой; нерискованный – рискованный; качественный – некачественный; перспективный – не перспективный; не опасный – опасный; эффективный – неэффективный и т.д. Это приводит к значительным трудностям при их учёте и количественной оценке в процессе реализации ИИП. В связи с этим, необходимы дальнейшие научные исследования и разработки по проблеме усовершенствования методик количественного учёта, анализа и оценки инновационных рисков, устраняющие

«узкие места», пробелы и недостатки существующих методов. К этим вопросам обратимся в 3 главе данной работы.

### **2.3. Формирование механизма оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков в АО «НК «Нефтиса»**

Начнем данный параграф с разбора основных элементов и фундаментальных принципов анализа и оценки инновационных рисков. Результаты предыдущих параграфов работы позволяют констатировать, что инновационные риски являются имманентной характеристикой проектной инновационно-инвестиционной деятельности ВИНК. Соответственно, системный анализ и учет ИР должны быть интегрированы в комплексную проектную деятельность, осуществляемую ВИНК в современных реалиях. Грамотная идентификация и учет инновационных рисков должны стать краеугольным камнем всей инновационно-инвестиционной деятельности ВИНК. Подразделения, не обеспечившие надлежащее функционирование системы учета инновационных рисков (СУИР или англ. «innovative risk accounting systems» (IRAS)), подвергаются разрушительному воздействию разнообразных рискованных исходов и событий. В качестве иллюстрации можно привести пример непредвиденных и зачастую существенных финансовых убытков, которые провоцируют флуктуации денежных потоков и котировок акций, тем самым компрометируя деловой имидж организации в восприятии инвесторов, партнеров и собственного персонала.

В ответ на череду недавних экономических и политических потрясений, организации в отдельных производственных сферах начали вкладывать существенные денежные ресурсы в создание и оптимизацию СУИР. Исследование, проведенное в 2024 году KPMG и опубликованное в издании «The Economist» подтверждает это: свыше 50% опрошенных компаний уже апробировали и внедрили СУИР, причем свыше 41% из них обладают зрелыми и хорошо развитыми механизмами. Ещё около 36% находятся на этапе (в процессе) создания СУИР, незначительная доля (2,9%) фирм их не имеет вовсе и даже не планирует их создавать и улучшать (рис. 2.5) [111].



Рисунок 2.5 – Этапы внедрения СУИР по результатам аналитической работы КРМГ

При рассмотрении различных отраслей экономики становится очевидным, что финансовый сегмент обычно превосходит другие по уровню продвинутости (зрелости, развитости) своих систем учета инновационных рисков. В нефтедобывающем секторе WINK предстоит пройти долгий путь, чтобы достичь зрелого состояния системы, где идентификация, анализ, оценка и учет рисков пронизывает все инновационные бизнес-процессы, а СУИР полностью интегрирована в инновационно-инвестиционную деятельность предприятия и учитывается в каждом проектном решении (рис. 2.6).

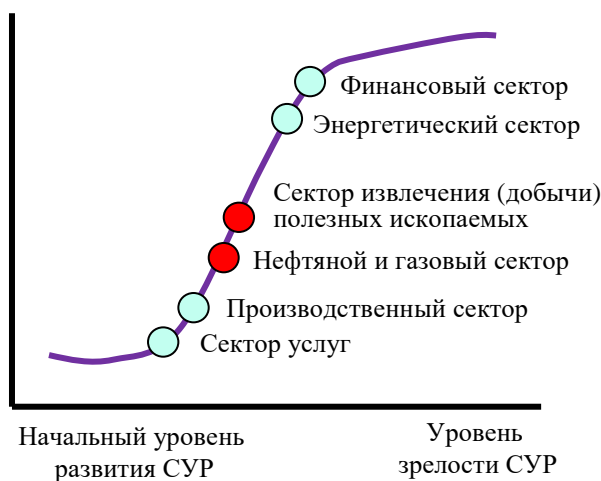


Рисунок 2.6 – Уровень зрелости IRAS в отраслях экономики [109]

Анализ и оценка рисков как область научного познания зародилась в семидесятые годы прошлого века. Эволюция системного анализа инновационных рисков (САИР или англ. «system analysis of innovative risks» (SAIR)), привела к существенному расширению его предметной области и круга очерчиваемых задач. Если на заре своего становления SAIR ограничивался анализом рисков технического свойства, затем перешел к антикризисному функционированию, банкротству и инвестиционно-финансовым рискам, то сегодня он охватывает весь спектр методических подходов к мониторингу инновационных рисков ИИП в организации от комплексного анализа и количественно-качественной оценки до упреждающих воздействий и минимизации любых инновационных рисков и их потенциальных угроз и ущерба, как краткосрочных, так и долгосрочных.

Опираясь на материалы из открытых источников ВИНК можно констатировать, что нефтяные структуры имеют разный уровень зрелости СУИР, в частности:

1. Совет директоров обследуемых предприятий осознаёт существенное воздействие широкого спектра разнородных риск-факторов на эффективность функционирования ВИНК и проектную реализацию.
2. Отдельные ВИНК разработали комплекс мер по купированию отрицательных последствий инновационных рисков на работу компании.
3. Большинство ВИНК внедрили СУИР (IRAS) с разной степенью зрелости.
4. Практически все ВИНК осуществляют комплексно учёт, анализ и количественную оценку ОР и ИР в инновационно-инвестиционной деятельности.
5. Учет инновационных рисков (УИР) предприятия как единая процедура объединяет фазы мониторинга, выявления, идентифицирования; оценивания, контроля и регулирования инновационных рисков.
6. Современный тренд заключается в тесном интегрировании систем AIR с системами управления предприятием при осуществлении инновационно-инвестиционной деятельности.

7. В отдельных ВИНК для анализа и учета инновационных рисков создается самостоятельная структура.

8. УИР анализируется во взаимосвязи с ростом качества принятия проектных решений.

Эти данные свидетельствуют о положительной динамике изменений в сфере внедрения СУИР в ВИНК, её безальтернативному развороту к лучшим показателям. Процесс стал носить организованный и системный характер в нефтедобывающих компаниях, стал более управляемым, а проектные решения в инновационно-инвестиционной деятельности более обоснованными.

Эволюция корпоративной деятельности в сторону интеграции риск-ориентированного подхода к реализации ИИП в ВИНК обусловила целесообразность унификации методологии оценки рисков (МОР) и формирования надлежащей нормативно-правовой базы. Данные инициативы продуктивно реализуются в отдельных развитых государствах и находят одобрение в рамках межотраслевых альянсов и ассоциаций (табл. 2.5). В качестве иллюстрации можно привести «Руководящие указания», как документ регламентирующий решения по оценке рисков (Канада, 1997 г., CSA Q 850:1997), и «Руководящие указания» (Япония, 2001 г., JIS Q 2001:2001) стандартизирующие этапы формирования и реализации SAIR в крупных вертикально интегрированных компаниях. В дальнейшем аналогичные разработки появились и в других странах (НСОР – нацстандарт оценки рисков Австрии, НСОР Австралии и т.д.).

Таблица 2.5 – Регламентирующие документы учета рисков (УР)

Всемирные нормативные документы	Нормы и правила профальянсов	Нацстандарты (государственные)
Создатель: Всемирная организация стандартизации <i>ISO 31000:2009</i> <i>Анализ рисков – Принципы и рекомендации</i>	Создатель: Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (USA, 2004 г.) <i>Стандарт COSO (Комитета спонсорских организаций США)</i> Создатель: Компания PricewaterhouseCoopers LLP (Канада, США, 2004 г.)	Канада: <i>Рекомендации по анализу, оценке и учету рисков для лиц, принимающих решения</i> CSA Q 850:1997 Япония: <i>Руководящие принципы по разработке и внедрению СУР</i> JIS Q 2001:2001 Австралия: <i>Стандарт</i>

		<i>учета и оценки рисков</i>
	<i>Комплексная система анализа корпоративных рисков ERM</i> Создатель: Federation of European Risk Management Associations (Европа, 2002 г.) <i>Стандарт (регламент) анализа и оценки рисков FERMA</i>	AS 4360:2004 Австрия: <i>Руководство для организаций и систем – Элементы системы анализа рисков</i> ONR 49001: 2008 06 01 Россия: <i>Стандарт РФ (Анализ риска: руководства и принципы)</i> ГОСТ Р ИСО 31000-2010

Параллельная деятельность профессиональных союзов в направлении стандартизации анализа и оценки рисков закончилась формированием важных регламентирующих документов, а именно «Стандарт анализа и оценки рисков (СТАОР) FERMA», разработчик Federation of European Risk Management Associations (Европа), Standard COSO (Committee of Sponsoring Organizations (США), и российский аналог – Анализ риска: руководства и принципы (ИСО 31000-2010).

Российский стандарт во многих аспектах корреспондируется с международным стандартом серии ISO 31000, регламентирующий УР. Сравним специфику стандартов на примере КОСО, ФЕРМА и ИСО 31000. Результаты сведём в таблицу 2.6 и рис. 2.7.

Таблица 2.6 – Отличительные черты ключевых стандартов анализа, оценки и учета рисков COSO, FERMA и ISO

Критерии	КОСО	ИСО	ФЕРМА
Методология и алгоритмы оценки рисков	Отражены	Не нашли отражение	Отражены
Документооборот	Внутрикорпоративный отчет, открытый риск-отчет для внешнего контура и инвесторов	Отчет о начале внедрения СУР, план развития	Упрощенная внутренняя риск-отчетность
Оргструктура УР	Руководство материнской компании ВИНК → Бизнес-единица → Специалист по УР	Интеграция СУР в инновационные бизнес-процессы и внутренний контроль	Администрация → Бизнес-единица → Специалист по УР

Оцениваемые риски	Инновационные и отраслевые на уровне ВИНК-корпорации и реализуемых ею ИИП со знаком «-», то есть приносящие ущерб	Все риски без исключения, все уровни, воздействия как «+» так и «-»	Инвестиционные, операционные, стратегические и др.
Концептуальный характер	Анализ, оценка и учет риска главные элементы стратегии развития, приоритет – выявлять, распознавать и учитывать инновационные риски (ИР)	Оценка риска становится приоритетной задачей и бизнес-процессом для достижения других целей предприятия	Анализ риска главный элемент реализации стратегии предприятия
Преграды, рамки, лимиты, запреты, пределы	Предприятие должно перестроить систему управления на основе принципов КОСО	Нет	Нет
Область применения и масштаб	ВИНК	Любая	ВИНК

Стандарт КОСО служит методологическим базисом и квинэссенцией для понимания и построения эффективной системы УИР в вертикально интегрированной компании [179]. Он предлагает детальные указания по её формированию. КОСО рассматривает УИР как многокомпонентный процесс, где каждый элемент тесно связан с другими системными элементами. Согласно КОСО, процедура УИР складывается из зависимых, интегрированных элементов, формализованных в трёх плоскостях в виде матричного куба (рис. 2.7). Такая форма визуализирует взаимные связи между: миссией и стратегией ВИНК, оргструктурой, элементами процедуры анализа инновационных рисков, включая выявление, анализ и количественно-качественную оценку инновационных рисков, мониторинг внешней среды, реакцию на появление инновационных рисков, средства минимизации последствий, информационный контроль и т.д.

В Европейском стандарте ФЕРМА – УР выступает как ключевое звено стратегии развития предприятия. Главная задача – выявить и формализовать риски, повысить их регулируемость и минимизацию. СУР по принципам ФЕРМА должна иметь подсистему контроля и мониторинга за реализацией плано-

вых, намеченных работ, подсистему мотивации персонала и методику оценивания эффектов от выполненных работ.

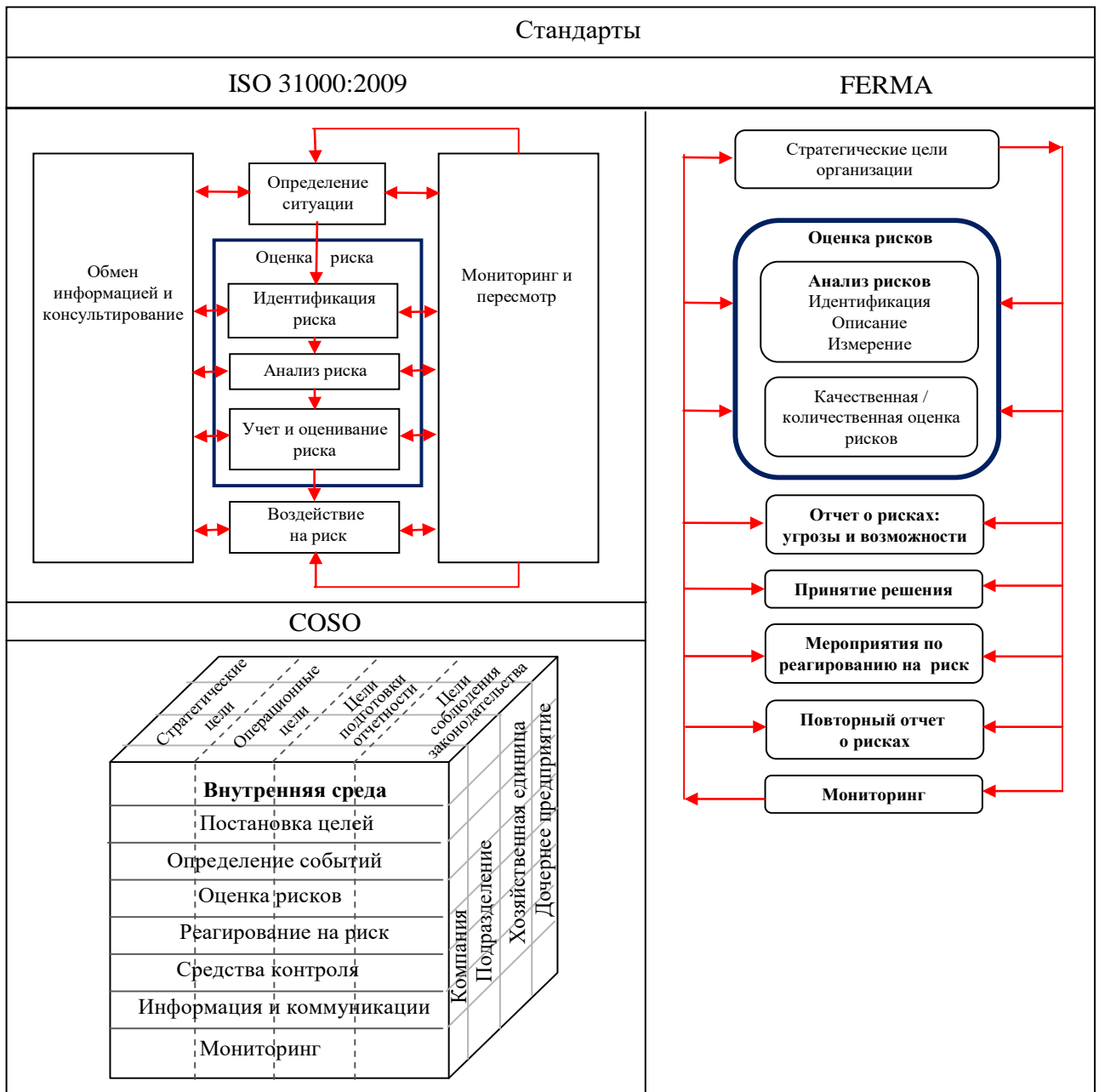


Рисунок 2.7 – Сравнительный анализ стандартизированных подходов к УР

Норматив классифицирует 4 типа риска ВИНК, включая финансовые, операционные, стратегические и просто угрозы. В стандарте также прописано:

1) Описание фаз процесса оптимизации рисков с указанием требуемой детализации в зависимости от того, кто участвует в этом процессе (руководство материнской компании ВИНК, структурное подразделение, отдел, дочернее

предприятие, риск-аналитик, акторы-партнёры и поставщики компании). Для каждого актора-участника и контрагента УР готовится либо внутрикорпоративная отчетность либо внешняя информационная справка о рисках.

2) Характеристика, раскрывающая организационную составляющую УР, в частности, Администрация ВИНК – Бизнес-единица – Специалист по УР, вдобавок методические рекомендации по созданию корпоративных стандартов по УР (например, Программа по УР АО «НК «Нефтиса»).

Как правило в приложениях к нормативу дан алгоритм риск-анализа и оценки, рассмотрены существующие примеры из практики добычи УВС.

Для единообразия в определениях, связанных с УР в 2002 году «вышел в свет» стандарт «Термины и определения» ИСО/МЭК 73:2002. Этот устранило «узкие места» в области терминологии УР. Последующим шагом стала подготовка унифицированного документа в сфере УР, а именно разработка принципов и рекомендаций под грифом ИСО 31000 [41-43].

В его базис заложен австралийский норматив. Но были и отличия. В частности, такие фазы и разделы как выявление и распознавание риска, его оценивание и контент-анализ рассматриваются в комплексе, а не как отдельные составные части. Вдобавок, в документе содержится рекомендация по созданию репозитория (банка данных) по идентификации, количественной оценки, особенностям ИР при добычи углеводородного сырья (УВС) для дальнейшего его использования компаниями ВИНК при инициации ИИП.

Норматив признает, что процесс оценки и учета ИР не носит самостоятельного характера, он должен органично вписываться в организационную структуру ВИНК, быть частью общей системы функционирования, а также работать с другими бизнес-процессами предприятия «в унисон» в рамках реализации ИИП.

В числе ключевых положений, влияющих на результативность УР ИИП, в нормативе прописаны следующие:

1. Оценка рисков генерирует экономическую и неэкономическую выгоду для организации. Из неэкономических это – охрана труда, экологическая без-

опасность, соблюдение правовых норм, финансовое планирование, имидж компании.

2. Оценка рисков является неотделимой слагаемой организационной культуры предприятия.

3. Процесс идентификация, анализа и оценки рисков должен быть органично встроен в процесс принятия проектных решений, являться его частью.

4. Анализ рисков ВИНК должен быть адаптирован под особенности добычи УВС.

5. Анализ рисков принимает во внимание как культурный, так и человеческий контекст.

Следование модели ISO позволит нарастить эффекты от учета рисков, гармонично встроить СУР в единую информационную сеть организаций ВИНК, создать репозиторий рисков в сфере нефтедобычи, формировать прозрачные отчеты о рисках и их последствиях.

Ключевую роль в СУР играет высшее руководство нефтяного холдинга. Оно несет ответственность за формирование «правил игры» по реализации стандартов (нормативных моделей) и поддержание (не ухудшение) ситуации по их продуктивности в пределах ВИНК.

Резюмируя, необходимо выделить, что в ISO прописан УР не просто как самостоятельный процесс, а учтены интеграционные взаимосвязи с остальными бизнес-процессами фирмы для достижения максимальной эффективности, что подчеркивает важность комплексного (системного) подхода.

Риск-факторы выступают неизбежным составным элементом в любом виде деятельности нефтяного предприятия, отсюда «режиссирование» ими необходимо выполнять постоянно и на безостановочной комплексной основе, системный анализ и оценка рисков должны стать неотделимой слагаемой процесса реализации ИИП нефтедобывающими предприятиями.

Результативность построенной системы интегрированного анализа, оценки и учета инновационных рисков напрямую связана с базовыми концептуальными подходами к риск-анализу на которые ориентируется каждая в отдельно-

сти компания нефтяного бизнеса. В теории и практики экономики инноваций имеется три опорных подхода к анализу рисков, включая процессный, ситуационный и системно-интегрированный или комплексный подходы. Обозначенные методические подходы служат базисом для построения интегрированных моделей учета и оценки ИР в нефтедобывающей отрасли (рис. 2.8).



Рисунок 2.8 – Системообразующие подходы к созданию интеграционной модели учета и оценки инновационных рисков ИИП [14]

Ситуационный подход базируется на выборе самого приемлемого варианта анализа и оценки рисков исходя из текущих условий хозяйствования. Исходя из этого он априори не является системным, носит точечный характер и имеет ограниченную степень влияния на риски, вдобавок достаточно низкую регуляторную функцию.

Процессный подход более формализован, опирается на функции администрирования и их взаимосвязи, однако, он также не является системным поскольку охватывает только процессную составляющую по отдельным сферам деятельности.

Интегрированный подход к системному УИР выступает процессом безостановочным и охватывает всю проектную деятельность ВИНК по сферам и видам. Системно-интегрированный подход позволяет НК гармонично и в срок выполнять запланированные стратегические задачи, формировать единую,

комплексную модель системы учета и оценки инновационных рисков, встроенную (интегрированную) в общую систему управления НК.

Трендом последних лет в работе ВИНК является создание единой, универсальной и эффективной RAS, охватывающей все аспекты деятельности. Методологическим базисом, опорой для построения и усовершенствования подобных СУР служит специфика анализа и оценки инновационных рисков по отраслям:

1. Риски могут быть как со знаком «+», так и «-», то есть иметь как позитивные, так и отрицательные исходы. Соответственно УИР может также иметь как убыточные, так и успешные сценарии. Природа УИР заключается в поиске оптимальных альтернатив для усовершенствования реализации ИИП путем исключения негативных ситуаций и исходов, минимизации потерь при проявлении инновационных рисков на основе методик экспресс-анализа отклонений количественных показателей инновационного риска от плановых индикаторов инвестора (рис. 2.9).

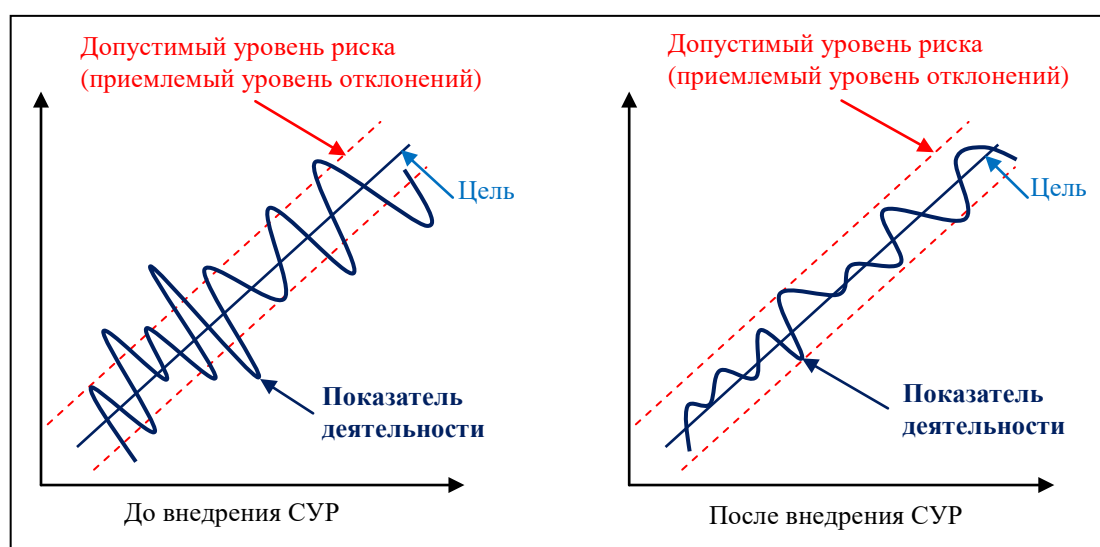


Рисунок 2.9 – Эффективность внедрения системы учета инновационных рисков на основе показателя финансовой устойчивости ВИНК

2. Для обоснованного принятия проектных решений, необходим глубокий анализ и оценка потенциальных рисков. В УР должна быть логика и струк-

турная организация направленная на конечный результат, которые позволяют ВИНК определять векторы дальнейшего развития, наращивать результативность бизнес-операций, обеспечивать устойчивость показателей эффективности ИИП. Интеграция СУИР в ежедневные задачи ВИНК является ключевым фактором успеха. Процесс УР должен работать синхронно в увязке с другими бизнес-процессами организации.

3. Для УР нужно нестандартное мышление, работающее на опережение. УР это не «тушение пожаров», а скорее предвидение того, где они могут возникнуть, и подготовка к ним. Структурированный подход к УР способствует построению интегрированной системы учета и оценки ИР, нацеленной на превентивное решение потенциальных угроз.

4. Для успешного УР необходимо разграничить зоны влияния, определить кто и за что отвечает и делегировать полномочия лицам принимающим решения. Руководящий состав материнской компании холдинга последняя инстанция и главный ответчик за УР в ВИНК. Именно он наделяет персонал конкретными правами и обязанностями. Все решения должны быть в рамках закона и соответствовать миссии ВИНК. Поэтому архиважно найти золотую середину между регулируемостью и ответственностью за риски.

5. Успешность УР определяется интеграционными связями между акторами и стейкхолдерами процесса. Он охватывает как внешний так и внутренний контур бизнес-среды, что соответственно подразумевает взаимосвязи и сотрудничество внешних и внутренних стейкхолдеров и акторов УР. Для слаженного УР необходимо настроить интеграционные и кооперационные связи внутри ВИНК.

Обобщая ключевые положения УИР, подчеркнём, что инновационная стратегия УР в подразделениях ВИНК нацелена на достижение двух архиважных целей: нахождении бизнеса «на плаву» в состоянии устойчивости и балансирование показателей в запланированных рамках с минимальными допзатратами на риск за счёт непрерывного усовершенствования компонентов модели интегрированного анализа, оценки и учета ИР [121].

В дополнение проанализируем действующие в ВИНК IRAS и предложим собственную модель системы интегрированного анализа, оценки и учета ИР при реализации ИИП по добыче УВС. В качестве обследуемого предприятия выбрана АО «НК «Нефтиса».

АО «НК «Нефтиса» является масштабной ВИНК, работающей по классической вертикально интегрированной схеме «от скважины до заправки», занимает 107 место в рейтинге 200 самых крупнейших частных компаний РФ с оборотом (выручка) 103,9 млрд. руб. в год (по данным 2021 года) [111]. Бизнес-структура Нефтисы состоит из следующих элементов-направлений деятельности: 1) поиск и добыча УВС, 2) глубокая переработка УВС в нефтехимическом комплексе; 3) реализация нефтепродуктов; 4) производство электроэнергии из возобновляемых источников – солнца и ветра, «зелёные» инновации и технологии.

Компания, являясь крупным стейкхолдером в РФ по объему оборота и размерам, стремится сохранить свои позиции. Одним из ключевых элементов этой стратегии выступает интеграция системы AIR в инновационные бизнес-процессы. Концептуальный подход к созданию СУИР в подразделениях АО «НК «Нефтиса» представлен ниже.

Стандартизация УР в НК «Нефтиса» адаптирована к мировым нормам и принципам, опорой внутреннего стандарта корпорации служит общепризнанный на Западе стандарт КОСО. Эта методология служит общей рамкой и не ограничивает права подчинённых организационных структур холдинга НК внедрять специфические или нефтеотраслевые нормы для решения задач «местного» значения, внутриорганизационных или конкретной бизнес-единицы. УИР в модели КОСО охватывает все без исключения слагаемые компоненты инновационного бизнеса НК «Нефтиса».

Данная система призвана предотвратить потенциальное воздействие рисков ИИП на корпоративные цели, включая тактические и стратегические, нормативно-правовые и документооборот.

В современных условиях импортозамещения предприятия нефтедобывающего сектора делают ставку на внедрение в практику интегрированной процессной модели учета и оценки инновационных рисков как достаточно успешной, результативной, оптимальной и социально-ориентированной.

Инновационные риски в отличие от отраслевых характеризуются новизной и неопределенностью, после реализации каждого ИИП в нефтедобыче ВИНК необходимо дополнять репозиторий (базу знаний ИР), которая послужит обратной связью для инициации следующих ИИП.

Для повышения эффективности процессов анализа, учета и оценки инновационных рисков усовершенствована интегрированная модель COSO (рис. 2.10).

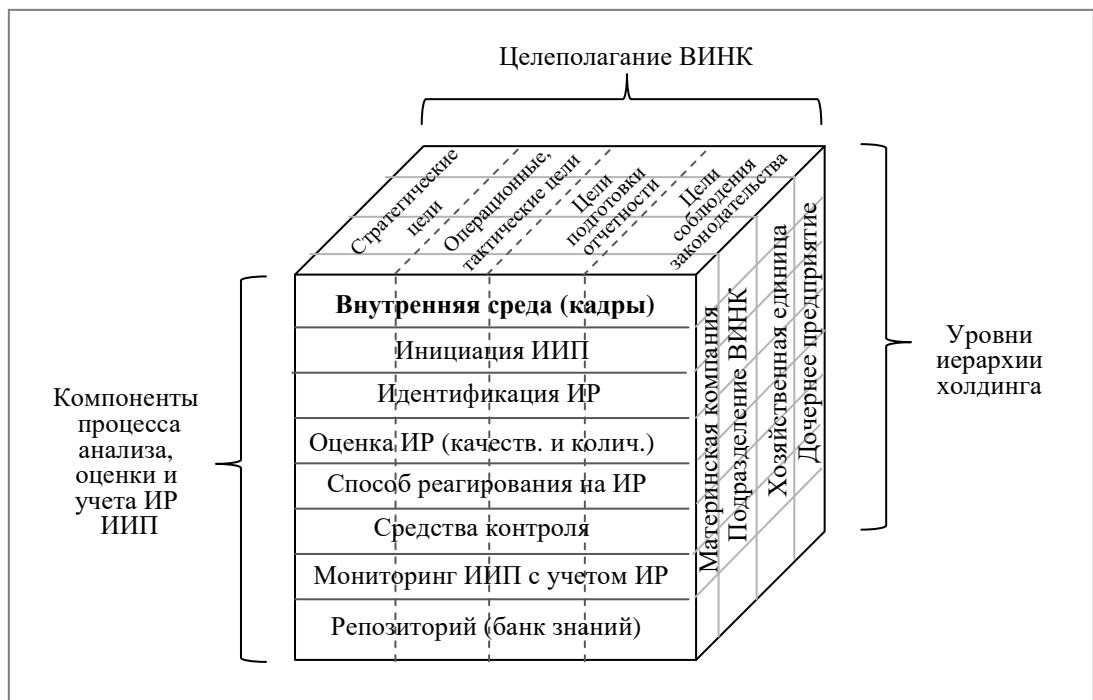


Рисунок 2.10 – Интегрированная процессная модель учета и оценки инновационных рисков при реализации инновационно-инвестиционных проектов ВИНК

Модель является методологическим базисом и квинтэссенцией для формирования репозитория (банка данных) ИР инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобыче. Модель встроена в общую систему управления компанией, базируется на принципах построения и стандартах ВИНК, включая не-

прерывность, системность, цикличность, интегрированность, распределенность, персонификацию, информативность, достаточность, экономическую целесообразность, эффективность, помогает избежать дублирования рисков при их идентификации, учете и оценке реализуемости ИИП.

