

**Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования**

**«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»**

На правах рукописи

Имамов Рустам Рафкатович

**РАЗРАБОТКА ТЕОРЕТИКО-ПРИКЛАДНОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ
ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В
НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
С УЧЕТОМ РИСКОВЫХ ФАКТОРОВ**

08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством (экономика,
организация и управление предприятиями, отраслями и комплексами –
промышленность)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Пермь – 2015

Содержание

Введение.....	4
1. Теоретические основы оценки рисков инвестиционных проектов в нефтяной промышленности.....	10
1.1. Понятие и классификация инвестиционных проектов в нефтяной промышленности.....	10
1.2. Классификация рисков инвестиционных проектов в нефтяной промышленности	20
1.3. Особенности проявления рисков факторов при реализации инвестиционных проектов в нефтяной промышленности.....	27
1.4. Анализ современных систем управления рисками.....	43
1.4.1 Основные аспекты риск-менеджмента.....	43
1.4.2 Анализ систем риск-менеджмента действующих в нефтяных компаниях РФ (на примере НК «ЛУКОЙЛ»)...	54
Выводы по главе.....	65
2. Совершенствование методического инструментария оценки рисков инвестиционных проектов	68
2.1. Разработка усовершенствованной модели оценки инвестиционных проектов в нефтяной промышленности с учетом рисков факторов	68
2.2. Анализ существующих методов оценки рисков инвестиционных проектов.....	76
2.3. Разработка и совершенствование методического инструментария оценки рисков факторов	89
2.3.1 Оценка экологических и техногенных рисков при анализе инвестиционных проектов	89
2.3.2 Оценка геологических рисков при оценке эффективности инвестиционных проектов.....	95
2.3.3 Оценка страновых рисков при оценке эффективности инвестиционных проектов.....	106
2.3.4 Расчет ставки дисконтирования с учетом влияния различных рисков факторов	121
2.3.5 Учет рисков факторов при расчете экономической эффективности проектов.....	126
Выводы по главе.....	129
3. Практическое приложение методического инструментария учета рисков факторов при оценке инвестиционных проектов.....	132
3.1. Характеристика инвестиционного проекта.....	132
3.2. Оценка инвестиционного проекта на основе предлагаемой модели.....	135
3.2.1. Характеристика рисков факторов, оказывающих влияние на эффективность проекта.....	135
3.2.2. Генерирование денежных потоков с учетом влияния рисков факторов.....	138
3.2.2.1. Определение методов оценки рисков.....	138
3.2.2.2. Моделирование значений показателей рисков проекта.....	138

3.2.2.3.	Расчет ставки дисконтирования.....	144
3.2.2.4.	Расчет денежных потоков с учетом влияния рисковых факторов.....	148
3.2.3.	Оценка показателей эффективности для различных сценариев реализации проекта.....	151
3.2.4.	Принятие управленческих решений по инвестиционному проекту.....	154
3.3.	Рекомендации по внедрению предлагаемой модели оценки проектов в производственный процесс.....	157
	Выводы по главе.....	160
	Заключение.....	162
	Список литературы.....	164
	Приложения.....	182

Актуальность исследования. Отличительной особенностью бизнеса в нефтегазовой промышленности является длительный период реализации проектов, в течении которого они подвергаются влиянию большого числа различных рисков факторов - маркетинговым, производственным, финансовым, геологическим и др., осложняющих реализацию проекта и являющихся причиной не достижения плановых экономических показателей, определенных инвесторами. Также важной особенностью является то, что объемы необходимых инвестиций значительны. Так, только вложения в составление технико-экономической документации по строительству или реконструкции (модернизации) нефтегазоперерабатывающих заводов может составлять несколько десятков миллионов рублей, а стоимость технологического оборудования нескольких миллиардов.

Как показывает практика, эффективная деятельность предприятий зависит не только от размера инвестиций, но также и от того, насколько достоверно сами инвесторы предвидят перспективу развития проекта. От достоверности оценки эффективности инвестиционного проекта, основанной на правильно выбранной стратегии его будущего развития (плановых объемов добычи углеводородного сырья, технологии и мощности его переработки, видов производимой товарной продукции и т.д.), и, что особенно важно, предвидении возможных негативных (рисковых) факторов и инструментов их предотвращения во многом зависит успешность последующего функционирования инвестиционного проекта. Поэтому, в настоящее время, конкурентная борьба в нефтегазовом комплексе переходит в область предпроектной подготовки инвестиционных проектов и повышения достоверности (качества) оценки их экономической эффективности на этапе принятия решения о начале их реализации.

В связи с тем, что большинство инвестиционных нефтегазовых проектов реализуются в условиях недостатка информации о среде реализации проекта (по объективным причинам), инвесторы, как правило, не могут определить реальную величину проектных рисков на предпроектной (прединвестиционной) стадии, что, в дальнейшем, ведет к снижению эффективности реализуемых инвестиционных проектов. В этих условиях, часть инвестиционных решений принимается субъективно. В тоже время, достоверная оценка влияния возможных рисков факторов на проект при анализе его эффективности предоставляет инвестору немало выгод: ведет к более четкой координации предпринимаемых действий по достижению цели; позволяет достоверно оценить свои внутренние резервы и адекватно реагировать на изменение рыночной ситуации.

В настоящее время, практика инвестиционного проектирования опирается на методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, подготовленные Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике (N ВК 477 от 21.06.1999) в современной редакции, в которых при оценке рисков составляющей проекта предусматривается использование элементов теории дисконтирования будущих денежных потоков. Однако, вопрос о методах количественного определения величины различных рисков факторов и их влияния на экономическую эффективность проекта в целом они не решают. Не решают их и корпоративные стандарты, разрабатываемые крупными компаниями для своего внутреннего использования. Так, например, в НК «ЛУКОЙЛ» оценка рисков при разработке инвестиционных проектов осуществляется методом чувствительности, а также применением ставки дисконтирования. Однако, последняя определяется нормативным методом для всех инвестиционных проектов, без учета индивидуальных особенностей проектов, обусловленных различием геологического строения объектов инвестирования (месторождений нефти и газа), состоянием экологической и техногенной ситуаций в регионе реализации проекта и т.п. Применение такого «усредненного» подхода в ряде случаев приводит к крупным финансовым потерям инвесторов.

В этой связи, объективная необходимость в совершенствовании методов оценки инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности, включающих анализ и количественную оценку рисков факторов, их влияние на экономическую эффективность проекта в целом, представляется весьма актуальным направлением экономического исследования.

Степень научной разработанности проблемы. Значительный вклад в развитие теоретических и методических вопросов, связанных с понятиями и классификацией инвестиционных проектов внесли работы А.Ф.Андреева, М.В.Грачевой, В.В.Ковалева, И.А.Никоновой, И.Т.Ильясова, В.Е.Есипова, И.М.Волкова, В.Д.Зубаревой и др.

Вопросам классификации рисков инвестиционных проектов посвящены исследования российских ученых В.П. Макаренко, В.К. Фальцман, Д.Н. Таганова, А.К.Черновского, В.В.Глухова, Ю.М. Бахрамова, М.В. Грачевой, Н.В. Калинкина, А.Н. Жигло, М.Е. Коломиной, П.Д. Половинкина, Е.А. Телегиной, А.Ф.Андреева, В.Д.Зубаревой, А.С.Саркисова, В.Т.Севрука, В.Ю. Катасонова, Д.С. Морозова, зарубежных исследователей W.Kern, D.E. Fisher, R.J. Jordan, J.Rutterford и др.

Анализу существующих методов оценки рисков инвестиционных проектов посвящены работы многих исследователей, например С.Д. Бешелева, Ф.Г.Гурвича,

Л.Г.Евланова, В.А.Кутузова, Б.Г.Литвак, Л.А.Панковой, Э.В.Попова, В.М.Гранатурова, В.П.Буянова, К.А.Кирсанова, В. Беренса, Хавранека П.М. Ю.П.Ампилова, А.А.Герта, И.В.Ёлоховой и др.

Особую значимость диссертационного исследования представляет разработка бизнес-модели оценки экономической эффективности инвестиционных проектов и принятия управленческих решений, интегрированной в систему управления рисками на предприятиях, которая основана на современных представлениях о риск-менеджменте, представленных в соответствующих стандартах национальных органов стандартизации, профессиональных объединений и международных стандартах, а также в исследованиях различных авторов, в частности И.Т.Балабанова, Д.С.Гончарова, М.В.Чекулаева, Г.С.Токаренко, Н.Б.Ермаковой, О.Д.Проценко, Л.Г.Паштовой, С.А.Филина, Е.В.Караниной и др.

Вопросам применения географических информационных систем, предназначенных для поддержки принятия управленческих решений, основанных на пространственном методе решения, с учетом множества качественных и количественных факторов посвящены работы Т.Г.Шешуковой, И.С.Копылова, А.В.Коноплева, А.П.Притворова и др.

Вклад всех этих ученых в создание и развитие методов анализа инвестиционных проектов несомненно, большой. Однако следует признать, что современное развитие нефтегазовой промышленности и глобализация экономики ставят перед научными исследованиями в области оценки и управления инвестиционными проектами новые задачи, требующие оригинальных решений и быстрого применения на практике.

Целью диссертационного исследования является разработка и научное обоснование теоретико-прикладного инструментария, используемого при оценке инвестиционного проекта, учитывающего проявление рисков факторов и позволяющего принять экономически обоснованные управленческие решения по повышению эффективности инвестиций в нефтедобывающей промышленности.

Достижение поставленной цели определило постановку следующих **основных задач**:

1. Разработка классификации инвестиционных проектов в нефтяной промышленности;
2. Совершенствование организационной модели оценки экономической эффективности инвестиционных проектов и принятия управленческих решений с учетом рисков факторов;

3. Разработка методического подхода к оценке рисков факторов инвестиционных проектов, позволяющих реализовывать сценарный расчет показателей экономической эффективности;

4. Создание авторской модели расчета поправок за различные риски при обосновании ставки дисконтирования инвестиционного проекта.

Объектом исследования является нефтедобывающая промышленность народного хозяйства нашей страны.

Предмет исследования – экономические отношения, возникающие при реализации инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности на основе оценки и управления рисковыми факторами.

Теоретической и методологической основой исследования послужили научные труды и публикации отечественных и зарубежных авторов по исследуемой и смежным темам, законодательное и нормативно-методическое обеспечение оценки эффективности инвестиционных проектов, в том числе документы методического характера: положения, стандарты, инструкции, методические указания. Использовались методы системного анализа, экспертных оценок, рейтинговые оценки, методы вероятностно-статистического анализа и др. Для проведения исследования применены компьютерные программы Crystal Ball (компания Oracle), Excel (компания Microsoft) и ArcView (компания ESRI).

Информационную основу исследования составили материалы нефтегазодобывающих предприятий, экспертные оценки, аналитические и статистические материалы, действующие законодательные акты, нормативные документы и другие материалы, содержащиеся в отечественной и зарубежной литературе, периодической печати, отчетности отечественных и зарубежных нефтегазодобывающих компаний, данные, размещенные на официальных сайтах в сети Интернет, а также собственная информационная база автора.

Основные полученные результаты и их научная новизна:

1. Предложена авторская рамочная классификация инвестиционных проектов в нефтяной промышленности, которая в отличие от существующих основывается на одновременном учете различных классификационных признаков: сферу инвестирования в традиционном и инновационном производстве, направления деятельности и степень автономности, учитывающей зависимость от финансовых и информационно-технологических ресурсов крупных компаний, необходимость привлечения сторонних предприятий-участников и т.д. Рамочная классификация предопределяет комплексный подход к интерпретации инвестиционных проектов уже на начальном, предпроектном, этапе их реализации.

2. Разработана авторская организационная модель оценки экономической эффективности инвестиционных проектов и принятия управленческих решений с учетом влияния различных рисков факторов, которая отличается от существующих подходов к инвестиционному проектированию учетом адресных методов оценки рисков в нефтедобывающей промышленности, позволяющих реализовывать сценарный расчет показателей экономической эффективности проектов и учитывающий в рамках организационной модели матрицу принятия управленческих решений, предполагающую комплексный анализ различных сценариев реализации проекта.

3. Предложен методический подход, обеспечивающий оценку экономической эффективности проектов в нефтедобывающей промышленности, предусматривающий оценку влияния геологических рисков факторов на эффективность проекта, особенность которой связана с вероятностным моделированием величины запасов углеводородного сырья как интегрального показателя, аккумулирующего все причины проявления геологических рисков при реализации инвестиционного нефтегазового проекта; оценку влияния экологических и техногенных рисков факторов на эффективность проекта, особенность которой состоит в картографическом подходе к оценке поправки (премии) за риск к безрисковой ставке дисконтирования; оценку поправки за страновые, производственные, строительные, финансовые и др. рисков факторы к безрисковой ставке дисконтирования при ее обосновании кумулятивным методом, основанной на учете результатов функционирования системы управления рисками на нефтегазовых предприятиях.

4. Предложена авторская модель расчета поправок за различные риски при обосновании ставки дисконтирования кумулятивным методом, основанная на учете результатов функционирования системы управления рисками и предусматривающая: обоснование рисков факторов, оказывающих наибольшее влияние на экономическую эффективность проекта; оценку вероятности реализации рисков факторов; алгоритм расчета поправки за различные риски при расчете коэффициента дисконтирования.

Практическая значимость исследования. Разработанная в исследовании методика оценки инвестиционных проектов может применяться нефтегазовыми и инвестиционными компаниями в качестве методического аппарата при анализе эффективности реализации объектов нефтегазовой промышленности, оценке целесообразности участия в их финансировании. Предложенная организационная модель принятия управленческих решений может применяться нефтегазовыми компаниями в процессе производственной деятельности для достижения запланированного уровня экономической эффективности.

Глава 1
ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ
ПРОЕКТОВ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1.1. Понятие и классификация инвестиционных проектов в нефтяной промышленности

Прежде чем мы начнем исследовать процесс оценки экономической эффективности инвестиционных проектов и пути их совершенствования, в первую очередь, необходимо определиться с тем, что мы понимаем под инвестиционным проектом.

Слово «проект» происходит от латинского *projectus*, что в переводе на русский означает «брошенный вперед», то есть замысел [155].

В современной западной литературе в самом общем виде это понятие изложено в «Кодексе знаний об управлении проектами» (Project Management Institut, USD): «Проект представляет собой некоторую задачу с определенными исходными данными и требуемыми результатами, обуславливающими способ ее решения» [176].

В отечественной экономической литературе «под проектом понимается система сформулированных в его рамках целей, создаваемых или модернизируемых для их реализации физических объектов, технологических процессов, технической и организационной документации для них, материальных, финансовых, трудовых и иных ресурсов, а также управленческих решений и мероприятий по их выполнению» [176].

Данное определение учитывает особенности всех видов деятельности и ресурсов, необходимых для разработки и реализации проекта. Такое определение предполагает, что подобный проект является инвестиционным.

Федеральный закон [48] определяет инвестиционный проект (ИП) как обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе необходимая проектно-сметная документация, разработанная в соответствии с законодательством Российской Федерации и утвержденными в установленном порядке стандартами (нормами и правилами), а также описание практических действий по осуществлению инвестиций (бизнес-план).

Методические рекомендации [119] трактуют ИП как документацию (комплект документов, содержащих формулирование цели предстоящей деятельности и определение комплекса действий, направленных на её достижение) и как деятельность (как комплекс работ, услуг, приобретений, управленческих операций и решений, направленных на достижение сформулированной цели).

В [51] под инвестиционным проектом понимается - объект реального инвестирования, намечаемый к реализации в форме приобретения, нового строительства, расширения, реконструкции и т.п. на основе рассмотрения и оценки бизнес-плана.

В корпоративных стандартах, например ОАО «Газпром» инвестиционный проект трактуется как обоснование экономической целесообразности, объема и сроков

осуществления капитальных вложений, в том числе необходимая предпроектная и проектная документация, разработанная в соответствии с законодательством Российской Федерации и/или другим применимым законодательством и утвержденными в установленном порядке стандартами [165].

Можно привести еще множество различных определений термина «инвестиционный проект», поскольку широкое распространение этого понятия привело к многочисленным попыткам дать ему более или менее строгое определение. Однако, единого общепринятого определения термина «инвестиционный проект» в настоящее время, в экономической литературе, не существует. Поэтому, для достижения цели, определенной в данном диссертационном исследовании, целесообразным будет фиксация определенного понимания ИП, независимо от отрасли производства, в трактовке [126]: *инвестиционный проект* – это комплекс взаимосвязанных действий по концентрации и использованию экономических ресурсов на предприятии, направленный на получение в течении относительно длительного периода времени экономических выгод в реальных и прогнозируемых условиях хозяйствования.

Относительно нефтегазовой промышленности автором предлагается следующее определение термина «*инвестиционный проект в нефтяной промышленности*»: ИП – это совокупность мероприятий (действий, работ), предусматривающих осуществление инвестиций: в рамках одного месторождения углеводородного сырья (или группы), находящегося в промышленной эксплуатации или вновь открытого, или по выполнению геологоразведочных работ и освоению в пределах одной перспективной структуры (или зоны их развития) запасов углеводородного сырья, или на одном объекте промысловой инфраструктуры, а также в строительство (модернизацию) объектов переработки углеводородного сырья и сбыта продуктов их переработки [69 с добавлениями].

С кибернетической точки зрения к инвестиционному проекту можно применить понятие «черного ящика», когда отслеживаются только входные потоки или контакты среда-проект и выходные проект-среда. «Черный ящик», т.е. система характеризуется тем, что при воздействии на нее некоторым образом она выдает набор некоторых реакций. При этом, на вход проекта поступают различные потоки ресурсов (финансовых, информационных, трудовых, административных и т.д.) и ограничений. Элементы выходного потока представляют собой проектную продукцию или услуги (рис. 1.1.1).



Рис.1.1.1. Инвестиционный проект как кибернетическая система

Инвестиционные проекты в нефтяной промышленности, как правило, имеют значительную протяженность во времени. Промежуток времени между моментом появления проекта и моментом его ликвидации называется жизненным или проектным циклом проекта, а состояния, через которые он проходит - фазами, этапами или стадиями. Последние отражают моменты, в которых принципиально изменяется состояние проекта, и принимаются решения о возможном направлении его дальнейшего развития.

Проектный цикл, по версии Всемирного банка [137], включает три основных фазы:

- прединвестиционную;
- инвестиционную;
- эксплуатационную.

В течении прединвестиционной фазы происходит разработка идеи проекта, готовится технико-экономическое обоснование, проводятся переговоры с возможными инвесторами и участниками проекта.

На стадии инвестирования заключаются необходимые соглашения и формируются активы, необходимые для реализации проекта (строительство, оснащение оборудованием, обучение и подготовка персонала и т.д.).

Эксплуатационная стадия начинается с момента ввода оборудования в действие. Завершается она ликвидацией производства и утилизацией активов. Очевидно, что продолжительность эксплуатационной фазы оказывает значительное влияние на общую эффективность проекта, поскольку именно на этой стадии достигаются практически все выгоды по проекту.

Значимость каждой фазы жизненного цикла проекта можно охарактеризовать путем сопоставления затрат средств и времени на реализацию отдельных фаз. На приложении 1 приведен пример затрат по фазам жизненного цикла ИП по разработке и промышленной эксплуатации месторождения нефти, расположенного на севере Пермского края.

Приведенное выше описание цикла жизни инвестиционного проекта является концептуальным и основано, как уже отмечалось, на подходе Всемирного банка. Аналогичную концепцию имеют и другие международные организации, например, UNIDO [204].

Собственное представление о проектном цикле и соответствующие нормативно-методические документы также широко используются инвесторами в своей практической работе. Для многих утвержденный проектный цикл стал своеобразной технологией по работе над инвестиционными предложениями потенциальных организаторов проекта. Однако, необходимо отметить, что общая методология сохраняется во всех случаях, несмотря на специфику и различия в интересах.

Ниже приведено содержание проектного цикла для инвестиционного проекта по добыче углеводородного сырья, учитывающее специфику отрасли [69], (приложение 2).

Одним из важнейших условий выбора рациональных методов обоснования проектных решений, с целью повышения надежности результатов оценки эффективности ИП, помимо знания о содержании проектного цикла, является также и знание классификационных признаков инвестиционных проектов.

В экономической литературе предлагается множество классификаций ИП, в которых классифицировать проекты можно по различным признакам [30, 81, 119, 58, 48, 21, 55 и др.]. При этом, чаще всего выделяют проекты по уровню (малый, средний и мегапроект), по срокам реализации (краткосрочный, средний и долгосрочный), по ограниченности ресурсов (мультипроект и монопроект), по требованиям к качеству, по характеру цели, составу участников и т.д. Малые проекты, как правило, просты и ограничены объемами. Мегапроекты - это комплекс взаимосвязанных проектов, объединенных общей целью. Такие проекты характеризуются длительной реализацией и большими затратами, как финансовыми, так и трудовыми.

При реализации некоторых ИП особое внимание уделяется качеству исполнения, так как от этого будет зависеть не только качество продукта, но и безопасность функционирования объекта. Стоимость таких проектов очень высока, также как и требования к качеству. Примером таких проектов может быть строительство НК «ЛУКОЙЛ» Варандейского нефтяного отгрузочного терминала, расположенного в Баренцевом море.

В последние годы многие предприятия особое внимание уделяют научно-техническому совершенствованию их производства. Это повышает конкурентное преимущество на рынке, так как научно-технические новшества, внедренные в производство, позволяют увеличивать объемы производимой продукции, обновлять ассортимент, снижать затраты на производство, т.е. позволяют получить комплексный эффект. В связи с этим, особое место среди инвестиционных проектов занимают научно-технические проекты. А так как они чаще всего направлены на использование новых элементов в производственном процессе и управлении, их еще называют инновационными проектами. В этих проектах заложены не только задачи развития производства, но и исследования проблем его дальнейшего совершенствования. Так, в качестве примера, можно привести инновационный проект по производству биодизеля в Пензенской области, являющимся более экологичным и экономичным видом топлива. В 2013 году пензенские власти сообщали о запуске нового ИП по производству биодизеля из масла рыжика. За воплощение готовы были взяться две компании: одна из них – инвестиционный фонд, другая – крупнейший владелец посевных площадей в Пензенской области [149].

Производственно-технологические проекты тесно связаны с научно-техническими и охватывают преимущественно задачи развития производственного потенциала и обновления технологического процесса. Также производными от научно-технических проектов являются проекты повышения качества и эффективности работы предприятия. Они ставят конкретные задачи снижения издержек производства и обращения, повышения производительности труда, экономии ресурсов, повышения качества продукции и т.п.

В настоящее время каждый инвестор должен знать и уметь ориентироваться в процессе купли-продажи товара (услуги), производимого в рамках проекта. В связи с этим, возможна разработка и реализация торговых проектов, т.е. системы мер, направленных на сохранение завоеванных позиций на рынке, захват новых секторов или проникновение на новые рынки, обеспечение эффективной продажи своих товаров. Например, НК «ЛУКОЙЛ», в целях обеспечения лидирующего положения и сохранения своей доли на рынке моторного топлива в нашей стране одной из первой реализовала проекты по модернизации своих перерабатывающих заводов и выпустила на рынок моторное топливо экологического класса «ЕВРО-5». Удержав тем самым потребителей своей продукции, на фоне увеличивающейся конкуренции со стороны других российских нефтяных компаний.

В последние годы, в связи с производственной необходимостью стали все чаще разрабатываться и реализовываться организационные и информационные проекты. Первые связаны с необходимостью внедрения в управленческий процесс новых форм

организации и управления объектами производственной и социальной сферы, использованием современной управленческой техники. Вторые (информационные) отражают возрастание значимости информационного обеспечения для решения всего комплекса производственных и управленческих задач. Они направлены на использование современных методов сбора, обработки, хранения и передачи информации. Так, НК «Башнефть» объявила о своем намерении реализовать проект по созданию и внедрению автоматизированной системы оценки экономической эффективности проектов разработки нефтяных месторождений. Посредством проекта компания хочет упростить распределение капитальных вложений и формирование расходов на долгосрочный период, исходя из профиля добычи и удельных показателей. При этом новая система поможет в расчете амортизации, налогов, финансовых показателей и показателей экономической эффективности и т.д. [12].

С усилением внимания к социальным проблемам развития общества все чаще разрабатываются и реализуются специальные социальные проекты, которые ориентированы на обеспечение безопасных условий жизнедеятельности, поддержание общественной безопасности, охрану окружающей среды, поддержку социально незащищенных слоев населения. Например, в НК «ЛУКОЙЛ» в начале 2014 года началась реализация проекта по поддержке социальных предпринимателей. Тогда, в январе, президент компании В. Алекперов принял участие в церемонии открытия первой точки продаж продукции социальных предпринимателей в рамках совместного пилотного проекта ЛУКОЙЛа и Фонда региональных социальных программ «Наше будущее». Проект предполагает, что в магазинах при АЗС будут продаваться экологически чистые молочные продукты, а также изделия из войлока и ряд других товаров, которые производят социальные предприниматели из Рыбинска, Санкт-Петербурга, Москвы и Московской области. Стойки с товарами социальных предпринимателей планируется маркировать слоганом «Больше, чем покупка!» Таким образом, приобретая эти товары, клиенты АЗС ЛУКОЙЛа принимают посильное участие в решении различных социальных проблем [97].

Необходимо отметить, что приведенное выше разделение инвестиционных проектов на виды условно, потому что в каждом отмеченном виде могут существовать многочисленные сочетания разных видов. Поэтому каждый вид проекта отражает только главную цель предполагаемых работ. Цели же, которые ставятся инициаторами инвестиционных проектов (инвесторами), могут быть самыми различными. В ряде случаев проекты могут быть ориентированы не на прямое извлечение прибыли, а на

снижение рисков производства и сбыта, экспансию в новые сферы бизнеса. Также инвестиционные проекты могут преследовать социальные или экологические цели.

Инвестиционные проекты могут также различаться и по степени риска: более рискованными являются проекты, направленные на освоение новых видов продукции или технологий, менее рискованными – проекты, предусматривающие государственную поддержку.

Инвестиционные проекты могут быть кратко- и долгосрочными. К краткосрочным относятся проекты со сроком реализации до двух лет, к долгосрочным – со сроком реализации свыше двух лет.

Определенный интерес представляют классификационные признаки, разработанные авторами [50], отражающие отличия инвестиционных проектов от инновационных (приложение 3).

Наиболее емкая классификация, охватывающая основные особенности проектов предложена в работе [4]. Она, с дополнениями [126] представлена в приложении 4.

В приведенном приложении 4 достаточно полно описываются существующие инвестиционные проекты независимо от сферы производства. Однако, необходимо отметить, что в настоящее время для нефтегазового комплекса нашей страны характерно следующее [69]:

- многие независимые частные нефтедобывающие компании вошли в состав вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК);
- большинство действующих мини-нефтеперерабатывающих заводов (мини-НПЗ) функционируют как самостоятельные предприятия, неподконтрольные ВИНК, при этом мини-НПЗ, в большинстве своем, не могут (по экономическим причинам) производить топливо экологических классов ЕВРО – 4 –5, как того требует Российское законодательство;
- ужесточение экологических норм к продуктам нефтепереработки;
- не все малые добывающие компании, не подконтрольные ВИНК, имеют доступ к «трубе» для транспортировки нефти покупателю или возможность реализации углеводородного сырья крупным НПЗ;
- активное внедрение инновационных технологий в области добычи и переработки углеводородного сырья.

Таким образом, при оценке проектов, по мнению автора, в качестве классификационного признака, в дополнение к существующим, целесообразно использовать и критерий «автономности» реализации проекта, учитывающего зависимость от финансовых и информационно-технологических ресурсов крупных

компаний, необходимость привлечения сторонних предприятий-участников и т.д. [69]. Согласно данному критерию можно выделить следующие виды ИП:

- инвестиционные проекты ВИНК – проекты, реализуемые вертикально интегрированными компаниями, как по созданию новых производств (услуг), так и по расширению действующих производств;

- проекты диверсификации – проекты, реализуемые действующими самостоятельными нефтегазовыми предприятиями неподконтрольными ВИНК, направленные на расширение ассортимента продукции (услуг);

- кластерные проекты – проекты реализуемые кластером. Под последним понимается группа независимых компаний, находящихся в территориальной близости в пределах региона, которые конкурируют, кооперируются и взаимодействуют друг с другом, находясь в единой цепочке накопления стоимости [112]. Также, в качестве примера можно привести определение термина «кластерный проект» (КП), сформулированное при разработке и утверждении Концепции кластерной политики Правительства Ярославской области. Под КП в Концепции понимается проект, направленный на развитие, как отдельных участников кластера, так и всего кластера, который может включать в себя программы модернизации действующих и создания новых производств, реализацию инвестиционных проектов. КП – комплекс совместных мероприятий участников кластера, направленных на развитие последнего за счет осуществления инвестиций, выполнения научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ, реализации иных форм сотрудничества [121];

- самостоятельные проекты – новые проекты, реализуемые неподконтрольными ВИНК предприятиями. Часто это проекты предприятий, созданных по проектному принципу для реализации конкретного проекта.

На основе вышеизложенного, автором была предложена рамочная классификация ИП в нефтегазовой промышленности, представленная на рисунке 1.1.2. Данная классификация, в отличие от существующих основывается на одновременном учете различных классификационных признаков: сферу инвестирования и характер производства (традиционный, инновационный), вид инвестиционной деятельности и степень автономности (учитывающей зависимость от финансовых и информационно-технологических ресурсов крупных компаний, необходимость привлечения сторонних предприятий-участников и т.д.); степень автономности проекта [62].

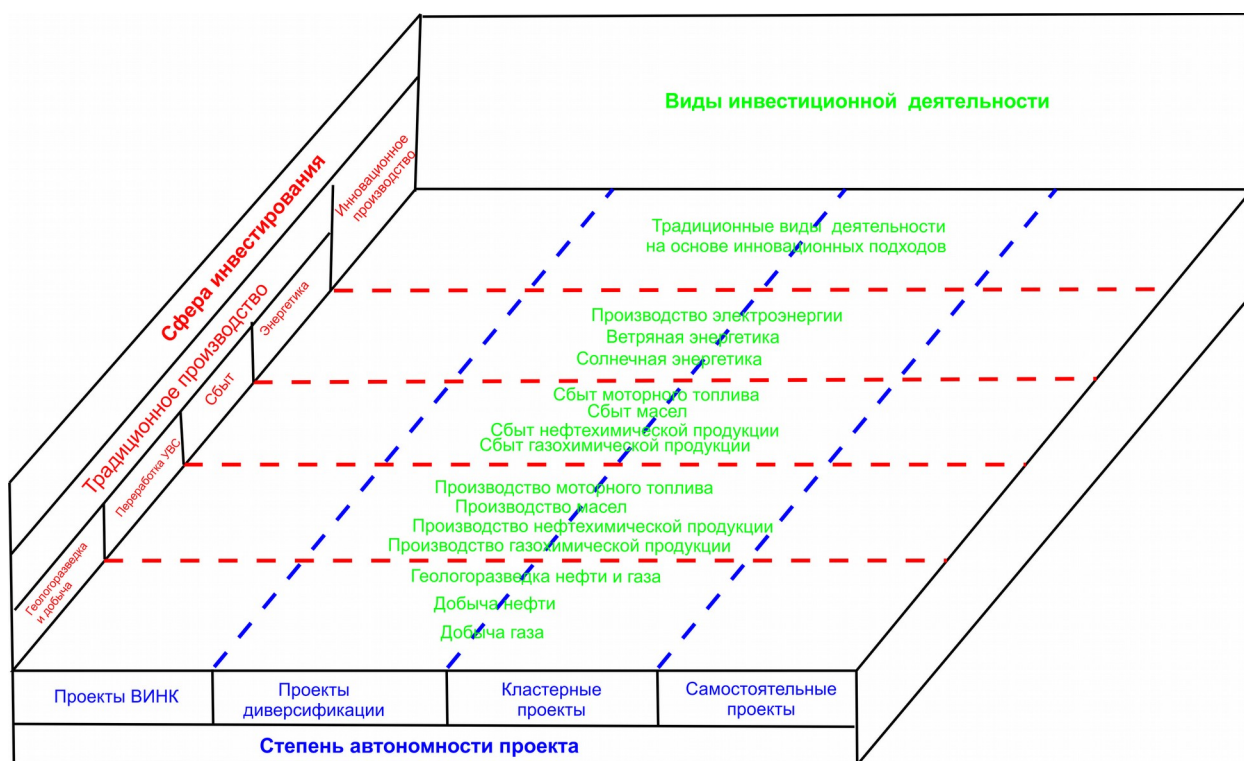


Рис.1.1.2. Рамочная классификация инвестиционных проектов в нефтяной промышленности

Предложенный подход к классификации способствует комплексному подходу к интерпретации инвестиционных проектов уже на начальном, предпроектном, этапе их реализации:

Вид проекта (классификация) $\Rightarrow$ Риски, оказывающие влияние на проект $\Rightarrow$ Метод оценки рисков $\Rightarrow$ Оценка проекта

Необходимость в такой классификации инвестиционных проектов, по мнению автора, связана с различным уровнем риска, с реализацией которых они сопряжены. Зависимость между видом проекта и уровнем риска можно представить в виде схемы (рис.1.1.3).



Рис.1.1.3. Связь между видом проекта и уровнем совокупного риска

Логика такой зависимости между видом проекта и уровнем риска очевидна. Начиная реализацию нового проекта инвестор, в большинстве случаев, определяет для себя

приемлемый уровень риска, который он считает приемлемым при достижении цели. Это означает, что при выборе стратегии реализации проекта на рынке инвестор должен учитывать на какие риски он готов пойти с целью получения дохода на вложенный капитал. Данный приемлемый уровень риска можно назвать величиной безвозвратных инвестиций или, следуя терминологии риск-менеджмента, – величиной риск-аппетита.

Данный риск-аппетит необходимо в обязательном порядке учитывать при оценке эффективности инвестиционного проекта. При этом, расходы на управления рисками сильно зависят от уровня риск-аппетита. Т.е. чем выше риск-аппетит, тем больше рисков готовы принять инвесторы с целью получения большей доходности, и тем меньше средств требуется на снижение рисков (рис. 1.1.4).

Следует обратить внимание на следующий важный момент. Высокий уровень риск-аппетита характерен при выборе агрессивной стратегии вхождения на рынок с инвестиционным проектом, которая выражается в стремительном захвате доли рынка, масштабными инвестициями, а также слияниями и поглощениями других компаний. Данный вид стратегии могут позволить себе, в большинстве своем, вертикально-интегрированные компании, у которых возможностей, как финансовых, политических, так и административных значительно больше, чем у инвесторов, пытающихся самостоятельно реализовать проект. И наоборот, при низком уровне риск-аппетита инвестору необходимо выбирать более консервативную стратегию вхождения на рынок. При этом он должен стремиться снижать риски до минимального уровня, выделяя большие ресурсы на управления ими. Этот вид стратегии характерен для самостоятельных проектов, реализуемых неподконтрольными ВИНК предприятиями.

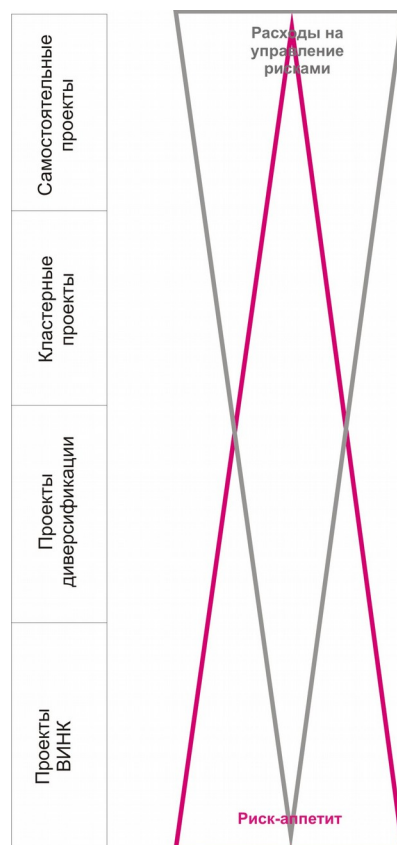


Рис.1.1.4. Соотношение вид проекта – уровень риск-аппетита

1.2. Классификация рисков инвестиционных проектов в нефтяной промышленности

Рассмотрев сущность инвестиционных проектов в нефтяной промышленности мы можем приступить и к изучению понятий «риск» и «неопределенность», встречающихся при оценке проектов. Это представляется нам важным, поскольку во многих случаях определения, даваемые этим терминам отличаются, и, следовательно, существуют различия в их интерпретации.

В связи с тем, что в России в «доперестроичный период» в условиях плановой экономики понятие инвестиционного риска практически не использовалось, то большинство исследований по инвестиционному риску было проведено зарубежными учеными. При этом, у зарубежного инвестиционного рынка достаточно большая история, и, соответственно, зарубежные ученые постоянно обращали свое внимание на проблему риска.

Первыми научными работами по определению понятий риск и неопределенность признано считать работы Ф.Найта [117], который и предложил их различать. Он утверждал, что риск имеет место тогда, когда некоторое действие может привести к нескольким взаимоисключающим исходам с известным распределением их вероятностей.

Если же такое распределение неизвестно, то соответствующая ситуация рассматривается как неопределенность.

В современной науке нет четкого разграничения между понятиями риск и неопределенность при оценке эффективности инвестиций, и практически все методические рекомендации и пособия объединяют их в единое целое, или риск рассматривается как производная от факторов неопределенности. Так, например, одна из глав «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» [103] посвящена особенностям оценки эффективности проектов с учетом факторов риска и неопределенности.

С момента появления определения риска, данного Ф.Найтом в начале XX столетия, прошло немало времени и, соответственно, определение, данное риску, пережило немало преобразований и изменений, но все они, по мнению [42] отражают практически одно и то же понятие.

Д.Е.Фишер и Р.И.Джордан [203] в своей книге дали определение риску как вероятности того, что действительные доходы с инвестиций будут отличны от ожидаемых доходов.

В.П.Макаренко [100] дает определение риску, как единству обстоятельств и индивидуально-групповых предпочтений или критериев оценки ситуации, на основе которых принимается оперативное решение.

Определение данное риску встречается в работах В.К.Фальцмана, где он рассматривает риск как возможность возникновения неподтвердившихся результатов и непредвиденных затрат и потерь [183].

Д.Н.Таганов [168] определяет риск как вероятность того, что действительный доход от вложенных средств окажется меньше обусловленного или изначально предполагаемого инвестором.

В своей монографии И.Руттерфорд [202] рассматривает риск как количественную определенность, где более чем один исход, и каждый из них может быть оценен.

А.К.Черновский [182] утверждает, что риск – это вероятность величины возможных потерь в финансовых и материальных единицах. В то же время В.В.Глухов и Ю.М.Бахрамов [27] определяют риск как отклонение фактического дохода от ожидаемого.

По мнению М.В. Грачевой [30], риск – это неопределенность, связанная с возможностью возникновения в ходе реализации проекта неблагоприятных ситуаций и последствий.

Энциклопедический словарь финансов и инвестиций [193] определяет риск как неопределенность будущих событий, цен, доходов, рынков, влияний или шансов потерь.

Словарь банковских терминов [191] представляет риск как степень вероятности наличия потерь при кредите, инвестициях или других трансакциях.

Также, ряд авторов считает, что риск – это мера наступления неблагоприятных последствий, определенные явления, наступление которых содержит возможность материальных потерь. В ряде случаев под риском понимается деятельность, совершаемая в надежде на удачный исход. Иногда риск рассматривают как вероятность ошибки или успеха того или иного выбора в ситуации с несколькими альтернативами [76].

Обобщая наиболее распространенные определения термину риск можно придти к следующему его пониманию: *риск* – это возможность наступления событий, влекущих за собой экономические потери. При этом величину риска можно оценить количественно. Если количественная оценка отсутствует, то имеет место неопределенность. При этом, совокупность рисков, связанных с реализацией инвестиционного проекта, которые способны снизить его эффективность называется проектными рисками [64].

Необходимо отметить, что за последние годы в нашей стране появилось достаточно много работ, связанных с рассмотрением вопросов рисков, с решением проблем их оценки. Так, подробно анализ развития теории оценки риска приведен в работе [30]. Здесь уделяется основное внимание тому, что проблема риска и его оценки не является новой для нашей экономики: в 20-х годах 19 века был принят ряд законодательных актов, учитывающих существование в России производственно-хозяйственного риска. По мере становления административно-командной системы происходило уничтожение предпринимательства, свойственного рыночным отношениям, и уже к концу 30- годов упоминание понятия «риск» полностью исчезло со страниц экономической литературы того времени.

Процесс обоснования эффективности капиталовложений в условиях плановой экономики и соответственно все технико-экономическое обоснование любых проектов осуществлялось без анализа рисков, что приводило к недоучету возможностей многовариантности развития какой-либо системы. Проведение экономической реформы в России вызвало интерес к вопросам рассмотрения риска в хозяйственной деятельности, а сама теория риска в процессе формирования рыночных отношений не только получила свое дальнейшее развитие, но стала практически востребованной.

Если при разных возможных условиях реализации проекта его затраты и результаты различны, то факторы риска подлежат учету в расчетах его эффективности. Кроме того, финансирование инвестиционных проектов является динамическим процессом, и в каждой точке принятия решений условия реализации проекта могут

измениться, что приводит к автоматическому изменению ранее рассчитанных результатов проекта.

Важной задачей анализа (качественного) проектных рисков является классификация рисков применительно к конкретному проекту по этапам его жизненного (проектного) цикла. Сложность классификации рисков заключается в их многообразии. В связи с этим, в экономической литературе, нет единой системы их классификации.

Обобщая опыт многочисленных исследований в данной области М.В.Грачева в работе [30] отмечает, что существующие классификации рисков, при всей их значимости, обширности или краткости, всегда определяются целью, сформулированной авторским классификационным признаком, и не могут быть всеобъемлющими. Поэтому некоторые из классификаций несколько размыты, границы между их отдельными позициями весьма условны, не всегда соблюдается четкость в следовании классификационному признаку или идентификации того или иного вида риска, то есть называется не сам риск, а предлагаемая причина его возникновения или описываются возможные последствия его осуществления.

Исходя из проведенного анализа существующих классификаций М.В.Грачева предлагает следующую классификацию проектных рисков: технико-технологические; маркетинговые; финансовые; риски участников проекта; социальные; политические; юридические; экологические; строительные; риски обстоятельств непреодолимой силы или форс-мажорные; специфические риски.

Исследования по оценке рисков были проведены и в работах [22, 43]. В работе [22] риски в проектах создания новых продуктов и технологий (инновационных проектов) предлагается делить на технические и коммерческие. Авторы [43] выделяют в экономике и бизнесе производственный, кредитный, процентный, риск ликвидности, инвестиционный и рыночный виды рисков.

Широкий спектр рисков, связанных с осуществлением инвестиционных проектов, рассматривается в работах [52, 53, 83, 135, 153, 170, 3].

В нефтяной промышленности виды рисков при оценке нефтегазовых проектов также достаточно разнообразны [4, 85]. Так, в работе [85] предложена классификация рисков в зависимости от различных фаз инвестиционного проекта.

Обстоятельное изучение вопросов качественного анализа рисков существующих в нефтяной промышленности проведено в работе [123]. В ней для углубленного понимания риска и качественной его оценки авторы первоначально создают общую классификацию рисков по ситуации, масштабам, времени принятия рискованных решений, по приемлемости, по аспектам и другим признакам, свойственным инвестиционному проекту. Также на основе обобщения имеющегося опыта проведенных авторами

многочисленных исследований по оценке проектных рисков, в том числе и нефтегазовой промышленности, выделены наиболее характерные для любого проекта так называемые общие виды рисков. В дополнении к последним, выделяют специфические риски стадий поисков, стадии разведки и стадии разработки месторождений углеводородного сырья. Отмечая, при этом, что полный технологический процесс производства в нефтегазовой промышленности охватывает также такие основные его стадии как переработка нефти и газа, транспорт нефти и газа и продуктов их переработки.

В связи с этим, авторы [123] предложили классификацию рисков общих и специфических проектных рисков, разработанную ими на основе проведенных исследований (приложение 5).

Подробный анализ рисков при планировании деятельности нефтегазодобывающих предприятий проведен в работе [169], (рис.1.2.1). В ней представлены важнейшие риски, учет которых в системе планирования, по мнению автора работы, позволит обеспечить максимальное соответствие фактических показателей их плановым значениям в интересах нефтегазодобывающих предприятий.

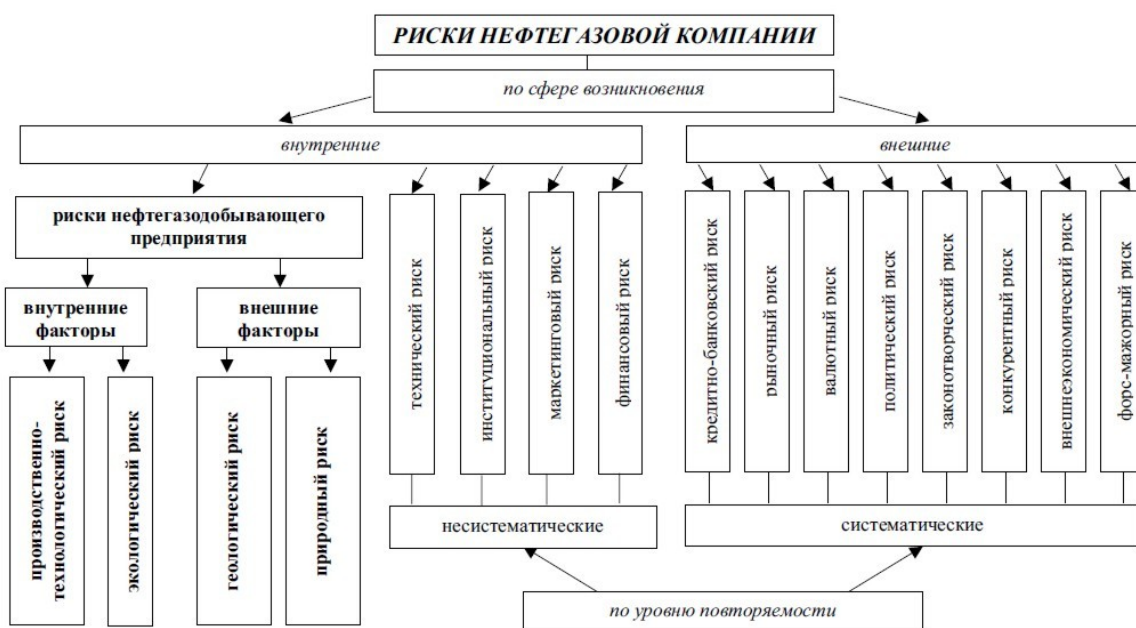


Рис. 1.2.1. Классификация геологических рисков нефтегазодобывающего предприятия, [169].

Рассматривая вопросы классификации рисков необходимо отметить и классификацию компании «Ernst & Young», являющей международным лидером в области аудита, налогообложения, сопровождения сделок и консультирования. Пример ее классификации приведен на рисунке 1.2.2.

Диаграмма, классифицирующая риски, разделена на четыре сегмента в соответствии с моделью Ernst & Young Risk Universe™ (вселенная рисков) [139]. Риски несоответствия законодательным требованиям связаны с политикой, правовыми вопросами, нормативным регулированием и корпоративным управлением. Финансовые риски возникают в результате нестабильности рынков и реального сектора экономики. Стратегические риски обусловлены характером взаимодействия с клиентами, конкурентами и инвесторами. И, наконец, операционные риски оказывают влияние на процессы, системы, персонал и цепочку создания стоимости компании в целом.

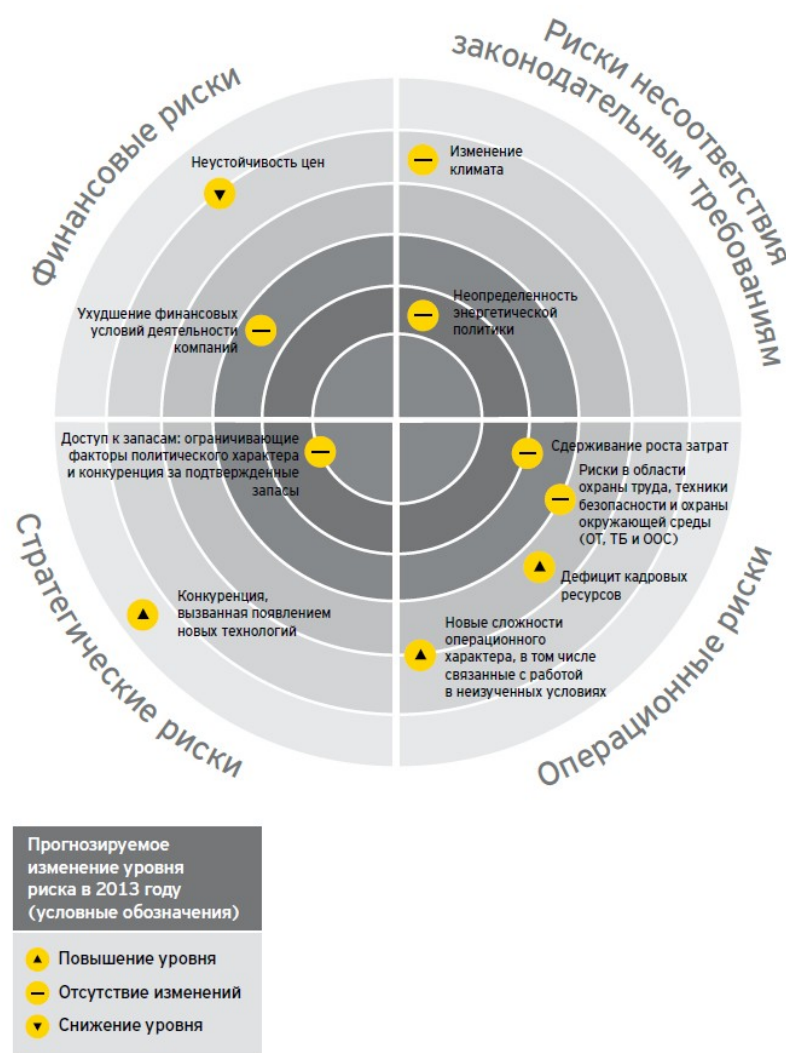


Рис. 1.2.2. Диаграмма проектных рисков компании «Ernst & Young»

Таким образом, как следует из вышесказанного, критериев классификации можно назвать множество, по сути, значение любого фактора инвестиционного проекта в будущем есть величина неопределенная, т.е. является потенциальным источником риска. В связи с этим, создание универсальной всеобщей классификации рисков инвестиционных

проектов весьма затруднительно и, в тоже время, не является необходимым. Гораздо важнее определить индивидуальный комплекс рисков, потенциально опасных для конкретного инвестиционного проекта и оценить их. Применительно к проектам в нефтегазовой промышленности для целей диссертационного исследования нами предлагается классифицировать риски по принадлежности к определенному виду деятельности относительно специфических сфер деятельности [64].

В зависимости от принадлежности к определенному *виду деятельности* риски нефтегазовых ИП можно классифицировать как: налоговые, финансовые, геологические, строительные, правовые, экологические, производственные, маркетинговые, техногенные, страновые.

Также следует выделить форс-мажорные и природные риски. Под первыми понимается опасность воздействия обстоятельств непреодолимой силы. Под вторыми – влияние климата и географического положения на условия и сроки реализации ИП.

По *сферам деятельности* выделяются:

- риски при проведении геологоразведочных работ и добыче углеводородного сырья;
- риски при переработке углеводородного сырья;
- риски при сбыте углеводородов и продуктов их переработки.

Подобный подход к классификации, по нашему мнению, способствует процессу идентификации потенциальных рисков при реализации проекта и, что самое главное, дальнейшей качественной и количественной оценке влияния рисков на экономическую эффективность анализируемого проекта.

Среди основных причин рисков, возникающих при реализации нефтегазовых проектов, можно выделить: распределение экономического эффекта от проекта во времени; разброс значений каждой переменной, влияющей на величину критериев эффективности.

Необходимо отметить, что все участники инвестиционного проекта (инвесторы) заинтересованы в том, чтобы снизить вероятность принятия не эффективного решения, избежать полного его провала или хотя бы значительных убытков. Для этого участники проекта вынуждены учитывать все возможные последствия реализации проекта в быстро меняющейся рыночной среде.

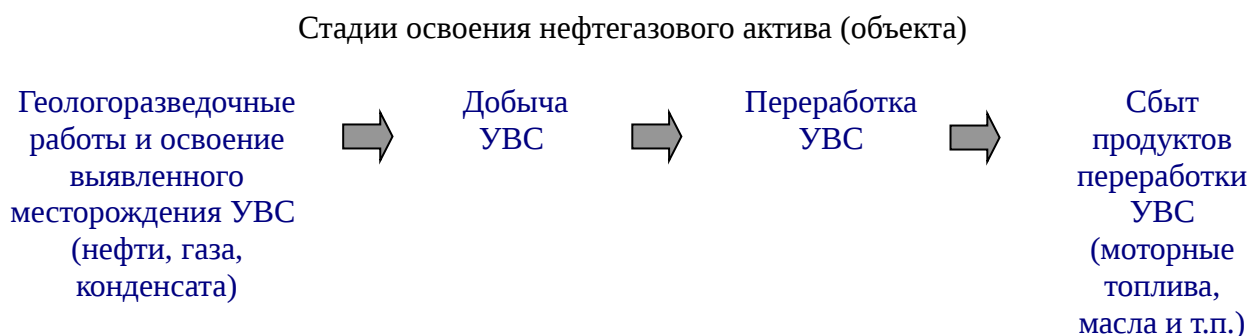
Таким образом, как следует из вышесказанного, назначение процесса анализа риска заключается в том, чтобы дать инвесторам необходимую информацию для принятия решений о целесообразности их участия в проекте и предусмотреть меры по защите от возможных финансовых потерь.

1.3. Особенности проявления рисков факторов при реализации инвестиционных проектов в нефтяной промышленности

Продолжая изучение вопроса о влиянии рисков факторов на эффективность ИП нам необходимо отметить, что риски делятся на два взаимодополняющих друг друга вида: качественный и количественный. Главная цель качественного анализа – определить факторы риска, при наступлении которых происходит реализация риска, т.е. установить потенциальные неблагоприятные области, могущие оказать влияние на планируемую деятельность, после чего необходимо идентифицировать все возможные риски.

Для облегчения процесса качественного анализа используют различные системы классификации рисков. Рекомендуемый нами подход к классификации был приведен в предыдущем разделе. Он и будет применен далее в диссертационной работе.

Как уже отмечалось, процесс освоения нефтегазового актива делится на несколько стадий:



С целью выявления особенностей проявления рисков факторов, присущих инвестиционным проектам в нефтегазовой промышленности автором работы были обобщены и проанализированы возможные риски в зависимости от стадии освоения нефтегазового актива. Информационной базой послужили сведения, опубликованные в СМИ (печатные аналитические обзоры, статьи) а также материалы, опубликованные на [75] и др., (таблица 1.3.1, приложение 18 (таблица 1)).

Таблица 1.3.1.

Информационная основа для анализа рисков факторов

Сфера деятельности	Количество анализируемых предприятий
Геологоразведка и освоение	6

Добыча углеводородного сырья	11
Нефтегазопереработка и нефтегазохимия	13
Сбыт товарной нефти, газа и продуктов их переработки	12
Итого:	42

По результатам проведенного анализа была составлена таблица, отображающая конкретные риски, присущие различным рисковым факторам, влияющих на эффективность функционирования предприятий в различных инвестиционных сферах (приложение 18 (таблица 2)).

Анализ обобщенных данных, представленных в таблице 1 приложения 1, позволил построить диаграммы, демонстрирующие степень влияния негативных (рисковых) факторов на деятельность предприятий в сфере геологоразведки, добычи, переработки и сбыта (рис.1.3.1-1.3.4).

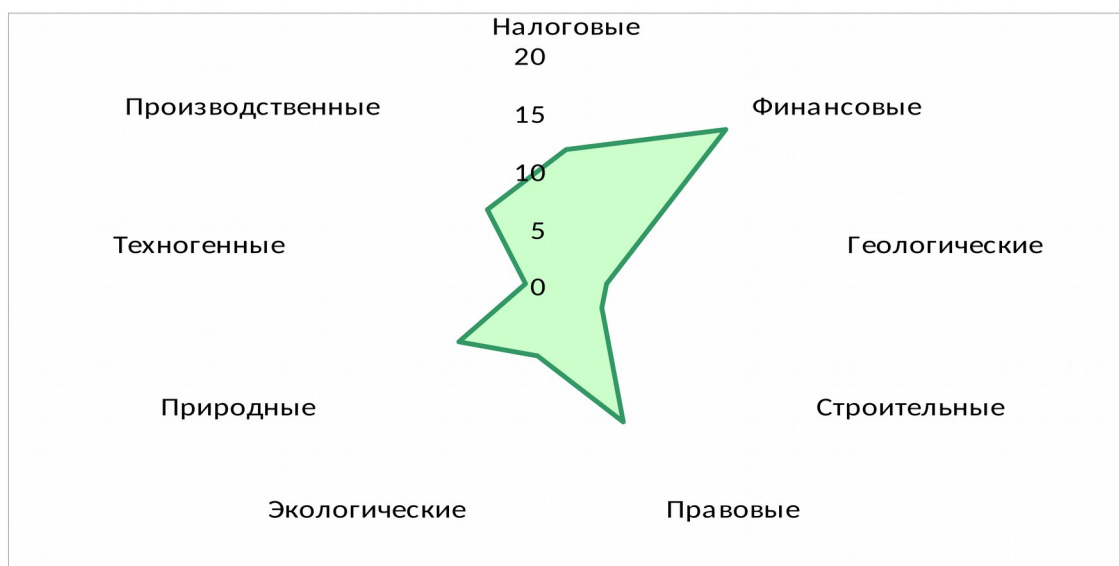


Рис.1.3.1. Влияние рисков факторов на результативность инвестиционных проектов в сфере геологоразведки



Рис.1.3.2. Влияние рисков факторов на результативность инвестиционных проектов в сфере добычи УВС



Рис.1.3.3. Влияние рисков факторов на результативность инвестиционных проектов в сфере переработки УВС



Рис.1.3.4. Влияние рисков факторов на результативность инвестиционных проектов по сбыту продуктов нефтегазопереработки

Диаграммы свидетельствуют о том, что существуют определенные отличия в проявлениях рисков факторов в процессе реализации инвестиционных проектов. Так, например, на геологоразведочной стадии освоения нефтегазового актива (объекта) наибольшее влияние оказывают финансовые и правовые факторы. В то же время, влияние правовых на стадии сбыта продуктов нефтегазопереработки уменьшается, уступая место производственным [66].

Помимо различий, есть группа факторов, характерная для всех сфер деятельности. К ней относятся финансовые и маркетинговые факторы (рис.1.3.5), оказывающие большое влияние на успешность реализации проекта.