Модель формализована в трех плоскостях матричного куба, который визуализирует многокомпонентный процесс и взаимосвязи между целеполаганием, уровнями организационной структуры ВИНК и элементами процедуры анализа ИР, включая: идентификацию, количественно-качественную оценку ИР, разработку стратегии и способов реагирования на ИР, мониторинг и контроль на этапе внедрения с возможностью корректировок риск-стратегии и процесса реализации ИИП с учетом ИР, формирование репозитория знаний о инновационных рисках реализованного ИИП.

Для успешной реализации ИИП с учетом инновационных рисков в рамках модели предложены следующие практические рекомендации:

1. Запуск с «цифрового двойника» – сначала тест на цифровой модели пласта и оборудования.
2. Пилот на малом участке – внедряют не 100 скважин на новом ГРП, а 2-3.
3. Если успех – тогда масштабирование.
3. Параллельный контур – если новая технология критична, оставляют резервный старый метод (бурение по традиционной сетке на случай отказа инновации).
4. Постоянный мониторинг – датчики в реальном времени сравнивают факт с прогнозом. При отклонении – остановка и анализ.
5. Гибкое финансирование – ИИ-проект разбит на транши, выделяемые только после подтверждения ключевых параметров (суточный дебит скважины, показатель приемистости, коэффициент извлечения нефти).

Таким образом, реализация ИИП в нефтедобыче делается поэтапно (stage-gate или «стадии-ворота»): после каждого этапа – решение «идти / не идти», продолжать ИИ-проект или останавливать [104].

Успех построения СУИР зависит от внутреннего контура НК, главным элементом которого является персонал и его корпоративный дух, приверженность традициям, особенности этически-религиозно-культурного характера. При построении интегрированной модели крайне важно понимать, чего мы хотим достичь, нужно сформулировать как общие цели компании, так и частные, ведь риски мешают их воплощению.

После постановки целей следует приступить к выявлению, детальному описанию, формализации, составлению профиля «портрета» инновационных рисков ИИП, с высокой вероятностью их реализации. Затем проводится анализ рисков, включающий, при наличии данных, оценку инновационных рисков количественными методами расчёта. На базе оценочных результатов разрабатывается стратегия противодействия «токсичным» рискам.

Контрольные механизмы нацелены на поиск используемых в практике и новых мер поддержки выбранной стратегии противодействия. Для адекватного функционирования УИР критически важен бесперебойный, налаженный информационный поток между всеми стейкхолдерами и акторами-сторонами, вовлечёнными в данный процесс.

Мониторинг будем понимать, как процесс, который помогает понять, насколько хорошо работают система идентификации, учета и оценки инновационных рисков и внутренний контроль, и как их можно улучшить. Он также включает в себя обновление информации о инновационных рисках и запись всех произошедших рискованных случаев. В конечном итоге на основе этих данных создаётся внутренний и внешний, открытый репозиторий по проявившимся негативным риск-исходам.

Сформулированные критерии легли в основу стандартизированных документов компании АО «НК «Нефтиса» по анализу и учету ИР. Сейчас основополагающими положениями АО «НК «Нефтиса» в сфере системы SAIR это:

1. Стратегическая политика по УИР в АО «НК «Нефтиса».
2. Регламент функционирования структур по УИР.

3. Алгоритмы по определению профиля инновационных рисков (ИР), их оценивания, определение мер воздействия, положения по мониторингу.

4. Количественные методы определения, формализации и процедуры оценивания инновационных рисков для структурных подразделений АО «НК «Нефтиса».

5. Инструкции и рекомендации по составлению отчетов о методах воздействия (реакции) на риски с целью их нейтрализации.

Детализируем отдельные моменты.

Принятая в АО «НК «Нефтиса» *стратегическая концепция* ставит цель, задачи, формирует понятийный аппарат и способы УИР. Данный стандарт выступает неким гарантом выполнения миссии ВИНК в условиях риска и неопределённости. Стратегия выступает вершиной айсберга и является фундаментом построения системы SAIR в Нефтисе.

Внутренний стандарт трактует СУИР как вид деятельности персонала и структурных отделов АО «НК «Нефтиса», нацеленный на купирование отрицательных риск-исходов в процессе реализации инновационно-инвестиционной деятельности для выполнения миссии ВИНК.

Базовым документом системы в АО «НК «Нефтиса» служит Политика в отношении УИР компании, в которой прописаны принципы создания СУИР в АО «НК «Нефтиса». Рассмотрим их подробнее.

Суть принципа *непрерывности* состоит в том, что УИР как процесс должен идти постоянно, чтобы соблюдать непрерывность технологических цепочек процессов производства.

Принципы *системности* и *цикличности* заключаются в том, что СУИР является взаимосвязанным элементом общей системы управления, которая состоит из многократно повторяющихся фаз (рециклов) процесса идентификации, анализа, оценки и учета инновационных рисков.

Так как АО «НК «Нефтиса» является ВИНК, то есть вертикально-интегрированной нефтяной компанией, следовательно её риски имеют большую географическую протяженность и разный уровень регулируемости. Выше-

сказанное характеризует принцип *распределённости* рисков АО «НК «Нефтиса».

Суть принципа *персонификации* заключается в уникальности и различной природе рисков, что предполагает назначение лиц, ответственных за мониторинг рисков и разработку мер воздействия в целях их нейтрализации.

Суть принципа *интегрированности* заключается в совместном учете факторов отраслевого и инновационного риска, при этом недопущении «дублирования» аналогичных рисков из разных классификационных групп при расчете экономической эффективности ИИП.

Принцип *информативности* заключается в том, что согласно законодательству инвесторы вправе получать правдивую и достоверную информацию о рисках компании и реализуемых ею ИИП. В противном случае НК будет закрыт доступ к свободному обращению акций на фондовых рынках.

Принцип *достаточности* основан на необходимости обеспечения ресурсами этапы идентификации, анализа, оценки и формирования мероприятий по реагированию на ИР. Их нехватка может привести к повышению уровня отдельных видов рисков и соответственно ненужным дополнительным расходам НК, связанным с их нейтрализацией.

Принцип *экономической целесообразности* опирается на сравнительный анализ затрат на минимизацию риска и ущерба от него, а также прогнозные сценарии возможности его проявления на практике.

Принцип *эффективности* заключается в инкорпорации параметров оценки инновационных рисков в финансовые модели (NPV) эффективности реализации ИИП.

*Комиссия по рискам* является коллективной структурой при гендиректоре АО «НК «Нефтиса». Принят регламент работы органа, включающий количество сотрудников, должностные инструкции, алгоритмы работы, права и обязанности специалистов, направления деятельности, порядок ликвидации. Задачами комиссии является систематический рост эффективности системы IRAS ВИНК АО «НК «Нефтиса» и составляющих её компонент и процессов. Секре-

тариат комиссии занимается составлением отчетов о инновационных рисках ИИП для высшего руководства компании.

*Алгоритмы* формализации риск-профиля ИИП регламентированы с опорой на *Стратегию* ВИНК, нормируемые документы *Комиссии* и всемирные стандарты по анализу и УР. Они способствуют непрерывной, каждодневной работе по усовершенствованию и модернизации системы IRAS в рамках АО «НК «Нефтиса».

Вдобавок данный документ даёт рекомендации по организационному профилю ВИНК с учетом реализации ИИП в условиях инновационной неопределённости и риска, описывает схему интеграционного взаимодействия и кооперирования акторов-стейкхолдеров IRAS, разграничивает их ответственность и полномочия на основе процессного подхода к УР.

Риск-стандарты АО «НК «Нефтиса» распространяются как на материнскую компанию холдинга, так и на остальные структурные подразделения и дочерние компании, входящие в ВИНК.

Механизмы внедрения СУИР могут дополняться внутрикорпоративными нормами АО «НК «Нефтиса», которые не идут «вразрез» принятым Стандартам и существующему Законодательству.

В Политике АО «НК «Нефтиса» риск сформулирован, как высокая вероятность наступления какого-либо события, которое может негативно повлиять на достижение компанией своих стратегических целей и задач. Стратегирование (выработка стратегии оптимизации) инновационных рисков подразумевает комплексный анализ, оценку, мониторинг, контроль и минимизацию возможных отрицательных ситуаций или событий для того чтобы гарантировать АО «НК «Нефтиса» выполнение своих поставленных планов и стратегических задач по реализации ИИП.

Опираясь на принципы, заложенные в документах, регламентирующих деятельность по стратегированию инновационных рисков компании, процесс нейтрализации совокупного инновационного риска является цикличным, все

мероприятия данного процесса происходят непрерывно одно за другим, процесс не носит законченного характера во времени (рис. 2.11).

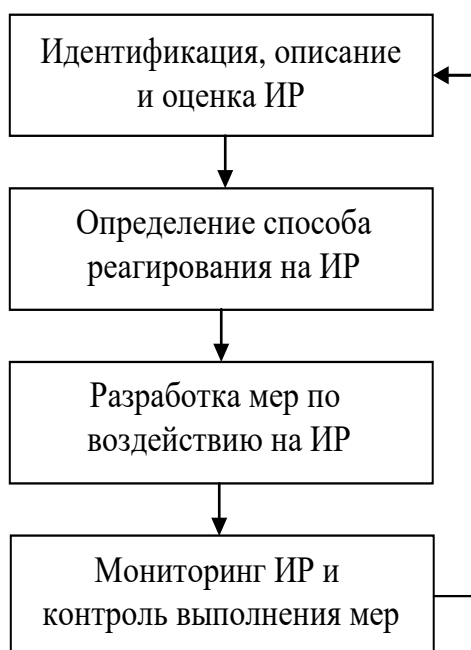


Рисунок 2.11 – Цикличность (этапы) стратегирования инновационных рисков в АО «НК «Нефтиса»

Исходя из рисунка 2.11, вначале осуществляется идентификация ключевых инновационных рисков, их формализация, анализ и оценка, затем определяются методы воздействия с целью их минимизации. Далее, в привязке к конкретному методу воздействия разрабатываются практические меры реагирования на инновационные риски в контексте выработки стратегии по их оптимизации.

Ответственные работники и специалисты осуществляют непрерывный мониторинг и контроль за различными метаморфозами в характеристиках инновационных рисков, корректируют риск-стратегии, регулируют и дополняют практические меры по их оптимизации, вдобавок проводят процедуры по выявлению новых инновационных рисков и актуализируют информацию в базах данных (репозитории) о ранее идентифицированных рисках (на предыдущих циклах, фазах). Этот процесс не прерывается никогда, вовлекает в себя все

структуры АО «НК «Нефтиса», реализуя тем самым принцип системности в анализе инновационных рисков.

Для формирования оптимальной корпоративной СУИР критически важна чёткая структура целей ВИНК. Учитывая природу инновационных рисков ИИП, их успешная минимизация невозможна без хорошо продуманного комплекса целеполагания. Это говорит о том, что интегрированная оргструктура АО «НК «Нефтиса» нуждается в построении сбалансированного, иерархического дерева – дерева целей.

Стратегические цели высшего эшелона должны быть разбиты (разветвляться) на более конкретные задачи и цели для отдельных бизнес-направлений. Далее они должны распадаться и быть детализированы по бизнес-структурам и отделам, а также конкретным сотрудникам. Модель декомпозиции релевантных целей ВИНК, когда достижение цели низшего уровня ведет в совокупности к достижению целей высшего порядка, безусловно, является фундаментальным базисом для построения эффективной СУИР (см. рисунок 2.12) [64].



Рисунок 2.12 – Дерево релевантного целеполагания ВИНК АО «НК «Нефтиса»

Рисунок 2.13 наглядно иллюстрирует прямую зависимость между задачами и целями, с одной стороны, и негативным воздействием рисков, с другой.

Основой является целеполагание, так как грамотно сформулированные, поставленные цели приводят ВИНК к успешному развитию в результате их выполнения.

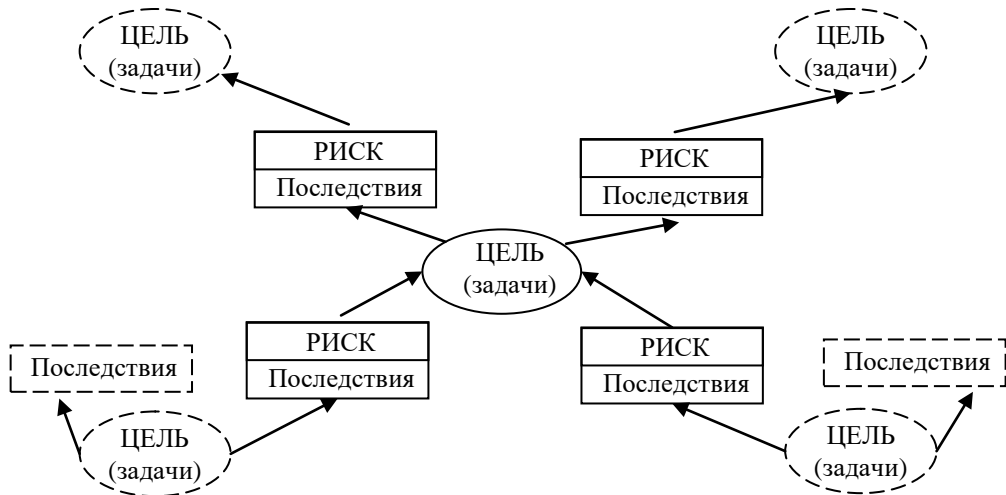


Рисунок 2.13 – Зависимости между целеполаганием и последствиями рискованных ситуаций [64]

Препятствием для выполнения запланированных целей ИИП становятся отраслевые и инновационные риски. Эти риски бывают разных типов в зависимости от их природы, в частности, они могут быть как автономными, спонтанными явлениями, так и вторичными, возникающими в результате невыполнения или ненадлежащего выполнения задач и целей ВИНК по реализации ИИП, расположенных на более низких ступенях иерархической лестницы целеполагания.

Риски могут помешать достижению как текущих, так и более масштабных целей, вызывая каскад негативных исходов, которые, в свою очередь, ставят под угрозу стратегические задачи высшего порядка.

Необходимо очертить круг требований способствующих успешной реализации системы УИР (SAIR):

1. Лидерская поддержка. Приверженность руководства принципам оптимизации инновационных рисков и обеспечение их стратегического приоритета.

2. Разработка и имплементация всех составляющих системы AIR.
3. Ресурсное обеспечение и вовлечение персонала в процесс стратегирования инновационных рисков.
4. Встраивание системы AIR в корпоративную практику, включая привязку мотивации к результатам реализации ИИП и учёт рисков при выборе проектных решений.
5. Непрерывный контроль за инновационными рисками, систематизация данных о произошедших негативных инцидентах и эффективности принятых мер по их устранению.
6. Циклическая модернизация системы УИР через постоянное улучшение и получение обратной связи (налаживание эффективной коммуникации).

Следующим пунктом нашего анализа станут вопросы организационного характера применительно к УИР в АО «НК «Нефтиса». Процедура УИР в АО «НК «Нефтиса» разбита на несколько взаимосвязанных фаз:

- первоначальное выявление, формализация, детальное описание профиля инновационного риска и его количественно-качественная оценка;
- выбор стратегии и адекватных подходов противодействия (реакции) рискам;
- планирование и формирование комплекса действий, направленных на минимизацию или устранение инновационных рисков;
- непрерывное наблюдение за рисками и проверка эффективности принятых мер.

Принимая во внимание присущую нефтедобыче природу инновационного риска, любой работник ВИНК должен помнить, что реализация ИИП может быть осложнена или изменена в результате наступления непредвиденных рисков обстоятельств из-за инновационности проекта. Для обеспечения безопасности и эффективности, весь персонал ВИНК несёт ответственность за идентификацию инновационных рисков в своей работе даже если это не входит в круг его непосредственных обязанностей.

По регламенту и стандартам составление профиля (портрета) риска базируется на пятиэтапном взаимосвязанном процессе:

- первоначальное выявление и формализация инновационных рисков;
- характеристика рисков и составление риск-профиля;
- количественное оценивание;
- составление документации в форме отчета;
- определение актора, ответственного за владение риском.

В фазах один, два и три готовится документ-реестр, в котором систематизированы сведения о риске. В нём отражены: идентификация инновационных рисков, их атрибуты, стратегии оптимизации и ключевые показатели, позволяющие контролировать риски. Фазы четвертая и пятая являются результирующим итогом первых трёх и обязательной неотделимой составляющей процесса УИР.

По окончании этапов составления «портрета» рисков и выбора акторов-собственников рисков (риск-владельцев) наступает процедура реагирования этих ответственных лиц или конкретных интегрированных предприятий ВИНК состоящая из следующих элементов.

*Выбор стратегии и адекватных подходов противодействия рискам.* Стратегия предусматривает выбор мероприятия и метода контр-влияния на риск проявление либо принятие решения о нецелесообразности их применения. Внутрикorporативный стандарт АО «НК Нефтиса» выделяет четыре реакции на риск-проявления:

1. *Избежать:* Полностью отказаться от действий, которые могут привести к данному риску.

2. *Принять:* Осознанно (добровольно) согласиться с возможностью наступления риска и его последствиями.

3. *Передать:* Трансфер риска. Переложить ответственность за риск на другую сторону (в частности, через страхование, хеджирование или аутсорсинг).

4. *Воздействовать*: Сформировать и внедрить конкретные меры для уменьшения вероятности или влияния риска.

Теперь нам предстоит спланировать конкретные шаги по УИР, опираясь на предложенный подход. Важно, чтобы эти шаги реально снижали возможный ущерб и делали риск настолько незначительным, чтобы он не представлял угрозы.

Шаги по УИР должны учитывать детальное описание портретного профиля вида инновационного риска и чувствительных эталонных показателей его измерения. Эти сведения документируются и заполняются в реестр-ведомость. Это необходимо для *контроля и регулирования* шагов по оценке ИР с целью их дальнейшей корректировки. Мониторятся характеристики, вектор изменений профиля риска через выбранные индикаторы, а также параметр позитивности изменений для реализации ИИП: риски благоприятны или наоборот начинают переходить в статус более опасных и ущербных. Если портретный профиль риска меняется необходимо в срочном порядке проинформировать всех акторов-участников ИИП. Схожий алгоритм применяется для всего перечня мероприятий по минимизации ИР.

Команда в форме проектной фокус-группы ИИП, занимающаяся анализом и сбором информации (во главе с тем, кто отвечает за риски), берет реестры-ведомости с описанием профиля рисков и создает общую отчетность по рискам для каждого отдела компании. В отчет сводится информация на основе которой строится риск-карта и схема рисков по принципу дерева решений.

Сводный отчет дорабатывается Аудит-Комитетом, который формирует рекомендации по развитию системы идентификации, анализа, оценки и учета ИР для высшего руководящего звена ВИНК.

Структура организационного взаимодействия акторов оптимизации инновационных рисков ИИП в рамках ВИНК показана на рисунке 2.14.

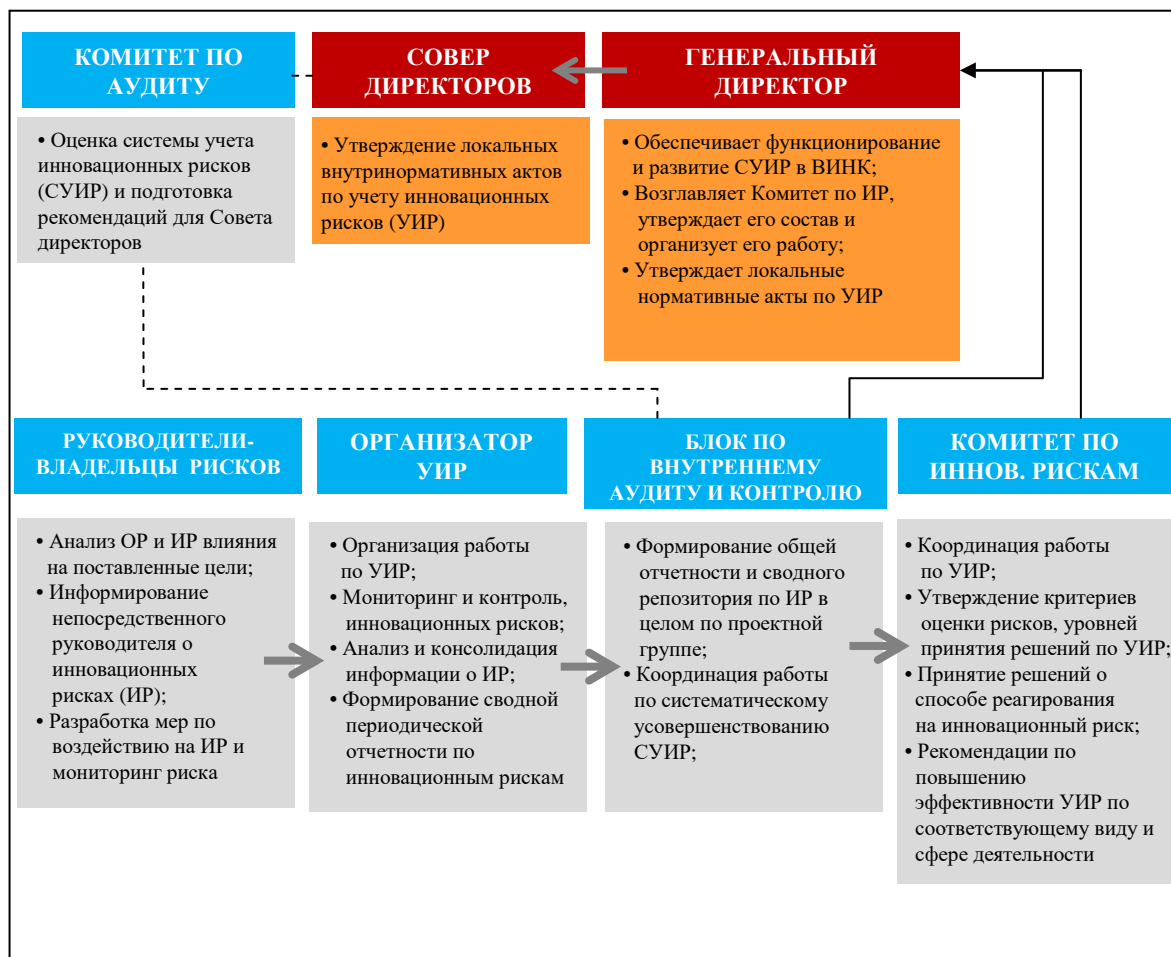


Рисунок 2.14 – Организационное взаимодействие акторов, участвующих в УИР

Анализ нормативной документации АО «НК «Нефтиса» свидетельствует о непрерывной деятельности по усовершенствованию SAIR, наращиванию её эффективности. В частности, в 2024 году были проведены следующие изменения:

- улучшены внутренние процедуры и корпоративные стандарты в аспектах формирования контрмер воздействия на виды инновационного риска, усовершенствованы способы количественного расчёта риск-факторов ИИП;

- проектная команда прошла тренинги, которые позволили им более уверенно и профессионально подходить к разработке стратегий минимизации рисков исходных;

- обновлены сведения о риск-профилях в едином списке рисков ВИНК.

Перспективными векторами совершенствования СУИР до 2030 года признаны:

- обновление и доработка нормативных документов и методик, регулирующих и регламентирующих УИР;
- создание руководств по описанию стандартных отраслевых и инновационных рисков для обеспечения единообразия, ясности и точности;
- усиление подотчетности работников за принимаемые проектные решения и их последствия в контексте инновационных рисков;
- проведение всестороннего анализа ключевых рисков и формирование мер по их снижению или нейтрализации (купированию);
- формирование культуры, в которой УИР является неотъемлемой частью КСУ (корпоративной системы управления) ВИНК и текущей проектной инновационно-инвестиционной деятельности.
- уменьшение трудозатрат и повышение скорости процессов анализа, оценки и УИР посредством создания автоматизированных рабочих мест (АРМ).

ВИНК АО «НК «Нефтиса» систематически реформирует свои внутренние нормы и регламенты, чтобы стандартизировать УИР во всех интегрированных структурах объединения для исключения разночтений. Эта база унифицирует требования ко всем циклам процедуры УИР ИИП компании и устанавливает категоричность рисков и маркеры-индикаторы их регулируемости.

Руководители ключевых направлений (видов и сфер деятельности) и ИИ-проектов АО «НК «Нефтиса» выполняют процедуру УИР согласно корпоративным стандартам на своем уровне иерархии. Регулярная оценка инновационных рисков и их отражение в сводных риск-отчётах и едином репозитории (банке данных) являются обязательными.

На основе анализа теоретических, эмпирических, экспертных, нормативных, практических подходов и опираясь на результаты собственных исследований автором сформирован механизм комплексной оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобыче с учетом инновационных рисков (рис. 2.15).

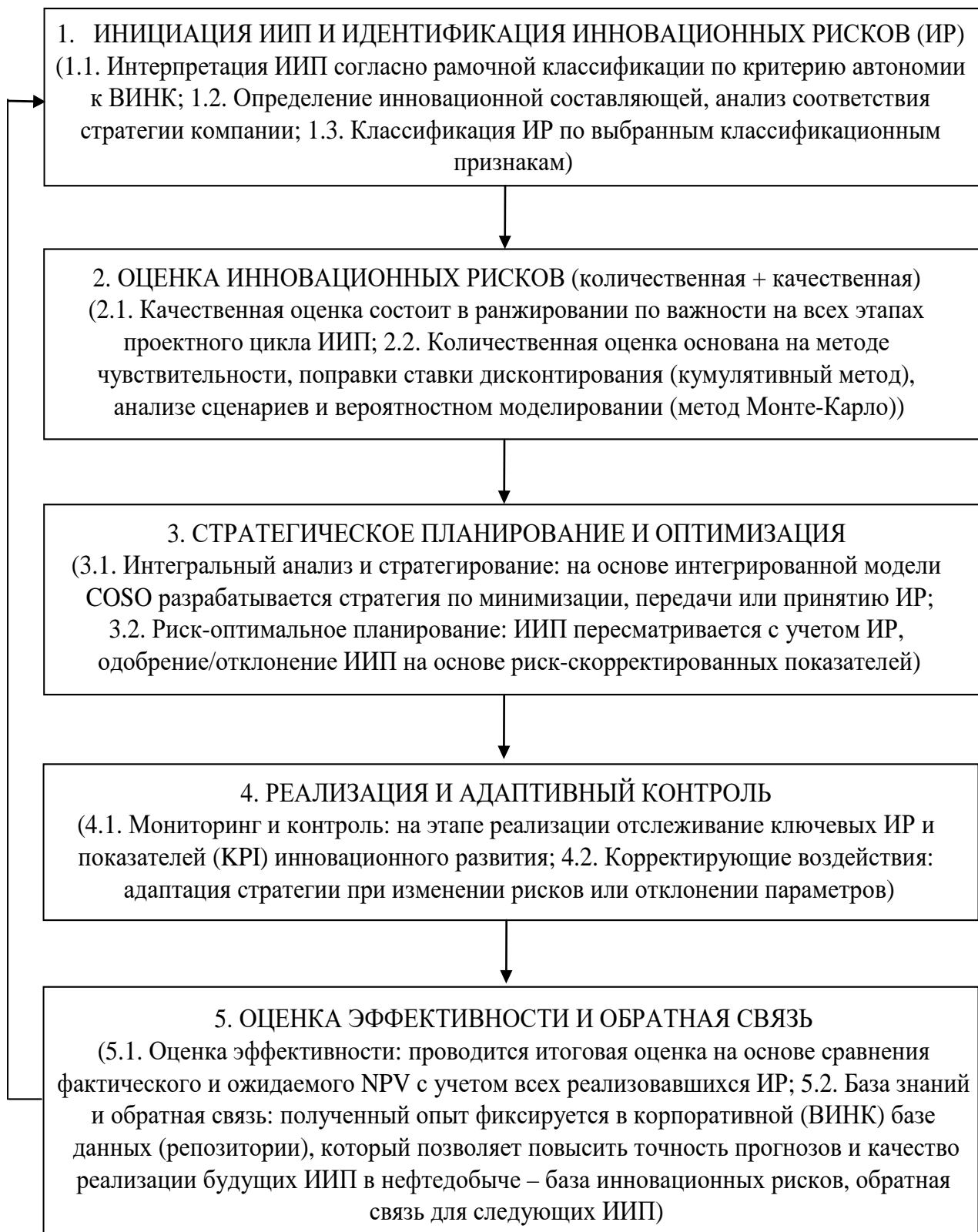


Рисунок 2.15 – Механизм оценки ИИП с учетом инновационных рисков  
(составлено автором)

Предложенный механизм состоит из пяти взаимосвязанных этапов. На первом этапе происходит интерпретация ИИП в зависимости от автономии к

вертикально интегрированной нефтяной компании (ВИНК), определение инновационной составляющей ИИП, анализ соответствия ИИП стратегии компании, классификация ИР в соответствии с авторскими классификационными признаками (см. таблицу 1.1). На втором этапе осуществляется количественная и качественная оценка ИР. Третий этап заключается в разработке стратегии по минимизации, принятию или передаче ИР на основе интегрированной модели COSO, ИИП пересматривается с учетом ИР (интеграция риск-анализа в финансовую модель ИИП), одобрение/отклонение ИИП на основе риск-скорректированных показателей. На четвертом этапе реализации ИИП происходит мониторинг и отслеживание ключевых ИР и показателей (KPI) инновационного развития, при изменении рисков или отклонении параметров корректирующие воздействия в виде адаптации стратегии. На пятом заключительном этапе проводится итоговая оценка фактического и ожидаемого NPV с учетом ИР, формируется репозиторий (база знаний) инновационных рисков как инструмент обратной связи для будущих ИИП.

Представленный механизм циклический (по завершении ИИП знания возвращаются в блок инициализации). Он позволяет не просто учесть ИР, а минимизировать их на всех стадиях ЖЦ инноваций – от идеи до вывода на промысел. Для нефтедобывающих компаний такой подход снижает вероятность катастрофических потерь и повышает обоснованность инвестиционных решений.

## **Выводы по главе 2**

Разработана модель реализации ИИП с учетом влияния ключевых ФИР, опирающаяся на адресно-специфические, количественные методы оценки инновационных рисков в нефтедобывающей отрасли.

Сформирован механизм оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков, базирующийся на принципах и стандартах ВИНК, включая непрерывность, системность, цикличность, интегрированность, распределенность, персонификацию, информативность, достаточность, экономическую целесообразность и эффективность.

### **Глава 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ ОЦЕНКИ ИННОВАЦИОННО-ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ**

#### **3.1. Совершенствование методики оценки реализации инновационно-инвестиционных проектов с учетом влияния риск-факторов**

Следуя ранее высказанным наблюдениям, остается насущным вопрос разработки методик, способных перевести качественно-описательные характеристики и субъективные оценки (англ. qualitative assessment) отраслевых и инновационных рисков (в частности, «высокий»/«низкий», «опасный»/«неопасный», «неприемлемый»/«приемлемый», «недостаточный»/«достаточный», «большой»/«маленький», «вероятный»/«маловероятный») в объективные количественные измерители. Получение таких показателей (метрик) критически важно для этапа оценки эффективности реализации инновационно-инвестиционных проектов. Именно поэтому далее представлено описание авторских методик и подходов к оценке инновационных рисков, которые нацелены на решение этой проблемы.

В контексте нефтедобывающей промышленности особую значимость приобретают техногенные и экологические риски, поскольку они не только угрожают безопасности каждого конкретного работника предприятий ВИНК, но и могут негативно сказаться на состоянии местного населения и окружающей среды регионов их функционирования. Кроме того эколого-техногенная напряженность территории напрямую влияет на реализацию ИИП, применение инновационных технологий добычи УВС.

Прогресс в технологиях – как разработка новых, так и улучшение старых – приводит к росту интенсивности промышленных операций, расширению транспортной и энергетической инфраструктуры. Эти процессы естественным образом увеличивают антропогенное воздействие на природу. Последствием такого роста стало увеличение частоты техногенных катастроф и чрезвычайных

аварийных исходов и ситуаций, сопровождающихся серьёзными последствиями в экологическом, социальном и материальном аспектах.

Конкретным примером служит ситуация в городе Березники (Пермский регион), где в местах забоя калийных месторождений уже сформировалось более четырёх карстовых провалов почвы [105]. Подобным техногенным провалам подвержена и Нижегородская область, в частности, в г. Дзержинск в результате карстовых провалов под землей оказывались целые цеха предприятий нефтехимического комплекса региона, такие как цех №19 завода «Химмаш» (1992 г.), территория завода «Корунд» (2005-2007 г.) [108]. Это наглядно демонстрирует возрастающую уязвимость инженерных и инфраструктурных объектов нефтедобычи к природным воздействиям, а также снижает реализуемость ИИП.

Интересно и показательно, что за последние годы произошли инциденты, которые некогда считали почти невозможными, затрагивающие объекты высокой техники и хай-тек (англ. high-tech – «высокая технология»). Примером служит цунами, вызвавшая аварию на японской АЭС Фукусиме в 2011 году. Эта катастрофа потребовала гигантских затрат на восстановление – оценка ликвидации составляла 50 миллиардов \$ США [111].

Еще одним примером служит техногенная авария на нефтехимическом предприятии АО «ГосНИИ «Кристалл» в г. Дзержинск Нижегородской области 1 июня 2019 года. На складе готовой продукции произошло два взрыва и последовал пожар, в результате которого пострадали пять корпусов самой организации, вдобавок разрушены другие постройки гражданского сектора на расстоянии три километра от места взрыва [108].

Эти события подтверждают тяжесть последствий промышленных аварий даже в рамках утвержденных нормативов безопасности и демонстрируют необходимость переоценки подходов к оценке таких рисков. Всё это свидетельствует о необходимости идентификации и количественного учета техногенных и экологических видов риска на прединвестиционной стадии оценки инновационно-инвестиционного проекта для обеспечения его реализуемости и результа-

тивности, экологической устойчивости и физической безопасности населения в регионе присутствия.

Функционирование нефтедобывающих предприятий ВИНК связана с высочайшим уровнем опасности и значительными рисками. Особое внимание следует уделять двойственному характеру воздействия: с одной стороны, окружающая среда оказывает влияние на производство, с другой – предприятия оказывают воздействие на природу. Эти взаимодействия присутствуют во всех фазах жизненного цикла нефтедобывающих ИИП, начиная от первых этапов геологоразведки и добычи, через переработку, заканчивая крайним этапом сбыта. В частности, ключевыми элементами инфраструктуры – буровым оборудованием, нефтяными скважинами, трубопроводной системой – являются потенциально опасные объекты. Они создают «благоприятную почву» в виде суровых условий для возникновения техногенных исходов, провоцируют постоянную угрозу для персонала ВИНК и экологии на территории размещения объекта нефтедобычи.

Добыча и дальнейшая транспортировка УВС наносят значительный вред природе и экологии. Эти процессы нарушают структуру почвы, повреждают ландшафт и загрязняют различные компоненты среды обитания человека.

Загрязнение происходит в нескольких аспектах:

1. *Атмосферный воздух.* Выделяются вещества, загрязняющие воздух, включая нефтепродукты, попутный газ, компоненты буровых растворов и сероводород.

2. *Вода.* Заражаются как поверхностные воды (реки, озёра), так и подземные источники грязной водой, содержащей нефтепродукты и токсичные соединения.

3. *Почва.* Нарушается структура и качественный состав почвы, которая становится непригодной для растений и микроорганизмов в результате проникновения токсичных веществ.

Самым катастрофическим последствием являются аварии на нефтеперерабатывающей и транспортной инфраструктуре. Утечки нефти, попадающие в почву и водоёмы, приводят:

- К гибели растительности, представителей животного мира и разрушению экосистем.
- К необходимости проведения технически сложных и дорогих контрмер по устранению последствий аварии (для восстановления территории и очистки воды), что требует больших издержек для ликвидации форс-мажорных обстоятельств.

Ключевое экологическое воздействие (КЭВ) нефтедобывающей промышленности включает:

- загрязнение атмосферного воздуха выбросами нефтепродуктов, токсичных веществ (включая сероводород) и частиц;
- загрязнение почв тяжёлыми фракциями нефтепродуктов (мазут), канцерогенами вызывающими рак у населения и токсичными компонентами буровых и рабочих растворов;
- загрязнение вод поверхностных и грунтовых источников вышеуказанными токсичными веществами;
- деградацию ландшафта и ущерб биоразнообразию.

Производственная деятельность по добыче углеводородов включает множество активов-объектов, представляющих серьезные риски. К числу самых опасных относятся: месторасположения скважин и их групп, само оборудование для их эксплуатации; магистральные транспортные трубы; установки по стабилизации и нагнетанию УВ, подачи  $H_2O$ ; резервуары для хранения сырья и продукции; блочно-дожимные подстанции для кустов скважин; пункты автоматического распределения газа и уловители природного газа. Независимо от того, на каком из перечисленного оборудования инцидент, авария или отказ в процессе производства, это почти всегда приводит к значительным и непредвиденным финансовым издержкам для эксплуатирующей организации.

Основой прогнозирования будущих финансовых показателей ВИНК (в контексте ИИП) является запланированный уровень добычи УВС. В связи с этим, именно непредвиденные события, наступление которых чувствительно влияет на достижение целевых показателей и общую успешность ИИ-проекта, требуют особого внимания.

Ключевыми факторами риска, потенциально разрушающими планы по добыче УВС и «обнуляющие» затраченные инвестиции, являются:

1. Проблемы с устьем скважины. Потеря контроля над скважиной (в ходе фазы бурения по инновационной технологии или на эксплуатационной стадии) или появление множества проблем, замедляющих её работу, снижающих объёмы добычи или даже приводящих к её полной остановке – напрямую уменьшает объём добычи УВС и увеличивает операционные расходы.

2. Аварии и сбои (остановки) нового оборудования. Нарушение работы какого-либо используемого на нефтепромысле активного инновационного оборудования (вследствие загорания, взрывов от дронов, технических неисправностей или ошибок обслуживающих работников («человеческий фактор»)) является прямой угрозой бесперебойной подачи нефти и газа в магистральные трубопроводы, что неминуемо приводит к финансовым издержкам и снижению эффективности ИИ-проекта.

Таким образом, любая крупная нештатная ситуация на таких объектах-активах, как скважины или новое технологическое оборудование, способна существенно нарушить финансовые ожидания и инвестиционно-коммерческую эффективность и результативность всего инновационно-инвестиционного проекта.

Необходимо также подчеркнуть, что аварийные ситуации порождают не только прямые убытки от остановки процесса, но и значительные косвенные финансовые потери. Вот структурированный обзор этих последствий:

1. Срочные финансовые затраты на восстановление:
  - ускоренные ремонтные работы, которые требуют привлечения специалистов, возможного увеличения рабочих смен, применения дорогостоящих ме-

тодов ремонта (например, сварка под давлением, замена оборудования в аварийных режимах);

– срочная закупка и доставка комплектующих и материалов, при которой часто необходимо привлекать специализированных поставщиков, что может быть более дорогим и менее оперативным, чем закупка по стандартным логистическим каналам. Возможны риски отсутствия необходимых запчастей на складе.

## 2. Потеря прибыли:

– прямая потеря доходности. Остановка скважин или оборудования напрямую приводит к упущенной прибыли, рассчитываемой по рыночным ценам нефти/газа и установленным нормам добычи;

– снижение эффективности в загрузке. Другие скважины (кусты) или единицы оборудования могут быть перегружены или работать менее эффективно из-за перераспределения ресурсов или простоев логистики;

– рост операционных расходов/снижение выручки. Увеличение затрат на ремонт и замену оборудования, сокращение объемов добычи ведет к падению чистой прибыли.

## 3. Финансовые обязательства по компенсациям:

– компенсация ущерба. Платежи страховщикам (если риски застрахованы) – это лишь часть убытков. Не всегда суммы страхования покрывают полную стоимость аварии.

– компенсации третьим лицам. Это ключевой момент. Возможности для финансовых потерь здесь огромны и включают полное возмещение вреда населению. Согласно законодательству (в частности, ФЗ-41/49 и Административному регламенту Росприроднадзора), возмещение за вред окружающей среде и здоровью населения может производиться из государственного бюджета, страховых обществ профессионального страхования, либо из средств самого предприятия, если оно не отказалось от возмещения. Отказ от возмещения вреда населению может привести к массовым судебным искам и санкциям со стороны регуляторов. Риск для предприятия заключается в данном случае в том,

что даже после выплат страховщику, предприятию может потребоваться дополнительное финансирование для возмещения ущерба населению и природе.

Таким образом, потери от аварии многогранны. Они охватывают не только прямую остановку работы, отказ от реализации ИИП, но и тщательное восстановление после нее (включая экологическое), а также огромные компенсационные обязательства перед государством, природой и людьми. Все эти факторы необходимо учитывать при оценке инновационных рисков и планировании финансовых результатов ИИ-проекта. Всё вышесказанное также относится и к сектору транспортировки и нефтехимической переработке.

Следовательно, тщательный учет, глубинный анализ и всесторонняя оценка вероятных эколого-техногенных факторов инновационных рисков на первоначальной, доинвестиционной фазе проектного цикла играют ключевую роль в обеспечении надежности достижения показателей, запланированных инвестором и поддержании финансовой стабильности всего ИИП.

Учитывая изложенное, следует сделать два важных вывода:

1. Финансовая устойчивость ВИНК определяется их способностью предотвращать потенциальные форс-мажорные угрозы с минимальными издержками.

2. Оценивая эффективность ИИП в нефтедобыче обязательным требованием является детальное рассмотрение влияния эколого-техногенных риск-факторов на планируемую инновационно-инвестиционную, операционную и проектную деятельность ВИНК.

Данная констатация оказывает решающее значение при принятии итогового инвестиционного решения по реализации ИИ-проекта. Отсюда особый интерес вызывает задача поиска адекватного способа учета эколого-техногенных риск-факторов при оценке общей проектной эффективности. Это обстоятельство делает актуальным поиск подходящей методики.

Методически оптимальным способом интеграции эколого-техногенных рисков в оценку ИИ-проектов представляется применение риск-поправки к безрисковой ставке дисконтирования.

Рекомендуется определять поправочный коэффициент к риск-премии (в контексте оценки ставки дисконтирования), связанную с техногенными и экологическими факторами, применяя метод картографии. Этот метод основан на использовании 2ГИС для пространственного анализа и количественной оценки рисков, связанных с конкретным проектным расположением и особенностями окружающей среды/инфраструктуры.

В опубликованном открытом источнике [174] отмечалась значительная роль географических информационных систем при принятии проектных решений в инновационно-инвестиционной сфере. В рамках нашего исследования предлагается конкретное применение этого инструмента – использование картографического подхода, основанного на 2ГИС, для расчета поправки за эколого-техногенные риск-факторы к премии за инновационный риск. Сущностные моменты обозначенного подхода заключаются в нескольких взаимосвязанных этапах.

Процесс анализа рисков (ОР и ИР) инновационно-инвестиционного проекта начинается с создания первичной геопространственной карты. На ней отображаются участки в конкретной области РФ, охваченные потенциально неблагоприятными явлениями и процессами природного характера [130]. Вторым шагом формируется отдельная пространственная модель. Она визуализирует районы, где существуют повышенные риски возникновения чрезвычайных исходов (в частности, из-за производственной деятельности, транспортных аварий, энергетических катастроф). На следующем, интеграционном, этапе проводится суперпозиция (совмещение или репозиция) данных предыдущих карт. Результатом становится единая пространственная оценка на основе зонирования техногенно-экологической нагрузки (напряжённости), сокращенно – ТЭН. Эта комплексная карта позволяет определить участки региональной территории, где совместное взаимодействие природных и техногенных факторов создает максимально сложные условия для реализации ИИ-проекта. Она является базисом для оценивая риск-факторов и их влияния на успех проектной реализации.

В завершающей фазе алгоритма оценки применяется методика пространственного районирования конкретных территорий [79]. Она осуществляется с использованием пятибалльной шкалы для соотнесения участков к уровню риска от природно-техногенных последствий. Оценка начинается с 1 (минимальный риск) и достигает максимума 5 (наиболее высокий риск). Далее, при оценке конкретного инновационно-инвестиционного проекта в сфере нефтедобычи, его географическое положение (территория размещения) накладывается на карту районирования конкретного региона. Это позволяет определить, в какую зону риска попал выбранный участок – т.е. установить его причастность к конкретному уровню эколого-природно-техногенной нагрузки. Эта установленная степень риска (пятибалльная оценка) в последующем используется как корректирующий коэффициент при расчете базовой ставки дисконтирования, повышая ее для рискованных зон по сравнению с безрисковыми.

Далее покажем процесс картирования на примере Тюменской области и детализируем авторский методический подход к учету техногенно-экологических рисков в процессе оценки ИИП. Выбор Тюменской области связан с реализацией крупных нефтедобывающих ИИП в АО «НК «Нефтиса».

Тюменская область является регионом с высоким уровнем риск факторов. Он развивается в сложных климатических и опасных природно-экологических условиях, подвержен повышенным техногенным нагрузкам (высокая техногенная напряженность). В числе неблагоприятных природных воздействий следует выделить: 1) паводки; 2) оползни, сели, карстовые провалы, затопления; 3) перепады температур, сильные морозы зимой и жара летом, шквальный ветер, высокий снежный покров, пожары на торфяниках и в лесу, заболачиваемость территорий.

К техногенным объектам возможных катастроф следует отнести: нефтехимические и химические предприятия (ООО «ЗапСибНефтехим»), а также магистральные трубопроводы и грузовой транспорт, осуществляющий перевозки опасной и экологически «грязной» продукции, включая отходы производства.

В целях повышения достоверности интегральной карты рекомендуется включать в оценку информацию о геодинамических процессах и процессах техногенеза в регионе реализации ИИП. Эти два фактора, как две стороны одной медали, – мощные движущие силы, существенно влияющие на изменение как антропогенной (человеческой) среды, так и природной геосреды. Данный учет позволяет определять зоны геотектонической активности, аномальные, патогенные и сейсмоопасные участки территории региона.

Линейная зависимость между факторами риска ТЭН и показателями эффективности реализации ИИП систематизированы на рисунке 3.1.

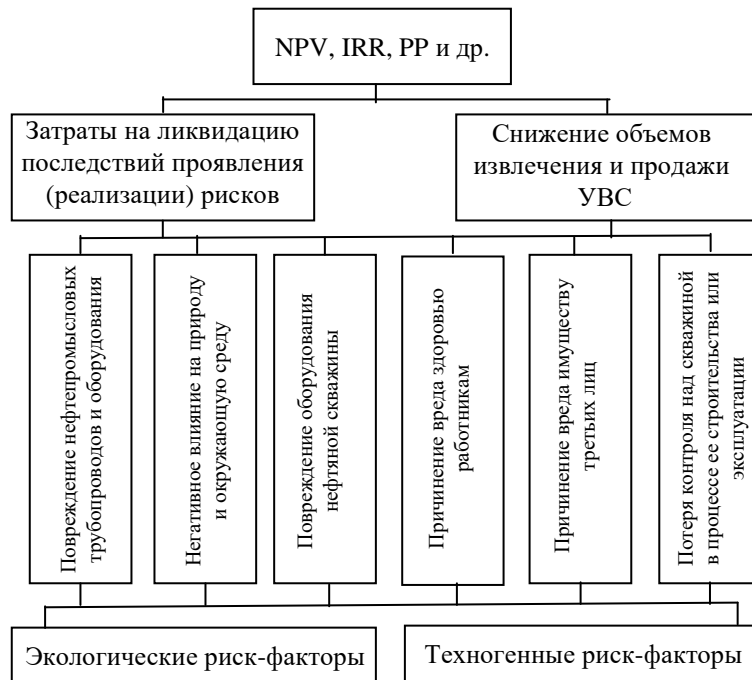
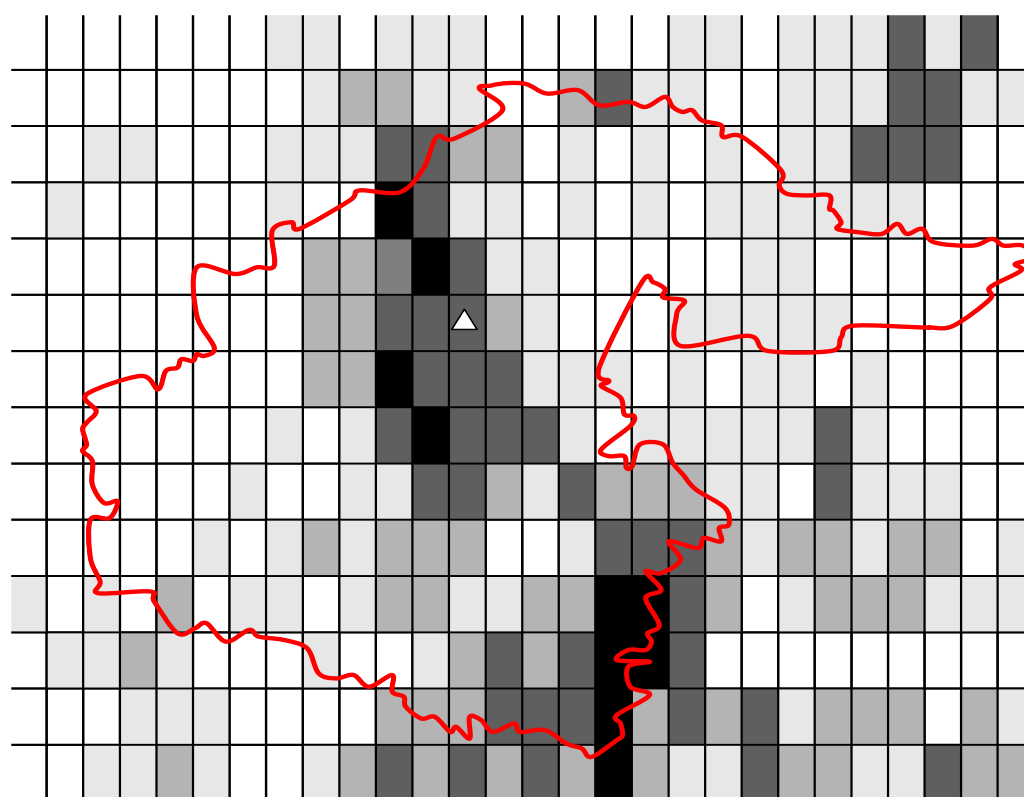


Рисунок 3.1 – Зависимости между техногенно-экологическими риск-факторами и показателями эффективности реализации ИИП

Опираясь на приведенные подходы и аналитику, составлена итоговая, результирующая карта техногенно-природной нагруженности Тюменской области. В процессе картографирования территорию региона поделили на зоны-участки подверженные эколого-техногенным рискам (ЭТР), каждая из которых получила оценку влияния по 5-балльной системе. Каждому конкретному риск-фактору, используемому для районирования и ранжирования, была при-

своена экспертная оценка (от 1 до 5 баллов), отражающая уровень его влияния и вероятность возникновения (карта ЭТР приведена на рис. 3.2).



**Условные обозначения:**

- △ - расположение инновационно-инвестиционного проекта АО «НК «Нефтиса»  
 ~ - административная граница Тюменской области РФ
- Уровень эколого-техногенной напряженности территории:
- |                                   |   |
|-----------------------------------|---|
| □ - низкий (1% поправки за риск)  | □ - средний (2% поправки за риск)       |
| ■ - высокий (3% поправки за риск) | ■ - очень высокий (4% поправки за риск) |
| ■ - опасный (5% поправки за риск) |   |

Рисунок 3.2 – Обобщенное картирование ЭТР нагрузки Тюменской области для оценки условий реализации ИИП НК «АО «Нефтиса»

Критерии 5-балльной оценки территорий определены следующим образом:

- 5 баллов (опасный уровень). Участки с максимально высокой степенью вероятности реализации техногенных и экологических рисков (ТЭР).
- 4 балла (очень высокий уровень). Участки с чрезвычайно высокой степенью вероятности реализации ТЭР.

- 3 балла (высокий уровень). Участки с высокой степенью вероятности реализации ТЭР.
- 2 балла (средний уровень). Участки со средней степенью вероятности реализации ТЭР. Это могут быть территории с существующими защитными или смягчающими факторами воздействия на потенциальные риски.
- 1 балл (низкий уровень). Участки с минимальной степенью вероятности реализации ТЭР.

Баллы в расчетах переводятся в проценты как добавка (поправка) за риск.

Таким образом, разработка карт учитывающих специфику проявления ТЭР позволяет оценивать показатель премии за риск, то есть добавки к ставке безриска. Данный методический подход на основе картирования повышает достоверность инвестиционных решений на доинвестиционной стадии проектного ЖЦ.

Далее дадим оценку геологического вида инновационных рисков, учитываемую в контент-анализе эффектов ИИП.

Опыт внедрения инвестиций в разработку нефтяных месторождений указывает на существенную угрозу для проектной эффективности – невыполнение запланированных, целевых показателей добычи УВС. Сюда можно отнести две причины: технологическая несостоятельность (устаревшие или неправильно выбранные инновационные технологии) либо геологическая неопределённость (некорректные оценки запасов УВС на объекте-активе).

Попытаемся количественно оценить инновационные риски геологического характера. Основной геологический риск, связанный с неточными данными по объемам нефти, – это слабая (формальная) изученность нефтяных пластов и залежей УВС. Исходя из этого, параметры продуктивных УВ-пластов, включая толщину, насыщенность нефти и другие характеристики, часто определяются недостаточно надежно, что приводит к ошибкам.

Геометрический параметр (площадь залежи, объекта УВС) часто обладает большими погрешностями, несмотря на использование сейсмической разведки и пробного бурения. Пример тому – расчет размера площади нефтеносности по

одним и тем же 3D данным сейсморазведки разными геологами. Несмотря на четкость отражающих горизонтов, интерпретация неоднозначна. Эта субъективность приводит к ошибочным значениям ключевых параметров (эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, площадь нефтеносности), используемых при подсчете объема запасов. Поскольку оба параметра неточны, объемные оценки УВС получают огромные ошибки, которые нельзя просто так проигнорировать. Это обстоятельство накладывает серьезный вопрос на заявленную точность запасов в официальных нефтяных отчетах ВИНК, которая может быть завышена или занижена. Это неоднократно подчеркивали в своих исследованиях как теоретики так и практики данной проблемы [33, 46, 100, 126, 158].

Следовательно, охватить полностью все причины, вызывающие риски геологического характера прямолинейно «в лоб» является невыполнимой задачей. Отсюда, весьма конструктивным предложением может выступить использование интегрального показателя, а именно объема запасов нефти, – как объединяющего критерия, охватывающего весь спектр влияний слагаемых факторов инновационного риска на процесс реализации ИИП (рис. 3.3).

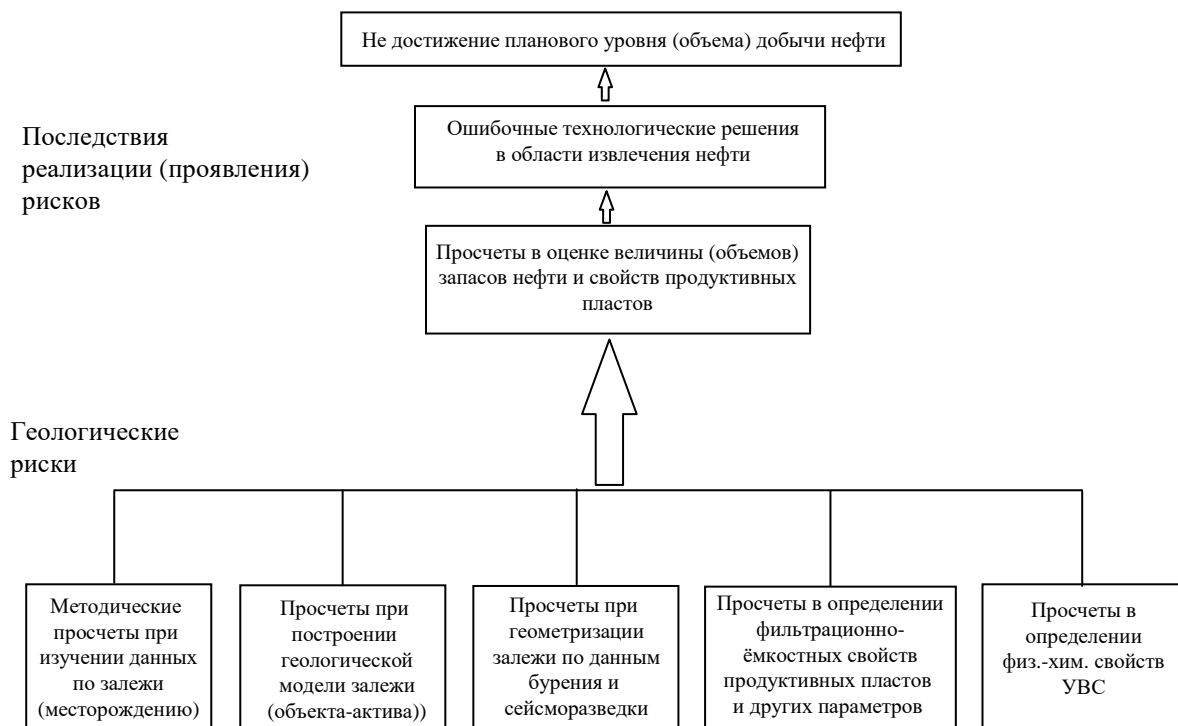


Рисунок 3.3 – Воздействие гео-рисков на реализуемость ИИП в нефтедобыче

Для реализации данного подхода оптимальным является метод статистического имитационного моделирования (Монте-Карло) с использованием гистограммы параметров формулы 3. На ось  $X$  – откладываются диапазоны рассчитанных величин запасов, а по оси  $Y$  – количество случаев их появления в диапазоне или доля реализаций модели. После нормировки график интерпретируется как эмпирическая плотность вероятности залежей УВС, а построенная на ее основе интегральная кривая – вероятность превышения.

Таким образом, кумулятивная (интегральная) функция на графике накопленной вероятности становится инструментом ресурсной оценки для любого заданного уровня «уверенности» (например, P90, P50, P10), что напрямую отвечает задаче установления «пограничных» значений запасов нефти (рис. 3.4).

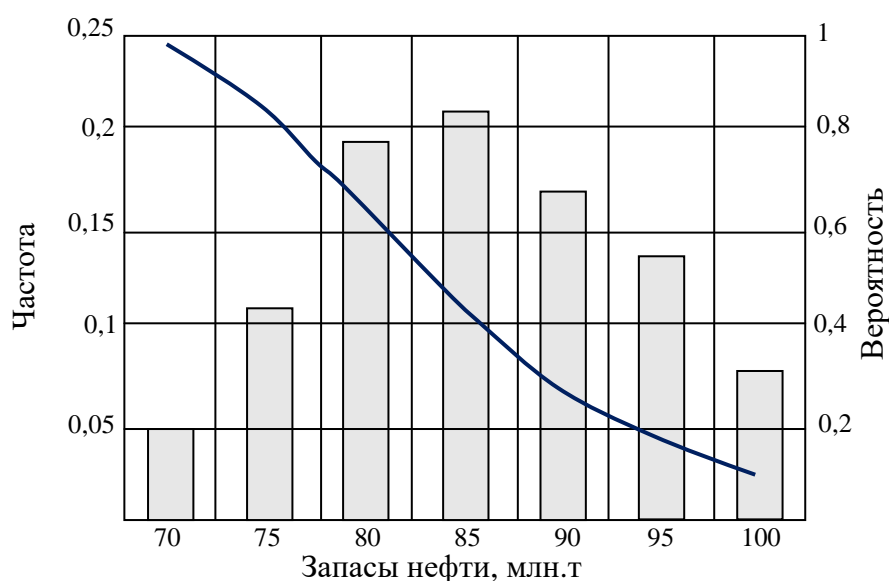


Рисунок 3.4 – Гистограмма оценки интегральной вероятности залежей нефти на месторождении

Детализируем ключевые принципы оценки гео-рисков при анализе показателей запасов нефти на нефтяном активе:

– Вероятностный подход к оценке ресурсов нефтяного актива приводит к получению не точечной, а интервальной характеристики. Его применение к подсчету запасов месторождения дает на выходе не одно число, а кривую рас-

пределения (данное распределение количественно описывает степень неопределенности), где по оси  $X$  отложены объемы запасов, а по оси  $Y$  – вероятность их геологического размещения (подтверждения).

– В соответствии с общепринятой в ресурсной геологии практикой, используется метрика «вероятности превышения» ( $\geq$ ). В этой системе отчета P10 представляет собой оптимистичный, или высокорисковый объем запасов, который будет превышен лишь в 10% случаев. Напротив, P90 является пессимистично-консервативной или высоконадежной оценкой, превышаемой в 90% случаев. Следовательно, в рамках вероятностной модели величина запасов, ассоциированная с P10, будет выше, чем величина, соответствующая P90.