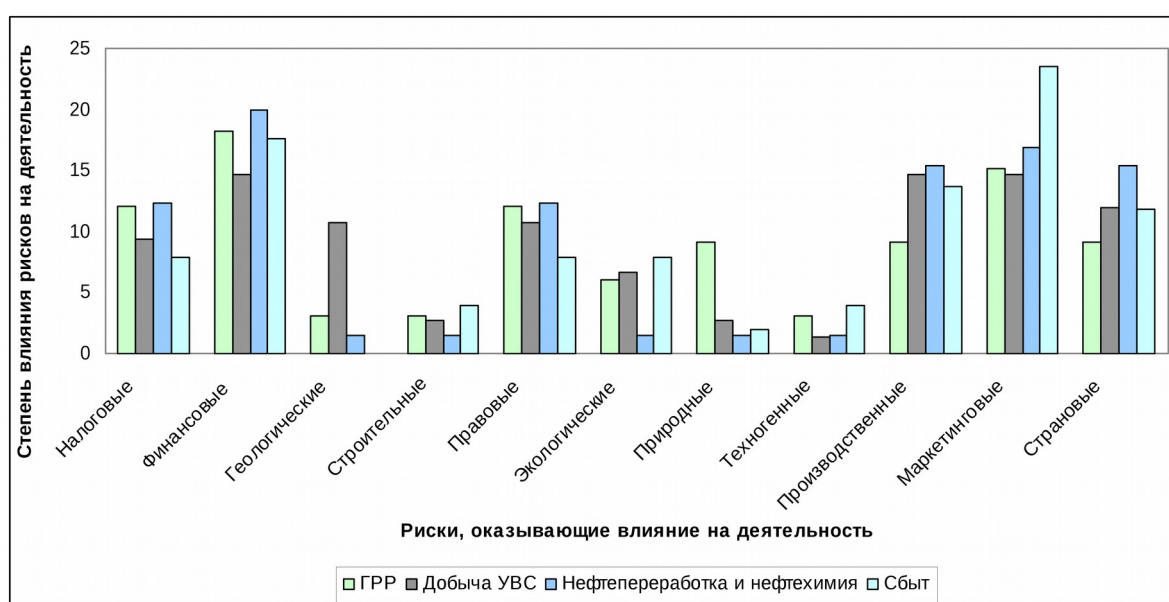


Рис.1.3.5. Сводная диаграмма проявления рисков в различных сферах деятельности по освоению нефтяного актива (объекта)

Далее, на примере инвестиционного проекта *по добыче углеводородного сырья*, нами будет проведен качественный анализ рисков факторов по фазам жизненного цикла проекта. Целью анализа является раскрытие сущности каждого из факторов, определение их значимости для каждой из фаз реализации проекта.

Необходимо отметить, что не смотря на то, что нефтяные инвестиционные проекты отличаются по своему содержанию, периоду жизненного цикла, видам рисков, а также необходимым объемом вложений, большинство проектов характеризуются более или менее сходной структурой затрат по фазам жизненного цикла. При этом, каждому проекту свойственно присутствие примерно одних и тех же проектных рисков. Выявление степени влияния каждого из рисков на эффективность проекта на всем протяжении его жизненного цикла позволяет проранжировать все риски по степени значимости для инвестора с течением времени. Информационной основой при проведении данного анализа для проекта по добыче УВС были результаты анкетирования специалистов одного из инжиниринговых предприятий, входящего в группу предприятий НК «ЛУКОЙЛ» и имеющих большой опыт работы в данной области и детально владеющих ситуацией. Данные анкетирования приведены в приложении 19 (таблицы 1-9). Результаты анализа последних сведены в таблице 10 приложения 19 и отображены в таблице 1.3.2. Отметим, что при проведении анализа максимальное значение возможности возникновения риска принималось равным трем, а минимальное – единице. Однако эти не говорит о том, что риск обязательно проявится (три) или, напротив, гарантировано его отсутствие (ноль). Это значит, что на данной стадии жизненного цикла инвестиционного проекта вероятность проявления данного риска является максимальной или, наоборот, минимальной.

Анализ особенностей проявления рисков факторов в нефтяной промышленности показал следующее.

Страновые риски. Данные риски играют важную роль при оценке проекта. Эти риски имеют отношение, прежде всего, к *политической* и *социально-экономической* ситуации в стране в целом.

В первую подгруппу (*политическую*) входят риски, связанные с возможностью изменения социально-политической ситуации в мире, нестабильностью внутренней политики и изменения торгово-политического режима в регионе присутствия и стране, конфискацией предприятия и национализацией отдельных отраслей. Отдельно здесь можно выделить риск политического саботажа. Он имеет место быть в ситуации, когда исполнительная (а часто и судебная) власть препятствует исполнению закона вопреки интересам какой-либо компании (или проекта). Национализация предусматривает захват

правительством отечественных отраслей (например банковской) или отдельных крупных предприятий (например НК «ЮКОС»).

Хорошим примером реализации рисков данной подгруппы может служить ситуация с падением розничных продаж НК «ЛУКОЙЛ» в Украине после введения санкций со стороны ЕС и США.

Таблица 1.3.2

Распределение рисков инвестиционного проекта
по стадиям жизненного цикла

Факторы риска	Фазы инвестиционного цикла							
	Предынвестиционная		Инвестиционная			Эксплуатационная		
	Стадии инвестиционного цикла							
	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	2			1	2	2		1
Финансовые	1	1	1	1	3	3	1	
Геологические	3	3	3	3	2	2	1	
Строительные	1	2		2	3	1	2	1
Правовые	2			1	1	1		1
Экологические	2	1	1	2	2	1	2	
Природные	2	1	1	1	1	1		1
Техногенные	1			1	1	2		1
Производственные	1	1		3	3	3	3	1
Маркетинговые	3			1	3	3		
Страновые		1	1	1	2	2		1

Низкий уровень риска -	1
Средний уровень риска -	2
Высокий уровень риска -	3

Несмотря на то что санкции напрямую не коснулись ЛУКОЙЛа, кризис на Украине не обошел компанию стороной. Она внесла Украину в число стран, опасных для ведения бизнеса, и предупредила инвесторов о возможном падении продаж на своих зарубежных АЗС из-за ухудшения имиджа России.

ЛУКОЙЛ осуществляет операции в нескольких странах с высоким уровнем политических и экономических рисков, реализация которых может существенно осложнить его деятельность в отдельном регионе и даже привести к ее прекращению. В прошлом, к числу рискованных регионов ЛУКОЙЛ относил Ирак, Венесуэлу, Кот-д'Ивуар, Гану и Египет. Теперь в этот список попала Украина. В проблемных странах активы и персонал компании могут быть подвержены террористической угрозе.

Увеличившиеся риски работы на Украине отмечают и другие отечественные нефтегазовые компании. О возможном негативном влиянии украинского кризиса на свой бизнес в своих отчетах отмечают «Роснефть» и «Газпром».

Определенные рискованные ситуации может создать и политика государства по консолидации отдельных предприятий в крупные компании, как это происходит в настоящее время с созданием НК «Роснефть». Подобные процессы, по мнению президента «ЛУКОЙЛ» В. Алекперова, не пойдут на пользу нефтяной отрасли. Он подверг критике саму идею продолжения консолидации на нефтяном рынке России: «Дальнейшее укрупнение в нефтяной отрасли не приведет к позитиву, потому что конкуренция сегодня и так сжалась донельзя». «Не думаю, что это приведет к динамическому развитию отрасли» [37].

Во вторую группу (социально-экономическую) входят риски, появляющиеся вследствие нестабильности в социальной сфере. Эта нестабильность возникает из-за нестабильности и несбалансированности законодательной и исполнительной власти, а также вследствие неблагоприятной политико-экономической ситуации, как в отдельных регионах присутствия, так и стране в целом (мятежи, забастовки и т.д.).

В последнее время, с целью снижения рисков данной группы, большинство крупных нефтяных компаний в своей деятельности стали придерживаться политики социальной ответственности. Например, компания «Башнефть», продолжая стратегию социально ответственной компании, в 2014 г. Реализовывала значимые инфраструктурные проекты на территориях своего присутствия в России [113]. О чем свидетельствует подписание в конце января 2014 г. Протокола намерений к соглашению о социально-экономическом развитии региона между президентом «Башнефти» А. Корсином и губернатором Оренбургской области Ю. Бергом.

Политика социальной ответственности бизнеса способствует снижению уровня социальной напряженности и, в конечном итоге, снижению вероятности реализации рисков, вызванных нестабильностью в социальной сфере.

Следует отметить и риски, связанные с деятельностью государства по обеспечению доступа к новым источникам углеводородного сырья. На фоне постепенного истощения

углеводородной базы страны данные риски будут проявлять себя все сильнее. Для снижения их влияния на деятельность добывающих предприятий правительством принимаются соответствующие меры [189].

Как следует из таблицы 1.3.2, страновые риски присутствуют практически на всем протяжении жизненного цикла, начиная с прединвестиционной фазы. Заранее предположить их практически невозможно, но, тем не менее, степень их значительно повышается с увеличением стоимости активов проекта. На предынвестиционной фазе эти риски практически отсутствуют, на инвестиционной – по мере увеличения активов, а затем, по мере увеличения объемов продаж, риски растут. В дальнейшем, на эксплуатационной фазе – риски снижаются по мере снижения объемов продаж.

Правовые риски. К этой группе рисков относятся риски, связанные с *нестабильностью законодательной и исполнительной власти.*

Первая подгруппа (*законодательная*) включает наиболее значимые в российской экономике риски, связанные с законотворческой дисциплиной и стабильностью в стране. Известно, что в российском законодательстве очень много неточностей и даже противоречий. Поэтому неизбежно возникает риск нарушения каких-либо законов, что может вообще поставить под сомнение легальность деятельности того или иного предприятия.

Так, в качестве примера можно привести ситуацию складывающуюся в настоящее время вокруг НК «Башнефть». Компания, начав подготовку к публичному размещению своих акций на биржах в Лондоне и Москве, неожиданно для всех оказалась в эпицентре сразу двух громких скандалов. Миноритарный акционер «Башнефти» 75-летняя Р.Иноземцева, владеющая всего десятью акциями общей стоимостью чуть больше 20 тыс. Рублей, не пожалела 16 тыс. Рублей на госпошлину и подала иск в суд с требованием компенсировать ущерб компании, который она оценила аж в 10 млрд долларов. Более того, Р.Иноземцева требует вернуть «Башнефти» лицензию на месторождения имени Требса и имени Титова, переданную в СП «Башнефти» и «ЛУКойла», «Башнефть-Полюс», что создает реальную угрозу прекращения деятельности этого добывающего актива [179].

Следует также отметить возникновение рисков, связанных с изменениями в законодательстве: касаемых фискальной политики, торгово-политического режима и таможенной политики, изменений в регулировании внешнеполитической деятельности страны, защиты прав и разрешения споров.

Эти риски особенно велики в нашей стране на прединвестиционной фазе реализации проекта. Это связано с несовершенством российского законодательства и вытекающих из него многочисленных коллизий во время подписания договоров с

органами власти. Кроме того, данная группа рисков присутствует на всем протяжении жизненного цикла проекта, и предвидеть возникновение таких рисков сложно.

Необходимо отметить риски, связанные с *ошибками, возникающими при оформлении документов, а также с неоднозначностью или противоречивостью законов*. Эти ошибки и неточности в трактовке законодательства могут привести к сбоям в планах реализации проекта, а также к дополнительным расходам, связанным с переоформлением документов и судебными разбирательствами. Это, в свою очередь, ведет к негативным временным задержкам в проекте. А в некоторых случаях и к потере бизнеса, как, например, это произошло с НК «Башнефть» [39].

Возможность возникновения правовых рисков наиболее высока на начальных этапах, когда часто приходится прибегать к услугам юристов и подписывать многочисленные контракты, договоры с властями. По мере выполнения необходимых работ, связанных с подписанием различных документов, степень возможности реализации правовых рисков постепенно снижается.

Геологические риски. Причинами невыполнения плановых показателей по добыче и реализации углеводородного сырья (УВС) нефтегазодобывающими предприятиями может быть не учет вероятности потерь как вследствие неполной изученности геолого-геофизических условий разработки месторождений УВС, а также недостаточной информации о запасах УВС, так и факт не открытия месторождения УВС. В связи с этим, риски данной группы можно разбить на две подгруппы: *риски, связанные с открытием месторождения и риски, связанные с запасами*.

Первая подгруппа геологических рисков связана с неуверенностью (т.е. низкой вероятностью) в том, что усилия, связанные с геологоразведкой, приведут к открытию коммерчески выгодного месторождения УВС.

При объективном истощении общего запаса топливно- энергетических ресурсов нашей страны величина геологических рисков открытия коммерчески не выгодных месторождений возрастает. Но в то же время, с развитием научно-технического прогресса, появляются новые технологии по разведке и оценке месторождений нефти, изучаются вопросы по вводу в разработку нетрадиционных источников сырья, что, естественно, ведет к снижению геологических рисков.

Таким образом, на прединвестиционной фазе в период геологоразведочных работ, существует опасность неоткрытия месторождения, которое было бы пригодно для экономически выгодного промышленного использования. В связи с этим, в данный промежуток времени (фазе) степень геологических рисков наиболее значительна, причем степень рисков снижается по мере изучения недр.

Риски, связанные с запасами углеводородного сырья. При исследовании месторождения нефти и газа может оказаться, что величина его запасов его сильно отличается от предполагаемых. В этом случае риск проявляется в снижении рентабельности добывающего предприятия (вследствие низкого дебита скважин на данном месторождении, из-за необходимости использования дорогостоящих технологий для извлечения запасов и как следствие – более высокой себестоимости продукции и т.д.).

В качестве примера можно привести ситуацию с проектом по освоению запасов углеводородного сырья Южно-Хыльчуйского месторождения в Тимано-Печорской провинции, реализуемого предприятием «Нарьянмарнефтегаз» (совместное предприятие НК «ЛУКОЙЛ» и НК «СonocoPhillips»). В проект было вложено 4 млрд долл. Ожидалось, что в 2009 году Южная Хыльчуя выйдет на проектную добычу (7,5 млн т в год), но по факту добыча сократилась почти на 40%, в 2011 году добыли только 3,3 млн т, а за первые три месяца 2012 года – 391 тыс. т. В марте 2012 года ЛУКОЙЛ объявил о списании 1,2 млрд долл. Убытков в связи с переоценкой запасов месторождения. Геологических запасы не подтвердились на 30% и были снижены с 0,5 млрд до 0,14 млрд барр. [190]. В дальнейшем, из-за реализации геологических рисков на месторождении и сложности развития бизнеса независимых компаний в России привели к тому, что НК «СonocoPhillips» решила продать свою долю в «Нарьянмарнефтегазе».

Риски, связанные с запасами имеют большое значение на всех циклах ИП, уменьшаясь лишь к концу эксплуатационного этапа разработки месторождения. То есть, по причине ошибок на ранних стадиях осуществления проекта, связанных с изучением запасов и геолого-физических свойств продуктивных пластов месторождения, на более поздних этапах реализации инвестиционного проекта значительная степень важности геологических рисков также сохраняется, что связано, в первую очередь, с ухудшением таких экономических показателей как дебит скважины, обводненность нефти и т.д.

Строительные риски. В этой группе рисков можно выделить *инжиниринговые* и *собственно строительные* риски.

К первой подгруппе относятся риски, связанные преимущественно с недостаточной квалификацией персонала. Риски возникают на первой предынвестиционной фазе реализации проекта при проектировании, определении производительности оборудования, выборе необходимого оборудования и т.д., но имеют наибольшее значение во время строительства объектов проекта, а также в период постоянной (максимальной) добычи, когда оборудование работает в режиме максимальной загрузки. По мере снижения объемов добычи, степень данного риска снижается.

Поскольку риски в отношении правильности выбранного оборудования (или технологии) является следствием ошибок на начальных стадиях, то, необходимо очень серьезно отнестись к подбору кадров как управленческого уровня, так и местного персонала на исполнительном уровне.

Подгруппа строительных рисков. Со строительством связаны основные капитальные вложения в проект (более 90 % от общих капитальных вложений), поэтому эта стадия финансирования проекта сопряжена с наибольшими рисками. Невыполнение обязательств поставщиком или подрядчиком, ошибки в технологии, дефекты в оборудовании – все это ведет к дополнительным финансовым вложениям в строительство и оборудование, а также к задержке ввода объектов проекта в эксплуатацию.

В настоящее время для российских инвесторов, в связи с введением санкций со стороны ЕС (предусматривающие ограничение на экспорт в Россию оборудования и технологий для нефтяной промышленности), риски невыполнения обязательств поставщиком или подрядчиком весьма актуальны. Об этом может свидетельствовать заявление главы норвежского нефтегазового концерна Statoil Хельге Лунд, который считает что западные санкции против России могут привести к задержкам в совместных проектах компании с “Роснефтью” [162].

На приложении 6 приведен пример реализации строительных рисков в инвестиционном проекте по строительству нефтеналивной эстакады.

Строительный риск является одним из самых значительных в капиталоемких проектах. Этот риск преимущественно связан с инвестиционной фазой (особенно со стадией строительства) и пик его значения приходится на конец стадии освоения эксплуатационной фазы (табл. 1.3.2). Этот момент связан с окончательным пуском основных объектов проекта в эксплуатацию.

Производственные риски. Риски проявляются в сбоях в производственном процессе в силу технических или экономических проблем, возникающих после завершения строительства, на инвестиционной и эксплуатационной фазах реализации проекта (табл. 1.3.2). Это означает рост издержек вследствие неточно определенных требований к качеству и количеству используемых материалов, некорректного расчета затрат на электроэнергию, охрану окружающей среды, а также недостаток сырьевых запасов или перебои в снабжении и т.д.

Необходимо отметить, что возникшие в последнее время проблемы нефтяников – затруднения с отгрузкой сырья и готовой продукции – не сезонное явление. Проблемы связаны со сбоями в подаче и уборке вагонов на наливных эстакадах, неравномерностью их подачи под погрузку, задержкой отправления груженых составов и так далее.

Отечественные нефтяные компании, с целью снижения величины последствий реализации рисков, связанных с перебоями поставок сырья и отгрузки продукции по причине недостаточного качества и высоких тарифов на услуги РЖД, стараются, по возможности, выбирать другие способы их транспортировки [45].

Конкуренцию железнодорожному транспорту начинают составлять не только трубопроводные системы (например, новая Восточная Сибирь – Тихий океан), но и авто – и речной транспорт. Так, например, компания “Роснефть” в ближайшем будущем начнет строить судоверфи в Мурманской области, в поселке Росляково [41].

Также, в качестве примера, можно привести мероприятия проводимые компанией «ЛУКОЙЛ» по снижению производственных рисков на территории Пермского края. Так, в целях повышения надежности энергоснабжения предприятия «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» компания реализовала в 2014 году проект по строительству энергоблока на его территории. Этот объект полностью обеспечит электрической и тепловой энергией предприятие «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», а также электрической близрасположенное «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка» [31].

Финансовые риски. В данную группу рисков включены все виды рисков, связанные с возможностью неплатежей, банкротств, срывов договорных обязательств и иных видов невыполнения обязательств инвесторами (в т.ч. и государством), поставщиками и другими деловыми партнерами. Также, в эту группу входят валютные риски и риски изменения ставки процента, которые тесно переплетаются с проблемами инфляции.

Валютные риски связаны с возможностью недополучить прибыль или понести убытки в результате непосредственного влияния изменений обменного курса на ожидаемые потоки денежных средств. Неопределенность стоимости экспорта в национальной валюте, если счет-фактура на него оформляется в иностранной валюте, может сдерживать экспорт, поскольку возникают сомнения в том, что экспортируемое УВС, в конечном счете, можно будет реализовать с прибылью.

Процентный риск является важной составляющей большинства инвестиционных проектов, так как практически все крупные нефтегазовые проекты финансируются либо частично, либо полностью за счет заемных средств. Причем риск потерь от изменения потоков денежных средств, вследствие нестабильности процентных ставок существует, как для финансовой организации, выдавшей кредит, так и для инвесторов, реализующих проект. Так, например, в результате введения против России финансовых санкций США и ЕС, по словам замглавы Минпромторга РФ Ю.Слюсаря, банковские ставки в среднем выросли на 2% (к сентябрю 2014г.) [11]. Отдельным частным компаниям летом 2014г. Еще

удалось выйти на международный рынок заимствований, но для госсектора он полностью закрыт. По мнению Ю.Слюсаря незапланированное повышение процентных ставок поменяло бизнес-модели новых проектов, которые запускаются, и тех, которые уже реализуются.

Что касается превышения *плановых затрат*, то оно может быть вызвано как неточностью калькуляции издержек, так и изменениями в экономических условиях (инфляции, цен, налогов).

Наибольшее значение финансовых рисков приходится на период постоянной добычи, то есть на период, когда объемы продаж достигают максимального уровня. В дальнейшем, когда все долги практически погашены, а выручка от реализации значительно падает – риск перестает представлять реальную угрозу.

Налоговые риски. К этой группе относятся риски связанные с выполнением нефтяными компаниями обязательств по налоговым платежам.

Налоговые платежи НК в бюджеты различных уровней являются важным аспектом в экономике страны. Этим объясняется повышенное внимание государственных органов, как к формированию различных видов налогообложения компаний, так и их налоговой дисциплине.

Добывающие и перерабатывающие компании в бюджеты разного масштаба платят несколько видов налогов – это налог на добычу природных ископаемых (НДПИ), экспортные пошлины (на сырую нефть и на светлые и темные нефтепродукты), налоги на имущество, налог на прибыль. Государство почти ежегодно меняет свою налоговую политику в отношении добывающих компаний, увеличивая нагрузку сначала в одной, потом в другой части [102].

Высокий уровень налогообложения и негибкий характер налоговой системы являются важнейшими причинами падения производства в отрасли. От этого страдают не только нефтяные компании, но и государство, поскольку снижаются поступления в бюджеты различных уровней, растет уровень безработицы. Совершенствование же налоговой системы ведет к увеличению добычи углеводородного сырья, пополнению бюджетов, решению социальных проблем.

Сознавая важность нефтегазовой отрасли для экономики страны и вытекающую отсюда серьезность последствий реализации налоговых рисков, нефтяные компании стремятся выстраивать партнерские отношения с Федеральной налоговой службой страны.

Одной из первых в стране, которая подписала соответствующее соглашение с Федеральной налоговой службой, была НК «Роснефть». Это позволило ей примерно

на 4% снизить риски предъявления налоговых претензий», отметил И.Сечин [154]. По его словам, такие соглашения укрепляют доверие к компании как со стороны миноритарных акционеров, так и со стороны рынка. Такое соглашение обеспечит полную прозрачность методик ценообразования компании для налоговиков и позволит Федеральной налоговой службе сравнить методы, используемые российскими компаниями, с международной практикой.

Возможность реализации налоговых рисков существует на всех фазах реализации проекта, но особенно сильна на предынвестиционной, когда определяются виды будущих налоговых платежей и их величины, а также на эксплуатационной – в период генерации проектом максимальных денежных потоков.

Маркетинговые риски. Эти риски связаны с ошибками в оценках перспектив рынка, в динамике изменения цен на сырье и готовую продукцию (товарную нефть), выборе стратегии поведения предприятия на рынке, а также ошибками в расчете мощности производства и других экономических показателей.

Сбытовые риски называют также рисками изменения конъюнктуры рынка или ценовыми рисками. Они связаны с динамикой цен и изменением объемов рынков товарной продукции, которые могут не совпасть с прогнозами. Это нередко является следствием некорректной оценки рынка или ухудшения возможностей реализации, например, из-за расторжения контракта на реализацию. Низкие доходы от продажи по причине неверного прогноза развития рынка не только ухудшают приток денежных средств, но и угрожают нехваткой средств для покрытия текущих затрат.

Риск расчета емкости рынка сбыта связан с риском неправильного выбора рынков сбыта продукции (также как и риском неправильного определения мощности производства). При ошибках в расчетах может сложиться ситуация, что продукцию в данный промежуток времени невозможно будет продать по приемлемой цене. Особенно это касается рынка газа. Если нефть можно продать на бирже, то газ придется складировать или искать более дорогие способы транспортировки и реализации его.

Риск изменения цен на сырье, оборудование, услуги и т.п. может быть вызван по разным причинам: вследствие конкурентной борьбы поставщиков товаров и услуг; изменения законодательства в стране.

Незапланированное превышение цен на сырье, материалы, оборудование и т.п. может привести к превышению сметы затрат, что отрицательно скажется на реализации проекта.

Маркетинговые риски наиболее сильны на предынвестиционной фазе, в период проведения соответствующих исследований в регионе интересов предприятия, а также в

период максимального уровня добычи углеводородного сырья. В конце эксплуатационной фазы степень влияния данных рисков на проект снижается, и сводятся к минимуму (табл. 1.3.2).

Экологические риски. Существующее в настоящее время законодательство в сфере охраны природы, в ряде случаев, может привести к незапланированным изменениям в реализации проекта и, следовательно, к увеличению затрат. В нефтегазовой промышленности это, прежде всего, связано с технологией разработки месторождений и транспортом углеводородов. Так, например, арбитражный суд Ханты-Мансийского автономного округа обязал ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» выплатить 19,876 млн рублей в качестве компенсации ущерба от причинения вреда окружающей среде [167].

О важности учета экологических рисков при оценке ИП свидетельствует заявление президента РФ В.Путина, касающееся необходимости жесткого контроля за экологической ситуацией в России, которое он сделал на расширенном заседании Совета Безопасности РФ и где потребовал в ближайшее время разработать и принять стратегию экологической безопасности страны [145].

Примечателен также и факт признания компанией «Газпром» в качестве рисков своей деятельности акции активистов экологических организаций, направленные на противодействие работы энергетических компаний на шельфе. Соответствующие опасения изложены в разделе «Факторы риска» информационного проспекта выпуска евробондов [24]. «Газпром» в данном проспекте отмечает: «Некоторые из наших текущих и запланированных операций расположены в экологически уязвимых регионах, в частности на российском шельфе Арктики. В связи с этим мы продолжаем вести контроль рисков по оценке влияния на окружающую среду, связанную с нашей деятельностью в этих чувствительных территориях», - говорится в документе.

Учитывая специфику отрасли, ее влияние на экологию, можно утверждать, что экологические факторы оказывают существенное влияние на всех фазах инвестиционного проекта, снижаясь лишь на этапе консервации и ликвидации месторождения, когда предприятие проводит ряд мер, направленных на устранение последствий добычи углеводородов на территории их добычи.

Природные риски. Риски включают в себя все риски, наступление которых трудно поддается прогнозированию и присутствующие практически на всех этапах реализации проекта. Сюда относятся обстоятельства, не зависящие от участников проекта: пожары, наводнения, землетрясения и др.

Эта группа рисков носит объективный характер и связана с особыми климатическими и геологическими условиями, которые вызывают дополнительные

расходы на более дорогостоящие сооружения и средства предупреждения рисков ситуаций природного характера. От этих рисков можно только застраховаться. Хотя, следует отметить, что их можно значительно снизить, используя новейшие технологии по наблюдению и предупреждению природных катаклизмов.

Техногенные риски. К этой группе рисков можно отнести следующие:

- риски чрезвычайных происшествий на воинских складах, складах с вредными или опасными веществами, находящимися вблизи зоны действия предприятия, способные повлиять на его деятельность;
- риски чрезвычайных происшествий связанных с функционированием предприятий военной или оборонной промышленности, находящихся вблизи зоны действия предприятия;
- риски аварий в регионах с перенасыщенностью опасными производствами нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности;
- риски аварий в регионах присутствия, через территорию которых проходят нефтепроводы и газопроводы;
- риски аварий на автомобильной и железной дорогах, проходящих вблизи зоны действия предприятия.

Последние риски, в связи с чрезвычайным происшествием на железной дороге в г. Березняки Пермского края [133], в настоящее время, приобретают актуальность и особенного учета при оценке проектов, реализация которых планируется на территории края.

Также, в качестве примера, можно привести тот факт, что нефтедобывающие предприятия Ханты-Мансийского автономного округа, по данным заместителя губернатора ХМАО Г.Бухтина, ежегодно теряют около 5 млн тонн нефти в результате аварий на нефтепроводах [180]. В связи с этим, по его словам, работа нефтяных компаний в сфере безопасности нефтепроводов не только важна для экологии региона, но и экономически оправдана, поскольку реализация соответствующих мероприятий фактически увеличила бы добычу в ХМАО на те самые 5 млн тонн.

Таким образом, проведенный всесторонний анализ возможных рисков факторов инвестиционного проекта показал, что их детальное изучение позволяет инвесторам уже на начальной стадии проекта выделить потенциальные ключевые риски с целью дальнейшей разработки мероприятий по недопущению случаев реализации рисков и их учету при оценке эффективности проекта в целом. Калькуляция же стоимости предлагаемых мероприятий и последующий их учет в затратах на реализацию проекта позволит повысить достоверность и реалистичность проводимой оценки проекта.

1.4. Анализ современных систем управления рисками

1.4.1. Основные аспекты риск-менеджмента

Из предыдущих разделов работы можно сделать вывод, что риски – неперенная составляющая операционной деятельности нефтяных компаний (НК), а управление рисками должно являться частью той масштабной работы, которую сегодня следует проводить любой НК. Компании, которым не удается наладить процесс управления рисками, сталкиваются с разными видами их проявления. Например, непредвиденные и часто весьма значительные финансовые потери приводят к колебаниям денежных потоков и курсов акций, что подрывает деловую репутацию фирмы в глазах клиентов, сотрудников и инвесторов.

После серии экономических и политических кризисов, произошедших в последнее время, в некоторых отраслях производства компании уже активно инвестируют средства в развитие эффективных процессов управления рисками. Например, по результатам исследования компании KPMG и журнала The economist в 2010 году более чем в половине компаний, участвующих в обследовании, существует система управления рисками. Причем в более 40% компаний действует устойчивая развитая система управления рисками. Примерно 36% компаний приступили к разработке систем управления рисками. И лишь в 3 % компаний система управления рисками отсутствует и не предпринимается никаких инициатив по ее внедрению (рис.1.4.1.1).

Если сравнивать по различным секторам экономики то можно увидеть, что в финансовом секторе СУР, как правило, находится на более высоком уровне зрелости. В нефтегазовой промышленности компаниям еще далеко до продвинутого уровня развития СУР, когда функции управления рисками встроены во все бизнес-процессы и принятие решений осуществляется с учетом рисков (рис. 1.4.1.2)

Следует отметить, что риск-менеджмент как самостоятельное явление возник в 70-е гг. XX века. За период своего существования он значительно расширил круг изучаемых проблем: если при своем зарождении РМ рассматривал в основном вопросы анализа технических рисков, а впоследствии – управление финансовыми инвестициями и проблемами банкротства, то в настоящее время он включает практически все направления и аспекты управления рисками организации: анализ, оценку, предупреждение и снижение всех видов возникающих рисков и возможных ближайших и отдалённых последствий реализации данных рисков. Так, в качестве примера, в приложении 7 приведены политики управления рисками, используемые крупными российскими нефтегазовыми компаниями.

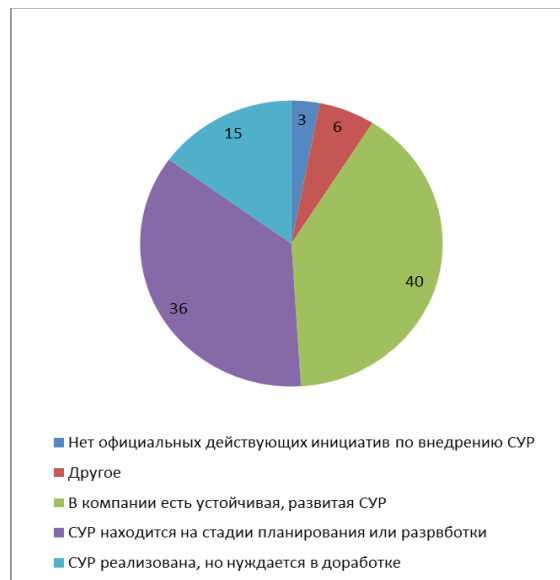


Рис.1.4.1.1. Стадии развития системы управления рисками в компаниях (по материалам исследования KPMG и журнала The economist, 2010 г.)

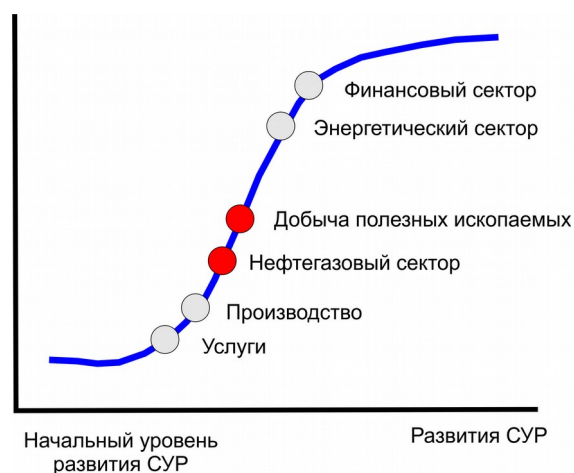


Рис. 1.4.1.2. Уровень развития управления рисками в секторах экономики (по материалам исследования KPMG и журнала The economist, 2010 г.)

В результате анализа данных годовых и ежеквартальных отчётов, внутренних нормативных документов предприятий, включая политики и положения об управлении рисками, а также декларируемых стратегических приоритетов и принципов устойчивого развития НГК, авторы [129] сделали вывод о степени интегрированности риск-менеджмента в систему их организационного управления.

Система управления рисками рассмотренных в таблице НК, согласно проведенному сравнительному анализу материалов, представленных на официальных сайтах компаний, различается по степени своей зрелости. При этом, можно сделать следующие обобщающие выводы:

- руководство рассмотренных компаний признает наличие разного рода рисков, оказывающих заметное влияние на деятельность организаций;
- в ряде крупнейших российских компаний используются определенные меры минимизации негативного воздействия рисков на функционирование предприятий;
- почти все компании имеют систему управления рисками, находящуюся на разных стадиях своего развития;
- во всех компаниях проводятся анализ, оценка и учет факторов риска в значимых сферах деятельности;
- управление рисками как единый процесс включает ключевые этапы или процедуры: идентификация, оценка, реагирование, контроль, мониторинг;
- в настоящее время, в ряде крупных компаний происходит формирование единой СУР как неотъемлемой части системы организационного управления и наметилась тенденция интеграции СУР с другими управленческими системами;
- в ряде компаний управление рисками является функцией конкретного органа управления или специального подразделения;
- управление рисками рассматривается в контексте повышения качества управленческих решений.

Все вышеизложенное позволяет сделать вывод, что с момента исследования, проведенного KPMG и журналом The economist, ситуация с внедрением риск-менеджмента на российских компаниях изменилась в лучшую сторону. При этом, в настоящее время, процесс управления рисками (или риск-менеджмент) нефтяными компаниями при принятии ими управленческих решений представляет собой целенаправленную деятельность, которая стремится к планомерной организованности.

Постепенное внедрение риск-менеджмента в деятельность предприятий привело к необходимости стандартизации процесса СУР и разработки соответствующих регламентирующих документов. Подобные работы успешно проводятся в ряде стран, а также поддерживаются некоторыми международными отраслевыми союзами и организациями (табл. 1.4.1.1). Так, с 1997 г. В Канаде действуют Руководящие указания по принятию решений при управлении риском (CSA Q 850:1997 – Risk Management Guidelines for Decision Makers). В Японии – Руководящие указания по разработке и внедрению системы риск-менеджмента действуют с 2001 г. (JIS Q 2001:2001 – Guidelines for development and implementation of risk management system). В последующие годы национальные стандарты риск-менеджмента были введены также Австралией, Новой Зеландией, Австрией.

Аналогичная работа международных организаций по регламентации функции риск-менеджмента предприятий завершилась принятием таких документов как Регламент управления риском (A Risk Management Standard (FERMA), Федерация европейских ассоциаций риск-менеджеров), Стандарты COSO (Комитета спонсорских организаций) «Интегрированные системы управления риском на предприятиях», 2004 г., и стандарты Международной организации по стандартизации серии ISO 31000 Менеджмент риска (2009 г.).

Следует отметить, что Приказом Росстандарта от 21 декабря 2010 года N 883-ст в России утвержден и введен в действие с 1 сентября 2012 г. ГОСТ Р ИСО 31000-2010 «Менеджмент риска. Принципы и руководство», который по своей сути и содержанию идентичен международному стандарту ISO 31000:2009.

На примере наиболее распространенных в РФ стандартов риск-менеджмента ISO 31000:2009, FERMA и COSO рассмотрим их сравнительные характеристики и алгоритмы оценки рисков (табл. 1.4.1.2., 1.4.1.3).

Стандарт «Управление рисками организаций. Интегрированная модель», разработанный Комитетом спонсорских организаций комиссии Тредвея (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO), представляет собой концептуальные основы управления рисками организаций и дает подробные рекомендации по созданию корпоративной системы управления рисками в рамках организации [198].

Процесс управления рисками организации, в интерпретации COSO, состоит из нескольких взаимосвязанных компонентов (таблица 1.4.1.3). В виде трехмерной матрицы, имеющей форму куба, стандарт устанавливает взаимосвязь между целями организации (стратегические, операционные цели, цели подготовки отчетности и соблюдения законодательства), организационной структурой компании (уровни компании, подразделения, хозяйственной единицы, дочернего предприятия) и компонентами процесса управления рисками (определение внутренней среды; постановка целей; определение (идентификация) рисков событий; оценка риска; реагирование на риск; средства контроля; информация и коммуникации; мониторинг).

Стандартом Федерации европейских ассоциаций риск-менеджеров (FERMA) риск-менеджмент рассматривается как центральная часть стратегического управления организацией, задачей которой является идентификация рисков и управление ими. При этом отмечается, что риск-менеджмент как единая система управления рисками должна включать в себя программу контроля над выполнением поставленных задач, оценку

эффективности проводимых мероприятий, а также систему поощрения на всех уровнях организации.

Таблица 1.4.1.1.

Стандарты управления рисками

Стандарты национальных органов стандартизации	Стандарты профессиональных объединений	Международные стандарты
ГОСТ Р ИСО 31000-2010 Менеджмент риска – Принципы и руководства стандарт Российской Федерации (Россия) CSA Q 850:1997 Risk Management Guidelines for Decision Makers (Канада) JIS Q 2001:2001 Guidelines for development and implementation of risk management system. (Япония) AS/NZS 4360:2004 Risk Management standard (Австралия/Новая Зеландия) ONR 49001: 2008 06 01 Risk management for organizations and systems — Elements of the risk management systems (Австрия)	Standard COSO (2004) Enterprise Risk Management (ERM) – Integrated Framework (2004) Разработчик: Комитет спонсорских организаций Комиссии Тредвей (COSO) (США, Канада, PricewaterhouseCoopers LLP) A Risk Management Standard (2002) Разработчик: Федерация европейских ассоциаций риск- менеджеров (FERMA)	ISO 31000:2009 Risk management – Principles and guidelines Разработчик: Международная организация по стандартизации ISO (International Organization for Standardization)

Стандартом выделяются четыре группы рисков организации – стратегические, операционные и финансовые риски, а также опасности. Кроме того, в документе приведены:

1. Краткая характеристика ключевых стадий процесса риск-менеджмента, в рамках которой обращает на себя внимание подробное описание требований к детализации информации в отчетах о рисках в зависимости от потребителя данной информации (среди потребителей внутренних отчетов – Совет директоров компании, ее отдельная структурная единица, конкретный сотрудник организации; внешних отчетов – внешние контрагенты организации);

Таблица 1.4.1.2.

Характеристика международных стандартов риск-менеджмента

Параметры	FERMA	ERM COSO	ISO 31000:2009
Применение	Как правило крупные организации	Как правило крупные организации	Организации любого размера
Ограничения	Отсутствуют	Система управления организации должна быть изменена в соответствии с принципами COSO.	Отсутствуют
Концепция	Риск-менеджмент – центральная часть стратегического управления организацией.	Риск-менеджмент – центральная часть стратегического управления организацией, задачей которой является идентификация рисков и управление ими.	Риск-менеджмент использует нисходящий подход, при котором он становится ключевым процессом, чтобы позволить организации определить и достигнуть своих целей.
Рассматриваемые риски	Стратегические, операционные, финансовые, прочие опасности	Стратегические, операционные, финансовые, прочие опасности, которые возникают на корпоративном уровне управления, носящих отрицательный характер	Все риски хозяйственной деятельности, возникающие на всех уровнях управления, носящих как положительный так и отрицательный характер.
Организационная структура управления риском	Совет директоров → → Структурная единица → → Риск-менеджер	Совет директоров → → Структурная единица → → Риск-менеджер	Встраивание процессов риск-менеджмента в ключевые бизнес-процессы и контроль за действиями на основе «самооценки» посредством внутреннего аудита.
Документация	Отчет о рисках	Внутренняя отчетность, отчет о рисках для внешних пользователей	Отчет старта системы менеджмента риска, план сохранения движения системы менеджмента риска
Методы и технологии анализа рисков	Рассматриваются	Рассматриваются	Не рассматриваются

2. Описание организационной структуры управления риском (Совет директоров – Структурная единица – Риск-менеджер), а также основных требований к разработке нормативных документов в области риск-менеджмента на корпоративном уровне (Программа по управлению риском организации).

В приложении к стандарту даны примеры используемых на практике методов и технологий анализа рисков.

В рамках Международной организации по стандартизации разработаны и действуют стандарты, рассматривающие отдельные аспекты управления риском по ряду

направлений деятельности, например, в сфере эксплуатации промышленного и медицинского оборудования и другие.

В 2002 г., в целях унификации терминологии в области управления риском, в том числе и при разработке стандартов на различных уровнях, вступило в силу Руководство ИСО/МЭК 73:2002 «Менеджмент риска. Термины и определения» (ISO/IEC Guide 73 «Risk Management Vocabulary Guidelines for use in standards»).

Следующим уровнем развития стандартизации в области риск-менеджмента является подготовка общего стандарта ИСО в области управления рисками - стандарта ИСО 31000 «Риск-менеджмент – Принципы и руководства по применению» (Risk Management – Principles and guidelines on implementation), разработку которого осуществляла Рабочая группа по стандартизации в области риск-менеджмента (состоит из представителей национальных органов по стандартизации 26 стран).

За основу при подготовке стандарта разработчиками был принят стандарт Австралии и Новой Зеландии, о чем, в частности, свидетельствует схожесть использованного подхода к определению и описанию процесса риск-менеджмента и его отдельных составляющих. Вместе с тем существуют и некоторые отличия. Например, проектом стандарта ИСО 31000 стадии «Идентификация риска», «Анализа риска», а также «Оценивание риска» рассматриваются не самостоятельно, а в качестве составляющих стадии «Оценка риска». Кроме того, отдельным образом подчеркивается необходимость документирования процесса управления риском с учетом выгод повторного использования накопленной информации для целей управления, оценки затрат на создание и хранение документов и ряда других факторов.

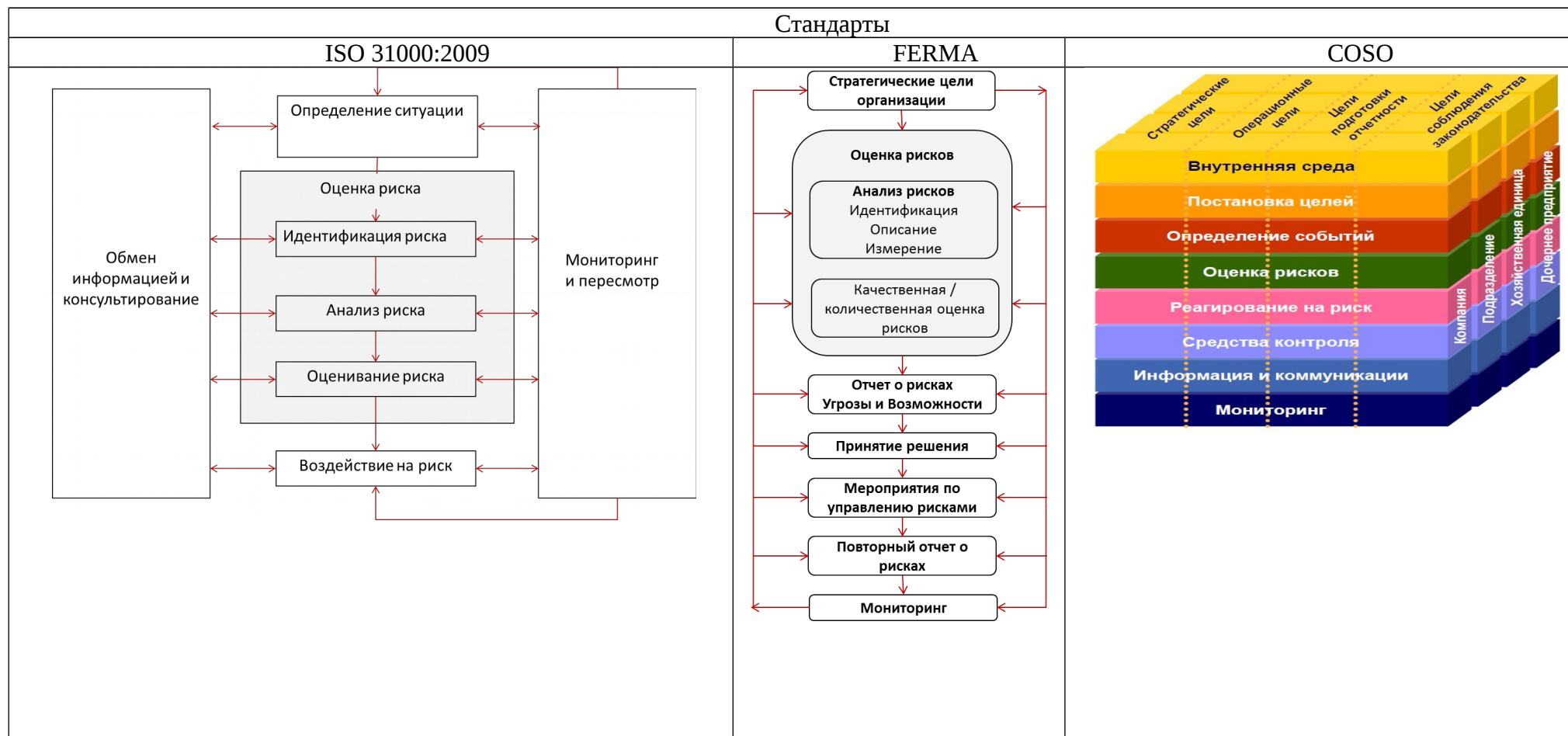
Вместе с тем характеристика принципов РМ и описание модели управления риском отделены в рамках Стандарта от характеристики собственно процесса риск-менеджмента. Признается, что процесс управления риском не существует сам по себе, а должен стать составным элементом управления в организации, должен внедряться в организационную культуру, настраиваться под действующие в рамках организации бизнес-процессы.

Среди принципов управления риском, определяющих его эффективность, обращают на себя внимание следующие тезисы, приведенные в стандарте:

- Риск-менеджмент создает стоимость, то есть вносит вклад в достижение поставленных целей, а также в совершенствование в таких областях как здоровье и безопасность человека, соответствие законодательным требованиям, защита окружающей среды, финансовая деятельность, корпоративное управление, репутация.

Таблица 1.4.1.3.

Сопоставление различных подходов к управлению рисками



- Риск-менеджмент – неотъемлемая часть организационных процессов в компании.
- Риск-менеджмент – составная часть процесса принятия решений в организации.
- Риск-менеджмент должен быть специально «настроен» с учетом специфики деятельности организации.
- Риск-менеджмент учитывает существование человеческого и культурного факторов.

Применение установленной проектом стандарта ИСО 31000 модели управления риском должно обеспечить эффективность риск-менеджмента, его интеграцию в общую систему управления компанией, а также должно способствовать использованию информации о риске при принятии решений на всех уровнях организационной иерархии, гарантировать адекватное отражение данной информации в отчетности компании.

В рамках модели управления рисками особая роль отводится руководству организации, которое должно создать условия для внедрения управления рисками в рамках организации, а также для достижения текущей эффективности риск-менеджмента.

Таким образом, проектом стандарта ИСО 31000, уделяется внимание не только описанию того как организовать процесс риск-менеджмента, но и рассматривается связь данного процесса с другим процессам организации.

Продолжая рассмотрение риск-менеджмента, отметим, что успешность его организации напрямую зависит от того, какой концепции управления придерживается компания. В теории и практике менеджмента выделяют следующие основные подходы к управлению:

- ситуационный;
- процессный;
- комплексный (интегрированный, системный).

Данные подходы управления применяются и при построении системы риск-менеджмента на предприятиях, (рис. 1.4.1.3.).

Ситуационный подход к организации риск-менеджмента на предприятии заключается в выборе управления, наилучшим образом соответствующего текущей ситуации. Таким образом, данный подход предполагает фрагментарный, несистематический характер воздействия на риск, круг управляемых рисков ограничен.



Рис. 1.4.1.3. Существующие подходы к организации системы риск-менеджмента (по материалам [8])

Процессный подход рассматривает риск-менеджмент как непрерывную серию взаимосвязанных управленческих функций. Данный подход, несмотря на свою формализацию, не решает вопросы комплексного проектирования системы риск-менеджмента, предоставляя лишь описание ее процессной структуры.

Комплексный риск-менеджмент характеризуется как непрерывный процесс, охватывающий все сферы деятельности предприятия, в котором задействованы сотрудники на различных уровнях управления. Комплексный риск-менеджмент позволяет предприятию достичь поставленные стратегические цели и предполагает единство системы управления рисками и общего менеджмента предприятия.

В последнее время в деятельности российских предприятий наблюдается стремление к построению комплексной (целостной) системы риск-менеджмента как наиболее эффективной. При этом, следует отметить, что базу для формирования и развития систем управления рисками промышленных предприятий образуют следующие моменты особенностей риск-менеджмента:

- Управление рисками связано как с негативными, так и с благоприятными последствиями. Суть управления рисками состоит в том, чтобы определять потенциальные отклонения от запланированных результатов и управлять этими отклонениями для улучшения перспектив, сокращения убытков и улучшения обоснованности принимаемых решений (рис.1.4.1.4.). Управлять рисками означает определять перспективы и выявлять возможности для совершенствования деятельности, а также не допускать или сокращать вероятность нежелательного хода событий;

- Управление рисками подразумевает тщательный анализ условий для принятия решений. Управление рисками – это логический и систематический процесс, который можно применять для выбора пути дальнейшего совершенствования деятельности,

повышения эффективности бизнес-процессов организации. Это путь, ведущий к обеспечению гарантированной результативности бизнес-процессов. Риск-менеджмент должен быть интегрирован в ежедневную работу предприятия;

- Управление рисками требует опережающего мышления. Управление рисками – это скорее процесс определения того, что может произойти, и одновременно обеспечение состояния готовности к этому, а отнюдь не реакционное управление деятельностью. Формализованная система риск-менеджмента позволяет создать систему управления организацией, работающую на предупреждение возможных проблем;

- Управление рисками требует четкого распределения ответственности и полномочий, необходимых для принятия управленческих решений. Высшее руководство несет генеральную ответственность за управление рисками в организации. Его исключительной прерогативой является распределение между соответствующими сотрудниками ответственности и полномочий. Решения, которые принимаются в процессе управления рисками, должны находиться в рамках законодательных требований и отвечать корпоративным целям. Таким образом, очень важно определить оптимальный баланс между ответственностью за риск и способностью контролировать этот риск;

- Управление рисками зависит от эффективного процесса взаимодействия между участниками риск-менеджмента. Процесс риск-менеджмента осуществляется как во внутренней, так и во внешней среде предпринимательства, поэтому необходимо взаимодействовать и с внутренними, и с внешними участниками этого процесса. Чтобы обеспечить полноценное управление рисками, в первую очередь важно наладить эффективное взаимодействие внутри организации.

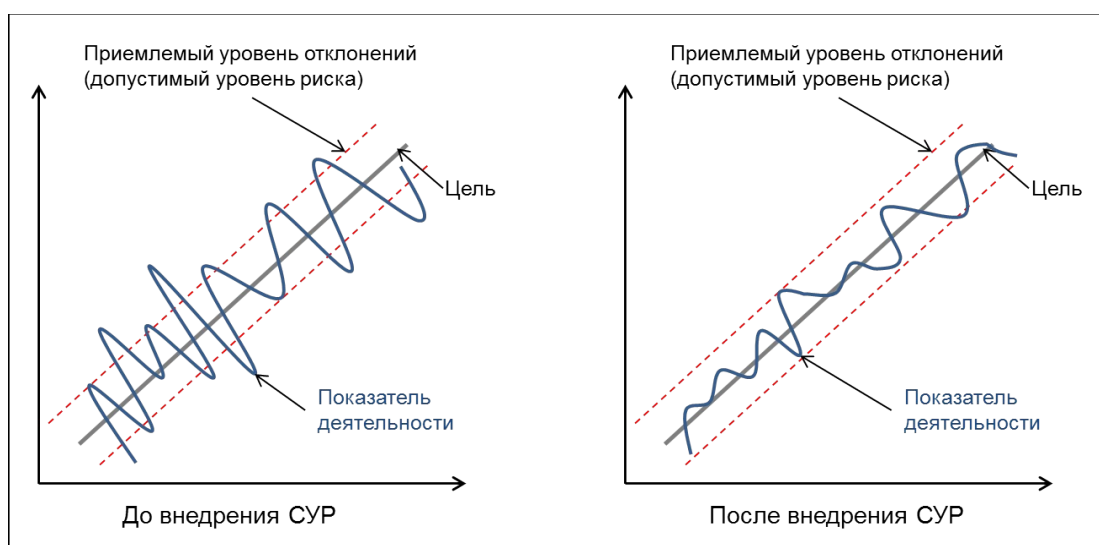


Рис. 1.4.1.4. Вклад СУР в повышение стабильности финансового показателя.

Таким образом, завершая рассмотрение основных аспектов риск-менеджмента отметим, что современная концепция формирования и развития систем управления рисками промышленных предприятий заключается в обеспечении устойчивого положения предприятия во времени, а также его нахождения в пределах установленных границ экономических показателей с минимальным объемом привлеченных для этого дополнительных ресурсов, на основе формирования и развития всего комплекса элементов системы управления рисками [73].

1.4.2. Анализ систем риск-менеджмента действующих в нефтяных компаниях РФ (на примере НК «ЛУКОЙЛ»)

Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», в настоящее время, одна из крупнейших международных вертикально интегрированных нефтяных компаний, обеспечивающая 2,1% мировой добычи нефти [124, 164]. Основными бизнес-сегментами Компании являются:

- Геологоразведка и добыча нефти и газа;
- Нефтепереработка, газопереработка, нефтехимия и электроэнергия;
- Сбыт;
- Солнечная и ветряная энергетика.

Компания является крупнейшей в стране, как по сферам деятельности, так и по ее масштабам. Одним из инструментов сохранения своего нынешнего положения руководство Компании видит, в том числе, и во внедрении в операционную деятельность системы риск-менеджмента.

Концепция построения системы управления рисками в организациях Группы «ЛУКОЙЛ»

Общекорпоративная методология по управлению рисками в организациях группы ЛУКОЙЛ разработана с учетом международных стандартов, а в качестве основы использован стандарт COSO ERM 2004. Однако, применение общекорпоративной методологии не противоречит и не отменяет применение структурными подразделениями Компании отраслевых и специализированных стандартов с целью решения своих локальных задач, поставленных перед подразделением.

В соответствии с концепцией COSO ERM 2004 система управления рисками распространяется на все элементы Компании.

Системой рассматриваются стратегические, операционные цели, цели подготовки отчетности и соблюдения законодательства, на достижение которых могут повлиять риски.

Система управления рисками включает в себя восемь компонентов (рис. 1.4.2.1). Рассмотрим их подробнее.

Внутренняя среда - это люди, работающие в Компании, их отношения к СУР в частности, особенности соблюдения корпоративной культуры, этические аспекты и т.д. При внедрении СУР необходимо четко определить цели. Причем цели как стратегические, так и цели определенных бизнес-процессов, поскольку риски влияют именно на достижение целей.

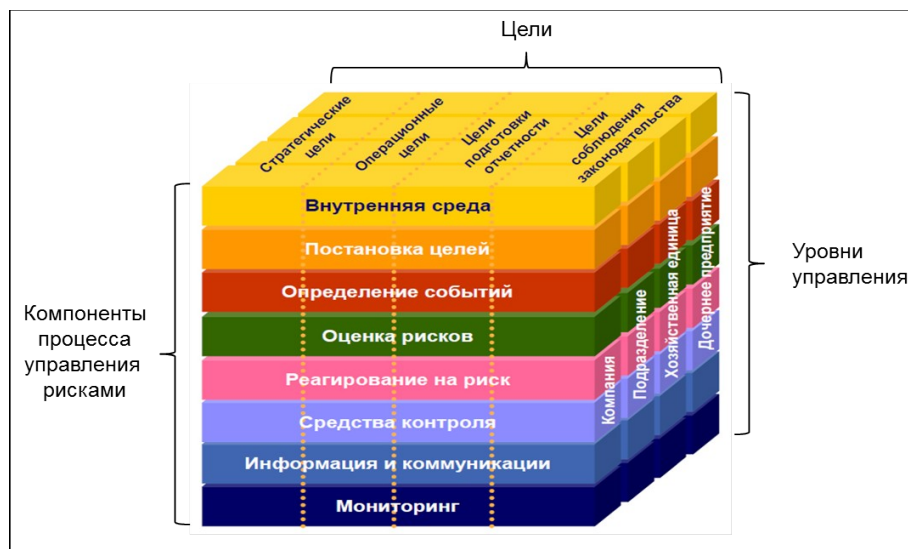


Рис. 1.4.2.1. Управление рисками организаций. Интегрированная модель, COSO.

После того, как определены цели, необходимо определить события, т.е. выполнить идентификацию и описание рисков. Проводится качественная и, там где это возможно, количественная оценка рисков. Когда выполнена оценка рисков, необходимо выбрать адекватный способ реагирования на них.

Средства контроля - это выявление существующих применяемых в организации и дополнительных возможных контрольных процедур, обеспечивающих эффективное применение выбранных способов реагирования. Для того чтобы процесс управления рисками был эффективным необходимо обеспечение эффективного информационного обмена между всеми участниками СУР.

Мониторинг - это ряд мероприятий обеспечивающих оценку эффективности СУР и систему внутреннего контроля и их совершенствование, актуализация информации по рискам и ведение информационной базы данных по реализовавшимся рисковым событиям.

Описанные выше принципы были учтены при разработке общекорпоративных нормативных документов управления рисками в ОАО «ЛУКОЙЛ». В настоящий момент основными документами СУР Компании являются:

- Политика ОАО «ЛУКОЙЛ» по управлению рисками;
- Положение о Комитете по рискам;
- Регламент деятельности по идентификации, оценке рисков, выбору и реализации способов реагирования на них, а также мониторингу рисков;
- Методика идентификации, описания и оценки рисков организаций группы «ЛУКОЙЛ»;
- Инструкция по подготовке информации о реагировании на риск, качественной и количественной оценке остаточного риска, мониторингу риска.

Рассмотрим некоторые из них.

Утвержденная в компании *Политика управления рисками* определяет основные цели, задачи, понятия и принципы управления рисками в ОАО «ЛУКОЙЛ». В соответствии с Политикой, целью управления рисками является предоставление разумной гарантии достижения Компанией поставленных целей в условиях действия неопределенностей и факторов негативного воздействия. Политика является документом верхнего уровня, определяющим концептуальную основу построения СУР в Компании.

Политика определяет систему управления рисками как деятельность органов управления, руководителей, специалистов и структурных подразделений организаций группы «ЛУКОЙЛ», направленная на выявление, оценку, управление и контроль возможных негативных событий или ситуаций для обеспечения разумных гарантий достижения ОАО «ЛУКОЙЛ» своих целей. При этом, участниками процесса управления рисками являются:

- совет директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»;
- комитет по аудиту Совета директоров;
- президент ОАО «ЛУКОЙЛ»;
- комитет по рискам;
- главное управление по контролю, внутреннему аудиту и управлению рисками (ГУКВАУР);
- владелец рисков;
- работники организаций.

Политика определяет также и основные принципы, на которых базируется система по управлению рисками в компании.

Принцип непрерывности. Принцип говорит нам о том, что деятельность Компании и иных подразделений группы ЛУКОЙЛ требует непрерывности в процессе управления рисками, поскольку базируется на непрерывных физико-технических и технологических процессах, а также на неразрывности цепи бизнес-процессов.

Принцип цикличности. Управление рисками осуществляется цикличным и неоднократным повторением основных этапов этого процесса, что позволяет последовательно продвигаться с все более точным представлением о рисках и более эффективным воздействием на них.

Принцип системности. Система управления рисками в ОАО «ЛУКОЙЛ» является частью системы корпоративного управления, но и сама состоит из взаимосвязанных относительно самостоятельных подсистем управления рисками. Различающихся как характером управляемых рисков, так и особенностями управления ими.