– В основе вероятностного подхода лежит использование диапазонов неопределенности для всех входных параметров модели (толщина коллектора, пористость, насыщенность нефти и пр.). Ключевое отличие вероятностного метода от детерминированного заключается в том, что входные данные для расчета запасов задаются не точными числами, а доверительными интервалами в форме функций распределения. Источником для построения этих распределений служит статистика по скважинным и лабораторным исследованиям целевого или схожего нефтяного актива.

– При этом различные коллекторские и флюидальные свойства характеризуются разнообразными, часто отличными друг от друга, типами статистических распределений (например, нормальным, логнормальным, треугольным).

Вероятностная оценка запасов нефтяного сырья реализуется в рамках последовательной четырехэтапной процедуры:

1. Параметризация (идентификация и обоснование входных параметров). Формирование списка влияющих факторов: определение и ранжирование всех значимых параметров (толщина, пористость, насыщенность и др.), неопределенность которых переносится на результат.

2. Выбор моделей распределения. Статистическое обоснование и назначение конкретного вида кривой распределения (например, пористость – нормальное, толщина – логнормальное) для всех параметров из списка.

3. Калибровка распределений. Непосредственное построение (параметризация) выбранных распределений на основе фактических данных, что задает диапазоны и вероятности изменения каждого параметра.

4. Этап симуляции и агрегации. Расчет интегрального распределения и оценка нефтяных запасов: проведение вероятностного моделирования методом Монте-Карло, в ходе которого многократный случайный отбор значений из распределений параметров по заданной формуле приводит к построению итоговой кривой распределения нефтяных запасов (НЗ).

На первой стадии процедуры, а именно, идентификация и ранжирование ключевых входных параметров, список параметров, необходимых для оценки, выводится непосредственно из уравнения, используемого для подсчета запасов. Цель этапа – систематизировать все величины, фигурирующие в формуле, и собрать по ним исходные данные, включая оценки их погрешностей.

Учет и оценку инновационных геологических рисков в расчетах результативности ИИП предложено осуществлять через сводный, агрегированный показатель запасов УВС по объемному методу в контексте вероятностного подхода:

$$Voil = F * Hef.o. * m * S_n * k_{\theta} * \rho_o * RF, \quad (3)$$

где  $Voil$  – суммарные запасы нефти в земной коре (без учета технической возможности извлечения);  $F$  – размер горизонтальной проекции нефтяной залежи;  $Hef.o.$  – эффективная высота нефтяной залежи (по вертикали);  $m$  – показатель емкости коллектора;  $S_n$  – относительное содержание нефти в единице объема пласта;  $k_{\theta}$  – объемный фактор (обратная величина);  $\rho_o$  – масса углеводорода, приходящаяся на единицу его объема;  $RF$  – конечный коэффициент нефтеотдачи – доля извлекаемых запасов от общего геологического объема углеводородов.

Следовательно, ключевыми первоначальными параметрами для вероятностной оценки гео-рисков являются: нефтяная плотность ( $\rho_o$ ), пористость кол-

лктора ( $m$ ), эффективная толщина нефтенасыщения ( $Hef.o.$ ) и коэффициент добычи ( $RF$ ). Показатель «размер площади нефтеносности» ( $F$ ) в данном контексте исключается из списка переменных, так как его величина детерминирована и достоверно определяется по показателю ВНК (водонефтяного контакта) по данным сейсморазведки.

Вышесказанное относится к выявленным месторождениям где уже производится извлечение нефтепродуктов. В то же время, при оценке ресурсов неразведанных ловушек вероятностный учет неопределенности площади, по нашему мнению, является обязательным. Это требование также распространяется на залежи с неустановленным ВНК (использующие условный уровень) и на объекты с недостаточно надежно построенной структурной картой геометрической поверхности.

На второй стадии происходит выбор и параметризация законов распределения. В практике ресурсной оценки наибольшее применение находят три основных типа распределений:

– Нормальное (гауссово) распределение – для симметричных данных без жестких границ. Применяется для параметров, значения которых группируются вокруг среднего и симметрично отклоняются от него (например, некоторые виды пористости).

– Логнормальное распределение – для положительных величин со склонностью к большим, но редким значениям («длинный хвост» справа). Является предпочтительным для величин, которые по своей природе не могут быть отрицательными и часто имеют правостороннюю асимметрию (например, проницаемость, толщина коллектора).

– Бета-распределение – для параметров, чьи значения строго ограничены известными пределами (например, от 0% до 100%). Эффективно используется для моделирования параметров, ограниченных фиксированным интервалом (например, от 0 до 1), таких как коэффициент нефтенасыщенности или пористость, когда известны минимальное и максимальное возможные значения.

Нормальное (гауссово) распределение (рис. 3.5) характеризуется симметричной колоколообразной формой кривой. Параметры моделируются с высоким уровнем определенности, значения которых группируются вокруг центральной тенденции. Ключевое свойство симметрии приводит к совпадению трех основных статистических мер: математического ожидания (среднего), медианы (P50) и моды (наиболее вероятного значения). Данное распределение полностью определяется двумя параметрами: средним арифметическим ( $\mu$ ) и стандартным отклонением ( $\sigma$ ). Альтернативно, его можно задать с помощью двух граничных квантилей, например, P10 и P90, что часто удобно на практике. Важным техническим аспектом при использовании гауссова распределения является необходимость его усечения на границах, например, на уровнях P1 и P99. Это исключает теоретическую возможность генерации экстремально маловероятных значений, стремящихся к  $\pm\infty$ , которые не имеют физического смысла в контексте геологических параметров.

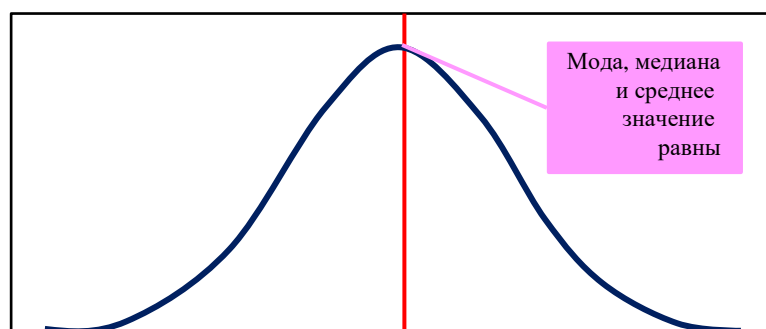


Рисунок 3.5 – Колоколообразная кривая гауссова распределения

*Логнормальное распределение* (рис. 3.6) отличается выраженной правосторонней асимметрией, при которой мода (пик распределения) смещена в область меньших значений, а «хвост» распределения вытянут вправо. Для него характерно строгое неравенство основных статистик: мода < медиана (P50) < математическое ожидание (среднее арифметическое). Превышение среднего значения над медианой является фундаментальным свойством всех логнормальных распределений.

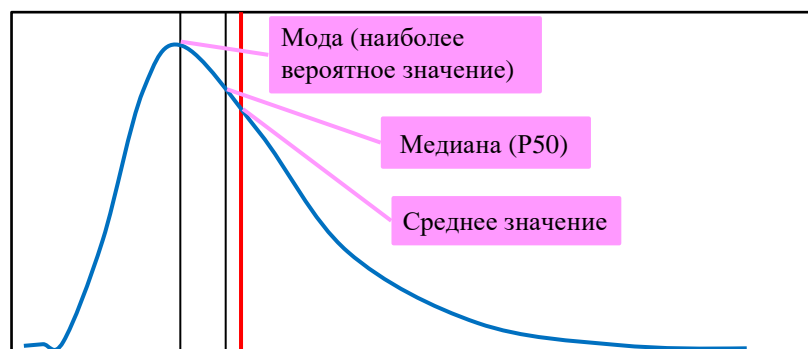


Рисунок 3.6 – Кривая логнормального распределения

Данный тип распределения широко применяется в ресурсной оценке, так как адекватно описывает поведение многих геолого-физических параметров (в частности, толщина, проницаемость), которые по своей природе положительны и часто демонстрируют склонность к именно такой асимметричной форме. Эта модель является «workhorse» (рабочей лошадкой) вероятностной оценки запасов, поскольку естественным образом возникает для величин, являющихся результатом мультипликативного взаимодействия многих случайных факторов (например, при фильтрации в коллекторе).

На практике используется его усечение (на уровнях, например, перцентилей P1 и P99), что позволяет удалить из моделирования статистически возможные, но физически нереалистичные экстремальные значения. Такой подход повышает устойчивость вероятностной модели, делает её геологически правдоподобной.

*Бета-распределение* служит универсальным инструментом для вероятностного описания параметров, имеющих естественные физические границы, например, от 0 до 1 либо в процентах. Оно определяется на фиксированном интервале и обладает уникальной гибкостью: его плотность вероятности может быть настроена для отображения симметрии, скошенности в любую сторону, равномерности ( $J$ ) или бимодальности ( $U$ ) в зависимости от значений двух управляющих параметров ( $\alpha$  и  $\beta$ ), как показано на рис. 3.7.

В ресурсных расчетах с помощью бета-распределения целесообразно описывать:

- пористость коллектора ( $\phi$ ),
- коэффициент флюидонасыщенности – насыщенность (водой, нефтью, газом),
- коэффициент добычи УВС.

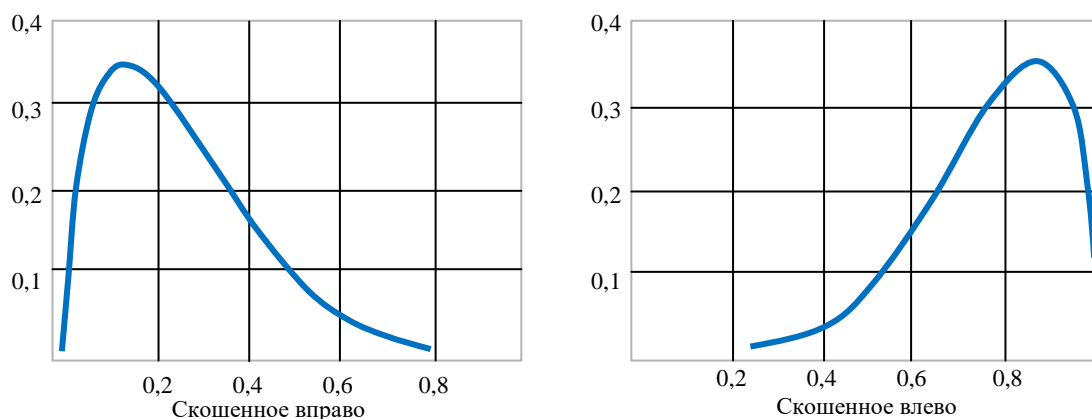


Рисунок 3.7 – Кривые распределений-бета

Критерий выбора или заключительное правило состоит в том, что в конечном счете, для каждого показателя целесообразно выбрать то распределение, которое максимально соответствует как статистике фактических замеров, так и геологической концепции объекта-актива.

Третья стадия сформулирована как *количественное определение распределений*. Суть этапа заключается в переходе от качественного выбора закона распределения («какая кривая?») к его количественной параметризации («какие именно числа ее задают?»). Для каждого моделируемого параметра на основе фактических данных, аналогий или экспертных оценок определяются числовые характеристики, которые и формируют его уникальную кривую вероятностей.

Итогом этапа является полный набор параметризованных распределений, где каждая исходная переменная модели представлена не одним числом, а целым спектром возможных значений с заданными вероятностями их реализации.

*Оптимальная толщина нефте-насыщения.* Данный параметр, являющийся ключевым в объемном методе, моделируется с помощью логнормального

распределения, что отражает его природную положительную асимметрию и невозможность отрицательных значений.

Методология построения распределения заключается в следующем. Для параметризации распределения (определения его ключевых перцентилей, например, P90, P50, P10) используется комплексный анализ картографического материала:

- Прямые данные: карты изопахит эффективных толщин.
- Косвенные данные: карты фаций и показателя макронеоднородности, учитывающий и расчлененность и песчанистость (с привлечением объектов-аналогов в сравнении с целевым объектом для обоснования тенденций).
- Анализ контролирующих факторов: влияние тектоники (структурный индикатор), положения флюидных контактов ВНК и границ протяженности коллекторов.

Вероятностная интерпретация состоит в построении кривой распределения, которая визуализирует весь спектр возможных величин толщины по нефтяному активу. Практическая оценка сводится к расчету по имеющимся данным толщин, в пределах перцентилей P90 (высокая вероятность превышения) и P10 (низкая вероятность превышения). P10 – это max толщина при освоении нефтяной скважины, напротив P90 – самый минимум (min).

Построение и валидация распределения. Логнормальное распределение для эффективной толщины параметризуется путем задания двух ключевых точек – перцентилей P10 (оптимистичная оценка) и P90 (консервативная оценка). На их основе рассчитываются все статистические параметры распределения (мода, медиана, среднее) и определяются граничные значения P1 и P99.

Корректировка на физическую реализуемость. Полученные теоретические значения P1 и P99 подлежат обязательной проверке на соответствие геологическим реалиям. Значение P99 интерпретируется как минимально возможная эффективная толщина, способная обеспечить приток флюида, достаточный для его надежной идентификации по данным 2ГИС, каротажа в процессе бурения или опробования. Значение P1 рассматривается как абсолютный физический

максимум толщины для данного актива-объекта, обусловленный региональными геологическими ограничениями (например, мощностью осадочного выполнения). При необходимости границы распределения усекаются в соответствии с этими обоснованными пределами.

Рекомендуемой основой для построения вероятностного распределения *пористости* ( $m$ ) служат фактические данные параметра по коллекторам сходных нефтяных объектов, характеризующихся аналогичными литолого-фациальными условиями. В большинстве случаев эмпирическое распределение  $m$  удовлетворительно аппроксимируется либо нормальным, либо бета-законом.

Смысл модели. Построенная кривая должна отражать ожидаемую, репрезентативную среднюю объемно-взвешенную пористость для всего объема залежи, с учетом региональных тенденций, выявленных по аналогам. Исходными данными служат статистические сводки.

Критическое требование к данным. Для минимизации погрешностей в оценке пористости, категорически недопустимо опираться на данные единичной скважины, которые могут быть нерепрезентативными из-за локальных аномалий. Распределение должно строиться на основе сводной статистики (средних показателей, стандартных отклонений), рассчитанных по максимально возможному числу скважин, что обеспечивает статистическую устойчивость и репрезентативность модели.

Для вероятностного описания параметра насыщенности нефтью в качестве исходной информации целесообразно использовать эмпирические распределения значений насыщенности, полученные по керну и данным 2ГИС для коллекторов активов-аналогов, находящихся в сходных геолого-физических условиях. Статистический анализ таких данных, как правило, показывает хорошее соответствие либо нормальному, либо бета-закону.

Построение функции распределения базируется на статистической обработке совокупности фактических замеров. Интеграция данных по аналогам позволяет обоснованно определить ключевые параметры модели (среднее зна-

чение, дисперсию, границы), что особенно важно при ограниченном объеме информации по целевому объекту.

*Коэффициент нефтедобычи (КНД или RF – коэффициент освоения НЗ).* Этот ключевой экономический параметр определяется комплексом геолого-физических свойств залежи и эффективностью инновационных технологий воздействия на пласт [7].

Рекомендуемый подход к построению распределения КНД основан на анализе эмпирических данных по достигнутым или прогнозируемым коэффициентам добычи (освоения, извлечения) на объектах, характеризующихся сходными условиями. Статистический анализ показывает, что в большинстве случаев вариация КНД удовлетворительно описывается нормальным законом.

Инструментарий и процедура анализа. Для объективного выбора и параметризации распределения необходим анализ данных статистическим методом в специализированном программном обеспечении, которое обеспечивает:

1. Визуализацию данных: построение гистограмм и эмпирических функций распределения.
2. Сравнительный анализ: количественное сопоставление эмпирического распределения с набором теоретических моделей (нормальное, логнормальное, бета и др.).
3. Обоснованный выбор модели: применение статистических критериев согласия (например, Колмогорова-Смирнова, хи-квадрат) для идентификации теоретического распределения, наилучшим образом аппроксимирующего фактические показатели.

На четвертой стадии осуществляется расчет распределения запасов. Для получения итоговой кривой распределения запасов применяется метод статистических испытаний Монте-Карло, который комбинирует все заданные значения показателей.

Согласно алгоритму расчета в процессе моделирования выполняются многочисленные итерации (обычно от 4000-6000), в ходе которых для каждого цикла:

1. Осуществляется случайная выборка одного значения из вероятностного распределения каждого входного параметра (эффективная толщина, пористость, насыщенность и т.д.).

2. Отобранные значения подставляются в детерминистическое уравнение объемного метода, и их произведение дает одно возможное значение запасов.

3. Процесс повторяется до тех пор, пока добавление новых итераций не перестает менять общую картину (стабилизируется среднее и перцентили).

В результате строится гистограмма, которая обычно соответствует лог-нормальному распределению. Опираясь на источник [100], в качестве итоговой точечной оценки, представляющей весь спектр возможных значений, используется среднее значение или математическое ожидание ( $P_{mean}$ ) кривой этого распределения.

Конкретные показатели вероятностной оценки, рассчитанные с помощью компьютерного комплекса, приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Оценка запасов-залежей УВС (объект-актив в Тюменской области)

Степень вероятности	Оценка добычи УВС в тысячах тонн			
	Пласт Тл2	Пласт Т+Фм	Пласт Бш	ИТОГ
<b>P10</b>	<b>1491</b>	<b>469</b>	<b>2568</b>	<b>4528</b>
P20	1302	431	2449	4182
P30	1201	402	2370	3973
P40	1092	368	2289	3749
<b>P50</b>	<b>1009</b>	<b>349</b>	<b>2218</b>	<b>3576</b>
P60	937	332	2159	3428
P70	857	311	2088	3256
P80	769	291	2009	3069
<b>P90</b>	<b>682</b>	<b>263</b>	<b>1908</b>	<b>2853</b>

Р <sub>средняя</sub>	1038	357	2229	3624
Данным по запасам Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») за 2024 год	1319	320	2379	4021

Далее дадим экономическую оценку инновационных рисков в геологической деятельности при оценке эффективности ИИП.

При анализе целесообразности капиталовложений в новые ИИ-проекты ключевую роль играет комплекс финансовых критериев. К базовым из них традиционно относят дисконтированный срок окупаемости, индекс рентабельности и внутреннюю норму доходности. Однако центральное место в этом перечне занимает показатель чистой приведённой стоимости (*NPV*).

Данный критерий признаётся наиболее значимым для итогового вывода об эффективности ИИ-проекта, поскольку напрямую отражает его потенциальный вклад в увеличение стоимости ВИН-компании и учитывает факторы отраслевого и инновационного риска. С экономической точки зрения, *NPV* представляет собой итоговый результат – совокупную величину денежного потока, скорректированного на стоимость капитала во времени. Методика его расчёта заключается в суммировании всех прогнозируемых ежегодных чистых притоков денежных средств, приведённых к начальному моменту инвестирования с помощью операции дисконтирования.

Стандартная, наиболее часто применяемая на практике, математическая модель для определения чистой приведённой стоимости имеет следующий вид:

$$NPV = \sum_{i=1}^T \frac{CF_i - I_i}{(1 + d)^{t_i - 1}}, \quad (4)$$

где *NPV* – расчётное значение чистого дисконтированного дохода за весь горизонт планирования; *CF* – прогнозируемый приток денежных средств (доход) в периоде *t*; *I* – объём инвестиционных расходов (отток), предусмотренный в пе-

риоде  $t$ ;  $d$  – принятая в расчёте ставка дисконтирования, отражающая альтернативную стоимость капитала;  $t$  – порядковый номер временного интервала (года, квартала);  $\Sigma$  – знак суммирования результатов за все периоды от  $t=0$  до  $t=n$ .

Для инновационно-инвестиционных проектов, связанных с освоением месторождений нефти, общая модель расчёта  $NPV$  (4) может быть детализирована и представлена в следующем виде:

$$NPV = \sum_{i=1}^T \frac{P_i - I_i - O_{exi} - T_{axi} + D_i}{(1 + d)^{t_i - 1}}, \quad (5)$$

где  $P_i$  – планируемый доход от продажи (сбыта) УВС в периоде  $t$ ;  $I_i$  – инвестиции в геологоразведку, обустройство и освоение объекта в периоде  $t$ ;  $O_{exi}$  – операционные (производственно-эксплуатационные) расходы на добычу УВС в периоде  $t$ , исключая амортизацию и налоговые платежи, относимые на себестоимость продукции;  $T_{axi}$  – совокупный объём налоговых обязательств, подлежащих уплате в периоде  $t$ ;  $D_i$  – сумма начисленной амортизации основных средств в периоде  $t$ ;  $d$  – ставка дисконтирования;  $t$  – расчётный период (год);  $\Sigma$  – знак суммирования за весь срок реализации ИИ-проекта.

Планируемая выручка от продажи углеводородного сырья ( $P_i$ ) рассчитывается как произведение двух ключевых прогнозных параметров:

$$P_i = V_R * P_F, \quad (6)$$

где,  $P_i$  – ожидаемая выручка (доход) от продажи добытой нефти в периоде  $t$ ;  $V_R$  – прогнозируемый объём коммерческой добычи и продаж нефти в периоде  $t$ ;  $P_F$  – расчётная (прогнозная) цена единицы нефти на рынке в периоде  $t$ .

Прогнозируемый объём добычи и продажи нефти является производной величиной, напрямую зависящей от утверждённых запасов УВС. Данный параметр определяется на стадии проектирования и фиксируется в проектной документации, обосновывающей технологическую схему освоения объекта-актива. Существует прямая корреляция: увеличение ресурсной базы, как правило, поз-

воляет наращивать уровень годовой добычи. Следовательно, интегрируя данную зависимость в расчётную модель, итоговую формулу для комплексной оценки эффективности ИИ-проектов освоения нефтяных месторождений можно представить в развёрнутом виде:

$$NPV = \sum_{i=1}^T \frac{(V_R * P_F) - I_i - O_{exi} - T_{axi} + D_i}{(1 + d)^{t_i - 1}}, \quad (7)$$

Для учёта геологической неопределённости и связанных с ней инновационных рисков при реализации ИИ-проекта, базовая модель оценки (7) модифицируется. Вместо детерминированного расчёта применяется вероятностный подход, в рамках которого чистая приведённая стоимость определяется для трёх ключевых сценариев:

$$NPV_{10 / mean / 90} = \sum_{i=1}^T \frac{(V_{R10/mean/90} * P_{Fmin/mean/max}) - I_i - O_{exi} - T_{axi} + D_i}{(1 + d)^{t_i - 1}}, \quad (8)$$

Или:

$$NPV_s = \sum [ (V_{s,t} * P_{s,t} - I_t - O_{ex^t} - T_{ax^t} + D_t) / (1 + d)^t ], \quad (9)$$

где,  $NPV_s$  – значение чистого дисконтированного дохода для сценария  $s$  (где  $s$  может принимать значения, соответствующие пессимистическому, базовому и оптимистическому прогнозам);  $V_{s,t}$  – прогнозный объём добычи УВ в году  $t$  в рамках сценария  $s$ ;  $P_{s,t}$  – прогнозная цена реализации (сбыта) УВ в году  $t$  согласно сценарию  $s$ ;  $I_t$ ,  $O_{ex^t}$ ,  $T_{ax^t}$ ,  $D_t$ ,  $d$ ,  $t$  – остальные переменные формулы (капитальные и операционные затраты, налоги, амортизация, ставка дисконта, период), которые также могут быть подвергнуты сценарному анализу;  $\sum$  – знак суммирования за весь срок ИИ-проекта.

Целесообразно дать пояснение к сценарному подходу. На практике часто используются три сценария, основанные на оценках распределения запасов:

1. *P90 (Консервативный)*. Объём запасов, вероятность превышения которого составляет 90%. Соответствует пессимистическому сценарию добычи ( $V_{10}$ ) и, как правило, минимальному ценовому прогнозу ( $P_{min}$ ).

2. *P50 (Базовый/Средний)*. Медианное значение запасов ( $P_{mean}$ ). Соответствует наиболее вероятному сценарию добычи ( $V_{mean}$ ) и базовому ценовому прогнозу ( $P_{mean}$ ).

3. *P10 (Оптимистический)*. Объём запасов, вероятность превышения которого составляет 10%. Соответствует оптимистическому сценарию добычи ( $V_{90}$ ) и максимальному ценовому прогнозу ( $P_{max}$ ).

Таким образом, итоговый анализ включает расчёт трёх значений  $NPV$ :  $NPV_{10}$  (на основе  $V_{10}$ ,  $P_{min}$ ),  $NPV_{mean}$  (на основе  $V_{mean}$ ,  $P_{mean}$ ) и  $NPV_{90}$  (на основе  $V_{90}$ ,  $P_{max}$ ), что позволяет оценить диапазон возможных финансовых результатов ИИ-проекта с учётом отраслевых и инновационных рисков.

Следовательно, представленный методический аппарат для анализа геологической неопределённости в рамках ИИП по освоению углеводородных ресурсов даёт возможность перевести качественные инновационные риски в количественные финансовые показатели. Это позволяет заранее оценить потенциальное снижение экономической эффективности и возможные убытки, с которыми может столкнуться актор-заказчик, инвестор и подрядчик ВИНК в случае негативного развития событий на этапе разведки и разработки нефтяного объекта.

### **3.2. Методические подходы к количественной оценке инновационных рисков**

Далее анализ эффективности ИИП продолжим оценкой системных, инновационных и региональных рисков (см. классификацию в таблице 1.1). До наступления текущего периода геополитической турбулентности и коррекции на энергетических рынках, нефтяные корпорации (холдинги ВИНК) – как международные, так и национальные – функционировали в относительно благопри-

ятной среде. Эта среда характеризовалась устойчиво высокими ценами на углеводороды, что создавало стабильный финансовый фон. Однако даже в этих условиях сохранялись объективные ограничения, связанные с доступностью и стоимостью привлекаемых финансовых, материальных, трудовых, технологических и иных ресурсов.

В настоящее время контекст принятия стратегических решений кардинально усложнился. На него оказывают совокупное давление следующие ключевые факторы:

1. *Регуляторное и политическое давление.* Ужесточение требований со стороны государств-реципиентов инвестиций, включая изменения в налоговом и природоохранном законодательстве.

2. *Ресурсные вызовы.* Естественное истощение разрабатываемых месторождений на фоне сокращения объёмов вновь разведываемых и рентабельных к освоению запасов, рост глубины залегания новых месторождений.

3. *Экономические ограничения.* Системный рост капитальных затрат (CAPEX) и операционных расходов (ОРЕХ) на фоне волатильности цен.

4. *Стратегическая неопределенность.* Всё перечисленное формирует комплексный вызов, заставляя руководство ВИНК пересматривать фундаментальные подходы к распределению инвестиционного капитала и отвечать на ключевой вопрос: в какие активы и в каких юрисдикциях инвестировать для обеспечения долгосрочной устойчивости и прибыльности?

Совокупное воздействие указанных факторов, и в особенности обострение геополитической и макроэкономической нестабильности, вывело данные вопросы в разряд первостепенных для любого инвестора в нефтяном секторе. Ошибка в стратегическом выборе сегодня сопряжена с критическими последствиями для компании, выходящими далеко за рамки ухудшения финансовых результатов. К ним относятся:

- потеря лицензий или права пользования недрами в ключевых регионах присутствия;
- фактическая или регуляторная блокада доступа к рынкам сбыта;

- репутационный ущерб и принудительный уход с перспективных площадок;
- введение санкций и «потолка» цен на продажу углеводородов.

В современных реалиях традиционные для проектного и инвестиционного анализа риски – такие как валютный или инфляционный – при оценке энергетических ИИ-проектов зачастую становятся вторичными. На первый план выходит комплексная оценка страновых (геополитических) и системных видов инновационного риска ИИП, значимость которых напрямую зависит от географической диверсификации и бизнес-модели конкретной ВИН-компании. Их актуальность иллюстрируют следующие примеры из недавней практики.

Власти Чада в 2006 году осуществили национализацию ключевых нефтяных активов, что привело к принудительному выходу с месторождений международных операторов – корпораций Шеврон и Петронас (США, Малайзия). Данный шаг сопровождался созданием государственной нефтяной компании, призванной усилить контроль страны над собственными углеводородными ресурсами.

Январь 2026 года стал мощным акцентом в новой геополитической реальности, где энергоресурсы – главное поле битвы. Захват танкера *Marinera* шедшего под российским флагом, свержение президента Венесуэлы Николаса Мадуро американскими спецслужбами и массовые волнения в Иране – на первый взгляд разрозненные события, но их объединяет общий знаменатель: мировой нефтяной рынок. В феврале 2026 года США и Израиль начали военную операцию «Эпическая ярость» против Ирана, в ходе которой был убит верховный лидер Али Хаменеи. Ответом Ирана стала блокировка Ормузского пролива – основной транспортной артерии для нефтяных танкеров.

Складывается впечатление, что США перешли к стратегии полномасштабной «нефтяной войны», цель которой – глобальный передел сфер влияния. Мотивы Вашингтона очевидны: обеспечение доступа к более дешёвому сырью и установление прямого или косвенного контроля над ключевыми добывающими регионами. Санкционный прессинг на «теневого флот» и российских

нефтяников – часть этой стратегии. Конечная цель остаётся неизменной: вытеснение России с премиальных рынков сбыта и её консервация в роли поставщика для Китая и Индии, причём даже на этих направлениях конкурентная борьба будет ужесточаться.

В этих условиях перспективы российских вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) становятся крайне неопределёнными. Им предстоит тяжёлая борьба за сохранение рыночных позиций, а такая борьба неизбежно ведёт к росту издержек, снижению маржинальности и падению прибыли.

Приведённые примеры – лишь частные случаи, формирующие общий тренд: страновые риски превратились из гипотетической угрозы в оперативную реальность для любой ВИНК.

При этом ключевой принцип интегрированности инновационных рисков в таких условиях – концентрация на материальности. Анализ должен быть сфокусирован на тех риск-факторах, реализация которых способна оказать критическое влияние на жизнеспособность и результативность ИИ-проекта. Нет смысла концентрироваться на малозначительных угрозах, отвлекая на них ограниченные финансовые и временные ресурсы.

Прежде чем перейти к методологии оценки, необходимо чётко определить сам объект анализа. Поэтому отправной точкой должно стать установление точных дефиниций и создание рабочей (универсальной) классификации страновых рисков.