Принцип распределенности. Поскольку ОАО «ЛУКОЙЛ» является вертикально интегрированной компанией, то ее бизнес-деятельность характеризуется высоким уровнем географической отраслевой функциональной диверсификацией. В связи с этим, риски присущие такой деятельности, а также их владельцы рассредоточены как по месту нахождения, так и по уровню управления.

Принцип персонификации. Риски, как правило, уникальны. Даже при значительном сходстве имеют неповторимые черты и условия реализации. Это требует постоянного мониторинга рискованных ситуаций, а также эффективного воздействия на них. Это делает обязательным установлением лица или группы лиц отвечающих за идентификацию рисков, их оценку, контроль и управление.

Принцип информирования. Акционеры и инвесторы компании, вкладывающие деньги в ценные бумаги, в целях оценки собственных рисков вправе получать информацию о рисках в ОАО «ЛУКОЙЛ». Соответственно компания обязана публично раскрывать такую информацию в рамках исполнения обязательств и требований, связанных с обращением ее ценных бумаг на российских и зарубежных фондовых рынках.

Принцип достаточности. Принцип заключается в том, что управление рисками должно быть обеспечено необходимыми ресурсами, поскольку недостаточность обеспечения не снимет риска, не предотвратит возможного ущерба от него, но приведет к дополнительным и неоправданным расходам.

Принцип экономической целесообразности. Принцип заключается в том, что решение о затратах на управление рисками должно приниматься с учетом соотношения таких затрат с величиной возможного ущерба и вероятностью величины его реализации.

Положением о Комитете по рискам регламентирует деятельность Комитета по рискам. Комитет по рискам – это коллегиальный орган при президенте компании «ЛУКОЙЛ» по работе с рисками. Его целью работы является решение вопросов по совершенствованию СУР, повышению эффективности процесса управления рисками. Деятельность Комитета регламентируется Положением о комитет по рискам. Положение

определяет цель и функции Комитета, его состав, обязанности и права членов Комитета, его секретаря и секретариата, порядок работы.

Регламент деятельности по идентификации, оценке рисков, выбору и реализации способов реагирования на них, а также мониторингу рисков. Регламент разработан в соответствии с Политикой ОАО «ЛУКОЙЛ» по управлению рисками, положением Комитета по рискам и международными стандартами по управлению рисками. Он разработан в целях развития и совершенствования общекорпоративной системы управления рисками в организациях группы Лукойл.

Регламент определяет распределение полномочий ответственности по реализации бизнес-процессов управления рисками, а также устанавливает порядок действий и взаимодействия участников бизнес-процесса.

Действие регламента распространяется на ОАО «ЛУКОЙЛ» и иные организации Группы «ЛУКОЙЛ»

Механизмы реализации регламента могут быть детализированы локальными нормативными актами ОАО «ЛУКОЙЛ», не противоречащими данному Регламенту.

В соответствии с Политикой ОАО «ЛУКОЙЛ» по управлению рисками риск – это возможность наступления какого-либо события, которое может оказать отрицательное влияние на достижение целей. Управление рисками – это выявление, оценка, управление и контроль возможных негативных событий или ситуаций для обеспечения разумных гарантий достижения ОАО «ЛУКОЙЛ» своих целей.

В соответствии с принципами, изложенными в Политике по управлению рисками процесс управления рисками непрерывен во времени и является цикличным, т.е. все работы, осуществляемые по управлению рисками выполняются одна за другой постоянно и этот процесс никогда не заканчивается (рис. 1.4.2.2).

Как следует из рисунка 1.4.2.2, после того, когда все существенные риски идентифицированы, описаны и оценены, производится выбор способа реагирования на них. Затем, в зависимости от выбранного способа реагирования на них разрабатываются мероприятия по управлению рисками.

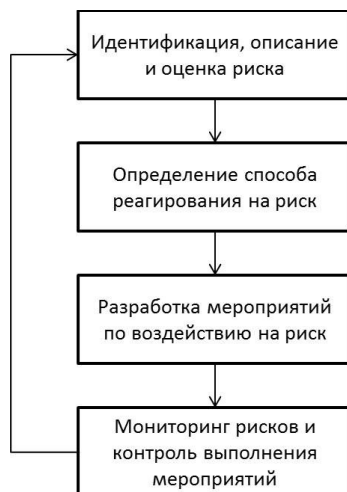


Рис. 1.4.2.2. Цикл управления рисками в НК «ЛУКОЙЛ»

Ответственными работниками производится постоянный мониторинг изменений характеристик рисков и статус мероприятий по управлению рисками и вновь выполняются вновь процедуры по идентификации новых рисков и актуализации информации по рискам, идентифицированных в предыдущем цикле. Этот процесс никогда не заканчивается и охватывает все подразделения и организации группы ЛУКОЙЛ, т.е. реализуется при этом принцип системности.

Важным компонентом системы управления рисками является система целеполагания. Из определения риска следует, что одним из условий эффективности системы управления рисками является наличие в компании эффективной сбалансированной системы целеполагания. Т.е. в каждой организации группы компаний ЛУКОЙЛ и ОАО ЛУКОЙЛ в целом должно быть выстроено дерево целей. Цели верхнего уровня, т.е. стратегические цели, должны декомпозироваться на цели и задачи бизнес-сегментов, которые в свою очередь должны быть декомпозироваться на соответствующие цели и задачи бизнес-секторов организаций и отдельных подразделений. Только выстраиванием такой системы релевантных целей, когда достижение целей операционного уровня способствует достижению целей высокого уровня и стратегических целей компании, позволит выстроить сбалансированную общекорпоративную систему управления рисками (рис. 1.4.2.3).

На рисунке 1.4.2.4 схематично изображена взаимосвязь целей и задач рисков и последствий рисков событий. Все начинается с постановки целей или задач, поскольку главным в бизнесе это правильно определить цель и обеспечить ее достижение.

Влияние на способность достичь установленную цель оказывают риски, которые могут быть как самостоятельными, случайными событиями, так и результатом или последствиями не достижения других целей и задач более низкого уровня в иерархии дерева целей.



Рис. 1.4.2.3. Декомпозиция целей: дерево целей.

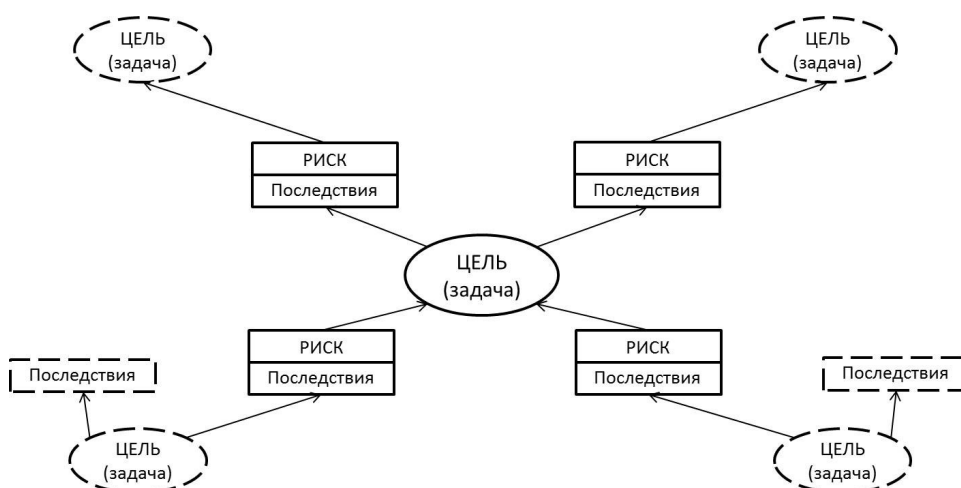


Рис.1.4.2.4. Взаимосвязь целей, задач и рисков.

Воздействие рисков может привести к не достижению целей или задачи более высокого уровня, что приведет к определенным негативным последствиям, которые в свою очередь могут привести к не достижению других целей или задач более высокого уровня.

Следует обратить внимание на то, что условиями эффективного внедрения СУР являются:

- поддержка руководства;
- создание и внедрение необходимых элементов СУР;
- выделение времени, работников и прочих ресурсов, интеграция деятельности по управлению рисками в текущую деятельность каждого работника;

-интеграция СУР в процесс управления Компанией: внедрение в систему мотивации персонала показателей эффективности управления рисками и принятие решений с учетом рисков;

-постоянный мониторинг рисков, сбор и анализ статистической информации по реализовавшимся рисковым событиям и выполнению мероприятий по управлению рисками;

-эволюционное развитие СУР: непрерывный процесс усовершенствования и обратной связи.

Организация процесса управления рисками

Бизнес-процесс управления рисками в группе ЛУКОЙЛ включает в себя следующие основные этапы работ:

- идентификация, описание и оценка риска
- определение способа реагирования на риск
- разработка мероприятий по управлению рисками
- мониторинг рисков и контроль выполнения мероприятий по управлению ими.

В силу рискового характера любой бизнес-деятельности - производственной, коммерческой, хозяйственной и прочей, деятельность каждого работника Компании должна осуществляться с учетом того, что поставленные перед ним цели и задачи способны оказаться под возможным влиянием рискованных событий.

Каждый работник Компании или общества, выполняя возложенные на него функции, вне зависимости от того определена или не определена специально для него задача по обнаружению и выявлению рисков обязан на регулярной основе проводить анализ своей деятельности на предмет возможного воздействия рисков.

Процесс идентификации, описания и оценки риска в общем виде с точки зрения методической и регламентной части состоит из пяти основных этапов:

1. Идентификация рисков;
2. Описание рисков;
3. Оценки рисков;
4. Формирование отчетности;
5. Назначение владельцев риска.

На 2 и 3 этапах процесса формируется ведомость риска, содержащая в структурированном виде информацию о риске и его основных характеристиках, а также о

мероприятиях по управлению риском и ключевых индикаторах риска. Пример ведомости риска приведен в приложении 3.

Следует отметить, что 4 и 5 этапы также являются частью процесса и результатами этапа работ бизнес-процесса управления рисками по идентификации, описания и оценки рисков.

После завершения процедур по идентификации, описанию и оценке рисков и приобретения работником структурного подразделения компании или общества статуса владельца риска он приступает к выполнению работ по следующим этапам управления рисками.

Определение способа реагирования на риск. Способ реагирования на риск - это обоснованное принципиальное решение о выбранном способе воздействия на выявленный риск или отсутствие необходимости такого воздействия. В соответствии с Регламентом в компании принято 4 способа реагирования на риск:

- риска следует избежать;
- риск следует принять;
- риск следует передать;
- разработать и реализовать комплекс мер воздействия на риск.

Следующим шагом является *разработка мероприятий по управлению риском* в соответствии с выбранным способом реагирования на риск. При разработке мероприятий необходимо учитывать, что мероприятия должны приводить к требуемому уровню снижения негативного последствия риска, приведению его характеристик к величине ниже приемлемого уровня.

Предложения о мероприятиях по управлению рисками должны содержать перечень характеристик и соответствующих ключевых индикаторов риска. После того как мероприятия разработаны необходимо внести соответствующую информацию в Ведомость риска для осуществления *мониторинга риска и контроля выполнения мероприятий по его управлению*. На данном этапе осуществляется контроль исполнения мероприятий по управлению риском, мониторинг изменения ключевых индикаторов риска с отслеживанием характера, направления и благоприятности изменения статуса и характеристик выявленных рисков. В случае если такое изменение обнаружено необходимо проинформировать всех заинтересованных лиц о происходящих изменениях. Аналогичный порядок действий предусмотрен и для других способов реагирования на риск.

Далее группа анализа и консолидации во главе с организатором управления рисками на основе полученных ведомостей рисков формируют сводную периодическую отчетность по управлению рисками структурного подразделения компании или общества. Сводная

отчетность включает ведомости рисков и реестр рисков общества или структурного подразделения Компании с приложениями. В состав приложения входят дерево рисков, карта рисков и обосновывающие материалы.

Подготовленный Комитетом по аудиту представляет ежегодный отчет о результатах своей деятельности, содержащий, в том числе, информацию о предложениях по совершенствованию системы управления рисками Совету директоров Компании.

Общая схема взаимодействия участников процесса управления рисками в компании приведена на рисунке 1.4.2.5.

Следует отметить, что существующая в Компании система управления рисками достаточно эффективна, постоянно ведется работа по ее совершенствованию. Так, в 2013 году была:

- Усовершенствована локальная нормативная база управления рисками в части регламентации процедур разработки мероприятий по реагированию на риск, качественной и количественной оценке остаточного риска, мониторингу риска;
 - Проведено повышение квалификации работников в части разработки мероприятий по снижению рисков;
 - Актуализирована информация о рисках в Общекорпоративном реестре рисков.
- Приоритетами функционирования системы управления рисками на 2014 год были:
- Совершенствование нормативной и методической базы управления рисками;
 - Повышение качества информации о рисках за счет унификации, типизации и выработки рекомендаций по описанию типовых рисков;
 - Повышение ответственности должностных лиц за результаты и качество управления рисками;
 - Детальный анализ и выработка рекомендаций по управлению наиболее существенными рисками;
 - Встраивание управления рисками в контур корпоративного управления посредством риск-ориентации базовых бизнес-процессов и управления ими;
 - Сокращение затрат и оптимизация усилий на управление рисками, автоматизация процесса.

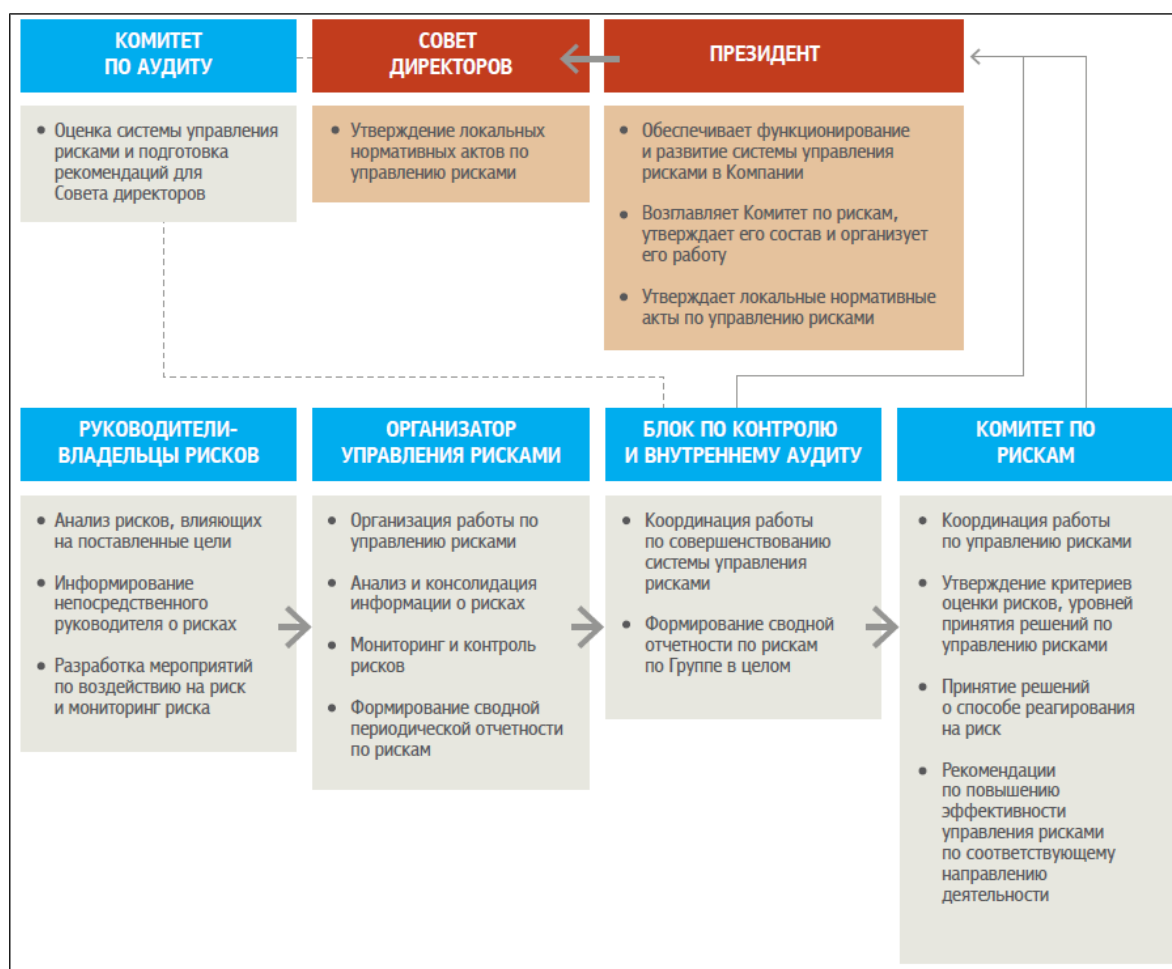


Рис. 1.4.2.5. Схема взаимодействия участников процесса управления рисками

Регулярно совершенствуется существующая нормативно-методическая база по управлению рисками, которая устанавливает как единые для всех организаций Группы «ЛУКОЙЛ» требования к организации процесса управления рисками на всех его этапах, так и определяет нормы управления отдельными, наиболее значимыми категориями рисков.

Менеджеры компании по основным направлениям ее деятельности осуществляют управление рисками в соответствии с существующими корпоративными требованиями, на регулярной основе проводится оценка имеющихся рисков, информация о них включается в периодическую отчетность ОАО «ЛУКОЙЛ».

Выводы по главе

Исследования, проведенные в главе, посвящены выявлению и анализу рисков факторов, существенным образом влияющих на эффективность инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности, изучению особенностей проявления факторов на различных этапах освоения нефтяного актива.

Проведен анализ существующих представлений об инвестиционных проектах (ИП), их классификациях. Дано определение термина «инвестиционный проект в нефтяной промышленности», предложена рамочная классификация проектов.

Относительно нефтяной промышленности предложено следующее определение термина «инвестиционный проект»: ИП – это совокупность мероприятий (действий, работ), предусматривающих осуществление инвестиций: в рамках одного месторождения углеводородного сырья (или группы), находящегося в промышленной эксплуатации или вновь открытого, или по выполнению геологоразведочных работ и освоению в пределах одной перспективной структуры (или зоны их развития) запасов углеводородного сырья, или на одном объекте промысловой инфраструктуры, а также в строительство (модернизацию) объектов переработки углеводородного сырья и сбыта продуктов их переработки.

Рамочная классификация инвестиционных проектов (ИП) в нефтяной промышленности, которая в отличие от существующих основывается на одновременном учете различных классификационных признаков: характер производства (традиционный, инновационный), вид деятельности и степень автономности (учитывающей зависимость от финансовых и информационно-технологических ресурсов крупных компаний, необходимость привлечения сторонних предприятий-участников и т.д.). Классификация предопределяет комплексный подход к интерпретации инвестиционных проектов уже на начальном, предпроектном, этапе их реализации.

Необходимость в такой классификации проектов связана с различным уровнем риска, с реализацией которых они сопряжены. У крупных вертикально-интегрированных компаний возможностей, как финансовых, политических, так и административных значительно больше, чем у инвесторов, пытающихся самостоятельно реализовать проект.

Проведен анализ существующих подходов к классификации проектных рисков. По его результатам предложено классифицировать риски нефтяных ИП по принадлежности к определенному виду деятельности (налоговые, финансовые, геологические, строительные, правовые, экологические, производственные, маркетинговые, техногенные и страновые) относительно специфических сфер деятельности (риски при проведении геологоразведочных работ и разработке нефтегазового месторождения, риски при добыче

углеводородов, риски при переработке углеводородного сырья и риски при сбыте углеводородов и продуктов их переработки). Подобный подход к классификации способствует процессу идентификации потенциальных рисков при реализации проекта и, что самое главное, дальнейшей качественной и количественной оценке влияния рисков на экономическую эффективность анализируемого проекта.

Среди основных причин рисков, возникающих при реализации нефтегазовых проектов, выделены: распределение экономического эффекта от проекта во времени; разброс значений каждой переменной, влияющей на величину критериев эффективности.

С целью выявления особенностей проявления рискованных факторов, присущих инвестиционным проектам в нефтяной промышленности были обобщены и проанализированы рискованные факторы в зависимости от стадии освоения актива (геологоразведка-добыча-переработка-сбыт).

Анализ обобщенных данных показал, что существуют определенные отличия в проявлениях рискованных факторов в процессе реализации инвестиционных проектов. Так, например, на геологоразведочной стадии освоения нефтегазового актива (объекта) наибольшее влияние оказывают финансовые и правовые факторы. В то же время, влияние правовых на стадии сбыта продуктов нефтегазопереработки уменьшается, уступая место производственным. Помимо отличий, есть группа факторов, характерная для всех сфер деятельности. К ней относятся финансовые и маркетинговые факторы, оказывающие большое влияние на успешность реализации проекта.

На примере инвестиционного проекта по добыче углеводородного сырья, проведен качественный анализ рискованных факторов по фазам жизненного цикла проекта. Анализ позволил выявить степень влияния каждого из факторов на эффективность проекта на всем протяжении его жизненного цикла и позволил проранжировать все риски по степени значимости для инвестора с течением времени.

Проведенный в главе всесторонний анализ возможных рискованных факторов инвестиционного проекта показал, что их детальное изучение позволяет инвесторам уже на начальной стадии проекта выделить потенциальные ключевые риски с целью дальнейшей разработки мероприятий по недопущению случаев реализации рисков и их учету при оценке эффективности проекта в целом. Калькуляция же стоимости предлагаемых мероприятий и последующий их учет в затратах на реализацию проекта позволит повысить достоверность и реалистичность проводимой оценки эффективности ИП.

Анализ существующих подходов к риск-менеджменту, изложенных в различных стандартах, позволяет сделать вывод, что современная концепция формирования и

развития систем управления рисками промышленных предприятий заключается в обеспечении устойчивого положения предприятия во времени, а также её нахождения в пределах установленных границ показателей с минимальным объемом привлеченных для этого дополнительных ресурсов, на основе формирования и развития всего комплекса элементов системы управления рисками.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ ОЦЕНКИ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

2.1. Разработка усовершенствованной модели оценки инвестиционных проектов в нефтяной промышленности с учетом рисков факторов

В предыдущих разделах работы было отмечено, что отличительной особенностью бизнеса в нефтяной промышленности является длительный период реализации проектов, в течении которого они подвергаются влиянию большого числа различных рисков факторов, осложняющих реализацию проекта и являющихся одной из причин не достижения плановых экономических показателей, определенных инвесторами.

Как показывает практика, эффективная деятельность предприятий зависит, помимо прочего, также и от того, насколько достоверно сами инвесторы предвидят перспективу развития проекта. Так, отсутствие достоверной информации о запасах углеводородного сырья разрабатываемых месторождений (объектах инвестирования), их геолого-физических характеристиках, ценах на сырье и других исходных показателях, используемых при составлении и реализации планов по развитию проекта, приводит к тому, что избежать реализации негативных факторов практически не возможно. И, главное, в данном случае заранее планировать возможные экономические потери в случае неблагоприятного исхода.

Компании, которым не удастся интегрировать процесс риск-менеджмента в инвестиционную, а в последующем и операционную деятельность, сталкиваются с разными видами проявления негативных факторов. В тоже время, достоверная оценка влияния возможных рисков на проект при анализе его эффективности предоставляет инвестору немало выгод: ведет к более четкой координации предпринимаемых действий по достижению цели; позволяет достоверно оценить свои внутренние резервы и адекватно реагировать на изменение рыночной ситуации.

В настоящее время, практика инвестиционного проектирования опирается на документ [103 и др.]. На схеме, составленной по материалам последнего (рис.2.1.1), видно, что оценка влияния рисков на эффективность проекта происходит отдельным этапом, параллельно процессу оценки его экономической эффективности. Однако, как было показано ранее, в ряде случаев, подобный алгоритм не всегда эффективен, поскольку не предусматривает адресную оценку величины рисков факторов и их влияния на экономическую эффективность проекта в целом. Кроме того, не учитывает он и факт активного внедрения в настоящее время в инвестиционную и операционную деятельность элементов риск-менеджмента. Не решают данных вопросов и корпоративные стандарты,

разрабатываемые крупными компаниями для своего внутреннего использования. Так, например, в НК «ЛУКОЙЛ» оценка рисков при разработке инвестиционных проектов осуществляется методом чувствительности, а также применением ставки дисконтирования. Однако, последняя определяется нормативным методом для всех инвестиционных проектов, без учета индивидуальных особенностей проектов, обусловленных различием геологического строения объектов инвестирования (месторождений нефти и газа), состоянием экологической и техногенной ситуаций в регионе реализации проекта и т.п. Применение такого «усредненного» подхода может привести к крупным финансовым потерям инвесторов.

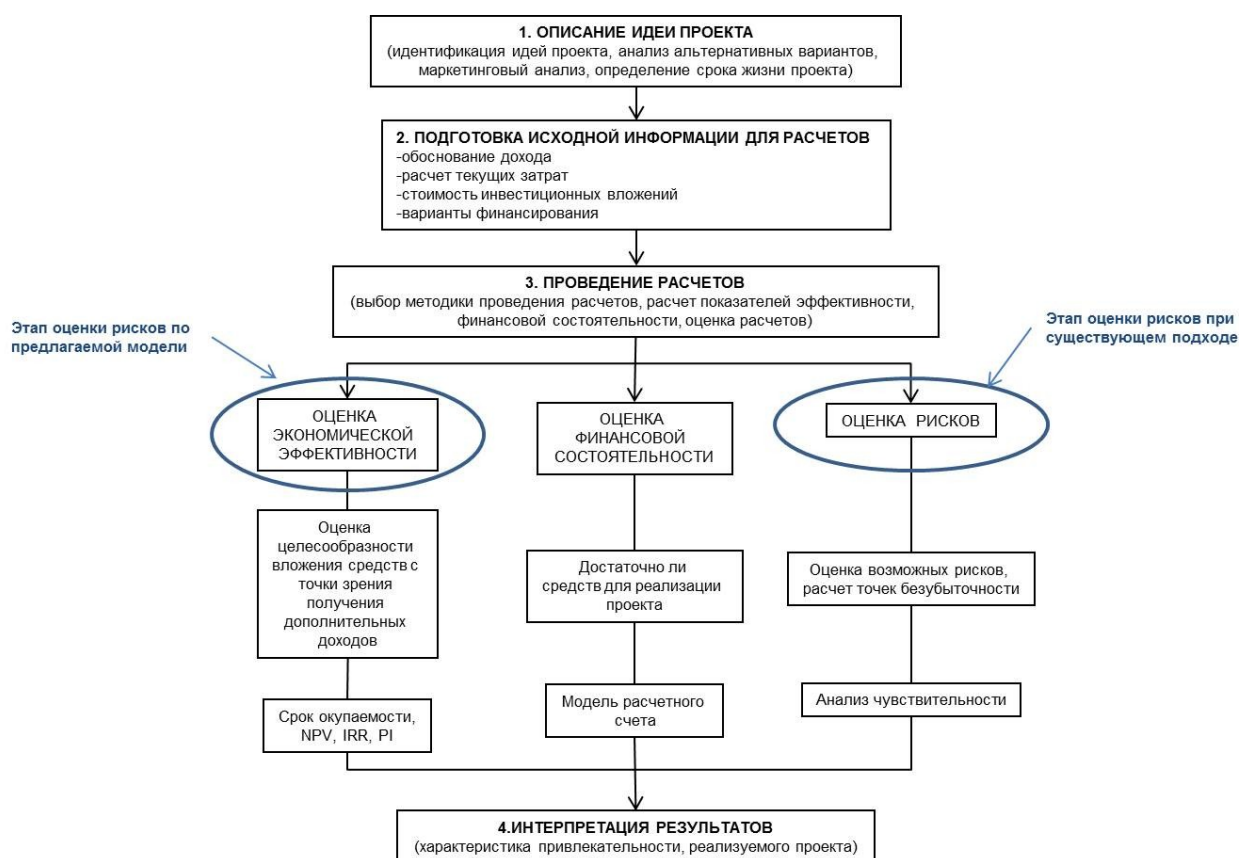


Рис. 2.1.1. «Традиционная» схема оценки инвестиционного проекта (по материалам [103])

Таким образом, можно утверждать, что в настоящее время существует объективная необходимость в совершенствовании методов оценки инвестиционных проектов в нефтяной промышленности, включающих анализ и количественную оценку рисков факторов, их влияние на экономическую эффективность проекта в целом.

Ниже рассматривается предлагаемая модель оценки экономической эффективности инвестиционных проектов, учитывающая влияния рисков факторов на будущую деятельность (в рамках проекта) и основанная на современном подходе к риск-

менеджменту, учете адресных методов оценки различных рисков факторов, интегрированных в процесс экономической оценки проекта.

С целью внедрения компонентов риск-менеджмента в стадийность предлагаемой модели инвестиционного анализа была проведена соответствующая адаптация, приведенная в приложении 8.

Разработке усовершенствованной модели экономической оценки инвестиционных проектов способствовало, помимо адаптации этапов риск-менеджмент и инвестиционного анализа, также и изучение существующих подходов к организации процесса оценки рисков факторов, представленных в различных стандартах по риск-менеджменту, рассмотренных в предыдущей главе, а также возможностей различных методов оценки рисков, представленных как в [34], так и в [104, 105, 106, 107, 103, 29, 1, 15, 44, 93, 127, 136].

В соответствии с предлагаемой моделью процесс оценки проектов осуществляется в шесть этапов (рис. 2.1.2):

- 1.Формирование команды специалистов для оценки проекта;
- 2.Формирование сценарных условий эффективности проекта;
- 3.Формирование комплекса рисков факторов, оказывающих влияние на проект
- 4.Генерирование денежных потоков с учетом влияния рисков факторов;
- 5.Оценка экономической эффективности проекта с учетом влияния рисков факторов;
- 6.Принятие управленческих решений по проекту.