Подытоживая существующие в профессиональной литературе подходы [7, 22, 24], страновой риск можно трактовать как угрозу финансовых потерь для инвестора, источником которой служат события экономического, социального, политического и регуляторного характера. Ключевая особенность этих событий в том, что они напрямую или опосредованно инициируются или контролируются государственными органами страны (или её административного образования – область, край, автономный округ) размещения инвестиций. Когда один или несколько из этих факторов реализуются, абстрактная угроза материализуется в конкретное событие, оказывающее прямое воздействие на ИИ-проект. Для си-

стемного анализа эти риски принято структурировать. Одна из возможных классификаций, отражающая их основные группы и взаимосвязи, представлена на рисунке 3.8.

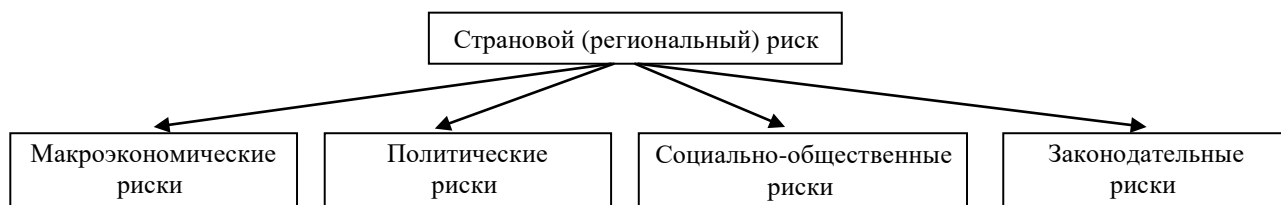


Рисунок 3.8 – Структуризация основных групп странового риска

Страновые риски являются комплексным и неотъемлемым элементом любой международной и внутренней инновационно-инвестиционной деятельности. В отличие от многих регулируемых рисков, его невозможно полностью избежать или исключить; единственная эффективная стратегия – его заблаговременная квалифицированная оценка и интеграция в финансовые модели.

История учёта подобных угроз уходит корнями в XIX век. Пионерами в этой области выступили Ротшильды, создавшие собственную разветвлённую сеть осведомителей. Эта система позволяла банкирскому дому получать критически важную политическую информацию на пару дней раньше общественности, что давало им колоссальное конкурентное преимущество.

Сегодня функцию системного мониторинга и оценивания страновых рисков взяли на себя профессиональные игроки – специализированные рейтинговые агентства, чьи отчёты формируют основу для принятия решений глобальными инвесторами.

Пионером в области оценки страновых рисков признан последователь Гарвардской школы Стобах Р.Б. Он разработал методику оценки рисков по критерию инвестиционного климата, используя при оценке показателей экспертно-аналитический метод (60-е года 20 века) [8].

Дальнейшие инновационные исследования проводились «в направлении» (русле) дополнения, детализации и усовершенствовании модели Стобаха. Специалисты современного экономического издания «Euromoney» являются после-

дователями данной модели. При составлении рейтинговых оценок стран они опираются на 9 индикаторов, интегрирующим показателем которых служит величина инвестиционного риска [8, 46, 173].

Ключевыми ориентирами для международных инвесторов служат рейтинговые оценки (РО), публикуемые ведущими мировыми агентствами. К их числу относятся, в частности, BERI (Business Environment Risk Intelligence), Fitch Ratings, Standard & Poor's, Moody's Investors Service. Последние три формируют так называемую «Big Three» (Большую тройку), чьи вердикты обладают наибольшим весом на глобальных рынках. По негласной договоренности, присвоенный агентством рейтинг является прямым индикатором инвестиционной привлекательности и кредитоспособности страны или эмитента. Важно отметить, что в методологии оценки рейтинговые агентства (РА) опираются на показатель кредитного рейтинга (credit rating) при определении вероятности дефолта.

В мировой практике насчитывается порядка ста РА. Их классифицируют на мировые (общие) и национальные (локальные). Географически, мировые РА находятся в США, что подчеркивает доминирующую роль американских институциональных инвесторов как крупнейших акторов мирового финансового и инвестиционного рынка и основными потребителями рейтинговых услуг. Методики оценки РА приведены подробно в источниках [65, 136-138, 186].

Для систематизации существующих подходов к оценке страновых рисков предлагается классификация моделей по двум ключевым критериям: целевой ориентации (например, на кредитный риск, прямые инвестиции, инновационную деятельность) и географическому охвату (глобальные, региональные, страновые). Наглядное представление данной классификации, демонстрирующее взаимосвязь этих параметров, приведено на рисунке 3.9.

Проведя сравнительный анализ методологий ведущих РА, можно констатировать, что в рамках диссертации наиболее предпочтительна модель БЕРИ (BERI), а именно её специализированная методика оценки факторов риска в сфере извлечения минеральных ресурсов. Данный выбор обусловлен макси-

мальным соответствием её предметной области объекту и задачам исследования. Обратимся к этим вопросам.

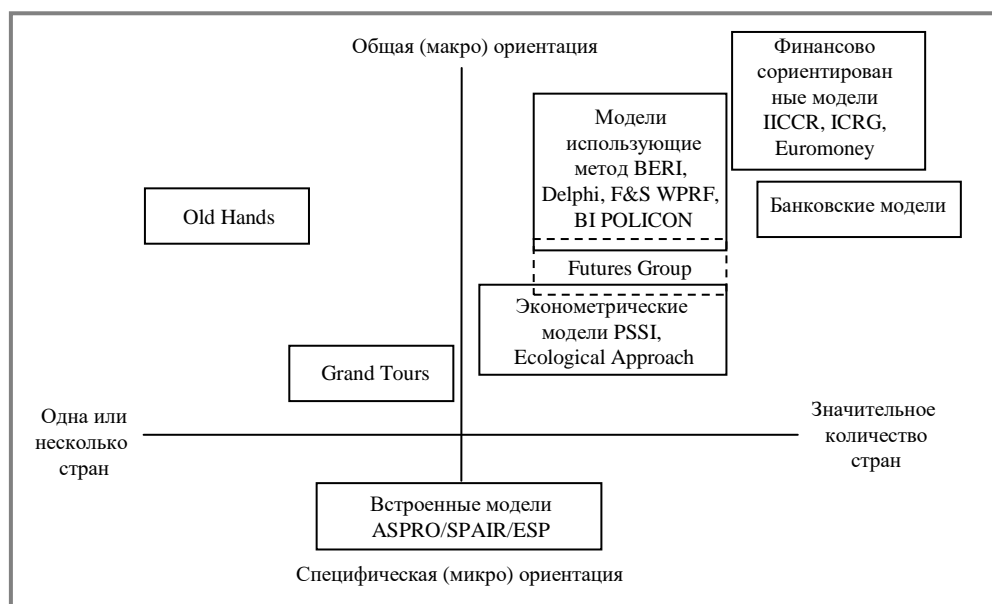


Рисунок 3.9 – Систематизация методических подходов по ключевым критериям (источник [186])

Методика БЕРИ «Mineral Extraction Risk Assessment» (оценка рисков при извлечении минералов) заслуживает детального рассмотрения. Это ежегодный отчет, включающий результаты исследований и прогнозные оценки по 150 странам. Его временной охват уникален: помимо ретроспективного анализа за период с 1997 по 2020 года и оценки на текущий момент (например, 2025 г.), модель строит долгосрочные прогнозы на 5, 10 и 15 лет вперед (2030, 2035, 2040 гг.).

Изначально разработанное по заказу Японской государственной корпорации по нефтегазу и минералам (JOGMEC), исследование MERA фокусируется на странах с прогнозируемым ростом добычи нефти и твёрдых полезных ископаемых, предлагая для них комплексные и верифицированные оценки отраслевых рисков [186]. РА БЕРИ своими исследованиями доказала, что оценку страновых рисков в ИИП ВИНК необходимо осуществлять исключительно с учетом факторов напрямую увязанных с извлечением из недр минералов.

В рамках методологии MERA был сформирован специальный страновой риск-индекс для добывающего сектора. Этот интегральный показатель количественно оценивает уровень риска, присущего конкретной стране, путём агрегации и взвешивания ключевых факторов, влияющих на отрасль. Формирование данного индекса основано на комбинированном подходе: он синтезирует как объективные статистические данные (групповые данные), так и результаты экспертных оценок ведущих аналитиков РА БЕРИ. Такой гибридный метод позволяет совместить точность «жестких» цифр с глубиной качественного анализа и прогнозными суждениями профессионалов.

Субиндекс «Георазведка и освоение» (Exploration & Development), формирующий 75% итоговой страновой оценки, агрегирует три ключевых компонента риска:

1. Контрактный (правовой) риск – связан с нестабильностью законодательства, нарушением условий соглашений и правовой неопределённостью, внезапное ужесточение норм для инновационных методов добычи.

2. Физический риск – обусловлен угрозами безопасности, включая риски кибербезопасности новых цифровых систем, природными катастрофами, инфраструктурными ограничениями и другими материальными препятствиями для работ.

3. Эксплуатационный (операционный) риск – отражает сложности в повседневной деятельности, такие как бюрократические барьеры, коррупция, неэффективность логистики и трудовые конфликты (непринятие и саботаж инноваций).

Оставшиеся 25% итоговой оценки приходятся на финансовый субиндекс. Его ключевая задача – оценка возможности невозвратной потери инвестиций. В рамках данного субиндекса отдельно изучаются конфискационные сценарии (отъем активов без возмещения) и сценарий национализации (с возможным добровольным компенсационным возмещением средств), а также анализируются риски, связанные с необоснованными и завышенными финансовыми требо-

ваниями со стороны государства на территории которого находится месторождение (детализация представлена в таблице 3.2).

Таблица 3.2 – Интегральный показатель странового риск-индекса для добывающего сектора по методике MERA [186]

Риск-фактор	Вес в %
1.Контрактно-правовой: Нестабильность норм законодательства и права, нарушение условий договоров	23
2. Физического характера: Несчастные случаи на производстве Разрушение скважин из-за природных катаклизмов	9 16
3. Связанный с освоением и эксплуатацией	26
<i>Субиндекс георазведки и освоения объекта-актива</i>	<i>74</i>
4. Инвестиционный Принудительная конфискационная мера Государственная национализация нефтяного объекта-актива	17 9
<i>Субиндекс инвестиции и финансы</i>	<i>26</i>
<i>Итого</i>	<i>100</i>

В ходе вычислений формируется итоговый интегральный показатель странового риска или рейтинг, выраженный в баллах по шкале от 0 до 100. Принцип шкалы является интуитивным: минимальное значение (0 баллов) соответствует максимальному (наивысшему) уровню риска, а максимальное значение (100 баллов) – минимальному (наинизшему) уровню риска.

Для интерпретации числовых значений весь диапазон разделён на четыре качественные риск-категории: очень сильный риск, сильный риск, средний риск, слабый риск.

Детальная характеристика каждой категории, включающая ключевые признаки и возможные последствия для инвестора, систематизирована в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Градация риск-факторов по методике MERA [186]

Величина риск- индекса	Шкала	Описание фактора
0-35	Очень сильный риск	<p>Территория классифицируется как закрытая для новых инвестиций в разведку на данном этапе. Требуется кардинальное улучшение странового риск-профиля для пересмотра рекомендации.</p> <p>Инвестиционный риск превышает все возможные пороги толерантности. Вероятность полной или значительной потери вложенного капитала крайне высока, что делает любой ИИ-проект экономически нежизнеспособным.</p> <p>Риск для персонала и активов неприемлемо велик. Существуют прямые и системные угрозы физической безопасности сотрудников, целостности инфраструктуры и непрерывности операций.</p>
36-50	Сильный риск	<p>Для данной территории сформирована условно-положительная рекомендация.</p> <p>Проведение геологоразведочных работ (ГРР) допустимо, но сопряжено с существенными оговорками. Инвестиции могут быть рассмотрены только при одновременном соблюдении двух жёстких критериев:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Наличие исключительно высокого ресурсного потенциала. Геологическая перспективность территории (подтверждённые запасы и/или прогнозные ресурсы) должна быть очень высокой, гарантируя потенциальную сверхприбыль, способную перекрыть повышенные издержки и риски.</li> <li>2. Умеренный уровень контрактно-правового риска. Правовая среда и условия соглашений должны обеспечивать предсказуемость и базовую защиту инвестиций. Риски национализации, резких изменений законодательства или нарушения контрактных обязательств со стороны государства должны оставаться на контролируемом, умеренном уровне.</li> </ol> <p>Территория классифицируется как ограниченно открытая для инвестиций.</p>

Величина риск- индекса	Шкала	Описание фактора
51-70	Средний риск	Территория отнесена к категории умеренного риска. Территория демонстрирует устойчивый и предсказуемый инвестиционный ландшафт, где основные риски носят преимущественно технический и коммерческий характер, а не страновой. Это создаёт условия для долгосрочного планирования и реализации полного цикла ИИ-проекта – от поиска месторождений до их эксплуатации. Существующий профиль рисков позволяет с высокой долей уверенности прогнозировать, что успешные результаты разведки не будут блокированы на стадии промышленной разработки. Вероятность возникновения непреодолимых политических, регуляторных или социальных препятствий при переходе от ГРП к добыче минимальна.
71-100	Слабый риск	Территория классифицируется как высокоперспективная для инвестиций в разведку с чёткой и реализуемой дорожной картой до промышленной разработки.

Изучение и оценка странового риска в контексте Российской Федерации характеризуется рядом уникальных особенностей, которые требуют отдельного методического учёта.

Политическая система России формировалась в особой исторической парадигме, что обусловило исключительно высокую значимость персонифицированного фактора в принятии ключевых стратегических решений. Источником возникновения неопределённости выступает глубокая внутренняя гетерогенность страны. Российская Федерация представляет собой сложную мозаику из большого числа субъектов (республик, краёв, областей, автономных округов), которые радикально различаются по:

- экономическому потенциалу и структуре хозяйства;
- этническому и демографическому составу;
- политическому, историческому и культурному бэкграунду;
- религиозным обычаям и идентичностям.

Эта внутренняя разнородность создаёт не единое, а дифференцированное риск-пространство, где условия ведения бизнеса и профили рисков могут кардинально меняться при переходе от одного региона к другому.

*Региональные войны и вооруженные конфликты* оказывают комплексное дестабилизирующее воздействие на национальную экономику и политическую систему, формируя самоподдерживающийся цикл негативных последствий.

Механизм влияния можно описать следующей цепной реакцией:

1. Прямое воздействие: конфликт в отдельном регионе напрямую дестабилизирует общую политическую обстановку, повышая уровень неопределённости и риска.

2. Фискальный триггер: для решения возникших проблем (восстановление инфраструктуры, социальная поддержка, усиление безопасности) федеральный центр вынужден направлять в регион дополнительные субсидии и трансферты.

3. Макроэкономические последствия: рост unplanned расходов запускает каскад негативных макроэкономических процессов:

- Колебания валютного курса и процентных ставок из-за снижения доверия инвесторов и роста рисков.
- Рост госдолга для покрытия дефицита.
- Падение или перераспределение социальных выплат в других, «спокойных» регионах, что ведёт к росту социальной напряжённости уже на национальном уровне.
- Увеличение бюджетного дефицита.
- Корректировка налогов (часто в сторону ужесточения) для поиска выпадающих доходов.
- Перераспределение доходов бюджета на выпуск оборонной продукции в ущерб гражданской, то есть «пушки вместо масла».

4. Итоговый эффект: совокупность этих риск-факторов закономерно приводит к системному ухудшению инвестиционного, инновационного и политического положения во всей стране.

Необходимо также отметить и ещё один немаловажный факт, из-за проведения СВО на Украине международные РА при составлении рейтинга России руководствуются не экономическими соображениями, а геополитическими, преднамеренно снижая его показатели до «корзинного мусора».

Западные методы слабо учитывают территориальные особенности региона освоения ресурсов и современные реалии развития экономических процессов в РФ, поэтому их оценочная картина достаточно искажена и нуждается в дальнейшей адаптации, учитывающей взаимосвязи между региональной стабильностью, федеральной бюджетной и макроэкономической политикой РФ.

По этой причине российские инвесторы в современных условиях при оценке ИИП с учетом региональных (страновых) видов риска опираются на показатели РА РФ.

*Рейтинговое агентство «Эксперт РА»* (по международному классификатору RAEX) аккредитован в Министерстве финансов России и работает на рынке свыше 38 лет. Специфика деятельности РА заключается в рейтинговой оценке инвестиционной привлекательности регионов России. Признается всеми официальными и государственными структурами РФ, а также саморегулируемыми организациями, например, НАПФ. В своих оценках опирается только на данные подразделений госстатистики и профильных министерств.

Рейтинг инвестиционной привлекательности регионов строится на двухфакторной модели, оценивающей баланс возможностей и угроз для капиталовложений (инвестиций).

Двуединая основа оценки:

1. Инвестиционный потенциал – количественный показатель, отражающий долю региона в совокупном экономическом и ресурсном пространстве страны. Он отвечает на вопрос: «Какой объём рынка и ресурсов доступен инвестору?».

2. Инвестиционный риск – качественно-прогнозный показатель, оценивающий вероятность и масштаб возможных потерь. Он отвечает на вопрос: «С

какими проблемами может столкнуться инвестор и как они отразятся на его ИИ-проекте?»).

Структура потенциала (многофакторная модель) включает совокупный потенциал региона, который является композитным индексом, агрегирующим девять специализированных видов потенциала:

- Инновационный (научно-технологический задел, R&D);
- Туристический (рекреационные ресурсы и их освоенность);
- Природно-ресурсный (наличие и доступность сырья);
- Инфраструктурный (транспорт, логистика, коммуникации);
- Институциональный (качество администрирования, прозрачность правил);
- Потребительский (платёжеспособный спрос, ёмкость рынка);
- Производственный (промышленные мощности, диверсификация);
- Финансовый (доступ к капиталу, банковская система);
- Трудовой (кадры, квалификация).

## 2) Структура риска (многоаспектная модель):

Интегральный риск рассчитывается как взвешенная сумма шести слагаемых частных показателей рисков:

- Криминальный (уровень правопорядка, безопасность ведения бизнеса, уровень коррупции в контролирующих органах);
- Природно-экологический (степень антропогенного загрязнения территории реализации ИИП, экологический скрининг ИИП, издержки на охрану ОС);
- Макроэкономический (открытость экономики, управляемость и устойчивость, способность к адаптации и диверсификации);
- Политико-административный (стабильность законодательства и политического курса, качество партнерства бизнеса и власти);
- Социально-демографический (уровень социальной стабильности, жизни, демографического развития, наличие квалифицированных кадров);
- Финансовый (стабильность бюджета, долговая нагрузка).

Методология взвешивания – вклад каждого частного показателя (как потенциала, так и риска) в итоговый интегральный индикатор определяется не фиксированными коэффициентами, а через экспертное анкетирование. В опросах участвуют представители трёх ключевых сообществ:

- экспертное (аналитики, учёные, специалисты-практики),
- инновационно-инвестиционное (компании-инвесторы, фонды, крупные частные инвесторы, структуры холдинга ВИНК),
- банковское (кредитные организации).

Таким образом, итоговый рейтинг отражает не только объективные статистические данные, но и субъективную, профессиональную оценку рыночных игроков о значимости тех или иных факторов для принятия инновационных и инвестиционных решений. Это позволяет модели быть более релевантной и практико-ориентированной.

В 2023 году был проведён специализированный опрос среди ключевых стейкхолдеров инновационно-инвестиционного процесса. Задача исследования определить вес каждого частного фактора (компонента потенциала и риска) в формировании комплексной оценки привлекательности региона для инвестора. Целевой аудиторией выступили научные круги, крупные инвесторы и холдинги ВИНК, вкладывающие средства в ИИП. Для обеспечения стабильности и сравнительного анализа, полученные в 2023 году весовые коэффициенты были зафиксированы и оставались неизменными при расчётах рейтингов в 2024 и 2025 годах (см. рис. 3.10). Таким образом, рейтинги за трёхлетний период (2023–2025 гг.) построены на единой, прозрачной и экспертно-валидированной системе оценок, что делает их надёжным инструментом для анализа долгосрочных тенденций и принятия стратегических решений в области инвестиций в нефтедобывающие ИИП [65].

В рамках настоящей работы для количественной оценки региональных рисков были использованы данные РА «ЭКСПЕРТ-РА» [65].



Рисунок 3.10 – Весовые коэффициенты привлекательности инвестиций в нефтедобывающие ИИП в рамках региона (составлено автором на основе данных [65])

В качестве исходных данных была задействована разработанная агентством карта (круговая диаграмма), визуализирующая уровень инвестиционного риска для субъектов Российской Федерации (рис. 3.11). Согласно данной оценке, Тюменская область отнесена к категории 2В. Этот риск интерпретируется как средний при умеренном потенциале для инвестиций. Это характеризует область как территорию со сбалансированным профилем «возможности-угрозы», где риски присутствуют, но являются контролируруемыми и прогнозируемыми.

Адаптация диаграммы для целей исследования заключается в переводе качественной рейтинговой оценки в количественный финансовый показатель, необходимый для расчётов. С этой целью первоначальная карта РА была поделена (дифференцирована) на специальные зоны. Каждой зоне (группе рейтингов) присвоен определённый процентный размер поправки на страновой (региональный) риск.

Итоговый расчётный показатель для инновационно-инвестиционного проекта, реализуемого на территории Тюменской области является величиной поправки за страновой риск и составляет 2%. Данный процент является ключевым параметром для последующих финансово-экономических расчётов

(например, для корректировки ставки дисконтирования), позволяя учесть региональную специфику и связанные с ней дополнительные риски при оценке эффективности ИИ-проекта.

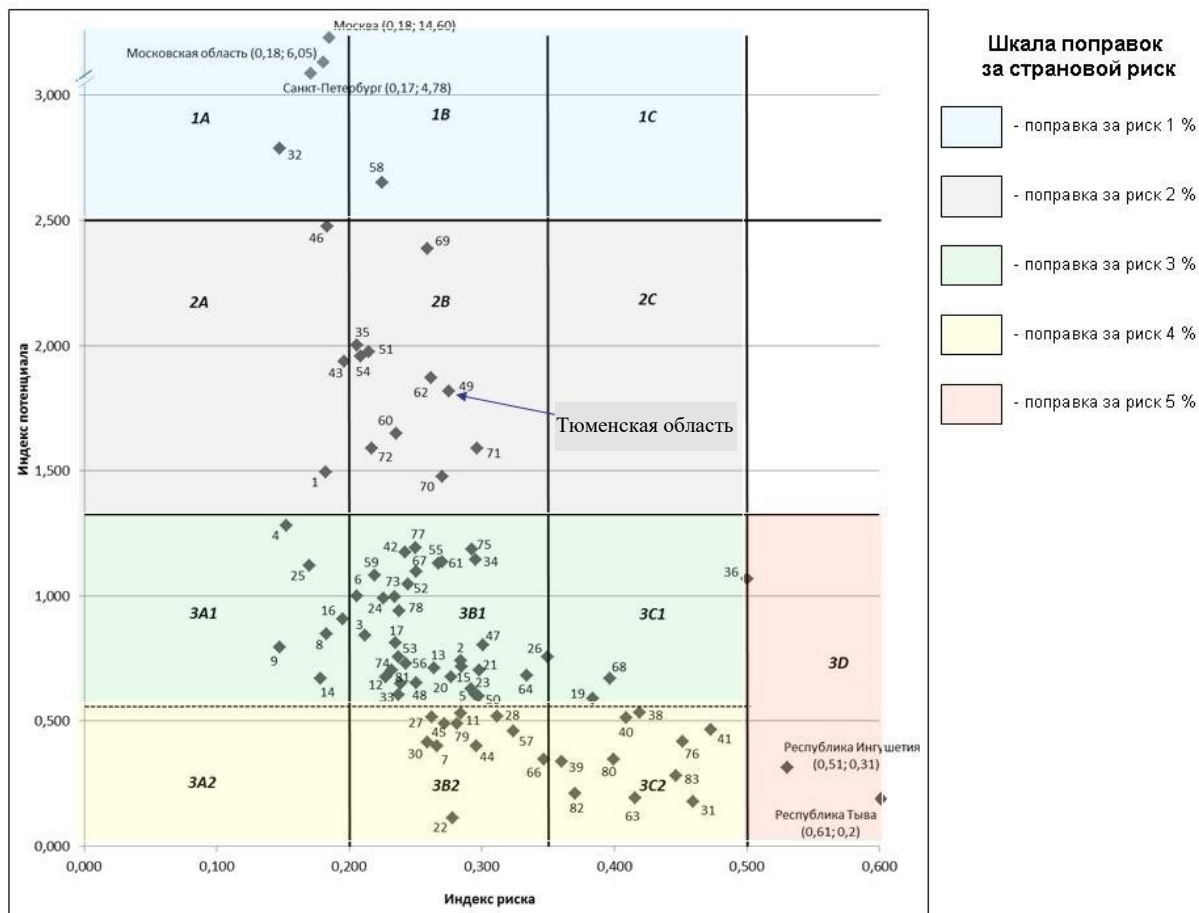


Рисунок 3.11 – Рейтинговая оценка привлекательности инвестиций в инновационно-инвестиционные проекты субъектов РФ в 2024 году

Методика индексного подхода предоставляет два фундаментальных преимущества:

1. Стандартизация и сравнимость. Каждой стране или региону присваивается унифицированный количественный или категориальный индекс. Это создаёт единое измерительное поле, позволяющее проводить прямой сравнительный анализ инвестиционного климата различных юрисдикций. На основе такого сравнения заказчик-инвестор может объективно идентифицировать и вы-

брать для вложений страны или регионы с наименьшим уровнем некоммерческих рисков.

2. Практическая применимость в финансовых моделях. Данные индексы служат не только для качественного ранжирования, но и выступают в качестве надёжного количественного критерия. На их основе может быть рассчитана премия за страновой (региональный) риск – ключевая поправка, добавляемая к базовой ставке дисконтирования для учёта дополнительных угроз, специфичных для конкретной территории.

Конкретный алгоритм расчёта итоговой поправки за страновой риск, интегрирующий рейтинговые индексы в финансовую модель, представлен в виде схемы на рисунке 3.12. Этот алгоритм формализует процесс перевода качественной рейтинговой оценки в конкретный процентный показатель, используемый для корректировки стоимости капитала инновационно-инвестиционного проекта.



Рисунок 3.12 – Этапы вычисления поправки за региональный риск в процессе оценки эффектов ИИП

В процессе оценивания эффективности ИИП страновой риск учитывается не изолировано, его слагаемые интегрированы в ставку безриска.

Авторский подход к оценке имеет ряд достоинств: первое, нет нужды в использовании точных первоначальных параметров и сложных программных комплексов; второе, оценку эффективности можно проводить на прединвестиционной стадии ИИ-проекта, то есть до его коммерциализации; третье, методика не требует сложных вычислений.

Подытоживая, следует подчеркнуть, что учет геофакторов следует проводить через вероятностный анализ методом Монте-Карло, техногенные и экофакторы используя картографический подход, а региональные путем конвертации рейтинга в поправку за риск.

### **3.3. Развитие инструментария оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом факторов инновационного риска**

Проведённый в разделе 2.2 анализ существующих методик оценки инновационных рисков позволил сделать следующий вывод. Для комплексного учёта широкого спектра инновационных рисков (таких как технологические, производственные, экономические и иные специфические для ИИП угрозы) наиболее целесообразным признан метод корректировки ставки дисконтирования.

Сущность метода заключается в том, что базовая (безрисковая) ставка доходности последовательно увеличивается (корректируется в сторону повышения) за счёт добавления премий за инновационный риск, соответствующих каждому значимому фактору, характерному для конкретного ИИ-проекта или региона. Ключевым механизмом метода является кумулятивное построение итоговой ставки дисконта. Это означает, что конечная ставка, используемая для оценки ИИ-проекта, формируется путём суммирования безрисковой ставки и всех отдельных премий за инновационный риск:

$$\text{Ставка дисконта} = \text{Безрисковая ставка} + \text{Премия за ИР 1} + \text{Премия за ИР 2} + \dots + \text{Премия за ИР } K.$$

Таким образом, итоговая ставка отражает совокупную требуемую доходность, которая компенсирует актору-инвестору все виды выявленных и оценённых

ных инновационных рисков, связанных с данной инвестицией в ИИП. Этот метод обеспечивает прозрачность и структурированность в учёте множества разнородных факторов, влияющих на стоимость капитала ИИ-проекта.

Детализируем отдельные положения данного подхода.

Безрисковая ставка ( $d_{Rf}$ ), приведенная в формуле 1 диссертации, представляет собой теоретическую норму доходности от инвестиций с нулевым уровнем риска. Она отражает базовую, гарантированную рыночную возможность для размещения капитала дочерними организациями ВИНК и частными инвесторами без угрозы его утраты.

Ключевые критерии безрисковой ставки следующие. Для того чтобы финансовый инструмент или актив мог служить эталоном для определения  $d_{Rf}$ , он должен соответствовать двум фундаментальным требованиям:

– Максимальная надёжность и ликвидность: доходность должна формироваться по активам с высочайшей гарантией возврата основной суммы инвестиций (капитала) и процентов, а также обладающим высокой ликвидностью для быстрой конвертации в денежные средства;

– Реальная доступность: данная альтернатива вложения должна быть реально доступна для широкого круга инвесторов на открытом рынке, представляя собой практическую, а не гипотетическую возможность.

На практике ставка безриска может быть выявлена на основе доходности гособлигаций или путём оценки финансовой конъюнктуры рынка.

Возможные инструменты для определения ставки безриска:

1. Для расчётов в рублях:

– Облигации федерального займа (ОФЗ) РФ: являются наиболее распространённым эталоном, так как представляют собой долговые обязательства государства с наивысшим уровнем надёжности в национальной валюте. Используется доходность к погашению долгосрочных выпусков. В качестве  $d_{Rf}$  принимается доходность к погашению долгосрочных (например, 10-летних) облигаций страны, в валюте которой оценивается ИИ-проект. Это основано на предполо-

жении, что суверенное государство обладает наивысшей кредитоспособностью и не допустит дефолта по своим обязательствам в собственной валюте.

– Долгосрочные рублёвые депозиты Сбербанка РФ: ставки по срочным депозитам (сроком от одного года и более) в крупнейшем государственном банке могут рассматриваться как альтернативный индикатор, отражающий доступную для широкого круга инвесторов гарантированную доходность при минимальном кредитном риске.

2. Для расчётов в валюте (например, в долларах США, евро или юанях):

– Валютные облигации Российской Федерации: к ним относятся как внутренние (например, облигации внешних облигационных займов, ОВОЗ), так и внешние суверенные еврооблигации. Их доходность отражает оценку странового риска на международных рынках капитала.

– Валютные вклады Сбербанка РФ: ставки по долгосрочным валютным депозитам в системообразующем банке также могут служить одним из ориентиров для определения безрисковой доходности в иностранной валюте, доступной на внутреннем рынке.

Выбор конкретного инструмента зависит от валюты денежных потоков ИИ-проекта, горизонта оценки и доступности соответствующих рыночных данных.

Ключевые недостатки и ограничения данных инструментов в качестве эталона для определения ставки безриска:

1. Недоверие к абсолютной надёжности ОФЗ: доходность по облигациям федерального займа (ОФЗ) не воспринимается инвесторами как полностью безрисковая. Гарантии возврата по этим государственным бумагам не считаются безусловными в силу наличия суверенного риска, включая потенциальные изменения в макроэкономической политике или геополитической обстановке.

2. Искажающее влияние банковской маржи на депозитные ставки: широкий диапазон ставок по рублёвым депозитам (в несколько % пунктов) в большей степени отражает желание коммерческих банков к формированию маржи и высокой прибыли, поэтому они априори не являются чистым индикатором

тором нулевого риска, т.к. по своей природе выступают неоднородным и завышенным ориентиром.

3. Применение валютных ставок даже банков-лидеров в качестве безрисковой базы порождает проблему трансакционных издержек при конвертации в рубли. Котировки курсов во внутрироссийском контуре может существенно отклоняться от общемировых, внося дополнительную, трудно прогнозируемую валютную поправку в расчёт.

4. Политическая детерминанта доходности еврооблигаций: текущие ставки по отечественным суверенным еврооблигациям в настоящее время не отражают объективный показатель доходности ценных бумаг через призму минимизации риска. Их значение в решающей степени формируется под влиянием внешнеполитических факторов и санкционного режима, а не фундаментальных экономических показателей, что лишает их репрезентативности для оценки чистой стоимости капитала.

Таким образом, каждый из потенциальных инструментов-кандидатов несёт в себе специфические искажения, что требует от аналитика осторожного выбора и, возможно, применения поправочных коэффициентов или поиска альтернативных эталонов для определения истинно безрисковой ставки в российских реалиях.

Действительно, ключевым источником дохода кредитного учреждения является процентная маржа – разница между ставками по выданным кредитам и привлечённым депозитам. В условиях идеальной конкуренции и при снижении рисков, эта разница сжимается, а обе ставки теоретически стремятся к единому ориентиру – ключевой ставке Банка России (или ставке рефинансирования в её современной общенаучной трактовке), которая является основным инструментом денежно-кредитной политики.

Из этой логики вытекает следующее, ключевая ставка Банка России может рассматриваться в качестве обоснованной безрисковой ставкой, поскольку она представляет собой:

1. Теоретический предел для депозитных ставок. В гипотетической ситуации, когда кредитные риски банковской системы стремятся к нулю, ставки по наиболее надёжным депозитам будут приближаться к ключевой ставке, так как она определяет стоимость привлечения средств для самих банков.

2. Безусловная гарантия эмитента. Банк России как эмитент денег обладает наивысшим уровнем кредитоспособности в национальной валюте, что соответствует требованию минимального риска дефолта.

3. Публичный и стабильный ориентир. Ставка является официально устанавливаемым, публично доступным и понятным для всех акторов-участников рынка макроэкономическим индикатором.

Таким образом, использование ключевой ставки Банка России в качестве безрисковой представляется логичным и методически корректным подходом для оценки в рублёвом выражении, так как она отражает фундаментальную временную стоимость денег в экономике при минимальном уровне риска, задаваемом самим денежным регулятором.

Следовательно, базовая ставка дисконтирования, очищенная от влияния специфических рисков ИИ-проекта ( $d_{Rf}$ ), может быть вычислена на основе ключевого макроэкономического соотношения. Она рассчитывается делением ключевой ставки Банка России ( $r$ ), на годовой темп инфляции ( $i$ ).

$$1 + d_{Rf} = \frac{1 + \frac{r}{100}}{1 + \frac{i}{100}} \quad \text{или} \quad d_{Rf} = \frac{r - i}{100 + i}, \quad (10)$$

Для количественной оценки премии за инновационный риск ИИ-проекта ( $d_{Rp}$ ) предлагается использовать методику, основанную на коллективной экспертной оценке. Этот подход включает в себя два ключевых способа оценок: рейтингование и мозговой штурм.

Процедура оценки следующая:

1. Формирование экспертной группы: создаётся коллектив специалистов, обладающих практическим опытом реализации инновационно-инвестиционных

проектов в соответствующей отрасли или сфере. В качестве альтернативы может быть задействовано профильное структурное подразделение компании-инвестора (например, отдел риск-мониторинга и контроля, проектный офис или служба стратегического развития, планирования).

2. Анализ и ранжирование рисков: эксперты проводят детальный анализ инновационных рисков, структурированных по видам (экономические, технологические, правовые и др.). Для каждого риск-фактора определяется не точечная, а диапазонная оценка его вероятности и потенциального воздействия на денежные потоки.

3. Синтез и верификация: результаты экспертизы (выявленные диапазоны оценок по каждому фактору) агрегируются и обсуждаются. Это позволяет сформировать обоснованное, консенсусное суждение о совокупной рискованности ИИ-проекта, которое затем преобразуется в количественную величину премии за инновационный риск ( $d_{Rp}$ ).

Полученные выводы служат не только для механического расчёта ставки дисконтирования. Они становятся исходным, структурированным информационным элементом об «узких местах» и уязвимостях ИИ-проекта, что критически необходимо для принятия стратегических проектных решений, разработки планов по минимизации рисков и повышения общей надёжности инвестиционных расчётов.

Важно подчеркнуть, что перед началом непосредственной оценки риск-факторов нужно чётко очертить границы интервалов, в рамках которых будет проводиться экспертиза. Ширина этого диапазона (минимальная и максимальная допустимая премия за инновационный риск) не является универсальной, а устанавливается каждым членом рабочего коллектива индивидуально.

Ключевые детерминанты оценочного интервала:

1. Опыт, компетенции и квалификация члена рабочей группы: специалисты с более глубоким практическим опытом в конкретной отрасли могут оперировать более узким и обоснованным диапазоном.

2. Число и сложность факторов: чем обширнее и разнороднее перечень рассматриваемых рисков, тем шире может быть итоговый диапазон неопределённости.

3. Качество информационной базы: достоверность, полнота и актуальность данных о потенциальных инновационных рисках ИИ-проекта напрямую влияют на уверенность экспертов и, как следствие, на ширину устанавливаемого ими интервала.

После определения индивидуальных интервалов спецы переходят к оценке значимости каждого конкретного риск-фактора из предварительно составленного списка. Оценка производится путём присвоения веса или балла в рамках установленных границ. Описанный экспертный подход служит основой для построения комплексной модели расчёта ставки дисконтирования. Далее будет представлена усовершенствованная автором факторная модель, которая систематизирует данный процесс и преобразует качественные экспертные суждения в количественную величину итоговой ставки.

Анализ кумулятивного метода позволяет выявить его дихотомичную природу, сочетающую операциональные достоинства и методические изъяны. К первым относится прозрачность и техническая простота вычисления ставки дисконтирования. Ко вторым – присущая методу экспертная зависимость (expertise bias). Поскольку отбор рискообразующих факторов и оценка их премий носят оценочный характер, итоговая ставка дисконтирования является не столько строго детерминированной величиной, сколько продуктом профессионального суждения. Данный фактор вводит в модель элемент неконтролируемой вариативности, ограничивающий надёжность метода.

Снижение степени субъективизма в рамках кумулятивного метода может быть достигнуто за счет внедрения процедуры факторного риск-анализа. Его суть заключается в последовательной детализации: каждый учитываемый вид категории инновационного риска ИИ-проекта подвергается декомпозиции на ключевые драйверы (детерминанты), от которых зависит агрегированный показатель (см. рис. 3.13). В качестве методического примера, производственный

риск не задается единой поправкой (корректирующим коэффициентом), а выводится из многокритериального риск-анализа и синтеза его слагаемых компонентов – таких как риск отклонения от производственного графика, логистической неустойчивости и т.д., – вклад каждого из которых подлежит отдельному обоснованию и может быть дифференцирован (табл. 3.4).

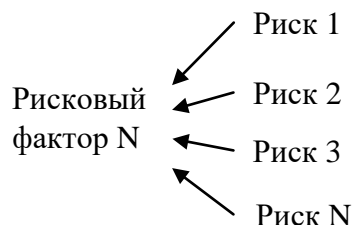


Рисунок 3.13 – Декомпозиция риск-фактора на детерминанты

Таблица 3.4 – Декомпозиция производственного риск-фактора и оценка вероятности реализации драйверов для ИИП в нефтедобывающем секторе

Риск-фактор	Содержание драйвера риска	Оценка вероятности реализации драйверов (детерминант) по шкале <sup>1</sup>
Связанный с производством (извлечение нефти на осваиваемом объекте)	Отсутствие компетентного и опытного персонала по инновациям в нефтедобыче	1
	Сбои в работе нового оборудования	1
	Провалы в логистике (логистическая неустойчивость)	2
	Срыв плана производства по извлечению нефтепродуктов (отклонения от производственного графика при переходе на новые технологии)	3

<sup>1</sup>Для оценки вероятности использованы баллы, max – 5, min – 1

Данная корректировка является необходимой в силу ограничений, присутствующих в традиционной практике. Как отмечалось выше, текущий подход предполагает применение к рисковому фактору единого, укрупненного поправочного коэффициента. Подобная агрегация неизбежно ведет к потере точности и снижению достоверности итоговой оценки ИИП. Это объясняется уникальной природой каждого нефтяного ИИ-проекта, которая проявляется в специфиче-

ском профиле рисков и, как следствие, в дифференцированной стоимости мероприятий по их хеджированию. Использование унифицированного коэффициента игнорирует эту индивидуальность, что приводит к недопустимому искажению расчетных результатов оценки, нивелируя конкурентные преимущества или скрывая уязвимости конкретного предприятия и реализуемого им ИИП.

Источники данных для факторного анализа могут быть иерархизированы по степени приоритетности. Первичным и наиболее объективным источником выступает репозиторий на основе ведомости рисков, генерируемый в рамках действующей системы IRAS ВИНК. При отсутствии таких формализованных данных, в качестве информационной базы привлекаются вторичные источники: корпоративная отчетность, отраслевые аналитические обзоры, а также экспертные оценки стейкхолдеров и акторов, вовлеченных в ИИП. На основе идентифицированных составляющих риска ( $R_{RF}$ ) и оценок вероятности их реализации ( $P_{RF}$ ) итоговая премия за инновационный риск по конкретному фактору ( $d_{Rp}$ ) рассчитывается по математической зависимости:

$$d_{Rp} = \frac{\sum R_{RF} * P_{RF}}{\sum R_{RF}}, \quad (11)$$

где  $d_{Rp}$  – искомая премия за риск по рассматриваемому фактору;  $R_{RF}$  – количественная оценка  $i$ -й составляющей данного риск-фактора;  $P_{RF}$  – вероятность ее возникновения (наступления).

Таким образом, интеграция процедуры факторного анализа рисков в классическую схему кумулятивного построения приводит к модифицированной факторной модели определения ставки дисконтирования. В результате предложенных модификаций итоговая формула для расчета ставки дисконтирования приобретает развернутый факторизованный вид:

$$d = d_{Rf} + \sum_{i=1}^n d_{Rp} = d_{Rf} + \frac{\sum_{i=1}^n R_{RF} * P_{RF}}{\sum_{i=1}^n R_{RF}}, \quad (12)$$

где  $d$  – модифицированная ставка дисконтирования;  $d_{Rf}$  – ставка безриска (ключевая ставка ЦБ),  $d_{Rp}$  – премия за инновационный риск по релевантному фактору инновационного риска,  $R_{RF}$  – вид инновационного риска, составляющий ФИР,  $P_{RF}$  – вероятность проявления слагаемых ФИР.

Эта двухуровневая структура формулы наглядно отражает суть предложенного подхода: детализацию рисков с последующим синтезом. Данное представление является математической записью предложенной методики, в которой каждая премия за инновационный риск не задается экспертным коэффициентом, а вычисляется на основе факторного анализа.

Для оценки результативности ИИП с учетом инновационных рисков, в финансовую модель  $NPV$  инкорпорируют предложенные показатели оценки инновационных рисков и проводят расчеты по трем сценариям консервативному, базовому и оптимистическому:

$$NPV_{K/Б/О} = \sum_{i=1}^T \frac{(V_{oil\ K/Б/О} * P_{F\ min/mean/max}) - I_i - O_{exi} - T_{axi} + D_i}{(1 + d)^{t_i - 1}}, \quad (13)$$

где  $NPV_{K/Б/О}$  – чистая приведенная стоимость по консервативному, базовому и оптимистическому сценарию,  $V_{oil\ K/Б/О}$  – геологические запасы УВС,  $P_F$  – планируемая цена сбыта УВС,  $I_i$ ,  $O_{exi}$ ,  $T_{axi}$ ,  $D_i$ ,  $d$  – показатели капитальных и эксплуатационных затрат, налогов, амортизации, ставки дисконта.

Алгоритм расчета премии за инновационный риск реализации ИИП сведен в таблицу 3.5.

Пошаговый алгоритм расчета премии за инновационный риск (риск-премии) для инновационно-инвестиционного проекта в нефтедобыче заключается в следующем.

1. Формируются исходные данные:

а) Столбцы С–G (1%–5%) – диапазоны возможных поправок на риск.

б) Факторы инновационного риска (строка 2) – например, «Неточность геологических данных», «Технологические сбои».

в) Инновационные риски (строки 3–5) – конкретные риски с указанием веса (число) и диапазона ("х").

г) Фактор К (строка 10) – дополнительная поправка (например, ключевая ставка ЦБ).

2. Рассчитывается премия за инновационный риск по предложенной пошаговой методике:

а) Шаг 1: Расчет суммарного веса инновационных рисков в группе (сумма весов всех рисков).

б) Шаг 2: Распределение рисков по диапазонам (сумма весов рисков, попадающих в диапазон 1%, 2%, 3%).

в) Шаг 3: Расчет весов каждого диапазона (умножаем сумму весов в диапазоне на % поправки).

г) Шаг 4: Средневзвешенная поправка (сумма всех весов диапазонов, деленная на общий вес рисков).

д) Шаг 5: Итоговая поправка (риск-премия). Рассчитывается как средневзвешенная поправка + фактор К.

Таблица 3.5 – Математический алгоритм определения премии за инновационный риск

<b>А</b>	<b>В</b>	<b>С</b>	<b>Д</b>	<b>Е</b>	<b>Ф</b>	<b>Г</b>
<b>Факторы инновационного риска</b>	<b>Вес</b>	<b>Поправка на инновационные риски</b>				
	1	1%	2%	3%	4%	5%
<b>Фактор 1</b>	2					
Риск 1	3	х				
Риск 2	4		х			
Риск 3	5			х		
<i>Суммарный вес инновационных рисков в группе</i>	6	$B6 = B3 + B4 + B5$				
<i>Распределение по диапазонам</i>	7	$C7 = IF(C3="x", B3, 0) + IF(C4="x", B4, 0) + IF(C5="x", B5, 0)$	$D7 = IF(D3="x", B3, 0) + IF(D4="x", B4, 0) + IF(D5="x", B5, 0)$	$E7 = IF(E3="x", B3, 0) + IF(E4="x", B4, 0) + IF(E5="x", B5, 0)$	$F7=0$	$G7=0$
<i>Расчет весов каждого диапазона</i>	8	$C8 = C7 * C\$2$	$D8 = D7 * D\$2$	$E8 = E7 * E\$2$	$F8 = F7 * F\$2$	$G8 = G7 * G\$2$
<i>Средневзвешенная поправка</i>	9	$B9 = (SUM(C8:G8)) / B6$				
<b>Фактор К</b>	10					
<b>Итоговая поправка (премия за инновационный риск)</b>	11	$B11 = B9 + B10$				

Пошаговый алгоритм адаптирован для работы в табличных редакторах Excel и Google Sheets. Данный инструмент позволяет автоматизировать расчеты и ускорить вычисление премии за инновационный риск при реализации инновационно-инвестиционных проектов.

Визуализация процесса учета инновационных рисков, основанного на описанных выше методиках, представлена в виде структурно-логической схемы (рисунок 3.14). Данная схема отражает последовательность этапов от идентификации риск-факторов до их интеграции в итоговые показатели эффективности ИИ-проекта.

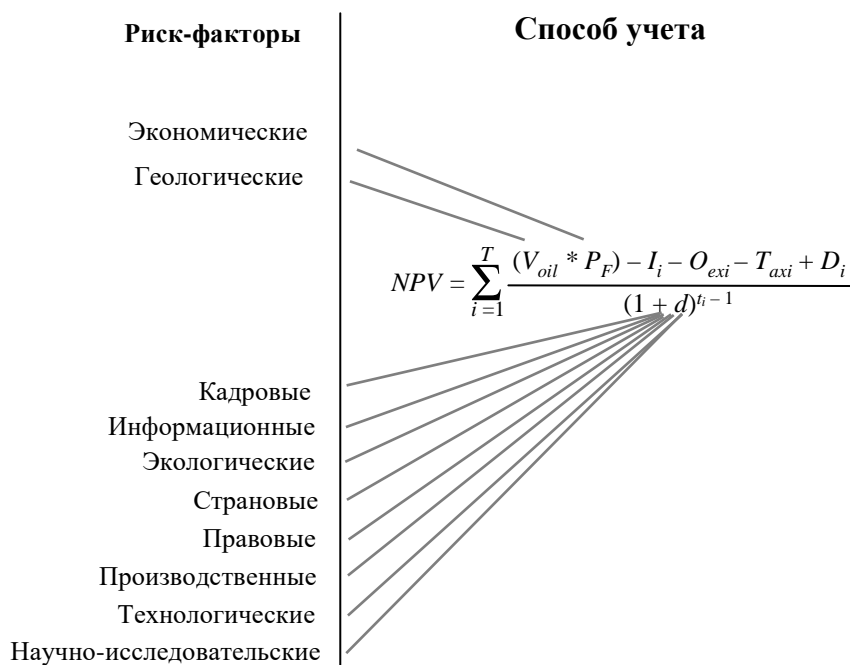


Рисунок 3.14 – Этапы учета рисков (от идентификации рфакторов до интеграции) в итоговые показатели эффективности ИИП

Исходя из рисунка 3.14 можно сделать вывод, что предложенный подход предполагает дифференцированные методы учета и оценки различных категорий инновационных рисков:

1. Геологические риски учитываются через вероятностную оценку извлекаемых запасов нефти, что является ключевым драйвером для прогнозирования объемов добычи и выручки от продаж.

2. Экономические риски, обусловленные волатильностью цен на УВС, рекомендуется моделировать на основе анализа и прогнозирования ценовых тенденций на длительный срок. Подобные прогнозы следует рассматривать как обязательный элемент сценарного анализа для любого перспективного ИИП в сфере нефтедобычи.

3. Технологические, производственные, кадровые, экологические, научно-исследовательские, правовые и другие виды инновационных рисков агрегируются и учитываются в рамках модифицированного кумулятивного метода через расчет совокупной риск-премии и ее инкорпорацию в ставку дисконтирования.

Следовательно, использование усовершенствованного инструментария при оценке конкретного нефтяного актива приводит к формированию многовариантного финансового моделирования. Результатом являются рассчитанные для различных условий значения интегральных показателей эффективности (чистого приведенного дохода, внутренней нормы доходности, срока окупаемости, индекса прибыльности ИИП), что предоставляет инвестору и ВИНК необходимую информационную базу для комплексного анализа чувствительности ИИП, рисков и потенциальной доходности (пример, в таблице 3.6).

Преимущество предложенного матричного подхода перед традиционной оценкой заключается в следующем:

1. Расширение аналитического горизонта: матрица позволяет комплексно сопоставить различные сценарии и показатели, создавая более информативную основу для выбора.

2. Повышение обоснованности оценки и учета ИР: наглядное представление данных и их взаимозависимостей снижает субъективность и повышает степень доверия к итоговому инновационно-инвестиционному решению.

Проведенный анализ позволяет заключить, что организационная и методическая среда АО «НК «Нефтиса» в настоящее время способствует практической реализации разработанного автором подхода к оценке инновационно-инвестиционных проектов (ИИП) с учетом ИР.

Таблица 3.6 – Многовариантное финансовое моделирование разработки месторождения УВС с учетом влияния инновационных рисков

Индексы (индикаторы)	Ед. изм.	Вариативность выполнения ИИП		
		Сценарий №1 <i>Консервативный</i> (P90 – наихудшие условия реализации 10%)	Сценарий №2 <i>Базовый</i> (Pmean/P50 – медианный или средний, наиболее вероятный сценарий реализации 50%)	Сценарий №3 <i>Оптимистичный</i> (P10 – наилучшие реалистичные условия реализации 10%)
<i>А. Интегральные показатели эффективности:</i>				
А <sub>1</sub> . Чистый дисконтированный доход ( <i>Net Present Value, NPV</i> )	млн руб.			
А <sub>2</sub> . Индекс доходности инвестиций ( <i>Profitability Index, PI</i> )	-			
А <sub>3</sub> . Дисконтированный срок окупаемости ( <i>Discounted Payback Period, DPP</i> )	лет			
<i>Б. Структура денежных потоков:</i>				
Б <sub>1</sub> . Инвестиционные расходы ( <i>Capital Expenditures, CAPEX</i> )	млн руб.			
Б <sub>2</sub> . Операционные расходы ( <i>Operational Expenditures, OPEX</i> )	млн руб./год			
<i>В. Ключевой производственный показатель:</i>				
В <sub>1</sub> . Накопленная добыча (объем) нефти за весь период реализации ИИ-проекта ( <i>Qoil</i> )	тыс. тонн			

Схема организации работ по оценке ИИП с опорой на авторский инструментарий (рис. 3.15) структурирована и состоит из нескольких ключевых, последовательных этапов:

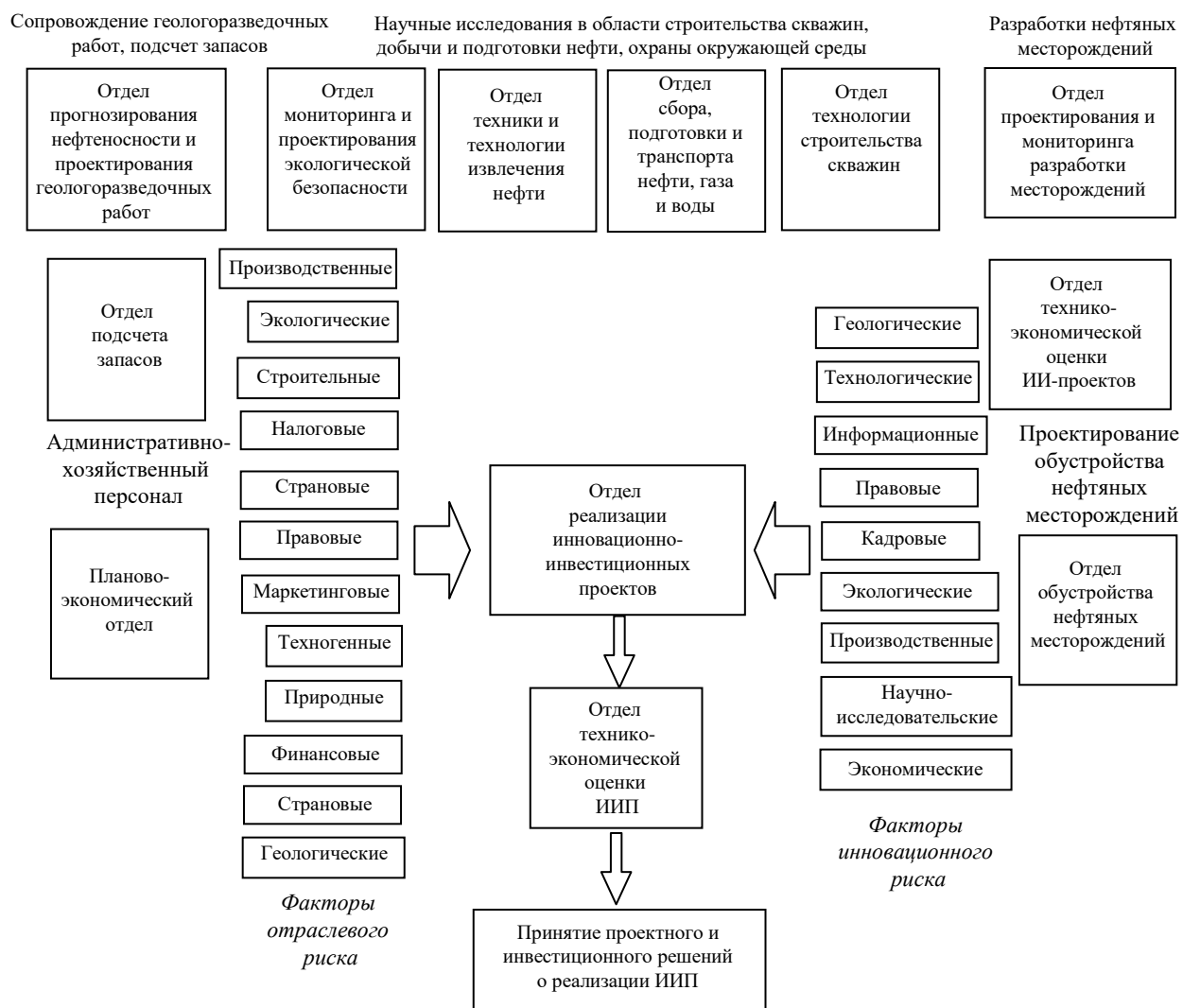


Рисунок 3.15 – Этапы внедрения авторской методики и инструментов оценки ИИП с учетом факторов инновационного риска в АО «НК «Нефтиса»

1. *Информационная риск-систематизация.* Данный этап выполняется отделом проектной реализации (ОПР) через призму внедрения корпоративной системы интегрированной оценки и учета инновационных рисков КОСО (COSO). Его цель – сбор и структуризация данных о инновационных рисках для формирования единой базы знаний. Процесс включает:

- Сбор информации: ОПР аккумулирует данные от структурных подразделений ВИНК о возможных и уже произошедших рисковых исходах, включая оценку их ущерба.

- **Обработка и классификация:** полученная информация систематизируется, анализируется, унифицируется, обобщается и группируется по типам рисков и факторам.

- **Формирование репозитория (базы данных):** на основе обработки данных создается и ведется (дополняется) репозиторий или банк данных рискованных ситуаций (БД рисков), которая служит научной и методической основой для дальнейшего анализа.

2. *Подгонка и коррекция предложенных разработок.* Отдел экспертизы и проектной эффективности (ОЭПЭ), опираясь на статистическую информацию и созданный репозиторий (банк данных) по рисковому исходам, во взаимодействии с профильными структурами ВИНК:

- обеспечивает интеграцию показателей вероятностной оценки объемов залежи нефти в процедуру интегральной оценки эффективности ИИП;

- в формате консультаций осуществляет содействие в разработке карты районирования техногенно-экологической напряженности субъектов РФ, представляющих заинтересованность для ВИНК и их ИИП, вдобавок корректирует методику определения риск-премии с учетом природного воздействия, используемой при дисконтировании для вычисления ставки;

- параллельно с отделом планирования выполняет расчёт и обоснование её величины;

- по итогам работ по улучшению оценочной методики ИИП, осуществляет их анализ и расчет эффективности с учетом рисков.

3. *Формирование механизма выработки инвестиционных решений по реализации ИИП на уровне высшего руководства.* Подразделение проектной реализации в контексте действующей в ВИНК международной модели обеспечения качества (ММОК) выступает инициатором создания Положения об анализе ИИП с учётом оценки воздействия факторов неопределённости. В процессе формирования данного положения планируется (при взаимодействии всех частных заинтересованных в формате акторов-единиц и служб ВИНК) определить единую методику анализа, очерёдность этапов, алгоритм реализации ИИП.

Выдвигается предложение о том, что окончательное заключение относительно ИИП (его одобрение и утверждение либо аннулирование) должно формироваться на заседании научно-технического совета (НТС) ВИНК с участием делегатов от различных функциональных служб ВИНК. Подобный подход гарантирует комплексное и беспристрастное рассмотрение при выработке итоговой позиции и заключения по ИИ-проекту.

Подытоживая параграф отметим, что предложенный методический подход к многокритериальному факторному анализу инновационных рисков ИИП с их последующим учетом через расчет дисконтной ставки обладает рядом преимуществ. Во-первых, он обеспечивает раннюю, доинвестиционную количественную оценку инновационных рисков. Во-вторых, за счет процедуры декомпозиции и отбора факторов метод позволяет адаптировать оценку к специфике конкретного ИИ-проекта, фокусируясь только на релевантных для него рисках. Ключевым достоинством является системное выявление (определение) и структурированный учет большой палитры риск-факторов влияния на ИИП. Основным же ограничением метода и критическим условием его эффективного применения являются компетенции и опыт аналитика в сфере инновационного проектирования, так как метод не исключает полностью субъективную составляющую на этапе оценки вероятностей и величин составляющих инновационных рисков.

### **Выводы по главе 3**

Ключевой особенностью проанализированных подходов является опора в расчётных процедурах главным образом на детерминированные цифровые величины. Вместе с тем, в современных условиях при оценке нефтедобывающего ИИП крайне важно учитывать инновационные риски для которых свойственны качественные дескрипторы и они практически не поддаются точной цифровой квантификации, в частности инновационные риски, связанные с геологической деятельностью. Данное обстоятельство порождает трудности при их количественной формализации в ходе проектной оценки. В связи с этим задача формирования методов, моделей, механизмов и инструментов, элиминирующих

данное ограничение, является на сегодняшний день архиактуальной и востребованной.

Авторская работа вносит вклад в методику оценки ИИП за счет разработки подходов к учету неколичественных видов инновационных рисков: геологических, технологических, экономических, экологических и других.

Для экологических рисков предложено модифицировать кумулятивный метод расчета ставки дисконтирования путем введения в риск-премию специальной поправки, величина которой определяется с помощью оригинального картографического способа.