На начальном, *первом этапе* инвестиционного анализа проекта - «Формирование команды специалистов для оценки проекта» - инвесторами формируется мультидисциплинарная команда специалистов в области риск-менеджмента, инвестиционного анализа и профильных специалистов. Необходимость ее формирования обусловлена крайне сложной внешней и внутренней сред реализации нефтегазовых проектов, а также размером возможных финансовых потерь, в случае реализации негативных факторов.

На *втором этапе* «Формирование сценарных условий эффективности проекта» инвестором устанавливаются условия, при которых инвестиционный проект будет считаться эффективным. На данном этапе задаются приемлемые значения индекса доходности, внутренней нормы доходности, срока окупаемости, дисконтированного дохода и др., а также приемлемый для инвестора допустимый уровень риска или безвозвратных инвестиций. Под последним понимается прогнозный/фактический объем приемлемых затрат по нефтегазовому активу, который не может быть возвращен инвестором

(предприятием) в случае выхода из проекта. Безвозвратные инвестиции включают в себя расходы на разовый платеж за пользование недрами, в т.ч. на приобретение лицензии на право пользование недрами, расходы по участию в аукционе или конкурсе, НИОКР, выполнение полевых геофизических исследований, интерпретацию исходных данных, стоимость строительства первой поисковой скважины, штрафные санкции за выход из актива и др.

Третий этап «Формирование комплекса рисковых факторов, влияющих на эффективность проекта» предусматривает проведение исследований в двух направлениях:

- Анализ рисковых факторов, сопровождающих реализацию будущего инвестиционного проекта;
- Выявление основных потенциальных рисков, могущих оказать наибольшее влияние на проект.

На данном этапе команда экспертов изучает все внешние и внутренние негативные факторы, которые могут оказать потенциальное влияние на проект. При этом во внимание принимается и тип инвестиционного проекта. Здесь, большое содействие может оказать анализ результатов функционирования корпоративной системы управления рисками (при наличии таковой) у предприятия-инвестора.

В рамках функционирования корпоративной системы управления рисками (СУР) формируются отчеты и ведомости рисков, представляющие собой документы (в электронном или бумажном виде) в которых в структурированном виде отражается информация о рисках и их основных характеристиках, а также о мероприятиях по управлению рисками и их ключевых индикаторах. Пример ведомости приведен на приложении 20.

В результате анализа внешней и внутренней сред реализации проекта, ведомостей рисков и др. информации экспертами формируется общий комплекс рисковых факторов, могущий оказать потенциальное влияние на проект.

Далее, из сформированного комплекса рисковых факторов выделяются наиболее значимые из них, могущие оказать наибольшее влияние на экономическую эффективность инвестиционного проекта. Для этих целей возможно использование метода из арсенала риск-менеджмента, основанного на построение карты рисков.

Построение карты рисков инвестиционного проекта производится на основании качественных оценок величины последствий риска и вероятности риска, которые определяют местоположение риска на карте в соответствии со следующими принципами:

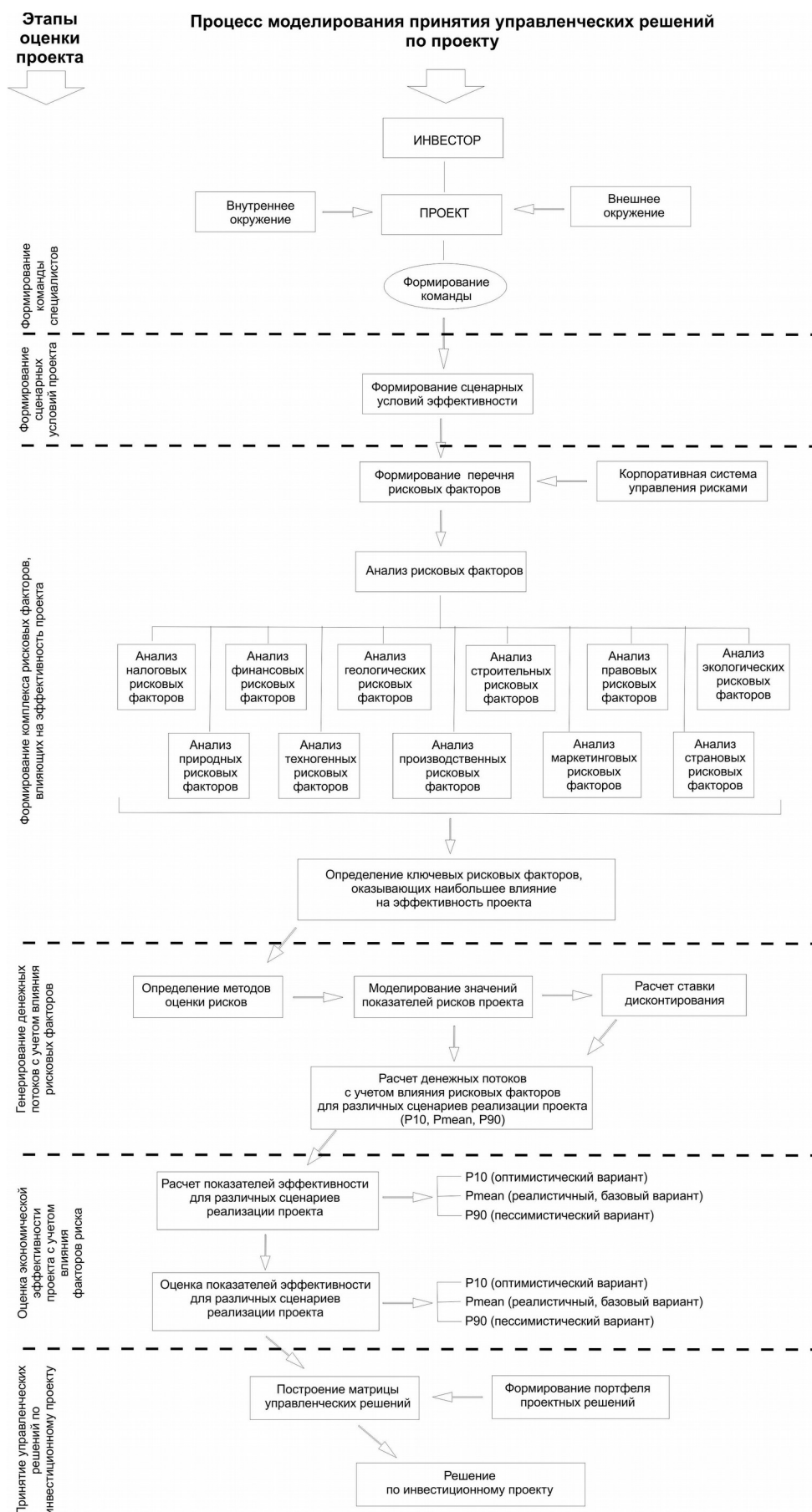


Рис. 2.1.2. Модель оценки экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом рисков факторов

-по оси x располагаются пять уровней качественной оценки величины последствий риска от 1 до 5;

-по оси y располагаются пять уровней качественной оценки вероятности риска от 1 до 5;

-риски на карте отмечаются в виде круга;

-карта рисков делится на три зоны: красную, желтую и зеленую, указывающие на степень значимости попавших на них рисков (рис. 2.1.3).

Команда, занимающаяся анализом проекта, экспертным путем на основе результатов построения карты рисков формирует портфель рисков факторов инвестиционного проекта (табл. 2.1.1).

Таблица 2.1.1.

Портфель рисков факторов инвестиционного проекта

Фактор риска	Малозначимый	Значимый	Важный
Фактор 1		x	
Фактор N			x

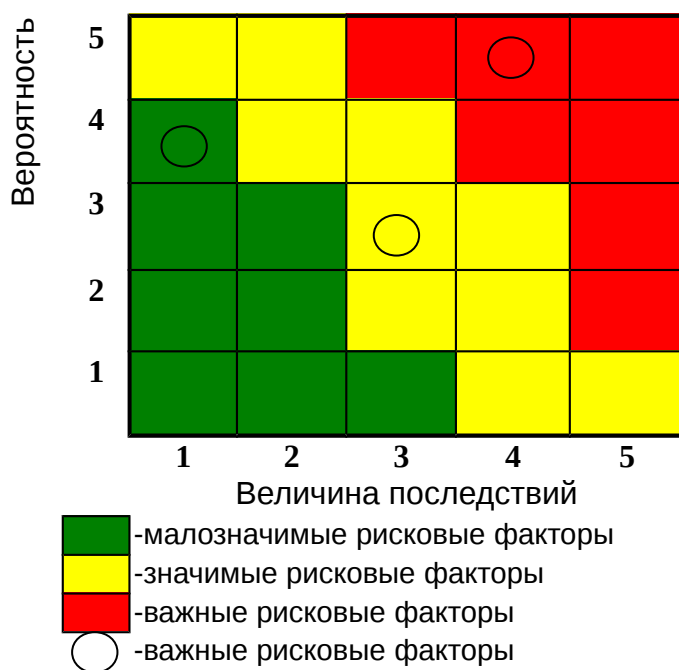


Рис. 2.1.3. Карта рисков инвестиционного проекта

Результаты анализа служат основой для определения рисков, оказывающих наибольшее влияние на будущую деятельность проекта и для раскрытия сущности каждого из рисков, определения их значимости на каждой из фаз реализации проекта.

Исходными данными, как уже отмечалось выше, является информация, представленная в ведомости рисков, формируемых в процессе функционирования системы

управления рисками предприятия-инвестора (приложение 3). В случае их отсутствия, по тем или иным причинам, - внутренняя корпоративная информация, данные аналитических обзоров, статьи в СМИ и т.д., а также личный опыт и знания специалистов, участвующих в оценке проекта.

Четвертый этап «Генерирование денежных потоков с учетом влияния рисков факторов» предусматривает проведение исследований в трех направлениях:

- Определение методов оценки рисков и прогнозирование значений показателей рисков;
- Расчет ставки дисконтирования;
- Расчет денежных потоков с учетом влияния рисков факторов.

При выполнении работ на данном этапе специалисты команды экспертным путем определяют *адресные методы оценки рисков*, подходящих наилучшим образом и учитывающих специфику рисков.

Необходимо отметить, что анализ существующих методов оценки рисков показал, что в настоящее время не существует методов, позволяющих достаточно достоверно оценивать влияние на проект таких рисков факторов как экологические, техногенные, страновые, а также геологические. В связи с этим, автором были предложены методики количественной оценки данных рисков, устраняющие этот «недостаток».

Далее осуществляется расчет ставки дисконтирования, предполагающий корректировку базовой безрисковой ставки дисконта. При этом, расчет ставки осуществляется кумулятивным построением, позволяющим детально учесть большинство основных рисков, связанных с реализацией проекта.

Заканчиваются исследования по этапу расчетом денежных потоков с учетом влияния рисков факторов на будущую деятельность.

Пятый этап «Оценка экономической эффективности проекта с учетом факторов риска» предусматривает проведение исследований в двух направлениях:

- Расчет показателей эффективности для различных сценариев реализации проекта;
- Оценка показателей эффективности для различных сценариев.

Этап предполагает расчет основных показателей эффективности инвестиционного проекта в соответствии с предлагаемыми авторскими методиками по различным сценариям реализации проекта - P10 (оптимистический), Pmean (реалистичный) и P90 (пессимистический). Пример возможных результатов оценки приведен в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Основные технико-экономические показатели освоения

перспективной на поиски месторождения нефти структуры,
расположенной на юге Пермского края

Добыча нефти за период	Инвестиционные расходы за период в ценах 2014 г.	Операционные расходы за период в ценах 2014 г.	Чистый дисконтированный доход (NPV)	Внутренняя норма доходности (IRR)	Срок окупаемости проекта
тыс.т	млн. руб.	млн. руб.	млн. \$	%	лет
Вариант 1 пессимистический (P90)					
108,6	497,5	145,9	-7,6	0,0	нет
Вариант 2 реалистичный (Pmean)					
254,6	567,4	210,3	-3,4	10,5	нет
Вариант 3 оптимистический (P10)					
415,8	849,5	365,0	0,2	15,2	17

Результаты проведенного расчета используются при оценке показателей эффективности проекта путем сравнения полученных результатов по различным сценариям с установленными инвесторами критериями (по сроку окупаемости, по внутренней норме дохода и т.д.).

На заключительном *шестом этапе* «Принятие управленческих решений по инвестиционному проекту» происходит построение матрицы принятия решений. Ее особенностью является комплексный анализ различных сценариев реализации проекта на основе портфеля решений. Работы проводятся в два этапа.

Подэтап 6.1. Строится матрица принятия управленческих решений. На оси ординат матрицы откладываются значения вероятностей (P) реализации различных сценариев проекта. На оси абсцисс - квадранты с двумя возможными условиями интерпретации результатов оценки проекта, приведенными в таблице 2.1.3.

Таблица 2.1.3

Портфель решений по инвестиционному проекту

Квадрант А	Квадрант Б
Чистый дисконтированный доход ≥ 0	Чистый дисконтированный доход < 0
Внутренняя норма окупаемости $\geq$ величины нормы дисконта	Внутренняя норма окупаемости $<$ величины нормы дисконта
Индекс доходности инвестиций > 1	Индекс доходности инвестиций < 1

Подэтап 6.2. Внесение полученных показателей эффективности проекта по различным сценариям в квадранты матрицы (рис. 2.1.4).

Если полученные результаты соответствуют *квадранту А*, это означает, что при условии корректности заложенных предпосылок проект соответствует критериям эффективности, установленными инвесторами. При этом, инвестор будет иметь оценку того какова вероятность эффективной реализации проекта.

В случае если полученные результаты расчетов соответствуют *квадранту Б*, это означает, что при условии заложенных предпосылок доходность проекта не соответствует стандартам, установленными инвесторами.

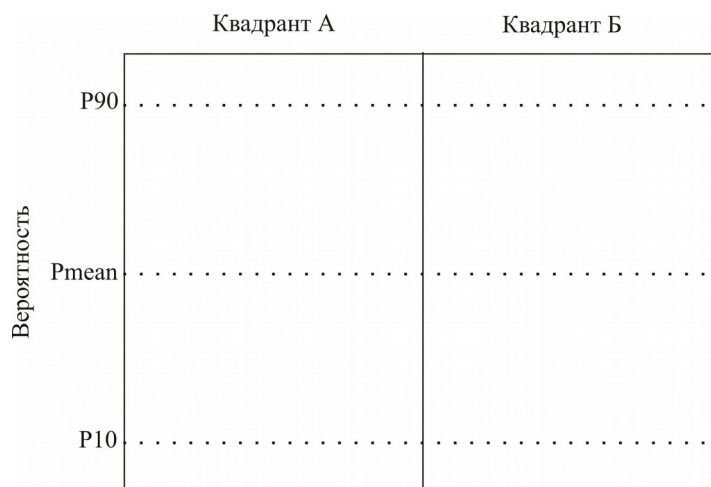


Рис. 2.1.4. Матрица принятия управленческих решений по инвестиционному проекту

Анализ полученных результатов оценки экономической эффективности инвестиционного проекта на основе матрицы, в отличие от традиционного подхода, значительно расширяет «поле деятельности» для принятий управленческих решений относительно проекта и повышает степень обоснованности и доверия к принятому, в итоге, решению [74].

Таким образом, по мнению автора, усовершенствованная модель оценки инвестиционных проектов позволяет повысить достоверность результатов учета влияния возможных рисков факторов на проекты при анализе их эффективности, ведет к более четкой координации предпринимаемых управленческих решений при их реализации.

2.2. Анализ существующих методов оценки рисков инвестиционных проектов

Рассмотрев в предыдущей главе различные виды рисков факторов и особенности их влияния на эффективность инвестиционных проектов, далее мы изучим существующие методы их оценки.

Важным аспектом процесса анализа экономической эффективности проекта является процедура оценки инвестиционных рисков, которая в настоящее время вызывает наибольшие трудности при практическом использовании.

В настоящее время действующим документом, регламентирующим выбор метода оценки риска, является ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011 «Менеджмент риска. Методы оценки риска» [34], разработанный в дополнение к ИСО 31000 и содержащий

рекомендации по выбору и применению методов оценки рисков. Следует отметить, что данный стандарт не содержит конкретных критериев для принятия решения по анализу риска и указаний по применению методов анализа риска в конкретной ситуации. При этом, он допускает использование других методов оценки риска с учетом их применимости в конкретной ситуации.

Изучение методов оценки рисков в документе [34], действующих корпоративных методик по оценке эффективности инвестиционных проектов [на примере 104, 105, 106, 85], а также [103] и других позволило выявить основные методы оценки рисков, используемые в настоящее время, систематизированные нами в три группы:

- методы экспертных оценок;
- методы аналитических оценок;
- методы корректировки поправки на риск.

Подробное описание сущности данных методов достаточно широко освещено в экономической литературе, поэтому ниже будут приведены лишь основные моменты, позволяющие оценить их «плюсы» и «минусы».

Суть методов использующих **экспертные оценки** заключается в привлечении специалистов, в соответствующих областях, для высказывания суждений о проблеме и, в последующем, сведении результатов и предложений в систему, на базе которой впоследствии формулируются выводы.

В настоящее время различные методы экспертных оценок (составление рейтингов, метод Дельфи, «мозговой штурм», деловые игры, и др.) все шире применяются в практике [29; 1; 15; 44; 93; 127; 136]. Они незаменимы при решении сложных задач оценивания и выбора технических объектов, в том числе специального назначения, при анализе и прогнозировании ситуаций с большим числом значимых факторов, когда необходимо привлечение знаний, интуиции и опыта многих высококвалифицированных специалистов-экспертов.

Рейтинговый метод основан на ранжировании, полученных каким-либо образом, оценок [18]. Заключается в упорядочивании специалистами, проводящими исследование, оцениваемых объектов в порядке убывания или возрастания их качеств (свойств). Далее рассчитывается среднее арифметическое место каждого объекта, и в соответствии с этим значением составляют окончательный список. Достоверность результатов анализа проверяется по значению коэффициента согласованности мнений специалистов [13].

Метод Дельфи. Один из наиболее распространенных методов экспертных оценок. Его основными особенностями являются: анонимность экспертов; полный отказ от личных контактов экспертов и коллективных обсуждений; многотуровая процедура опроса

экспертов посредством их анкетирования; обеспечение экспертов информацией, включая обмен ею между экспертами, после каждого тура опроса при сохранении анонимности оценок, аргументации и критики; обоснование ответов экспертов по запросу организаторов. Этот метод чаще всего применяется в тех случаях, когда сбор группы невозможен (например, если в состав участников решения проблемы включены специалисты из различных филиалов и подразделений организации, географически отдаленные друг от друга и от центрального аппарата управления). Более того, членам группы не разрешается встречаться и обмениваться мнениями по поводу решаемой проблемы. Ее разработка осуществляется в следующей последовательности:

- членам группы предлагается ответить на детально сформулированный перечень вопросов по рассматриваемой проблеме;
- каждый член группы отвечает на вопросы независимо и анонимно;
- результаты ответов собираются в центре, и на их основании составляется интегральный документ, содержащий все предлагаемые варианты решений;
- каждый член группы получает копию этого материала;
- ознакомление с предложениями других участников может изменить мнение по поводу возможных вариантов решения проблемы;
- шаги (4 и 5) повторяются столько раз, сколько необходимо для достижения согласованного решения.

При таком подходе обеспечивается независимость мнения отдельных членов группы. Однако затраты времени на разработку решений существенно растут, а количество рассматриваемых альтернатив сужается.

Метод «мозгового штурма» является популярным методом стимулирования творческой (производственной) активности сотрудников предприятия или отдельных экспертов. Позволяет найти решение сложных проблем путем применения специальных правил обсуждения. Широко используется во многих предприятиях для поиска нетрадиционных решений самых разнообразных задач.

Данный метод, разработанный А. Осборном в 1953 году, основан на допущении, что одним из основных препятствий для рождения новых идей является «боязнь оценки»: люди часто не высказывают вслух интересные неординарные идеи из-за опасения встретиться со скептическим либо даже враждебным к ним отношением со стороны руководителей и коллег. Целью применения мозгового штурма является исключение оценочного компонента на начальных стадиях создания идей. Классическая техника мозгового штурма, предложенная А.Осборном, основывается на двух основных принципах - «отсрочка

вынесения приговора идее» и «из количества рождается качество». Этот подход предполагает применение нескольких правил.

Критика исключается: на стадии генерации идей высказывание любой критики в адрес авторов идей (как своих, так и чужих) не допускается. Работающие в интерактивных группах должны быть свободны от опасений, что их будут оценивать по предлагаемым ими идеям.

Приветствуется свободный «полет» фантазии: люди должны попытаться максимально раскрепостить свое воображение. Разрешено высказывать любые, даже самые абсурдные или фантастические идеи. Не существует идей настолько несурзных либо непрактичных, чтобы их нельзя было высказать вслух.

Идей должно быть много: каждого участника процесса просят представить максимально возможное количество идей.

Комбинирование и совершенствование предложенных идей: на следующем этапе участников просят развивать идеи, предложенные другими, например, комбинируя элементы двух или трех предложенных идей.

На завершающем этапе производится отбор лучшего решения, исходя из экспертных оценок.

В последние годы широкое распространение получил «электронный мозговой штурм», использующий интернет-технологии. Он позволяет почти полностью устранить «боязнь оценки», т.к. обеспечивает анонимность участников, а также дает возможность решить ряд проблем традиционного мозгового штурма. К последним, в частности, относится так называемое «блокирование продуктивности»: поскольку участники группы представляют идеи поочередно, то люди в ожидании своей очереди могут передумать или испугаться публично высказывать свою идею, либо просто ее забывают.

Мозговой штурм дает возможность объединить в процессе поиска решений очень разных людей. В настоящее время метод мозгового штурма может быть эффективно использован предприятиями для улучшения качества принимаемых управленческих решений в процессе командной работы.

Таким образом, **экспертная оценка** представляет собой комплекс методов и процедур, связанных с деятельностью эксперта по переработке необходимой для анализа и принятия решений информации. Данный метод оценки рисков инвестиционных проектов основан на использовании способности эксперта находить наиболее эффективное решение на основе опыта, знаний и интуиции. Использование данной группы методов при оценке проектных рисков в условиях нестабильной экономической среды представляется эффективным в силу того обстоятельства, что только эксперты имеют информацию для

оценки проектных рисков, в силу наличия представлений о путях разрешения частных и глобальных проблем, априорных оценок значимости различных решений, интуитивных догадок об альтернативах развития. Основным недостатком экспертных оценок заключается в субъективности оценки, что может отразиться на их качестве, но, при использовании научно обоснованной организации проведения всех этапов экспертизы, обеспечивается эффективность работы, также применение количественных методов, как при организации экспертизы, так и при оценке суждений экспертов и формальной групповой обработке результатов, позволяет преодолеть данный недостаток.

К группе **аналитических методов** относятся статистические и вероятностные методы оценки рисков факторов.

Статистические методы основываются на исследовании статистики потерь, имевших место в аналогичных видах производственно-хозяйственной деятельности, определении частоты появления определенных уровней потерь и прогнозировании вероятности потерь.

Наибольшее распространение среди статистических методов, в настоящее время, получил метод построения «*дерева решений*». Метод используется для оценки рисков тех проектов, которые имеют обозримое количество вариантов развития. При этом для построения дерева эксперт должен обладать необходимой и достоверной информацией с учетом вероятности и времени наступления различных сценариев развития проекта.

Модель метода имеет вид нагруженного графа, вершины его представляют ключевые состояния, в которых возникает необходимость выбора, а дуги (ветви дерева) – различные события (решения, последствия, операции), которые могут иметь место в ситуации, определяемой вершиной. Каждой дуге (ветви) дерева могут быть приписаны числовые характеристики (нагрузки), например, величина платежа по штрафным санкциям и вероятность его осуществления. В общем случае использование данного метода предполагает выполнение следующих шагов:

- для каждого момента времени определяют проблему и все возможные варианты дальнейших событий;
- откладывают на «дереве» соответствующую проблеме вершину и исходящие из нее дуги;
- каждой исходящей дуге приписывают ее денежную и вероятностную оценки;
- исходя из значений всех вершин и дуг рассчитывают вероятное значение критерия NPV (либо IRR, PI);
- проводят анализ вероятностных распределений полученных результатов.

На основании полученных данных строится «дерево решений», в состав которого включаются узлы, представляющие ключевые события, и ветви, соединяющие узлы, - работы по реализации проекта.

Дерево решений отображает простую для понимания схему возникновения событий, показывает причинно-следственную связь. Использование данного метода, например в геолого-экономической оценке нефтегазопроисловых проектов позволяет определить риск получения потерь при его реализации, а также потенциальный шанс успешного освоения (в случае открытия залежи УВС).

Несмотря на «плюсы» использование данного метода при оценке рисков он имеет и ограничения, поскольку невозможно рассмотреть все количество вариантов развития событий. При этом, для формулирования различных сценариев развития проекта, необходимо иметь достоверную информацию с учетом вероятности и времени их наступления. Кроме того, метод не учитывает взаимосвязь между переменными проекта, в силу этого метод может быть использован для ограниченного круга проектов.

Вероятностные методы базируются на математических подходах. Широкое распространение в данной группе получило имитационное моделирование, являющееся одним из мощнейших методов экономического анализа. В общем случае под имитацией понимают процесс проведения на компьютере экспериментов с математическими моделями сложных систем реального мира.

При анализе рисков инвестиционных проектов обычно используют в качестве базы для экспериментов прогнозные данные об объемах реализации, затратах, ценах и т.п.

Имитационное моделирование представляет собой серию численных экспериментов, призванных получить эмпирические оценки степени влияния различных факторов (исходных величин) на некоторые зависящие от них результаты (показатели).

В общем случае проведение имитационного эксперимента позволяет:

1. Установить взаимосвязи между исходными и выходными показателями в виде математического уравнения или неравенства.
2. Задать законы распределения вероятностей для ключевых параметров модели.
3. Провести компьютерную имитацию значений ключевых параметров модели.
4. Рассчитать основные характеристики распределений исходных и выходных показателей.
5. Провести анализ полученных результатов и принять решение. Результаты имитационного эксперимента могут быть дополнены статистическим анализом, а также использоваться для построения прогнозных моделей сценариев.

Наибольшее распространение в данной группе получил метод под названием «Монте-Карло». Он позволяет достаточно полно учесть все риски, а также позволяет учитывать всю доступную эксперту информацию. Основной недостаток данной заключается в зависимости точности результатов от качества созданной прогнозной модели.

Совершенствование и практическое применение методов данной группы привело к разработке анализа чувствительности (или метод вариации параметров проекта) и метода сценариев.

Анализ чувствительности показателей также широко используется при оценке эффективности инвестиционных проектов. В общем случае он сводится к исследованию зависимости некоторого результирующего показателя от вариации значений показателей, участвующих в его определении. Другими словами, этот метод позволяет получить ответы на вопросы вида: что будет с результирующей величиной, если изменится значение некоторой исходной величины?

Как правило, проведение подобного анализа предполагает выполнение следующих шагов:

- задается взаимосвязь между исходными и результирующим показателями в виде математического уравнения или неравенства;
- определяются наиболее вероятные значения для исходных показателей и возможные диапазоны их изменений;
- путем изменения значений исходных показателей исследуется их влияние на конечный результат.

Проект с меньшей чувствительностью NPV считается менее рисковым.

Обычная процедура анализа чувствительности предполагает изменение одного исходного показателя, в то время как значения остальных считаются постоянными величинами.

Моделью, графически показывающей изменение ключевого фактора эффективности под воздействием одного из исходных показателей, является график чувствительности. На рисунке приложении 9. приведен пример графика чувствительности, построенного для инвестиционного проекта по разработке месторождения нефти, расположенного на севере Пермского края.

Данный метод является хорошей иллюстрацией влияния отдельных исходных факторов на конечный результат проекта, может быть легко реализован в компьютерной программе EXCEL (MS Office).

Главным недостатком данного метода является предпосылка о том, что изменение одного фактора рассматривается изолированно, тогда как на практике все экономические факторы в той или иной степени взаимосвязаны.

Метод может быть использован в рамках оценки эффективности инвестиционного проекта с целью выявления наиболее значимых рисков и определения влияния отдельных рисков факторов на ключевой показатель эффективности проекта.

Метод сценариев позволяет совместить исследование чувствительности результирующего показателя с анализом вероятностных оценок его отклонений. В общем случае процедура использования данного метода в процессе анализа инвестиционных рисков включает выполнение следующих шагов.

1. Определяют несколько вариантов изменений ключевых исходных показателей (например, пессимистический, наиболее вероятный и оптимистический).
2. Каждому варианту изменений приписывают его вероятностную оценку.
3. Для каждого варианта рассчитывают вероятное значение критерия NPV (либо IRR, PI), а также оценки его отклонений от среднего значения.
4. Проводится анализ вероятностных распределений полученных результатов.

Проект с наименьшими стандартными отклонениями и коэффициентом вариации считается менее рисковым.

Моделью в данном случае являются сценарии изменений ключевых исходных показателей.

В целом метод сценариев позволяет получать достаточно наглядную картину для различных вариантов реализации проектов, а также предоставляет информацию о чувствительности и возможных отклонениях, а применение программных средств типа EXCEL позволяет значительно повысить эффективность подобного анализа путем практически неограниченного увеличения числа сценариев и введения дополнительных переменных.

Таким образом, метод, в большинстве случаев, предполагает разработку оптимистического, пессимистического и наиболее вероятного варианта реализации проекта, с расчетом всех результирующих показателей по проекту. В тоже время, метод имеет ряд недостатков, а именно, для использования данного метода эксперту необходимо знать наиболее вероятный сценарий развития, пессимистический и оптимистический сценарии, однако, если среда реализации проекта очень подвижна, например, в условиях кризиса, то прогнозировать сценарии затруднительно.

Методы корректировки ставки дисконтирования. Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчета будущих потоков в единую величину

текущей стоимости. В экономическом смысле в роли ставки дисконтирования выступает требуемая инвесторами ставка дохода на вложенный капитал в сопоставимые по уровню риска объекты инвестирования.