Страновые риски предлагается оценивать на основе агрегирования рейтингов авторитетных агентств. Универсальность методики состоит в использовании стандартизированных индикаторов, что обеспечивает возможность выбора путем сопоставительного анализа объектов-активов для вложения средств с минимальным уровнем нефинансовых рисков. Вдобавок, эти индикаторы выступают эталоном и опорой при расчете риск-премии имеющей региональную природу.

Невыход на проектный уровень добычи идентифицирован как одна из главных обстоятельств, способных подорвать экономическую эффективность ИИП в нефтедобыче. К этому могут привести как технологические просчеты, так и ошибки геологического моделирования, заключающиеся в неверной оценке объема запасов УВ-сырья в освоенной залежи (нефтяном активе).

Ввиду сложности прямого учета многообразия причин гео-рисков при оценке ИИП, предлагается использовать интегральный индикатор – объем запасов нефти, косвенно отражающий совокупное воздействие этих факторов. Оптимальным инструментом для работы с данной переменной служит статистическое имитационное моделирование. Метод предполагает многократный расчет запасов при случайном варьировании исходных геологических параметров (например, эффективной толщины, пористости, нефтенасыщенности) в пределах их доверительных интервалов-диапазонов. Результат представляется в виде распределения вероятностей, где по горизонтальной оси сформированы

диапазоны значений запасов, а по вертикальной – частота их появления в ходе моделирования, что наглядно демонстрирует спектр возможных исходов ИИ-проекта.

После нормирования частот на общее число статистических опытов график преобразуется в оценку плотности вероятностного распределения запасов. Кумулятивная (интегральная) функция распределения, построенная на ее основе, отражает вероятность того, что фактические запасы превысят заданное значение. Данный график позволяет определить любые квантильные оценки запасов УВС, соответствующие выбранному уровню доверительной (пограничной) вероятности. Так, общепринятыми в ресурсной практике являются:

- $P_{90}$  (90-й процентиль) – консервативная (пессимистическая) оценка, которая будет превышена с вероятностью 90%;
- $P_{10}$  (10-й процентиль) – оптимистическая оценка, превышаемая с вероятностью лишь 10%;
- $P_{\text{mean}}$  (среднее ожидаемое значение) – оценка, соответствующая математическому ожиданию распределения и рассматриваемая как наиболее вероятный сценарий проявления рискованных исходов.

В экономико-математическую модель ИИ-проекта гео-риски вносятся опосредованно – через сценарный анализ плановых объемов реализации УВС. В качестве инструмента учета неопределенности используется набор из трех сценариев освоения (извлечения) и продажи ( $V_{P10}$ ,  $V_{P50}$ ,  $V_{P90}$ ), каждый из которых соответствует определенному уровню доверительной вероятности относительно геологических запасов и проецируется на весь горизонт планирования.

Для технологических и производственных видов инновационных рисков рекомендовано применять метод корректировки предполагающий внесение поправки в некую базисную (опорную) ставку дисконта, которую принято называть ставкой безриска. Для достоверной оценки в дополнение рекомендован факторный анализ, который предполагает разбивку (декомпозицию) фактора на слагаемые максимально влияющие на его итоговый количественный показатель. В продолжение модернизирована зависимость  $NPV$ , используемая в об-

щей оценке целесообразности реализации ИИП, его эффектов и результативности.

Улучшенная модель оценки нефтедобывающего ИИ-проекта с учетом инновационных рисков разбита на четыре стадии: идентификация ключевых рисков; расчет денежных потоков, учитывающих наиболее доминирующие неопределенности и угрозы (интеграция влияния инновационных рисков в финансовые зависимости); оценка проектной эффективности; принятие решений об инвестициях и коммерциализации ИИП.

Следовательно, использование усовершенствованного инструментария при оценке конкретного нефтяного актива приводит к формированию многовариантного финансового моделирования. Результатом являются рассчитанные для различных сценарных условий значения интегральных показателей эффективности (чистого приведенного дохода, внутренней нормы доходности, срока окупаемости, индекса прибыльности ИИП), что предоставляет инвестору и ВИНК необходимую информационную базу (репозиторий) и расширяет «горизонт» для комплексного анализа чувствительности ИИП, инновационных рисков и потенциальной доходности инновационно-инвестиционного проекта, и как следствие способствует оптимальному выбору как самого ИИ-проекта, так и решения о его коммерциализации.

## Заключение

В результате проведенных исследований получены и сформулированы следующие основные выводы и результаты.

Предложена классификация рамочного типа ИИП в нефтедобывающей промышленности, базирующаяся на комплексном учете и охватывающая классификационные признаки: инвестиции в сфере инновационного производства, уровень автономии с учетом привязки к ВИНК, что позволяет определять риск-профиль и производить отбор ИИП для реализации по показателю агрегированного инновационного риска.

Уточнены и дополнены факторы инновационного риска, оказывающие доминирующее влияние на реализацию инновационно-инвестиционных проектов, с учетом специфики нефтедобывающей отрасли, особенностей НИОКР и коммерциализации их результатов.

Разработана организационно-функциональная модель реализации инновационно-инвестиционных проектов с учетом влияния ключевых факторов инновационного риска, опирающаяся на адресно-специфические методы количественной оценки инновационных рисков в секторе нефтедобычи и позволяющая осуществлять комплексный анализ и расчет показателей проектной эффективности при различных сценариях реализации ИИП.

Сформирован механизм оценки ИИП с учетом ИР, базирующийся на принципах и стандартах ВИНК и модернизированной модели COSO.

Предложен методический подход к формированию параметров оценки ИИП в секторе нефтедобычи с учетом факторов инновационного риска, на основе агрегированного показателя запасов УВС, картографического подхода и алгоритма расчета премии за инновационный риск. Разработан алгоритм внедрения прикладного инструментария в организационные, производственные и инновационные бизнес-процессы ВИНК.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Азиева, Р.Х., Оценка рисков инвестиционных проектов: практика применения в нефтегазовой сфере [Текст] / Р.Х. Азиева, Х.Э. Таймасханов, М.И. Ахмадов, К.В. Хлебников // Вопросы экономики и права. – 2023. – №2 (176). – С. 66-74.
2. Александров, В.А. Прогнозирование и управление нововведениями [Текст] / В.А. Александров. – Мн.: БПИ, БелНИИНТИ, 1988. – 124 с.
3. Алексеева, М.М. Планирование деятельности фирмы [Текст] / М.М. Алексеева. – М.: Финансы и статистика, 2013. – 310 с.
4. Аметистова, Л.М. Управление рисками [Текст] / Л.М. Аметистова, Г.М. Бекетов. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 37 с.
5. Ампилов, Ю.П. Стоимостная оценка недр [Текст] / Ю.П. Ампилов. – М.: Геоинформцентр, 2003. – 274 с.
6. Ампилов, Ю.П. Экономическая геология [Текст] / Ю.П. Ампилов, А.А. Герт. – М.: Геоинформмарк, 2006. – 329 с.
7. Андреев, А.Ф. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли [Текст] / А.Ф. Андреев, В.Д. Зубарева, А.С. Саркисов. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 240 с.
8. Андреев, А.Ф. Оценка эффективности и планирование проектных решений в нефтегазовой промышленности [Текст] / А.Ф. Андреев. – М.: Нефть и газ, 1997. – 276 с.
9. Андронова, И.В. Инновационные методы подготовки персонала нефтегазовых компаний в условиях цифровизации [Текст] / И.В. Андронова, А.С. Чулкова // Губкинский университет в экосистеме современного образования: Тез. докл. V Регион. науч.-техн. конф., Москва, 21 сентября 2021 года / Авторы-составители: А.Ф. Максименко, А.Н. Комков, Р.Р. Фатхутдинов, отв. ред. В.Г. Мартынов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. – С. 142.
10. Аньшин, В.М. Инновационный менеджмент: Концепции, многоуровневые стратегии и механизмы инновационного развития: учебное пособие

[Текст] / Под ред. В.М. Аньшина, А.А. Дагаева. – 3-е изд., перераб., доп. – М.: Дело, 2007. – 584 с.

11. Атапина, Н.В. Сравнительный анализ оценки рисков и подходов к организации риск-менеджмента [Текст] / Н.В. Атапина // Молодой ученый. – 2013. – № 5. – С.235-243.

12. Афолина, А.Г. Кластерные инициативы и проекты [Текст] / А.Г. Афолина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2012. – № 9. – С. 35-39.

13. Ахметзянова, И.С. Методы управления рисками инвестиционных проектов разработки нефтегазовых месторождений [Текст] / И.С. Ахметзянова, И.Н. Глазкова // Булатовские чтения. 2020. Т.7. С. 193-198.

14. Балабанов, И.Т. Риск-менеджмент [Текст] / И.Т. Балабанов. – М.: Финансы и статистика, 1996. – 92 с.

15. Бездудная, А.Г. Исследование путей развития нефтегазового сектора: региональные, экологические и информационные аспекты / А.Г. Бездудная, Р.В. Смирнов, М.Г. Трейман // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2022. – № 9-1. – С. 31-38.

16. Беренс, В. Руководство по оценке инвестиций [Текст] / В. Беренс, П. Хавранек. – М.: Интерэксперт, ИНФРА-М, 1995. – 528 с.

17. Бешелев, С.Д. Математико-статистические методы экспертных оценок [Текст] / С.Д. Бешелев, Ф.Г. Гурвич. – М.: Наука, 1980. – 263 с.

18. Бобылев, Ю.Н. Факторы формирования цен на нефть [Электронный ресурс] / Ю.Н. Бобылев, С.В. Приходько, С.М. Дробышевский, С.В. Тагор. – Исследовательский проект Института экономики переходного периода. – Режим доступа: <http://www.iep.ru/ru/factory-formirovaniya-cen-na-neft.html>. – (Дата обращения: 02.11.2024).

19. Большой экономический словарь [Текст]: 19000 терминов / М.Ю. Агафонова, А.Н. Азрилиян, О.М. Азрилиян. – 3-е изд. стереотип. – М.: Институт новой экономики, 1998. – 859 с.

20. Борисов, А.Б. Большой экономический словарь [Текст] / А.Б. Борисов. – М.: Книжный мир, 2001. – 895 с.
21. Бортник, И.М. Индикаторы инновационного развития регионов России для целей мониторинга и управления [Текст] / И.М. Бортник, В.Г. Зинов, В.А. Коцюбинский, А.В. Сорокина // Инновации. – 2013. – №11(181). – С. 2-13;
22. Буянов, В.П. Рискология (управление рисками) [Текст] / В.П. Буянов, К.А. Кирсанов, Л.М. Михайлов. – М.: Экзамен, 2003. – 384 с.
23. Быковский, В.В. Организация и финансирование инноваций [Текст] / В.В. Быковский. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. тех. ун-та, 2006. – 116 с.
24. Бюлер, К. Обуздание риска [Текст] / К. Бюлер, Г. Притч. – The McKinsey Quarterly, 2003. – № 4. – 344 с.
25. Веснин, А.А. Теоретические основы управления инновационно-инвестиционными проектами [Текст] / А.А. Веснин, В.В. Митулинский, Е.И. Турчин / Актуальные вопросы экономики, менеджмента и инноваций: матер. Междун. науч.-практ. конф. – Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2025. – С. 35-37.
26. Волков, И.М. Проектный анализ [Текст]: учеб. Пособие для вузов / И.М. Волков, М.В. Грачева. – М.: Банки и биржи. ЮНИТИ, 1998. – 421с.
27. Воропаев, В.И. Управление проектами в России [Текст] / В.И. Воропаев. – М.: Аланс, 1995. – 163 с.
28. Галамага, Н.В. Современные проблемы предприятий нефтегазовой отрасли РФ [Текст] / Н.В. Галамага, Н.Н. Стародубова // Международный научный журнал «Вестник науки». – № 2(59). – Т.4. 2023. – С. 24-29.
29. Гарнов, А.П. Тенденции развития нефтегазового комплекса [Текст] / А.П. Гарнов, В.Ю. Гарнова, Н.П. Тишкина // Вестник Российского экономического университета имени Г.В. Плеханова. – 2019. – №6(108) – С. 108-115.
30. Гарина, Е.П. Инструментальная платформа управления стоимостью и рисками при разработке сложных инженерных продуктов / Е.П. Гарина, Д.Н. Лапаев // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. – 2025. – Т. 16, № 4. – С. 7-19.

31. Гасумов, Э.Р. Управление и оценка рисков внедрения инноваций при разработке газоконденсатных месторождений [Текст] // Фундаментальные исследования. – 2020. – № 12. – С. 33-39.

32. Герасимов, К.Б. Проблемное поле исследования процесса оценки эффективности инновационной деятельности / К.Б. Герасимов, В.А. Юдин [Текст] // Эффективное управление экономикой: проблемы и перспективы: Сб. тр. X Междун. науч.-практ. конф. – Симферополь: ООО «Издательство Типография «Ариал», 2025. – С. 212-215.

33. Герт, А.А. Стоимостная оценка нефтегазовых месторождений и участков недр [Текст]: учебно-методическое пособие / А.А. Герт, Н.А. Супрунчик, О.Г. Немова, К.Н. Кузьмина. – 2 изд. перераб. и доп. – М.: «Геоинформмарк», 2010. – 195 с.

34. Гилязутдинова, И.В. Организация инновационных процессов в интегрированных структурах регионального нефтехимического комплекса [Текст] / И.В. Гилязутдинова, А.Е. Варганова // Вестник Казан. технол. ун-та. – 2009. – №4. – С. 377-382.

35. Глухов, В.В. Финансовый менеджмент (участники рынка инструменты, решения) [Текст] / В.В. Глухов, Ю.М. Бахрамов. – СПб.: Специальная литература, 1995. – 430 с.

36. Глущенко, И.И. Формирование инновационной политики и стратегии предприятия [Текст] / И.И. Глущенко. – М.: АПК и ППРО, 2009. – 128 с.

37. Головкина, Е. Политические риски в нефтегазовой отрасли [Текст] / Е. Головкина // Обозреватель-Observer. – 2013. – № 12. – С.55-63.

38. Гоман, К.И. Анализ промышленных корпоративных инновационных структур / К.И. Гоман, Н.М. Тюкавкин // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. – 2025. – Т. 16, № 2. – С. 100-108.

39. Гончаров, Д.С. Комплексный подход к управлению рисками для российских компаний [Текст] / Д.С. Гончаров. – М.: Вершина, 2008. – 224 с.

40. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения [Текст] / Сайт

«vsegost.com». – Режим доступа: <http://vsegost.com/Catalog/27/27627.shtml>. – (Дата обращения: 28.04.24).

41. ГОСТ Р ИСО 31000-2010 «Менеджмент риска. Принципы и руководство» [Текст]. – М.: Стандартинформ, 2012. – 21 с.

42. ГОСТ Р ИСО 31000-2009 «Менеджмент риска. Методы оценки риска» [Текст]. – М.: Стандартинформ, 2012. – 70 с.

43. ГОСТ Р 51897-2011. Руководство ИСО 73:2009 «Менеджмент риска. Термины и определения» [Электронный ресурс]. – КонсультантПлюс: информационная система. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>. – (Дата обращения: 13.10.2023). – 13 с.

44. Гранатуров, В.М. Экономический риск. Сущность, методы измерения, пути снижения [Текст] / В.М. Гранатуров. – М.: Аланс, 1999. – 114 с.

45. Грачева, М.В. Анализ проектных рисков [Текст] / М.В. Грачева. – М.: ЗАО «Финстатинформ», 1999. – 216 с.

46. Грачева, М.В. Риск-анализ инвестиционного проекта [Текст] / М.В. Грачева. – М.: Юнити-Дана, 2001. – 720 с.

47. Денисов, М.Н. Геолого-экономическая оценка рисков инвестиций в поисково-оценочные и оценочные работы [Текст] / М.Н. Денисов, М.А. Комаров // Разведка и охрана недр, 2014 г. – № 3. – С. 48-51.

48. Доладов, К.Ю. Экономическая оценка инвестиционного риска при принятии управленческих решений (на примере промышленных предприятий Самарской области): дис. на соиск. уч. ст. к.э.н. 08.00.05 [Текст] / К.Ю. Доладов. – Самара: СГЭА, 2002. – 187 с.

49. Дубров, А.М. Моделирование рискованных ситуаций в экономике и бизнесе [Текст]: учебн. пособие / А.М. Дубров, Б.А. Лагоша, Е.Ю. Хрусталева; под ред. Б.А. Лагоша. – М.: Финансы и статистика, 1999. – 176 с.

50. Ермасова, Н.Б. Риск-менеджмент организации [Текст] / Н.Б. Ермасова. – М.: Альфа-Пресс, 2005. – 239 с.

51. Есипов, В.Е. Экономическая оценка инвестиций [Текст] / В.Е. Есипов [и др.]. – СПб.: Вектор, 2006. – 288 с.

52. ЕС отлучит российские госбанки от финансирования, а нефтяников – от технологий [Электронный ресурс]: информационное сообщение / ПРАЙМ: агентство экономической информации. – <http://1prime.ru/News/20140729/789113085.html> . – (Дата обращения: 23.02.22).

53. Ёлохова, И.В. Современные проблемы оценки экономической эффективности инновационных проектов [Текст] / И.В. Ёлохова, С.Е. Малинина // Вестник Пермского университета. Серия Экономика. – вып. 3(22), 2014 г. – С.74-81.

54. Ёлохова, И.В. Инвестиционный анализ [Текст]: учеб.-мет. пос. / И.В. Ёлохова. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политех. универ., 2014 г. – 84с.

55. Жигло, А.Н. Расчет ставок дисконта и оценка риска [Текст] / А.Н. Жигло // Бухгалтерский учет, 1996. – №6. – С.41-44.

56. Загвозкина, Т.А. Экосистемный подход к управлению рисками / Т.А. Загвозкина, И.Б. Тесленко // Вестник Академии права и управления. – 2024. – № 6(81). – С. 90-96.

57. Загорий, Г.В. О методах оценки кредитного риска [Текст] / Г.В. Загорий // Деньги и кредит, 1997. – № 6. – С. 25-31.

58. Зубарева, В.Д. Проблемы комплексной экономической оценки проектных решений в нефтегазовой промышленности: дис. на соиск. уч. ст. д.э.н.: 08.00.05 [Текст] / В.Д. Зубарева. – Москва, 2001. – 487 с.

59. Иваненко, Л.В. Инновационные подходы к управлению агломерацией / Л.В. Иваненко // Основы экономики, управления и права. – 2025. – № 3(46). – С. 29-32.

60. Иваненко, Л.В. Формирование инновационной экосистемы малого города [Текст] / Л.В. Иваненко, А.А. Иваненко // Актуальные проблемы и тенденции развития современной экономики: сб. матер. Междун. науч.-практ. конф. – Самара: СГТУ, 2025. – С. 625-630.

61. Идрисов, А.Б. Стратегическое планирование и анализ эффективности инвестиций [Текст] / А.Б. Идрисов, С.В. Картышев, А.В. Постников. – М.: Филинь, 2006. – 158 с.

62. Ильина, С.А. Сущность категории «инвестиционный климат» и категории «инвестиционная привлекательность» [Текст] / С.А. Ильина // Молодой ученый, 2012. – № 5. – С.153-157.

63. Ильясов, И.Т. Экономическая оценка инвестиционных проектов предприятий нефтегазового комплекса: дис. на соиск. уч. ст. к.э.н.: 08.00.05 [Текст] / И.Т. Ильясов. – Ижевск, 2008. – 163 с.

64. Имамов, Р.Р. Моделирование управленческих решений при оценке инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности с учетом рисков факторов [Текст] / Р.Р. Имамов, И.В. Ёлохова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – № 11, 2015. – С. 52-59.

65. Инвестиционные рейтинги регионов России [Электронный ресурс] / Сайт рейтингового агентства «Эксперт РА». – Режим доступа: <http://raexpert.ru/ratings/regions/2014>. – (Дата обращения: 01.11.2023).

66. Инновационная экономика: монография [Текст] / А.А. Дынкин и др.; под ред. А.А. Дынкина, Н.И. Ивановой; РАН; Ин-т мировой экономики и международных отношений. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Наука, 2004. – 352 с.

67. Инновационный менеджмент: учеб. пособие [Текст] / Под ред. С.Д. Ильенковой. – М.: ЮНИТИ, 1997. – 335 с.

68. Интеграция процессов оценивания успеха инновационных проектов с проектным менеджментом и управлением реализацией преимуществ / Д.Н. Лапаев, О.В. Глебова, О.Ю. Мельникова, С.В. Глебов // Экономика, предпринимательство и право. – 2024. – Т. 14, № 1. – С. 13-28.

69. Калинин, Н.В. Оценка инвестиционных решений в условиях неопределенности развития предприятия: дис. на соиск. уч. ст. к. э. н. 08.00.05 [Текст] / Н.В. Калинин. – Самара: СГЭА, 1999. – 206 с.

70. Камчатова, Е.Ю. Совершенствование механизма отбора проектов при обосновании программы инновационного развития энергетических компаний [Текст] / Е.Ю. Камчатова, А.К. Перевозчикова / Экономика строительства. – 2009. – №6. – С. 178-180.

71. Камчатова, Е.Ю. Анализ прогрессивных технологий добычи ресурсов в энергетике [Текст] / Е.Ю. Камчатова, Ли Се / В сборнике: Институциональная экономика: развитие, преподавание, приложения. Материалы VI Междун. науч. конф. Москва, 2021. – С. 302-304.

72. Каранина, Е.В. Основы формирования и оптимизации риск-системы субъектов регионально-отраслевой инфраструктуры промышленного предприятия: монография [Текст] / Е.В. Каранина. – Киров: МФА, Изд-во ООО «Типографии «Старая Вятка», 2008. – 402 с.

73. Катасонов, В.Ю. Проектное финансирование, организация, управление риском, страхование [Текст] / В.Ю. Катасонов, Д.С. Морозов. – М.: Анкил, 2000. – 198 с.

74. Кобозева, Е.М. Стратегические приоритеты развития нефтегазовой отрасли Российской Федерации в условиях санкций [Текст] / Е.М. Кобозева, Д.А. Плонке // Инновационная экономика: перспективы развития и совершенствования, №6 (72), 2023. – С. 45-51.

75. Ковалев, В.В. Методы оценки инвестиционных проектов [Текст] / В.В. Ковалев. – М.: Финансы и статистика, 2001. – 141 с.

76. Коломина, М. Сущность и измерение инвестиционных рисков [Текст] / М. Коломина // Финансы, 1994. – №4. – С.17-19.

77. Комащенко, В.И. Влияние деятельности геологоразведочной и горнодобывающей промышленности на окружающую среду [Текст] / В.И. Комащенко, В.И. Голик, К. Дребенштедт. – М.: КДУ, 2010. – 356 с.

78. Конопляник, А. Анализ рисков финансирования нефтегазовых проектов [Электронный ресурс] / А. Конопляник, С. Лебедев // Инвестиции в России, 2001. – №9. – Режим доступа: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/300/300.htm>. – (Дата обращения: 21.05.2021).

79. Копылов, И.С. Методология оценки и районирования территорий по опасностям и рискам возникновения чрезвычайных ситуаций как основного результата действия геодинамических и техногенных процессов [Электронный

ресурс] / И.С. Копылов, А.В. Коноплев // Современные проблемы науки и образования: электронный научный журнал. – Режим доступа: <http://www.science-education.ru/115-r11918>. – (Дата обращения: 18.01.2024).

80. Кочетков, А.И. Управление проектами: зарубежный опыт [Текст] / А.И. Кочетков, С.Н. Никешин, Ю.П. Рудаков и др.: под науч. ред. В.Д. Шапиро. – СПб.: РазДваТри, 1993. – 15 с.

81. Крылов, Э.И. Анализ эффективности инвестиционной и инновационной деятельности предприятий: учеб. пособие [Текст] / Э.И. Крылов, В.М. Владова, И.В. Журавкова. – М.: Финансы и статистика, 2003. – 309 с.

82. Кудрявцева, С.С. Методика оценки факторов эффективности организации сопутствующих процессов «проектирование и инжиниринг» нефтехимических производств / С.С. Кудрявцева, Р.А. Халиулин // Информационно-экономические аспекты стандартизации и технического регулирования. – 2025. – № 4(85). – С. 91-94.

83. Кудрявцева, С.С. Методика разработки сбалансированной системы показателей для нефтегазохимической сферы / С.С. Кудрявцева // Экономический вестник Республики Татарстан. – 2024. – № 1. – С. 12-16.

84. Лапаев, Д.Н. Метод многопроекционной кластеризации экономических систем [Текст] / Д.Н. Лапаев // Экономика, предпринимательство и право. – 2024. – Т. 14, № 9. – С. 4813-4826.

85. Лапуста, М.Г. Риски в предпринимательской деятельности [Текст] / М.Г. Лапуста, Л.Г. Шаршукова. – М.: ИНФРА-М, 1998. – 224 с.

86. Лебедев, А.С. Проблемы диагностики риска при проектировании разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.С. Лебедев, И.В. Андропова // Вопросы экономики и права. – 2023. – № 183. – С. 87-92.

87. Литвак, Б.Г. Экспертные оценки и принятие решений [Текст] / Б.Г. Литвак. М: Знание, 1996. – 256 с.

88. Литовченко, С. Подходы к управлению рисками на российских предприятиях [Текст] / С. Литовченко // Финансовый директор, 2003. – № 9. – С. 87-95.

89. Мадера, А.Г. Риски и шансы: неопределенность, прогнозирование и оценка [Текст] / А.Г. Мадера. – М.: КРАСАНД, 2014. – 448 с.

90. Макаров, В.Л. Инновационный менеджмент в России: вопросы стратегического управления и научно-технической безопасности [Текст] / В.Л. Макаров, А.Е. Варшавский. – М.: Наука, 2004. – 879 с.

91. Марголин, А.М. Особенности оценки эколого-экономической эффективности инвестиционных проектов [Текст] / А.М. Марголин, Е.В. Марголина // Природообустройство. – 2016. – № 3. – С. 57-63.

92. Марголин, А. Методические подходы к обоснованию интегральной эффективности крупных проектов строительства магистральных нефтепроводов [Текст] / А. Марголин, П. Сериков // Государственная служба. – 2008. – № 1(51). – С. 88-95. – EDN IJQUOH.

93. Маренюк, А.А. Методы управления рисками в проектах разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Маренюк, А.Е. Тасмуханова // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. – 2017. – № 5(99). – С. 2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-upravleniya-riskami-v-proektah-razvedki-i-razrabotki-neftyanyh-i-gazovyh-mestorozhdeniy?ysclid=lvbfbdmrcj767479286> (дата обращения 22.04.2024).

94. Медведкина, Е.Е. Инвестиции в строительство газопровода «Северный поток-2»: потенциальные финансовые и политические риски // Электронное сетевое издание «Международный правовой курьер». – 2021. – № 3. – С. 37-40. URL: <https://inter-legal.ru/investitsii-v-stroitelstvo-gazoprovoda-severnyj-potok-2-potentsialnye-finansovye-i-politicheskie-riski?ysclid=lvbcd9eryp14678898> (дата обращения 22.04.2025).

95. Мельников, С.Б. Формирование корпоративного управления [Текст] / С.Б. Мельников. – М.: РИНА, 2006. – 156 с.

96. Методика идентификации, описания и оценки рисков организаций группы «ЛУКОЙЛ» [Текст]. – Корпоративное издание ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2012. – 86 с.

97. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов в бизнес-сегменте «Геологоразведка и Добыча» [Текст]. – Корпоративное издание ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2010. – 50 с.

98. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477) (1999) [Текст]. – М.: Экономика, 2000. – 148 с.

99. Методические рекомендации по оценке эффективности проектов геологоразведки [Текст]. – Корпоративное издание ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2013. – 94 с.

100. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом [Текст] / Под ред. В.И. Петресилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 47 с.

101. Методологические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования [Текст] / Под ред. А.Г. Шахназарова. – М.: Информэлектро, 2008. – 93 с.

102. Митулинский, В.В. Анализ методов оценки рисков инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности [Текст] / В.В. Митулинский, А.Г. Саксин // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. – 2024. Т. 15. №1. – С. 79-86.

103. Митулинский, В.В. Инструменты оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом инновационных рисков [Текст] / В.В. Митулинский // Финансовый бизнес. – №4, 2026. – С. 100-103.

104. Митулинский, В.В. Механизм оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобыче с учетом инновационных рисков [Текст] / В.В. Митулинский // Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии. – №4, 2026. – С. 181-185.

105. Митулинский, В.В. Особенности реализации проектов в нефтяной промышленности с учетом факторов риска [Текст] / В.В. Митулинский, А.А.

Веснин / Актуальные вопросы науки и практики. Сб. науч. статей по матер. XIII – Междун. науч.-практ. конф. (8 декабря 2023 г., г. Уфа). В 3 ч. Ч.2. – Уфа: Изд. НИЦ Вестник науки, 2023. – С. 127-131.

106. Митулинский, В.В. Особенности управления рисками при реализации инновационно-инвестиционных проектов в нефтяной промышленности / В.В. Митулинский, А.Г. Саксин, А.А. Веснин, Е.И. Турчин [Текст] // Бизнес. Образование. Право. – 2025, № 1(70) – С. 145-152.

107. Митулинский, В.В. Разработка модели оценки инновационно-инвестиционных проектов предприятий нефтедобычи с учетом риск-факторов [Текст] / В.В. Митулинский, А.Г. Саксин, А.А. Веснин // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. – 2025. Т. 16. №1. – С. 84-92.

108. Митулинский, В.В. Реализация инновационных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом факторов риска [Текст] / В.В. Митулинский / Актуальные вопросы экономики, менеджмента и инноваций: матер. Междун. науч.-практ. конф. – Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2024. – С. 125-128.

109. Митулинский, В.В. Управление рисками при реализации инвестиционно-строительных проектов в нефтяной промышленности [Текст] / В.В. Митулинский, А.Г. Саксин, / Инновационные научные исследования в современном мире. Сб. науч. статей по матер. X – Междун. науч.-практ. конф. – В 2 ч. Ч.1. – Уфа: Изд. НИЦ Вестник науки, 2023. – С. 246-251.

110. Митулинский, В.В. Формирование рамочной классификации инновационных проектов с учетом особенностей предприятий нефтедобычи и факторов риска [Текст] / В.В. Митулинский, А.Г. Саксин, А.А. Веснин / Актуальные вопросы экономики, менеджмента и инноваций: матер. Междун. науч.-практ. конф. – Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2025. – С. 148-151.