В настоящее время, в процессе анализа инвестиционных проектов наибольшее распространение получили методы: метод оценки капитальных активов (САРМ), метод средневзвешанной стоимости капиталов (WACC) и метод кумулятивного построения (ССМ). При расчете ставки дисконтирования первыми двумя методами, помимо прочего, используется информация с фондовых рынков. В связи с этим, применение их для оценки проектов, находящихся на стадии принятия решения об участии (или неучастии) в проектах с характерными специфическими рисками крайне затруднительно. Поэтому метод ССМ (Cumulative Capital Model) наиболее предпочтителен в нашей ситуации.

Метод основан на экспертной оценке индивидуальных рисков проекта, поправка на которые делается по отношению к безрисковой ставке:

$$d = d_{БР} + \sum_{j=1}^J d_{ПРj} \quad (1)$$

где $d_{БР}$ – реальная (без учета за инфляцию) безрисковая ставка;

$j = 1...J$ – множество учитываемых в данном инвестиционном проекте факторов риска;

$d_{ПР}$ – премия (или поправка) за отдельный риск.

Данный метод дает возможность спрогнозировать значения денежных потоков, учитывающих их изменения с течением времени. Он является одним из самых распространенных на данный момент, в Европе для оценки стоимости собственного капитала он используется фирмами в 50 % случаев [172].

Основная его идея заключается в корректировке некоторой базовой нормы дисконта, которая считается безрисковой или минимально приемлемой (например, ставка доходности по ценным государственным бумагам, предельная или средняя стоимость капитала для фирмы). Корректировка осуществляется путем прибавления величины требуемой премии за риск, после чего производится расчет критериев эффективности инвестиционного проекта – NPV, IRR, PI по вновь полученной таким образом норме. Решение принимается согласно правилу выбранного критерия.

В общем случае, чем больше риск, ассоциируемый с проектом, тем выше должна быть величина премии, которая может определяться по внутрифирменным процедурам, экспертным путем или по формальным методикам. За рубежом (а теперь и в России) существуют специализированные консалтинговые компании, которые занимаются данными вопросами. Ниже приводится примерная шкала надбавок за риск, распространенная в

США в 80-х годах прошлого века. С небольшими модификациями она, в ряде случаев, может применяться и в настоящее время [7]. При безрисковой ставки дисконтирования 5 % рассчитанные ставки дисконтирования будут равны итоговым ставкам, приведенным в таблице 2.2.1.

Основная его идея заключается в корректировке некоторой базовой нормы дисконта, которая считается безрисковой или минимально приемлемой (например, ставка доходности по ценным государственным бумагам, предельная или средняя стоимость капитала для фирмы). Корректировка осуществляется путем прибавления величины требуемой премии за риск, после чего производится расчет критериев эффективности инвестиционного проекта – NPV, IRR, PI по вновь полученной таким образом норме. Решение принимается согласно правилу выбранного критерия.

В общем случае, чем больше риск, ассоциируемый с проектом, тем выше должна быть величина премии, которая может определяться по внутрифирменным процедурам, экспертным путем или по формальным методикам. За рубежом (а теперь и в России) существуют специализированные консалтинговые компании, которые занимаются данными вопросами. Ниже приводится примерная шкала надбавок за риск, распространенная в США в 80-х годах прошлого века. С небольшими модификациями она, в ряде случаев, может применяться и в настоящее время [7]. При безрисковой ставки дисконтирования 5 % рассчитанные ставки дисконтирования будут равны итоговым ставкам, приведенным в таблице 2.2.1.

Такую же аналогию можно провести с экономической оценкой ИП по освоению ресурсов и запасов углеводородного сырья. Наименьший риск ассоциируется с запасами промышленных категорий (А, В, С₁), а наибольший – с ресурсами категории D₂. В таблице 2.2.2, в порядке обсуждения, [6] предлагаются надбавки за риск при экономической оценке ресурсов и запасов УВС. В качестве безрисковой ставки можно принять, например, ставку Сбербанка РФ по срочным валютным вкладам. Тогда, суммируя безрисковую ставку (5%) с надбавками за риск, получим ставки дисконтирования, представленные в таблице 2.2.2.

Необходимо отметить, что эти надбавки могут быть и другими в разных конкретных условиях, и любая экспертная оценка субъективна.

Таблица 2.2.1

Расчет ставок дисконтирования для различных видов инвестиций [7]

Тип инвестиций	Надбавка за риск, %	Итоговая ставка, %
<i>Замещающие инвестиции 1-й категории. Небольшая модернизация без изменения технологического процесса</i>	3	8

<i>Замещающие инвестиции 2-й категории. Усовершенствование технологического процесса с заменой морально устаревшего оборудования без изменения выпускаемого ассортимента</i>	5	10
<i>Замещающие инвестиции 3-й категории. Существенная модернизация действующего производства и возможные изменения в ассортименте выпускаемой продукции без изменения общей направленности производства</i>	6 – 9	11 – 14
<i>Новые инвестиции 1-й категории. Новые методы производства с возможной сменой вида бизнеса или выпуском неизвестного ранее товара</i>	9 – 11	14 – 16
<i>Новые инвестиции 2-й категории. Прикладные научные исследования и поиск новых технологий производства</i>	11 – 14	16 – 19
<i>Новые инвестиции 3-й категории. Фундаментальные научные исследования, результат которых заранее неизвестен</i>	15 – 20	20 – 25

Главные достоинства этого метода – в простоте расчетов, а также в понятности и доступности. Вместе с тем метод имеет существенные недостатки.

Таблица 2.2.2

Расчет ориентировочных ставок дисконтирования при экономической оценке ИП по освоению ресурсов и запасов нефти и газа с учетом риска [6]

Категория ресурсов или запасов УВС	Надбавка за риск, %	Ставка дисконтирования с учетом риска, %
A, B, C ₁	5	10
C ₂	10	15
C ₂	15	20
D ₁ ¹	20	25
D ₁	25	30
D ₂	30	35

Метод корректировки нормы дисконта осуществляет приведение будущих потоков платежей к настоящему моменту времени (т.е. обыкновенное дисконтирование по более высокой норме). При этом полученные результаты существенно зависят только от величины надбавки за риск.

Данный метод не несет никакой информации о вероятностных распределениях будущих потоков платежей и не позволяет получить их оценку.

Наконец, обратная сторона простоты метода состоит в существенных ограничениях возможностей моделирования различных вариантов, которое сводится к анализу зависимости критериев NPV(IRR,PI и др.) от изменений только одного показателя – нормы дисконта.

Однако, несмотря на отмеченные недостатки, метод корректировки нормы дисконта широко применяется на практике. Предлагаемый усовершенствованный автором алгоритм расчета приведенной нормы дисконта будет рассмотрен в разделе 2.2.4 настоящей работы.

Следующий метод в данной группе – *метод эквивалентов* – в отличие от предыдущего осуществляет корректировку не нормы дисконта, а ожидаемых значений потока платежей (CF), путем введения специальных понижающих коэффициентов «а», для каждого периода реализации проекта. С их помощью осуществляется приведение ожидаемых (запланированных) поступлений к величинам платежей, получение которых практически не вызывает сомнений и значения которых могут быть определены абсолютно точно (достоверно).

Однако, в реальной практике для определения значений коэффициентов чаще всего прибегают к методу экспертных оценок. В этом случае коэффициенты отражают степень уверенности экспертов в том, что поступление ожидаемого платежа осуществится, или, другими словами – в достоверности его величины.

После того как значения коэффициентов тем или иным путем определены, рассчитывают критерий NPV (IRR, PI) для откорректированного потока платежей. Предпочтение отдается проекту, скорректированный поток платежей которого обеспечивает получение большей величины NPV. Используемые при этом множители «а» получили названия коэффициентов достоверности или определенности.

Недостатками этого метода следует признать:

- сложность расчета коэффициентов достоверности, адекватных риску на каждом этапе проекта;
- невозможность провести анализ вероятностных распределений ключевых параметров.

Таким образом, обзор методов анализа рисков инвестиционных проектов, проведенный в данном разделе работы, показал, что все они имеют свои достоинства и недостатки с точки зрения использования в системе оценки экономической эффективности ИП (приложение 21). Каждый из них имеет свою область применения и свои процедуры, которые во многом и определяют возможности методов.

Важным моментом в рассмотренных выше методах является использование в расчетах точных цифровых данных. Однако, в настоящее время при оценке эффективности ИП в нефтегазовой отрасли, с целью повышения достоверности проводимой оценки, как было показано в предыдущем разделе работы, помимо таких рисков факторов как производственные, маркетинговые, финансовые необходимо учитывать и такие как

геологические, экологические, техногенные и страновые. Их главной особенностью является то, что они, в зачатую, не имеют точных числовых характеристик. Для них характерны описания: не перспективный - перспективный, опасный – не опасный, рискованный - нерискованный и т.п. Это вызывает большие затруднения их количественного учета при оценке ИП. В связи с этим, в следующем разделе работы мы рассмотрим предлагаемые автором усовершенствованные методики количественной оценки рисков, устраняющие данный «недостаток».

Таблица 2.2.3.

Матрица «Вид риска – метод оценки»

Вид рисков	Методы оценки рисков								
	Методы экспертных оценок			Аналитические методы				Методы корректиро вки	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Налоговые	+	+	+			+			
Финансовые	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Геологические	+	+	+	+	+	+	+		
Строительные	+	+	+			+			
Правовые	+	+	+						
Экологические	+	+	+						
Природные	+	+	+						
Техногенные	+	+	+						
Производственные	+	+	+	+		+			
Маркетинговые	+	+	+		+	+	+		
Страновые	+	+	+						

Примечание: + - рекомендация к преимущественному применению метода (не исключает применение и для других рисков); методы: 1- рейтинговый метод; 2 – метод Дельфи; 3- метод «мозгового штурма»; 4 – метод построения «дерева решений»; 5- имитационное моделирование; 6 – метод чувствительности; 7 – метод сценариев; 9 – метод корректировки нормы дисконта; 9 – метод эквивалентов.

2.3. Разработка и совершенствование методического инструментария оценки рисков факторов

Ранее отмечалось, что вопрос разработки методических подходов, позволяющих перейти от лингвистических характеристик («неопасный» - «опасный»; «достаточный» - «недостаточный» и т.п.), присущих для экологических, техногенных и страновых

рисковых факторов, к количественным показателям, дающим возможность использовать их в дальнейшем при оценке эффективности инвестиционных проектов, представляется весьма актуальным. Также это, в определенных ситуациях, относится и к оценке геологических рисков.

В связи с этим, ниже будут рассмотрены разработанные автором методики оценки рисков, позволяющие решить данный вопрос.

2.3.1. Оценка экологических и техногенных рисков при анализе инвестиционных проектов

Экологические и техногенные риски во многом определяют благополучность предприятий всех сфер деятельности, а предприятий нефтегазовой промышленности в первую очередь. Эти риски являются реальной угрозой, как для отдельного сотрудника нефтегазового предприятия, так и для жителей региона присутствия.

Развитие новых и совершенствование существующих технологий, увеличение объемов промышленного производства, расширение сети транспортных систем и систем передачи энергии и энергоносителей сопровождаются ростом техногенной нагрузки на окружающую среду. Следствием этого являются все чаще возникающие чрезвычайные ситуации, аварии и катастрофы, характеризующиеся значительными материальными, социальными и экологическими последствиями. В качестве примера можно привести техногенную аварию в г.Березники Пермского края, связанную с провалами почвы в местах выработки калийных солей. В данный момент в городе насчитывается уже четыре техногенных провала [133]. При этом, как показали события последних десятилетий, реализуются считавшиеся ранее весьма маловероятными крупные аварии на таких объектах высокой технологии, как: атомные электростанции (например, авария в 2011 году на атомной станции в г. Фукусиме в Японии, на ликвидацию которой планировалось направить 50 млрд. долларов [88]); химические комбинаты (например, выброс хлора на предприятии «Сода Хлорат» в Пермском крае, в результате которого за медицинской помощью обратились 26 человек, четверо из которых госпитализированы [23], пожар на нефтехимическом предприятии «Ставролен» в г. Буденновске, в результате которого травмы получили 15 сотрудников из них 4 госпитализированы [159]) и т.д. Стала очевидной необходимость в разработке новых подходов к учету экологических и техногенных рисков при разработке проектов как для обеспечения безопасности людей и природной среды, так и для оценки эффективности инвестиционного проекта в целом.

Деятельность предприятий нефтяной промышленности является сферой высоких рисков и объектов повышенной промышленной опасности. Причем происходит

воздействие как внешней среды на предприятие, так и воздействие самих предприятий на внешнюю среду. При этом воздействие на окружающую среду нефтегазовыми предприятиями оказывается на всех этапах цепочки «движения» нефти «геологоразведка – добыча – переработка – сбыт». Так, буровое оборудование, нефтяные скважины, трубопроводы обладают большими потенциальными возможностями для создания катастрофы техногенного характера, различных аварий, угрозы людям и окружающей среде. При добыче и транспортировке нефти также оказывается существенное негативное влияние на окружающую среду. Это выражается в разрушении почв и ландшафтов, загрязнении атмосферного воздуха, поверхностных и глубинных вод нефтепродуктами, токсичными веществами, содержащимися в буровых растворах, и сероводородом, содержащимся в нефти. Особенно сильное воздействие наблюдается при авариях, сопровождающихся утечками нефти. Это приводит к значительному загрязнению почв и, как следствие, к гибели растительности и незапланированным финансовым затратам для устранения последствий.

Наиболее опасными объектами при добыче углеводородного сырья являются: скважины (кусты скважин), скважинное оборудование; нефтепромысловые трубопроводы; нефтестабилизационные производства; газокompрессорные станции; установки подготовки и перекачки нефти; установки предварительного сброса воды; товарно-сырьевые резервуарные парки; дожимные насосные станции; блочные кустовые насосные станции; автоматические газораспределительные станции, цеха сбора, подготовки и транспортировки газа. Авария на любом из этих объектов производственного цикла, как правило, заканчивается крупными финансовыми потерями для предприятия.

Принимая во внимание тот факт, что в основе планирования финансовых результатов работы будущего предприятия (анализируемого в рамках ИП) лежит ожидаемый объем добычи нефти, то одними из наиболее значимых событий, влияющих на выполнение плановых показателей и эффективность ИП, являются: выход из-под контроля скважины в процессе ее бурения или эксплуатации, а также возникновение осложнений различного характера, приводящих к срыву сроков работ на скважине, снижению или прекращению добычи нефти; прекращение работы любого нефтепромыслового оборудования в результате различных причин (рисков) – таких, как взрыв, пожар, ошибки персонала и др.

Также, возникновение аварийной ситуации на объекте нефтедобывающего предприятия сопровождается дополнительными затратами при ее ликвидации, связанными с необходимостью ускоренного выполнения ремонтных работ, срочной закупки и доставки оборудования и материалов, необходимых для восстановления. Также следует иметь в виду

и потерю прибыли вследствие аварии. Дополнительной нагрузкой на финансовый результат может быть компенсация ущерба, причиненного опосредованным воздействием аварии на скважине и оборудовании нефтегазодобывающего предприятия на жизнь и здоровье сотрудников предприятия, на окружающую природную среду, на жизнь, здоровье и имущество третьих лиц (проживающего и работающего рядом с предприятием населения). Это же правомерно и для проектов в сфере переработки и сбыта.

Таким образом, учет и оценка возможных как экологических и техногенных рисков, так и других, на начальном этапе принятия решения о финансировании инвестиционного проекта в большой мере оказывает влияние на стабильность выполнения будущих плановых показателей предприятия и в конечном итоге – на финансовую устойчивость проекта в целом. В связи с этим, можно утверждать, что:

- стабильность предприятий в нефтегазовой промышленности во многом зависит от предотвращения незапланированных убытков, связанных с последствиями технических аварий, экологических катастроф и других чрезвычайных происшествий;

- при проведении оценки экономической эффективности инвестиционного нефтегазового проекта учитывать влияние экологических и техногенных рисков на будущую операционную деятельность необходимо в обязательном порядке.

Последнее утверждение представляется наиболее важным на этапе принятия инвесторами управленческих решений о финансировании будущего проекта. Поэтому вопрос о методе учета экологических и техногенных рисков при оценке эффективности проекта является актуальным.

Наиболее перспективным способом учета экологических и техногенных рисков при экономической оценке инвестиционных проектов нам видится путем введения соответствующей поправки за риск к безрисковой ставке при расчете ставки дисконтирования кумулятивным методом (формула 1).

Поправку за экологические и техногенные риски в премии за риск предлагается рассчитывать, используя картографический подход, основанный на применении географических информационных систем (ГИС).

Ранее, на возможность применения ГИС при принятии управленческих решений отмечалось в работе [178].

Суть предлагаемого автором работы картографического подхода сводится к следующему.

На первом этапе строится карта проявления на территории региона присутствия опасных природных процессов и явлений. На следующем этапе строится карта техногенных источников возникновения чрезвычайных ситуаций. Далее строится

объединенная карта распространения по территории региона эколого-техногенных факторов (зон эколого-техногенной напряженности), могущих оказать влияние на успешность реализации инвестиционного проекта.

На заключительном этапе проводится районирование территории региона по 5-и бальной системе на возможность реализации эколого-техногенных рисков. Максимальной оценкой является – 5, минимальной – 1. В дальнейшем, при оценке проекта, проводится территориальное совмещение участка расположения планируемого объекта с данной картой на предмет установления приуроченности к конкретной зоне эколого-техногенной напряженности. Полученное значение будет являться поправкой за риск к безрисковой ставке дисконтирования.

Ниже приводится описание процесса построения карты эколого-техногенной напряженности на примере Пермского края и предлагаемого метода учета экологических и техногенных рисков при оценке инвестиционных проектов.

Пермский край по природно-климатическим условиям и техногенным воздействиям относится к регионам повышенного риска [160]. На его территории к опасным природным процессам и явлениям относятся:

- наводнения (затопление паводковыми водами);
- опасные геологические процессы: подтопление (как правило, имеет преимущественно техногенный характер в условиях благоприятности по гидрогеологическим характеристикам), абразия береговая, эрозия (плоскостная и линейная), овражно-оползневые процессы, обвально-осыпные в районах предгорий, карстовые явления – провалы, оседания поверхности (как природного характера, так и техногенного – на подработанных территориях), заболачивание;
- гидрометеорологические явления – штормовые ветры, снежные заносы, град, засуха, заморозки, лесные и торфяные пожары.

К техногенным источникам возникновения чрезвычайных ситуаций (в соответствии с [32]) относятся потенциально опасные объекты, на которых возможны:

- промышленные аварии и катастрофы (радиоактивно опасные объекты; химически опасные объекты экономики (включая склады хранения опасных химических веществ); пожароопасные и взрывоопасные объекты экономики; размещение гидротехнических сооружений, создающих угрозу возникновения техногенной чрезвычайной ситуации);
- опасные происшествия на транспорте (авто-, железнодорожный транспорт; трубопроводный транспорт).

По материалам [160] были построены карты, показывающие пространственное расположение перечисленных выше опасных рисков факторов (приложения 5, 6, 7).

Для повышения степени обоснованности итоговой карты эколого-техногенной напряженности также является целесообразным учет данных геодинамики и техногенеза, представляющих собой два мощных фактора, которые приводят к значительному изменению окружающей среды человека и геологической среды в частности.

Изучение активных геодинамических зон и применение линеаментно-геодинамического и морфонеотектонического анализа представляется важным при прогнозировании техногенных рисков, поскольку неотектонические условия играют одну из основных ролей при определении геодинамических и геоэкологических условий территорий. Состояние окружающей природной среды зависит от многих факторов и контролируется также и геодинамическими условиями, обусловленными глубинным строением земной коры и степенью активности современных тектонических движений [87]. В строении земной коры выделяются два основных геодинамических элемента – относительно монолитные геоблоки со стабильным неотектоническим режимом и геодинамические активные зоны со значительно более высокой мобильностью неотектонических движений. Поэтому при характеристике геоэкологических условий важно выделить эти геоблоки и определить степень неотектонической активности, которая отражается на формировании геохимических и геофизических геопатогенных аномалий, водоносных зон, на степени инженерной устойчивости и сейсмичности территории, в увеличении диапазона экзогенных геологических процессов.

Подобные работы по районированию территории края проводились И.В.Поповым, Г.А.Голодковой, В.Т.Трофимовым и др. Обращает на себя внимание работа [86], в которой авторами проводится обобщение полученных ранее результатов в данной области.

Общая «картина» взаимосвязи между реализацией рисков факторов и экономической эффективностью инвестиционного проекта приведена на рисунке 2.3.1.1.

На основе сопоставления описанных выше материалов нами была построена обобщенная карта эколого-техногенной напряженности территории Пермского края. При районировании (ранжировании участков территории по возможности реализации экологических и техногенных рисков) территория была разделена на зоны с оценкой их значимости по 5-и бальной шкале, присвоенных экспертно каждому индивидуальному признаку районирования с разбивкой на 5 градаций степени вероятности реализации рисков (рис. 2.3.1.2):

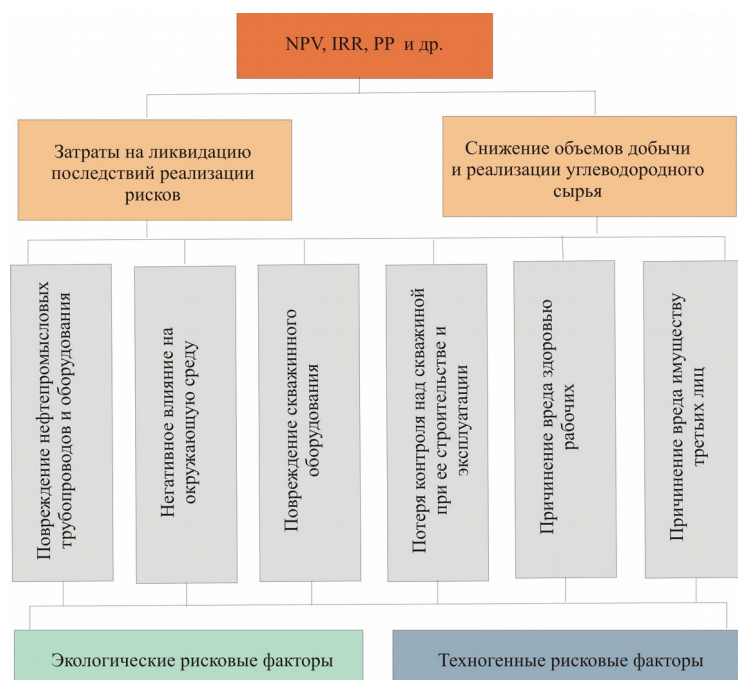


Рис. 2.3.1.1. Схема взаимосвязи между реализацией рисков факторов и эффективностью проекта

На основе сопоставления описанных выше материалов нами была построена обобщенная карта эколого-техногенной напряженности территории Пермского края. При районировании (ранжировании участков территории по возможности реализации экологических и техногенных рисков) территория была разделена на зоны с оценкой их значимости по 5-и бальной шкале, присвоенных экспертно каждому индивидуальному признаку районирования с разбивкой на 5 градаций степени вероятности реализации рисков (рис. 2.3.1.2):

- опасная (5 баллов (%));
- очень высокая (4 бала (%));
- высокая (3 бала (%));
- средняя (2 бала (%));
- низкая (1 бал (%)).

Построение отдельных специальных карт (приложения 22, 23, 24) и их последующее обобщение и систематизация позволило нам провести районирование и оценку территорий Пермского края по опасностям и рискам возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера с экологическими последствиями и, в итоге, определять поправку за риск к безрисковой ставке при расчете ставки дисконтирования.

Предлагаемый автором картографический метод расчета и учета экологических и техногенных рисков при расчете ставки дисконтирования, повышает степень

обоснованности решений о принятии (или отклонении) инвестиционного проекта и его последующем финансировании.

2.3.2. Оценка геологических рисков при анализе эффективности инвестиционных проектов

Практика ведения работ показывает, что одной из основных причин, могущей «в корне» повлиять на эффективность инвестиционного проекта по добыче углеводородного сырья является - не достижение проектного уровня добычи. Это обусловлено, как некорректными технологическими решениями, так и геологическими причинами, связанными с недостоверностью проведенных оценок величины углеводородного сырья, находящегося в выявленной залежи (месторождении).

Количественная оценка геологических рисков

Геологические риски, связанные с ошибками в определении величины запасов углеводородного сырья (УВС), в большинстве случаев являются следствием недостаточной геолого-геофизической изученности выявленных месторождений (нефтегазовых активов), низкой обоснованности свойств продуктивных пластов их слагающих. Это, в свою очередь, отражается и на достоверности определения значений параметров, используемых при оценке запасов УВС (пористость, эффективная толщина, нефтенасыщенность и т.д).

Площадь выявленного нефтегазового объекта (структуры, залежи), определяемая чаще всего по структурным картам, полученным по данным сейсморазведки, скорректированных с учетом бурения, тоже (как и другие параметры) часто имеет немалые погрешности. Так, площадь нефтеносности одной и той же залежи УВС по данным интерпретации одних и тех же сейсмических материалов 3D, выполненной разными интерпретаторами, может различаться. И это не связано с техническими ошибками, а является следствием неоднозначности в корреляции сейсмических отражающих горизонтов, хотя они здесь представляют довольно отчетливые опорные отражения. Как результат, объем залежи, зависящий от площади нефтеносности и эффективной нефтенасыщенной толщины, обе из которых весьма неточны, рассчитывается с еще большими погрешностями, которыми никак нельзя пренебречь даже при весьма хорошей ее изученности. Потому рассчитывать запасы месторождения с той точностью, которая приводится в официальных отчетных таблицах (по форме 6-ГР), объективно очень сложно. Об этом не раз говорили многие специалисты-практики [132, 158].

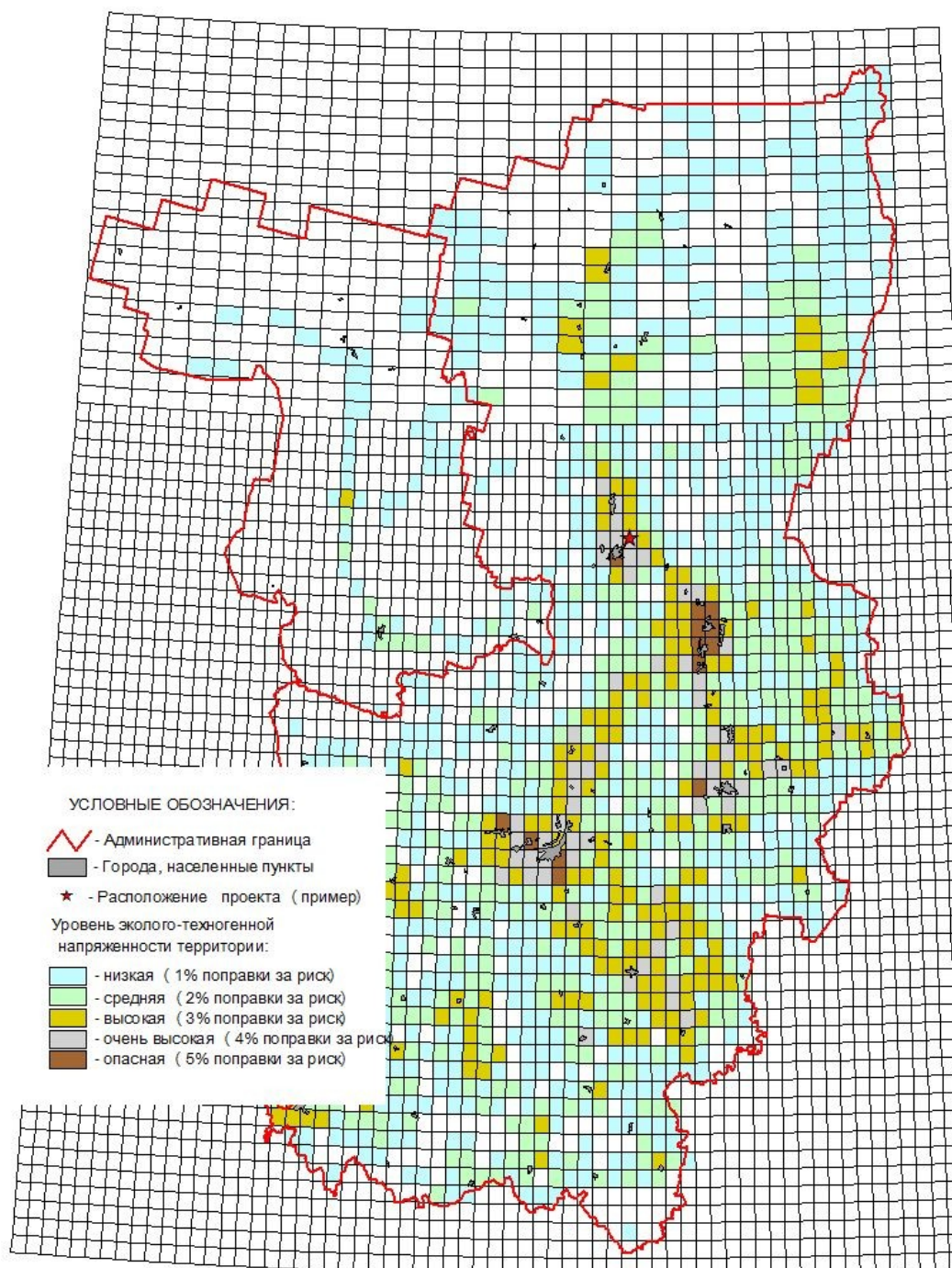


Рис. 2.3.1.2. Карта эколого-техногенной напряженности территории Пермского края

Таким образом, учесть все факторы, обуславливающие появление геологических рисков (приложение 18 таблица 2), при оценке инвестиционных проектов напрямую достаточно сложно. Поэтому, использование величины запасов УВС как интегрального показателя, аккумулирующего все причины проявления геологических рисков при реализации проекта, представляется весьма перспективным (рис. 2.3.2.1).