111. Митулинский, В.В. Формирование системы управления рисками в АО «НК «Нефтиса» [Текст] / В.В. Митулинский / Актуальные вопросы и перспективы развития менеджмента: сборник научных статей обучающихся / Под

общ. ред. О.Г. Зубовой. – Москва: ОЧУВО «Московский инновационный университет», 2023. – С. 226-230.

112. Митяков, С.Н. Метод анализа и прогнозирования экономических кризисов / С.Н. Митяков // Вестник Института экономики Российской академии наук. – 2025. – № 3. – С. 58-83.

113. Морозов, Д.С. Риски в проектном финансировании [Текст] / Д.С. Морозов. – М.: ИНФРА-М, 2000. – 218 с.

114. Найт, Ф.Х. Риск, неопределенность и прибыль [Текст] / Ф.Х. Найт. – Пер. с англ. – М.: Дело, 2003. – 156с.

115. Нейман, Дж. Теория игр и экономическое поведение [Текст] / Дж. Нейман, О. Моргенштерн. – Пер. с англ. под ред. и с доб. Воробьева П.Н. – М.: Наука, 1970. – 707 с.

116. Немчин, А.М. Управление проектами [Текст] / А.М. Немчин, С.Н. Никешин, В.А. Хитров. – СПб.: ИнфоСервис ПМ, 1993. – 610 с.

117. Никонова, И.А. Проектный анализ и проектное финансирование [Текст] / И.А. Никонова. – М.: Альпина Паблишер, 2012. – 154 с.

118. О ключевой ставке Банка России [Электронный ресурс]: информационное сообщение. Центральный банк Российской Федерации. Режим доступа: [https://cbr.ru/rbr/dir\\_decisions/rsd\\_2025-10-24\\_20\\_01/](https://cbr.ru/rbr/dir_decisions/rsd_2025-10-24_20_01/) – (Дата обращения: 17.06.25).

119. Обзор экономических показателей. Долгосрочные сценарии на нефть [Электронный ресурс]: аналитический обзор / АНО «Центр информационных технологий». – Режим доступа: [http://www.budgetrf.ru/Publications/Magazines/EEG/EEG20130223759/EEG20130223759\\_p\\_003.htm](http://www.budgetrf.ru/Publications/Magazines/EEG/EEG20130223759/EEG20130223759_p_003.htm). – (Дата обращения: 28.04.2025).

120. Обухова, Е.А. Методика оценки инвестиционной привлекательности инновационных проектов [Текст] / Е.А. Обухова, Д.А. Родионова // Вестник Сибирского института бизнеса и информационных технологий. – 2022. – Т. 11, № 2. – С. 74-83.

121. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности [Текст] / А.Ф. Андреев, В.Ф. Дунаев, В.Д. Зубарева и др. – М.: НУМЦ Минприроды РФ, 1997. – 341 с.

122. Оценка рисков нефтегазовых проектов [Текст]: учебное пособие / А.Ф. Андреев, В.Д. Зубарева, В.Г. Курпитко, А.С. Саркисов. – М.: ГПУ Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 212 с.

123. Панкова, Л.А. Организация экспертизы и анализ экспертной информации [Текст] / Л.А. Панкова. – М.: Знание, 1984. – 468 с.

124. Паштова, Л.Г. Риск-менеджмент на предприятии [Текст] / Л.Г. Паштова // Справочник экономиста. – 2003, № 5. – С. 13-17.

125. Поляева, О.Н. Специфика развития системы риск-менеджмента в современных коммерческих структурах [Текст] / О.Н.Поляева // Вестник научно-технического развития. – № 11 (39), 2010. – С.38-51.

126. Пороскун, В.И. О необходимости разработки новой классификации запасов и ресурсов углеводородов на основе вероятностных оценок подсчетных параметров [Текст] / В.И. Пороскун, А.Е. Старобинец, В.Я. Беленький, А.М. Хитров // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2001. – № 7. – С. 4-12.

127. Прогноз цены на нефть Brent на 5, 10 и 15 лет [Электронный ресурс] / Информационный сайт «Агентство Прогнозирования Экономики». – Режим доступа: <http://arcon.ru/Prognoz-nefti-Brent/Prognoz-tseny-na-neft-Brent-na-5-10-i-15-let.html>. – (Дата обращения: 03.03.2024).

128. Половинкин, П. Предпринимательские риски и управление ими [Текст] / П. Половинкин, А. Зозулюк // Российский экономический журнал, 1997. – №9. – С. 45-51.

129. Преобразование рисков и возможностей в результаты [Электронный ресурс]: исследование «Эрнст энд Янг» в области бизнес-рисков 2021 год. – Режим доступа: <https://gaap.ru/articles/desat-osnovnykh-riskov-dlya-kompanii-neftegazovoi-otrasli?ysclid=mh1h3a8cfx228661035> – (Дата обращения: 28.01.2023).

130. Притворов, А.П. Методические основы создания Атласа природных и техногенных опасностей и рисков чрезвычайных ситуаций федерального округа России [Текст] / А.П. Притворов // Геодезия и картография, 2007. – № 4. – С.27-34.

131. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. Министерство экономического развития Российской Федерации [Текст] / Информационная система «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>. – (Дата обращения: 11.05.2025).

132. Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года [Электронный ресурс] / ИНЭИ РАН, РЭА Минэнерго России. – Сайт института энергетических исследований РАН. – Режим доступа: <http://www.eriras.ru/data/94/rus>. – (Дата обращения: 12.05.2025).

133. Проценко, О.Д. Риск-менеджмент на российских предприятиях [Текст] / О.Д. Проценко, А.Х. Цакаев // Менеджмент в России и за рубежом. – 2002. – № 6. – С. 18-22.

134. РД 153-39-007-96 «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» [Электронный ресурс]: разработан ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. академика А.П. Крылова (ВНИИ)» с участием рабочей группы специалистов нефтяных предприятий, Минтопэнерго Российской Федерации – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200034203?ysclid=mbihke1ndz39570048>. – (Дата обращения: 28.02.2024).

135. Рогачев, А. Постановка системы риск-менеджмента в компании [Текст] / А. Рогачев // Финансовый директор. – 2007. – № 5. – С. 79-84.

136. Сайт рейтингового агентства «Эксперт РА» (RAEX) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://raexpert.ru>. – (Дата обращения: 13.04.2025).

137. Сайт Национального Рейтингового Агентства (НРА) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ra-national.ru>. – (Дата обращения: 15.04.2025).

138. Сайт рейтингового агентства «Fitch Ratings» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fitchratings.ru/ru/>. – (Дата обращения: 17.05.2025).
139. Саксин, А.Г. Интеграционный бизнес-реинжиниринг в нефтяных компаниях [Текст] / А.Г. Саксин, В.В. Митулинский, А.А. Веснин / Актуальные вопросы экономики, менеджмента и инноваций: матер. Междун. науч.-практ. конф. – Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2024. – С. 155-157.
140. Северный поток - 2 как инвестиционный международный проект / Е.А. Разумовская, П.П. Князев, А.В. Мурашова, В.М. Сергеев [Текст] // Журнал прикладных исследований. – 2021. – № 6-7. – С. 636-646.
141. Силичев, М.А. Классификация рисков и их особенности в проектах нефтегазовых компаний [Текст] / М.А. Силичев // Московский экономический журнал. – №1. – 2020. – С. 488-492.
142. Смелкова, А.В. Нечетко-множественный подход к анализу оценки рисков в нефтяной отрасли [Текст] / А.В. Смелкова, О.В. Заборовская, Д.А. Крыжко, Е.А. Конников // Экономические науки. – 2023. – №8 (225). – С. 77-89.
143. Смоляк, С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов в условиях риска и неопределенности (теория ожидаемого эффекта) [Текст] / С.А. Смоляк. – М.: Наука, 2002. – 182 с.
144. Смоляк, С.А. Учет риска при установлении нормы дисконта [Текст] / С.А. Смоляк // Экономика и математические методы. – 1992. – Том 28. – Вып. 5-6. – С. 794-801.
145. Старцев, В.А. Риски проектов и процессов при интегрированном проектировании инновативных продуктов [Текст] / В.А. Старцев, С.Г. Фалько // Вопросы инновационной экономики. – 2020. – Т. 10, № 3. – С. 1393-1402.
146. Ступаков, В.С. Риск-менеджмент [Текст] / В.С. Ступаков, Г.С. Токаренко. – М.: Финансы и статистика, 2007. – 288 с.
147. Тасмуханова, А.Е. Системно-методический подход к оценке рисков при планировании деятельности нефтегазодобывающих предприятий (на примере Республики Казахстан) [Электронный ресурс] / А.Е. Тасмуханова //

Нефтегазовое дело. 2006 г. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/TasmuhanovaAE/TasmuhanovaAE\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/TasmuhanovaAE/TasmuhanovaAE_1.pdf). – (Дата обращения: 27.05.23).

148. Телегина, Е. Об управлении рисками при реализации долгосрочных проектов [Текст] / Е. Телегина // Деньги и кредит, 1995. – № 1. – С.57-59.

149. Тесленко, И.Б. Инновационная инфраструктура: ее место, сущность и роль в экосистеме инновационной среды [Текст] / И.Б. Тесленко // Инновации и инвестиции. – 2025. – № 6. – С. 43-46.

150. Тесленко, И.Б. Влияние санкционной политики на экономику России и других стран [Текст] / И.Б. Тесленко, О.Б. Дигилина // Экономика и предпринимательство. – 2022. – №3(140). – С. 340-345.

151. Томашов, С.А. Совершенствование механизмов инновационного развития крупного нефтехимического комплекса в современной экономике России [Текст] / С.А. Томашов // Предпринимательство. – 2006. – № 12. – С. 25-34.

152. Трифонов, Ю. Управление эффективностью инновационных проектов [Текст] / Ю. Трифонов, Е. Кошелев // Проблемы теории и практики управления. – 2014. – № 6. – С. 59-64.

153. Турчин, Е.И. Понятие антикризисного управления в промышленной организации нефтяного бизнеса [Текст] / Е.И. Турчин, В.В. Митулинский, А.А. Веснин, Б.П. Жильцов / Экономическая безопасность России: проблемы и перспективы: матер. XIII Междун. науч.-практ. конф. – Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2025. – С. 183-187.

154. Туянина, К.Г. Исследование применимости модели SARМ для определения эффективности инновационных проектов [Текст] / К.Г. Туянина, С.Н. Арнаут // Фундаментальные и прикладные исследования в современном мире, 2014. – Т.2. – № 05. – С.172-175.

155. Тюкавкин, Н. М. Управление процессами импортозамещения технологических инноваций в промышленности России [Текст] / Н.М. Тюкавкин,

Е.А. Миронова, Т.А. Оруч. – Курск: ЗАО «Университетская книга», 2024. – 191 с.

156. Управление проектами [Текст] / Н.В. Артемьев, Г.З. Ахметова, И.А. Борисов [и др.]. – Москва: Московский университет им. С.Ю. Витте, 2022. – 207 с.

157. Управление рисками организаций. Интегрированная модель [Текст]: Краткое изложение. Концептуальные основы / Комитет спонсорских организаций Комиссии Тредвея (COSO). – М.: Институт внутренних аудиторов, 2004. – 13 с.

158. Уразгалиев, Б.М. Классификация и методы оценки рисков при геологической оценке нефтегазовых месторождений [Текст] / Б.М. Уразгалиев // Интернаука. – 2024. – № 11-2(328). – С. 30-35.

159. Усманский, М.М. Рентабельность нефтеперерабатывающего производства и пути ее повышения [Текст] / М.М. Усманский. – М.: Химия, 2001. – 185 с.

160. Уткин, О.Б. Анализ эффективности функционирования нефтяных компаний [Текст] / О.Б. Уткин, В.Е. Криворожко, Р.В. Сеньков // Нефтегазовая вертикаль. – 1999. – № 3. – С. 25-28.

161. Фальцман, В.К. Оценка инвестиционных проектов и предприятий [Текст] / В.К. Фальцман. – М.: Теис, 1999. – 56 с.

162. Фейзуллаев, А.А. О влиянии процесса разработки месторождений нефти и газа на окружающую среду [Текст] / А.А. Фейзуллаев, В.Б. Ибрагимов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе: научно-технический журнал, 2014. – №3. – С. 25-32.

163. Фёдорова, Н.Ю. Систематизация понятийного аппарата в исследованиях инновационной деятельности [Текст] / Н.Ю. Федорова // Сборник трудов ПсковГУ. – Псков: Изд-во ПсковГУ, 2012. – С. 215-219.

164. Хачатурян, А.А. Методика оценки инновационных проектов в оборонно-промышленном комплексе на основе риск-ориентированного подхода [Текст] / А.А. Хачатурян, К.С. Хачатурян // Управление изменениями: перспек-

тивы нового десятилетия, Красногорск, 16 апреля 2021 года. – Красногорск: РАНХиГС, Московский областной филиал, 2021. – С. 361-371.

165. Хачатурян, А.А. Социально-экономические эффекты деятельности вертикально интегрированных нефтяных компаний в регионах присутствия (на примере ПАО «Лукойл» в Астраханской области) [Текст] / А.А. Хачатурян, И.С. Гитман // Проблемы рыночной экономики. – 2025. – № S1. – С. 87-95.

166. Хомутский, Д.Ю. Управленческая оценка и отбор инновационных проектов [Текст] / Д.Ю. Хомутский // Менеджмент инноваций. – 2009. – № 2 – С. 110-115.

167. Хотяшева, О.М. Инновационный менеджмент [Текст]: Учебное пособие / О.М. Хотяшева. – СПб.: Питер, 2005. – 318 с.

168. Чалова, А.В. Влияние рисков на реализацию портфеля проектов [Текст] / А.В. Чалова, А.В. Лукьянова // Евразийское Научное Объединение. – 2020. – № 5-4(63). – С. 328-338.

169. Чекулаев, М.В. Риск-менеджмент: управление финансовыми рисками на основе анализа волатильности [Текст] / М.В. Чекулаев. – М.: Альпина Паблишер, 2002. – 343 с.

170. Шаталова, Т.Н. Классификация рисков формирования и функционирования инновационной системы региона и возможности их нейтрализации [Текст] / Т.Н. Шаталова // Вестник Поволжского государственного университета сервиса. Серия: Экономика. – 2024. – Т. 20, № 1(76). – С. 22-25.

171. Шаталова, Т.Н. Процессы формирования инновационно-инвестиционной стратегии развития предприятия региона [Текст] / Т.Н. Шаталова, С.А. Жуков // Вестник Поволжского государственного университета сервиса. Серия: Экономика. – 2025. – Т. 21, № 1(80). – С. 26-31.

172. Шевелёв, В.В. Оценка факторов риска в инвестиционных проектах разработки нефтяных и газовых скважин [Текст] // Бизнес-образование в экономике знаний. – 2019. – 3(14). – С. 117-124.

173. Шепелев, О.М. Инвестиционный климат и составление рейтингов инвестиционной привлекательности регионов [Текст] / О.М. Шепелев, С.С. Са-

мойлова, Б.М. Бакуменко // Социально-экономические явления и процессы, 2013. – № 5(051). – С. 220-226.

174. Шешукова, Т.Г. К анализу места геоинформационных систем в контроллинге нефтяной компании [Текст] / Т.Г. Шешукова // Экономический анализ: теория и практика, 2005. – № 12. – С.17-26.

175. Шинкевич, А.И. Проектное управление инновациями в условиях турбулентности бизнес-процессов [Текст] / А.И. Шинкевич, А.А. Лубнина // Актуальные проблемы управления: Сб. науч. ст. по итогам X Юбил. Всерос. науч.-практ. конф. – Нижний Новгород: ННГУ им. Н.И. Лобачевского, 2024. – С. 14-18.

176. Ansoff, I. New Corporate Strategy [Текст] / I. Ansoff. – Sidgwick & Jackson, 1998. – 621 p.

177. Bank Terminology – 3th ed. [Текст] / Washington D.C., American Bank Association, 1989.

178. Dictionary of business finance & investments, Encyclopedic dictionary of words & phrases [Текст] / Dictionary, 1975.

179. Enterprise Risk Management – Integrated Framework Executive Summary. Committee of Sponsoring Organization of the Treadway Commission (COSO), 2004.

180. Fisher D.E., Jordan R.J. Security analysis & portfolio management – 2d ed. Englewood Cliffs (N.J.) [Текст] / D.E. Fisher, R.J. Jordan. – Prentice-Hall, 1979.

181. Gibson L. Implementing the SEC risk requirements to improve shareholder value [Текст] / L. Gibson. – Working paper. 1998.

182. Khachaturyan, A. Financing sustainable development: risks and growth potential [Текст] / A. Khachaturyan, Yu. Ragulina, S. Aslakhanova // Reliability: Theory & Applications. – 2025. – Vol. 20, No. S9(87). – P. 694-702.

183. Kennedy Ch.R. Political Risk Management [Текст] / Kennedy Ch.R. / International Lending and Investment under Environmental Uncertainty. – London, 1987.

184. Kottler, Ph. Marketing – Management [Текст] / Ph. Kottler. – Stuttgart, 1982. – 475 p.

185. Rutterford J. Introduction to stock exchange investment – 2nd ed. [Текст] / J.Rutterford. – L.Basingstoke: Macmillan, 1993.

186. The Mineral Extraction Risk Assessment (MERA) [Электронный ресурс] / Сайт компании BERI S.A. – Режим доступа: <http://www.beri.com/Publications/MERA.aspx>. – (Дата обращения: 15.11.2024).

187. Werner Behrens, Peter M.Hawranek. Manual for the preparation of industrial feasibility studies [Текст] / Werner Behrens, Peter M.Hawranek. – United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) – Vienna, 1991. – 290 p.

## Сравнение инвестиционных и инновационных нефтяных проектов

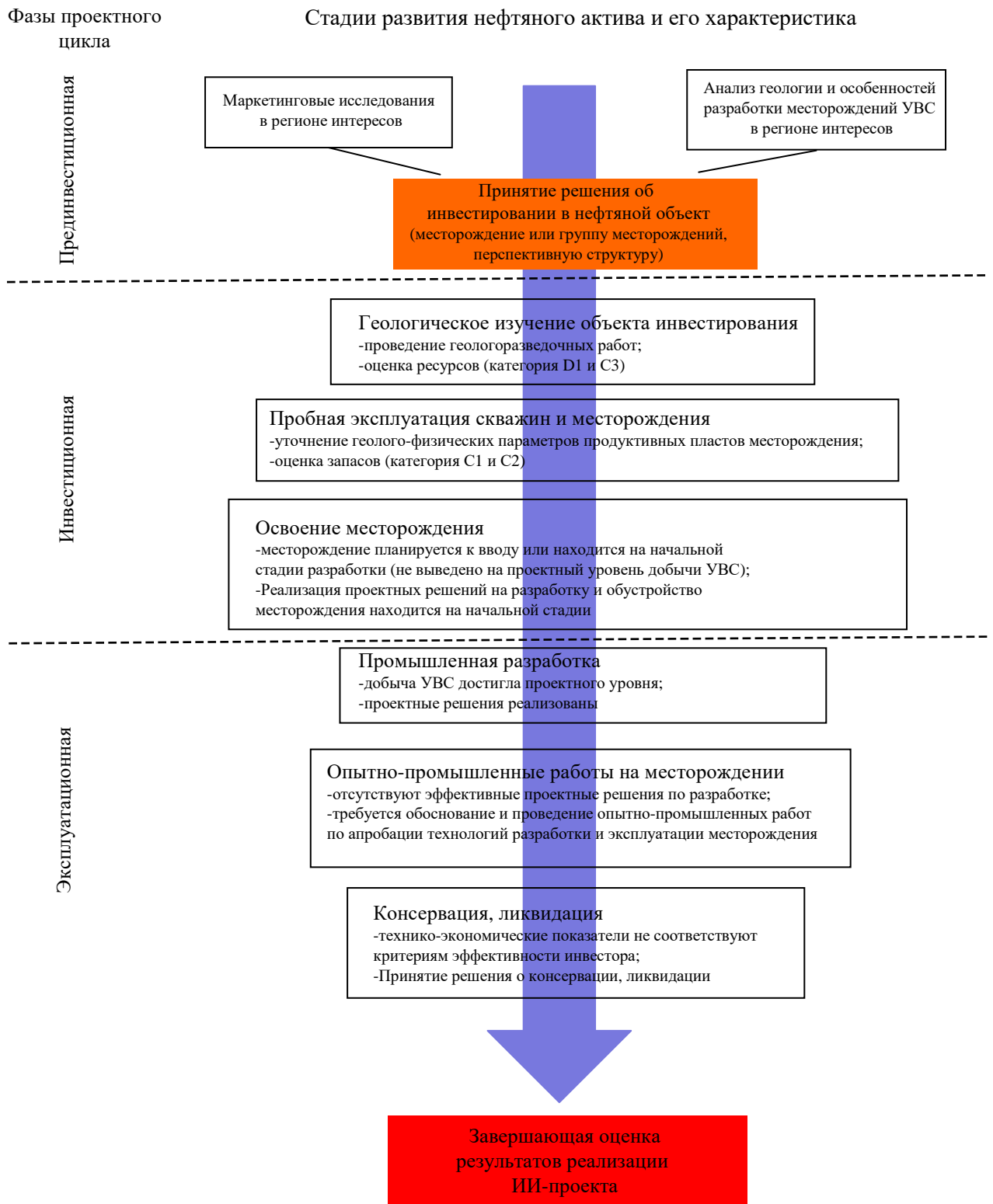
(составлено автором с использованием [7])

Ключевые параметры для дифференциации проектов	Инвестиционный нефтяной проект	Инновационный нефтяной проект
Ресурсная база	Стандартизированные, с известными параметрами	Специфические и нематериальные (экспертиза, патенты, ноу-хау, специальные технологии)
Фаза инициации (стартовая точка жизненного цикла)	Стартует после завершения этапа исследований и разработок	Жизненный цикл берёт начало на этапе исследований и разработок
Применяемый комплекс оценочных показателей и индикаторов	Оценка строится в основном на расчетных финансовых показателях	Гибридная методология: количественные расчёты + качественная экспертиза + анализ неопределённостей
Уровень и природа присущих проекту рисков и неопределённостей	Пик неопределённости приходится на стадии обоснования и вложений	Высокий уровень системного риска, присутствующего на всех фазах проекта
Степень достоверности и обоснованности исходных финансовых данных	Высокая точность прогноза капитальных затрат	Финансовые прогнозы (особенно по инвестициям) носят вероятностный, а не детерминированный характер
Ключевое условие (решающий критерий) для перехода к практической реализации	Комплексный анализ экономической обоснованности, учитывающий технологические, производственные и социальные факторы	Решение принимается не только по финансовым показателям, но и на основе оценки новизны, патентной чистоты, стратегической ценности и рыночного потенциала инновации
Структура и происхождение привлекаемого капитала	Сочетание собственного и заемного капитала	Традиционное долговое финансирование (кредиты) малодоступно или очень дорого. Основные источники – венчурный капитал, гранты, средства стратегических инвесторов
Необходимость и масштаб первоначальных инвестиционных вложений	Необходимы существенные капиталовложения в основные средства	Могут требовать капитальных вложений, но часто основные издержки – это затраты на НИОКР, труд и время ключевых сотрудников

## Продолжение приложения 1

Сводка ключевых различий		
Аспект	Инвестиционный нефтяной проект	Инновационный нефтяной проект
Суть	Внедрение известного	Создание нового
Ресурсы	Стандартные	Уникальные (знания)
Риск	Точечный, локализован на старте	Системный (постоянный), на всех этапах
Оценка	«Цифры» (NPV, IRR)	«Цифры + экспертиза + неопределённость»
Критерий «ГО»	Финансы + реализуемость	Финансы + новизна + стратегический потенциал
Финансы	Банковский кредит	Венчурный капитал
Цель	Эффективность и надежность	Прорыв и конкурентное преимущество

## Проектный жизненный цикл для коммерциализации месторождения УВС





**Нефтиса**  
Нефтяная компания

Акционерное общество  
«Нефтяная компания «Нефтиса»  
(АО «НК «Нефтиса»)

РФ, 125375, г. Москва, ул. Тверская, д. 22/2, корп. 1

Тел.: +7 (495) 901-22-22

E-mail: [contact@neftisa.ru](mailto:contact@neftisa.ru)

ОКПО 85741809 ОГРН 1087746480348

ИНН/КПП 7704685184/168150001

от 28.04.2026 г. № 87  
на \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### СПРАВКА

о внедрении научных результатов, полученных в диссертационной работе Митулинского Владислава Валерьевича на тему **«Развитие методов и инструментов оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом инновационных рисков»**

Теоретические положения диссертации и основанные на них методические разработки и практические рекомендации прошли апробацию и реализованы на АО «НК «Нефтиса» г. Москва:

1. Рамочная классификация инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности.
2. Организационно-функциональная модель управления инновационно-инвестиционными проектами предприятий нефтедобычи с учетом факторов инновационного риска.
3. Методические подходы к количественной оценке инновационных рисков в многовариантных расчетах показателей эффективности инновационно-инвестиционных проектов.

Вдобавок, научные результаты, полученные в диссертации Митулинского В.В., нашли практическое применение в процессе реформирования структур и повышения эффективности функционирования экономических служб предприятия.

Генеральный директор



А.Л. Зарубин



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**СИБХИМСЕРВИС**

ООО «СИБХИМСЕРВИС» 117218, Россия, г. Москва, ул. Кржижановского, д. 15, корп. 5, эт. 3, пом. VI, оф. 3106  
 ИНН 0411073277, КПП 772701001, ОГРН 1020400751909

Исх. № 170  
От 05.05.2026 г.

### СПРАВКА

**о внедрении научных результатов, полученных в диссертации Митулинского Владислава Валерьевича на тему «Развитие методов и инструментов оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом инновационных рисков»**

Разработанный в диссертации теоретико-прикладной инструментарий оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков прошел апробацию и используется на ООО «Сибхимсервис» г. Москва, при участии в проектах:

1. Классификация инновационных рисков, влияющих на реализацию инновационно-инвестиционных проектов (ИИП) в нефтедобыче.
2. Модель управления ИИП с учетом факторов инновационного риска в нефтедобывающей отрасли.
3. Механизм оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков.
4. Методический подход к формированию параметров оценки ИИП с учетом факторов инновационного риска на основе интегрального показателя запасов углеводородного сырья (УВС), картографического подхода и алгоритма расчета премии за инновационный риск.

Данные разработки повысили результативность реализации инновационно-инвестиционных проектов в условиях инновационных рисков и санкционных ограничений.

Генеральный директор



Р.Е. Комаров

Общество с ограниченной ответственностью  
«Нобель Ойл» Компания-Оператор  
(ООО «Нобель Ойл» (КО))  
Смоленская пл., д.3, помещ.1/6,  
вн.тер. г. муниципальный округ Арбат,  
г. Москва, РФ, 121099  
Телефон: +7 495 909-27-00  
e-mail: nobeloil@nobeloil.ru  
http://www.nobeloil.ru  
ИНН/КПП 7811438535 /770401001

**НОБЕЛЬ ОЙЛ****NOBEL OIL**

Limited Liability Company  
«Nobel Oil» Operating Company  
(LLC «Nobel Oil» (OC))  
Smolenskaya pl., d.3, pomeshch.1/6,  
ext.ter. Arbat municipal district,  
Moscow, Russia 121099  
Phone: +7 495 909-27-00  
e-mail: nobeloil@nobeloil.ru  
http://www.nobeloil.ru  
TIN (INN) 7811438535

Исх. № 113  
От 15.04.2026.

**СПРАВКА**

о внедрении научных результатов, полученных в диссертационной работе Митулинского Владислава Валерьевича на тему «Развитие методов и инструментов оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом инновационных рисков»

Настоящей справкой подтверждаем, что результаты диссертационной работы Митулинского Владислава Валерьевича «Развитие методов и инструментов оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом инновационных рисков», представленной на соискание ученой степени кандидата экономических наук по научной специальности 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика (7. Экономика инноваций), прошли апробацию и используются на ООО «Нобель Ойл» (КО) г. Москвы:

1. Механизм оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков, базирующийся на принципах и стандартах ВИНК и модернизированной модели COSO.
2. Адресно-специфические методы количественной оценки инновационных рисков в нефтедобыче, позволяющие осуществлять комплексный анализ и расчет показателей проектной эффективности при различных сценариях реализации инновационно-инвестиционных проектов (ИИП).
3. Рамочная классификация инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности, позволяющая определять риск-профиль и производить отбор ИИП для реализации по показателю агрегированного инновационного риска.

Внедрение методических разработок показали экономический эффект за 2024 год.

Генеральный директор  
к.т.н.



А.В. Барышников



**РУССИНТЕГРАЛ** ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
ООО «РуссИнтеграл-Инжиниринг»

22.04.2026 г. № 97

На № - от -

### СПРАВКА

о внедрении научных результатов, полученных в диссертации Митулинского Владислава Валерьевича на тему «Развитие методов и инструментов оценки инновационно-инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом инновационных рисков»

Разработанный в диссертации теоретико-прикладной инструментарий оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков прошел апробацию и используется на ООО «РУССИНТЕГРАЛ-ИНЖИНИРИНГ» г. Москва:

1. Классификация инновационных рисков, влияющих на реализацию инновационно-инвестиционных проектов (ИИП) в нефтедобыче.
2. Модель управления ИИП с учетом факторов инновационного риска в нефтедобывающей отрасли.
3. Механизм оценки инновационно-инвестиционных проектов с учетом инновационных рисков.
4. Методический подход к формированию параметров оценки ИИП с учетом факторов инновационного риска на основе интегрального показателя запасов углеводородного сырья (УВС), картографического подхода и алгоритма расчета премии за инновационный риск.

Данные разработки повысили результативность реализации инновационно-инвестиционных проектов в условиях инновационных рисков и санкционных ограничений.

Генеральный директор



А.В. Гуданатов

ИНН 8609322312  
КПП 772701001  
ОГРН 1108609000378  
ОКПО 67811050

Тел./факс: +7 (3466) 48-20-22  
+7 (499) 700-10-44  
E-mail: [nve@russintegral.org](mailto:nve@russintegral.org)  
[www.russintegral.org](http://www.russintegral.org)

Адрес (согласно сведениям, внесенным в Единый государственный реестр юридических лиц):  
117292, г. Москва, вн. тер. Г. муниципальный округ Академический, ул. Гримау, дом 10.  
Почтовый адрес: а/я 981, г. Нижневартовск, Ханты-Мансийский автономный округ- Югра, 628611