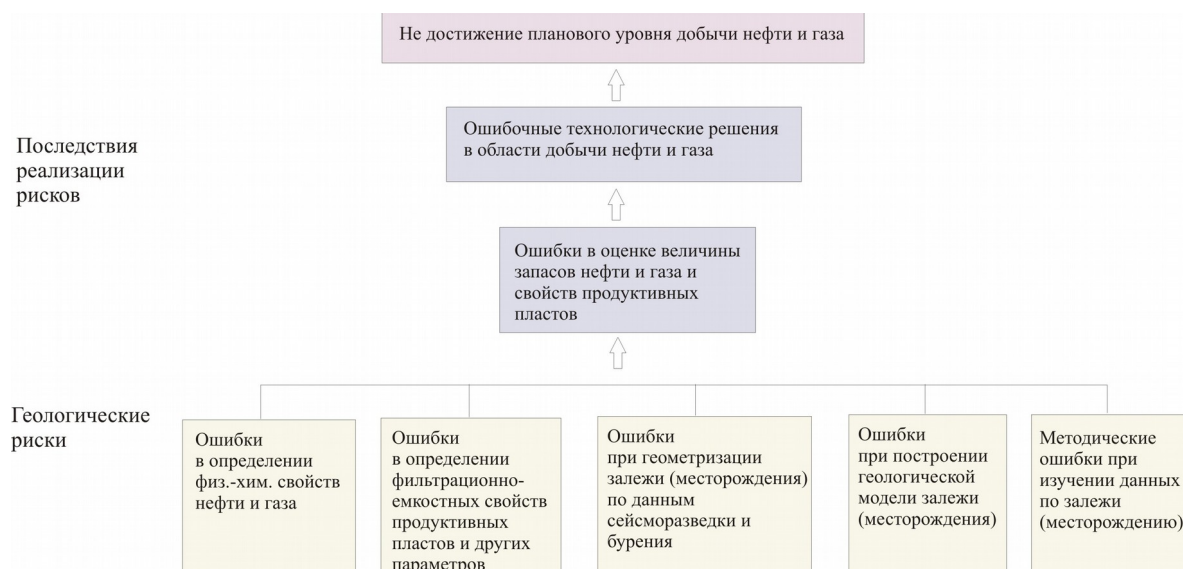


Рис. 2.3.2.1. Влияние геологических рисков на эффективность инвестиционного проекта по добыче нефти и газа

При таком подходе целесообразным будет решение, которое используется во многих системах оценок – имитационное статистическое моделирование каждого из подсчетных параметров (входящих в состав формулы 2) в заданных интервалах, определяемых погрешностью оценок этих самых параметров. Тогда результат подсчета будет представлен в виде гистограммы, где по оси абсцисс отложены интервалы оценки запасов, а по оси ординат – частота попадания оценок в соответствующий интервал. Если они пронормированы на общее количество статистических испытаний, то эта гистограмма будет фактически представлять собой плотность вероятности оценок запасов, а график накопленной (интегральной) вероятности будет характеризовать вероятность того, что реальные запасы окажутся больше, чем запасы в текущем интервале. По этому графику можно определить любые «пороговые» оценки ресурсов или запасов УВС, задавшись «порогом» интегральной вероятности. Например, 90%-пессимистичная оценка, наиболее реалистичная Mean или средняя 50%, 10%- оптимистичная (рис. 2.3.2.2).

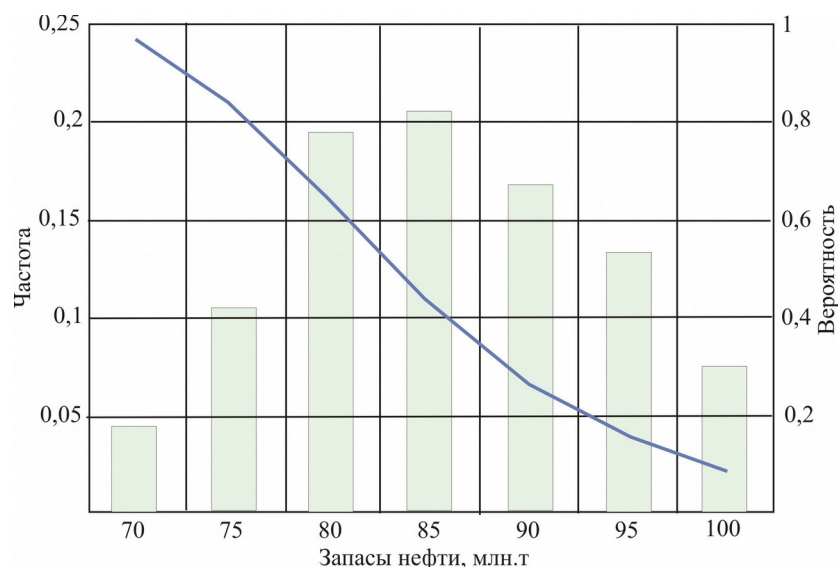


Рис. 2.3.2.2. Пример вероятностной оценки запасов углеводородного сырья нефтегазового объекта

Ниже, в качестве примера, мы рассмотрим предлагаемую методику оценки геологических рисков при анализе эффективности инвестиционных проектов по добыче углеводородного сырья (УВС).

Прежде всего необходимо обозначить *основные принципы*, которым следует руководствоваться при проведении оценки геологических рисков (величины запасов УВС). Принципы оценки следующие:

- Результатом применения вероятностного метода к оценке нефтегазового объекта (месторождения) является распределение величин запасов, отражающее вероятность подтверждения каждого конкретного значения объема запасов УВС;
- Для целей вероятностной оценки запасов углеводородов используется принцип «больше чем или равно». Это означает, что все вероятности выражаются как вероятность равенства или превышения некоторого значения. По этому принципу вероятность в 10% (P10) предполагает оптимистический сценарий, вероятность в 90% (P90) предполагает пессимистический сценарий развития событий. Таким образом, при сравнении величин определяемых вероятностным методом показателей P10 – это «большое» значение, а P90 – «малое» значение;
- Вероятностный метод использует диапазоны значений исходных параметров (нефтенасыщенная толщина, пористость и т.д.), требуемых для оценки величин запасов углеводородов. Каждый параметр задается распределением на основе статистических данных по исследуемому, либо аналогичному объекту;

- Статистические данные, характеризующие различные параметры (пористость, нефтенасыщенность и т.д), имеют разные формы распределения.

Выделяется четыре *основных этапа* вероятностного подхода при оценке запасов УВС:

1. Обоснование перечня исходных параметров, влияющих на величину запасов;
2. Обоснование и выбор кривой распределения вероятностей для каждого параметра, используемого при оценке;
3. Построение для каждого параметра соответствующего вероятностного распределения;
4. Проведение вероятностной оценки распределения запасов УВС.

Этап 1. Обоснование перечня исходных параметров, влияющих на величину запасов.
Формирование перечня показателей, задействованных при проведении оценке запасов и исходных данным по ним, должно происходить с учетом формулы, используемой при подсчете запасов УВС.

При вероятностной оценке подсчет запасов УВС следует выполнять объёмным методом по формуле [108]:

$$Q = S * h_{эф} * K_n * K_n * b * d * КИН \quad (2)$$

где:	Q	-	извлекаемые объёмы запасов нефти;
	S	-	площадь нефтегазоносности;
	$h_{эф}$	-	эффективная нефтегазонасыщенная толщина;
	K_n	-	пористость пород-коллекторов;
	K_n, K_2	-	нефтегазонасыщенность пород-коллекторов;
	b	-	пересчётный коэффициент;
	d	-	плотность нефти;
	$КИН$	-	коэффициент извлечения нефти

Таким образом, в качестве исходных показателей используемых при оценке геологических рисков следует принять эффективную нефтегазонасыщенную толщину, пористость пород-коллекторов, плотность нефти, коэффициент извлечения нефти. Следует отметить, что параметр «площадь нефтеносности» в перечень исходных не включен, поскольку на этапе оценки уже выявленного месторождения УВС с установленным уровнем водо-нефтяного контакта (ВНК) величина площади, как правило, достаточно обоснована (например по данным 3D сеймики). Однако, при подсчете ресурсов УВС выявленных локальных структур-ловушек, могущих содержать залежи нефти и газа и представляющих определенный поисковый интерес, вероятностную оценку размера площади, по мнению автора, следует проводить в обязательном порядке. Следует проводить ее и для выявленной залежи с неустановленным уровнем ВНК, у которой для

целей подсчета запасов принят лишь условный подсчетный уровень, а также с недостаточно обоснованной структурной поверхностью.

Этап 2. Обоснование и выбор кривой распределения вероятностей для каждого параметра, используемого при оценке. При проведении оценки рекомендуется использование следующих распределений:

- нормальное распределение вероятностей;
- логарифмически нормальное распределение вероятностей;
- бета-распределение вероятностей.

Нормальное распределение вероятностей (рис. 2.3.2.3) симметрично и обоснованно применяется для представления данных, имеющих низкую неопределенность. Симметрия нормального распределения вероятности приводит к тому, что среднее значение параметра равно медиане (P50) и моде (чаще всего встречающемуся значению). Нормальное распределение задается средним значением параметра и средним квадратичным отклонением (или двумя значениями перцентилей, например P10 и P90). При использовании нормальных распределений необходимо устранение включения значений, стремящихся к «плюс» или «минус» бесконечности (усечение на значениях P99 и значениях P1).

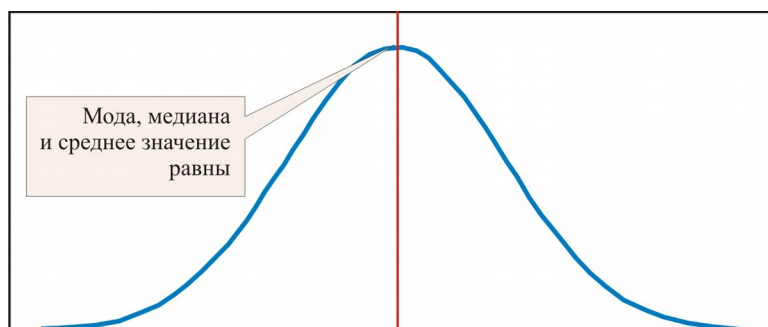


Рис. 2.3.2.3. Пример нормального распределения вероятностей. Кривая симметрична относительно среднего значения (мода, медиана (P50) и среднее значение равны).

Логарифмически нормальное распределение характеризуется значительной асимметрией (мода смещена к нижнему концу шкалы значений) (рис.2.3.2.4). Мода, медиана и среднее значение не равны между собой, при этом среднее значение всегда больше медианы. Это является характерной особенностью всех логарифмически нормальных распределений. Логарифмически нормальное распределение в большинстве случаев пригодно для представления распределений параметров запасов. Распределение усекается в значениях P1 и P99 для исключения нереальных данных. Такое распределение называют усеченным логарифмически нормальным распределением.

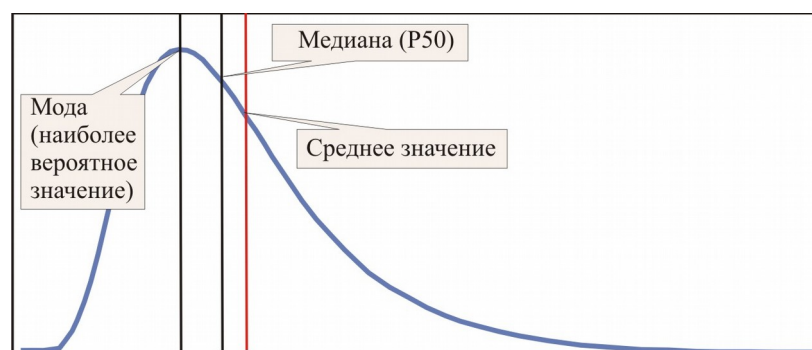


Рис. 2.3.2.4. Пример логарифмически нормального распределения. Кривая скошена вправо (среднее значение всегда больше медианы, которая всегда больше моды).

Бета-распределение часто является предпочтительным вариантом представления любого параметра, выраженного как процентная доля между 0% и 100%. Бета-распределение может иметь ряд форм, в том числе симметричную, скошенную влево, скошенную вправо, равномерную или U-образную. На рис. 2.3.2.5 изображены два примера бета-распределений. К параметрам запасов, которые рекомендуется моделировать с помощью бета-распределений, относятся пористость, водо- или нефтегазонасыщенность, коэффициент извлечения нефти (коэффициент извлечения газа).

При проведении вероятностной оценки необходимо выбрать теоретическое распределение, которое наилучшим образом отражает фактические данные конкретного подсчетного параметра.

Этап 3. Построение для каждого параметра соответствующего вероятностного распределения. Для каждого параметра, участвующего в оценке запасов, осуществляется построение соответствующего распределения.

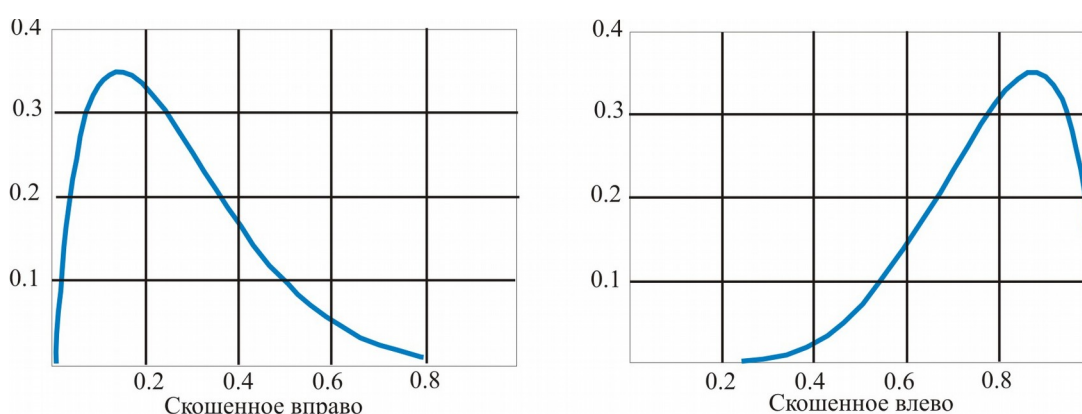


Рис. 2.3.2.5. Примеры бета-распределений вероятности

Эффективная нефтегазонасыщенная толщина. Функция распределения средней эффективной нефтегазонасыщенной толщины подчиняется логнормальному закону.

Для задания функции распределения средней эффективной нефтегазонасыщенной толщины следует использовать карты эффективных толщин и при необходимости карты

литифаций и коэффициента песчанистости соседних месторождений-аналогов, с изучением взаимного влияния водонефтяного контакта, структурного фактора и распространения коллекторов.

Распределение по толщине представляет собой диапазон возможных значений толщин в пределах объекта (месторождения). Оценка основывается на определении толщин, соответствующих значениям P_{90} и P_{10} , по имеющейся выборке данных.

Толщина, соответствующая значению P_{90} , представляет собой минимальную толщину, достаточную для эксплуатации скважин, P_{10} – максимальную.

Путем задания значений толщин P_{10} и P_{90} строится логнормальное распределение. Определяются значения толщин P_{99} и P_1 , на основании данных которых проводится корректировка на разумность полученных результатов. Толщина, отвечающая значению P_1 является абсолютной максимальной толщиной, значению P_{99} – минимально возможной.

При этом, значение P_{99} соответствует толщине пласта, достаточной для притока углеводородов в количестве, допускающем их обнаружение в буровом растворе или при опробовании в процессе бурения.

Пористость. Функцию распределения пористости рекомендуется определять по фактическим данным распределения пористости коллекторов соседних месторождений-аналогов. Как правило, функция распределения пористости подчиняется бета или нормальному распределению.

Функция распределения пористости должна отображать среднее значение пористости для всего эффективного нефтегазонасыщенного объема пород с учетом данных по соседним месторождениям-аналогам. Основой для построения распределения являются статистические данные.

Необходимо отметить, что нельзя использовать значения, полученные по одной скважине, так как это может внести значительную систематическую ошибку в оценку параметра. Следует использовать средние значения пористости по как можно большему количеству скважин.

Нефтегазонасыщенность. Функцию распределения нефтегазонасыщенности рекомендуется определять по фактическим данным распределения нефтегазонасыщенности коллекторов на соседних месторождениях-аналогах. Функция распределения подчиняется бета или нормальному распределению. Основой для построения распределения являются статистические данные.

Коэффициент извлечения нефти. Величина коэффициента извлечения (КИН) нефти зависит от геолого-физических и технологических факторов [91].

Функцию распределения коэффициента извлечения нефти рекомендуется определять по распределению фактических данных на соседних месторождениях-аналогах. Как правило, функция распределения коэффициента извлечения нефти подчиняется нормальному распределению.

Статистический анализ фактических данных следует проводить в специализированных компьютерных программах, которые позволяют:

- строить гистограммы распределения значений параметров;
- сравнить фактическое распределение параметра с различными теоретическими распределениями;
- обоснованно подобрать теоретическое распределение, наилучшим образом характеризующее фактические данные.

Этап 4. Проведение вероятностной оценки распределения запасов УВС. Получение результирующего распределения запасов углеводородов рекомендуется осуществлять методом Монте-Карло путем комбинирования распределений входных параметров. В ходе выполнения расчетов делаются случайные выборки из входных распределений (средняя нефтегазонасыщенная толщина продуктивного пласта, пористость и т.д.), результаты случайного выбора перемножаются, их произведением является соответствующее значение запасов. С помощью многократных итераций строится гистограмма всех потенциальных исходов (как правило, не менее 5000 действий). Количество итераций ограничивается условием, когда дополнительные результаты не изменяют полученного итога. Функция распределения запасов будет логнормальной. Значение P_{mean} , согласно [110], этого распределения является лучшим выражением свойств полного распределения в виде одного числа.

Пример конечных результатов вероятностной оценки запасов, выполненной с применением компьютерной программы представлен на рисунке 2.3.2.6 и в таблице 2.3.2.1.

Экономическая оценка геологических рисков при оценке эффективности инвестиционного проекта

При оценке экономической эффективности инвестиционных проектов основными показателями считаются: чистый дисконтированный доход; внутренняя норма окупаемости; срок окупаемости; индекс доходности инвестиций. Среди них чистый дисконтированный доход (NPV) является важнейшим показателем эффективности инвестиционного проекта. Он соответствует величине накопленного дисконтированного денежного потока и определяется как алгебраическая сумма дисконтированных значений годовых сальдо за расчетный период.

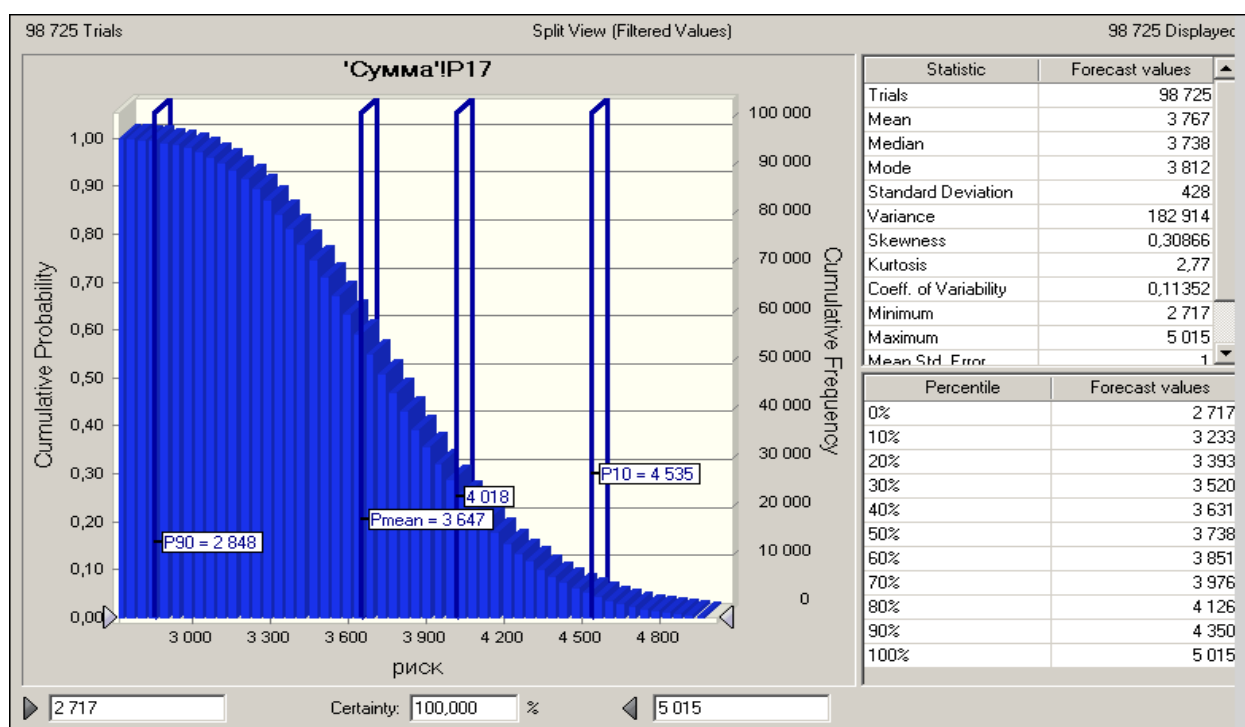


Рис. 2.3.2.6. Пример суммарного вероятностного распределения запасов. Месторождение нефти, север Пермского края.

Таблица 2.3.2.1

Вероятностная оценка запасов нефти
(месторождение нефти, север Пермского края)

Уровень вероятности	Оценка извлекаемых запасов, тыс.т.			
	Бш	Тл2	Т+Фм	Суммарные
P 90	1913	676	259	2848
P 80	2012	770	285	3067
P 70	2090	861	306	3257
P 60	2162	940	329	3431
P 50	2224	1014	350	3588
P 40	2291	1089	371	3751
P 30	2365	1195	396	3956
P 20	2450	1296	429	4175
P 10	2573	1488	474	4535
Pmean	2237	1051	359	3647
Официальные данные последнего пересчета запасов, утвержденные в ГКЗ	2380	1322	316	4018

В общем, наиболее распространенном виде, формула для расчета NPV представляется в следующем виде:

$$NPV = \sum_{i=1}^T \frac{CF_i - I_i}{(1+d)^{t_i-1}} \quad (3)$$

где:

NPV – чистый дисконтированный доход;

CF – поступления от инвестиций по плану в году I;

I – инвестиционные затраты, заложенные в плане в году I;

d – норма дисконта.

Приведенную выше формулу (3) для инвестиционных проектов по разработке нефтегазовых месторождений можно представить как:

$$NPV = \sum_{i=1}^T \frac{B_i - K_i - \mathcal{E}_{np_i} - H_i + A_i}{(1+d)^{t_i-1}} \quad (4)$$

где:

B_i – выручка от реализации нефти в году I;

K_i – капитальные вложения в разработку месторождения в году I;

Э_{np_i} – эксплуатационные затраты (производственные) в году I без амортизационных отчислений и налогов, включаемых в состав себестоимости добываемого углеводородного сырья;

H_i – налоговые выплаты в году I;

A_i – амортизационные отчисления в году i.

В свою очередь, выручку от реализации нефти можно определить по формуле:

$$B_i = O_p * C_H \quad (5)$$

где:

B_i – выручка от реализации нефти в году I;

O_p – объем реализации нефти в году I;

C_H – прогнозная цена нефти в году i.

Объем реализации нефти зависит от величины запасов углеводородного сырья, заложенной при обосновании технологических решений в проектно-технологическом документе на разработку месторождения. При этом, очевидно, что чем выше величина запасов, тем выше объем добываемого углеводородного сырья. Исходя из этого, развернутая формула для оценки нефтегазовых проектов будет выглядеть следующим образом:

$$NPV = \sum_{i=1}^T \frac{(O_p * C_H) - K_i - \mathcal{E}_{np_i} - H_i + A_i}{(1+d)^{t_i-1}} \quad (6)$$

С учетом оценки геологических рисков реализации проекта, формула (6) примет следующий вид:

$$NPV_{10} = \sum_{i=1}^T \frac{(O_{P10} * C_H) - K_i - \Delta_{np_i} - H_i + A_i}{(1+d)^{t_i-1}} \quad (7)$$

$$NPV_{mean} = \sum_{i=1}^T \frac{(O_{Pmean} * C_H) - K_i - \Delta_{np_i} - H_i + A_i}{(1+d)^{t_i-1}} \quad (8)$$

$$NPV_{90} = \sum_{i=1}^T \frac{(O_{P90} * C_H) - K_i - \Delta_{np_i} - H_i + A_i}{(1+d)^{t_i-1}} \quad (9), \text{ где}$$

$NPV_{10/mean/90}$ – чистый дисконтированный доход по трем сценариям плана добычи и реализации нефти, соответствующим 90%-ой, 10%-ой вероятности запасов с учетом рисков и P_{mean} .

$O_{P10/mean/90}$ – объем реализации нефти в I году по трем сценариям плана добычи и реализации нефти.

Таким образом, предлагаемый методический подход к оценке геологических рисков в инвестиционном нефтегазовом проекте позволит количественно оценить экономические потери, которые может понести инвестор при осуществлении проекта в случае реализации данных рисков в период освоения нефтегазового актива (месторождения).

2.3.3. Оценка страновых рисков при анализе эффективности инвестиционных проектов

До политических событий недавнего времени (например, связанных с Украиной) и экономической ситуации, сложившейся после падения цен на нефть, транснациональные и национальные компании вели операционную деятельность, с одной стороны, в условиях благоприятной рыночной ситуации и высоких цен на нефть, а с другой – устанавливались определенные рамки при привлечении материальных, финансовых и др. ресурсов. В то же время, политическое давление со стороны правительств государств, в которых нефтяные компании (НК) осуществляют свою деятельность, ужесточение законодательства в области экологии, истощение месторождений углеводородного сырья (УВС) и сокращение их разведанных запасов, рост капитальных и операционных финансовых затрат в комплексе оказывают значительное влияние при принятии управленческих решений при определении направлений (стратегии) инвестирования (куда и где инвестировать?).

Перечисленные выше обстоятельства, в комплексе, особенно в условиях политического и экономического кризисов, поставили перед инвесторами эти вопросы наиболее остро. Принятие ошибочного управленческого решения представляет для нефтегазовых компаний значительный риск, могущий привести не только к ухудшению их финансово-экономических показателей, но и к закрытию доступа к месторождениям УВС в странах или регионах интереса, закрытию доступа к международным или национальным рынкам сбыта и др.

В настоящее время, распространенные при оценке элементов рисков факторов – инфляционные, валютные и др., отходят на второй план, когда вопрос касается инвестиционных проектов в энергетической отрасли, уступая место страновым рискам. Степень их значимости при оценке нефтегазовых проектов варьируется в зависимости от направления деятельности компании. Ниже приведено несколько примеров реализации страновых (политических) рисков для нефтегазовых компаний.

В 2006 году правительство страны ЧАД создало национальную нефтяную компанию, выгнав с месторождений американский концерн Chevron и малазийскую компанию Petronas.

В 2007 году власти Венесуэлы предложили условия работы в стране американской компании ConocoPhillips, которые компания отказалась принять, решив уйти с рынка. При этом, компания лишилась около 5,5% своих мощностей по добыче нефти.

В 2015 году в Украине, после насильственной смены правительственной власти, работники ПАО «Одесский нефтеперерабатывающий завод» обратились к руководству страны национализировать предприятие. «Работники, бастующие обратились к нам с просьбой, чтобы государство поскорее уже национализировало предприятие и скорее начало платить за содержание пожарной охраны, и беспокоилось о безопасности завода», - сказал председатель Одесской облгеминистратии Игорь Палица, комментируя прошедшую до этого акцию протеста сотрудников НПЗ. Он также высказался за скорейший переход завода под контроль государства, что, в том числе, даст возможность обеспечить необходимый уровень безопасности на НПЗ, а также за скорейшее завершение уголовного производства, связанного с предприятием [146].

Для России можно привести пример с национализацией в 2004 году нефтяной компании «ЮКОС» и последующей за этим арестом и осуждением на длительный тюремный срок ее основного владельца М.Ходорковского.

Также, показательным, является пример с планируемой национализацией в Липецке кондитерского завода «Roshen», собственником которого является украинский гражданин. Сделать это предлагают коммунисты. В соответствии со ст. 235 Гражданского кодекса это

можно сделать, но по отдельно подготовленному закону. «Мы уже готовим соответствующий проект, передающий в госсобственность липецкие предприятия, входящие в ООО «Roshen», а также предусматривающий материальную компенсацию их бывшему владельцу», – говорит депутат В.Соловьев от партии коммунистов [19].

Можно привести еще много подобных примеров, но все они будут иллюстрировать одно – достаточно реальную современную угрозу реализации страновых рисков при осуществлении операционной деятельности транснациональными и национальными компаниями.

Следует обратить внимание, что при оценке как страновых, так и производственных рисков необходимо сфокусироваться на значительных рисках, реализация которых окажет серьезное влияние на инвестиционный проект в целом. Не стоит «размениваться» на несущественные риски, которые не столь приоритетны, но при этом, затратны с точки зрения времени и финансов.

Начиная рассмотрение вопроса об оценке страновых рисков следует обратить внимание на важный момент – их определение и классификацию.

Страновой риск, обобщая определения встречающиеся в литературе, - это риск финансовых потерь, возникающих вследствие событий политического, социального, экономического и законодательного порядка прямо или косвенно попадающих под контроль властей той или иной страны (или региона) в пределах которой, осуществляется инвестиционный проект [25, 187, 17, 128 и др.]. Реализация данных рисков факторов приводит к материализации странового риска. Классификация данных рисков приведена на рисунке 2.3.3.1, а их подробная характеристика представлена в приложении 18 (таблица 2).



Рис. 2.3.3.1. Классификация страновых рисков.

Страновой риск – это многофакторное явление. При этом, данный риск с неизбежностью присущ инвестиционной деятельности, причем от него нельзя уйти или спрятаться, можно лишь правильно оценить и учесть в расчетах.

Первые попытки учитывать страновые риски, связанные с политической ситуацией в стране, предпринимала известная семья банкиров Ротшильдов, еще в 19 веке

организовавшая систему получения информации о политических событиях и получавшая сообщения о них на несколько дней раньше, чем правительство. В настоящее время, анализом и оценкой страновых рисков занимаются специализированные агентства и аналитические центры.

Первой значимой работой в области изучения страновых рисков можно считать работу Гарвардской школы бизнеса, выполненную во второй половине 60-х годов прошлого века [173]. Результаты работы были опубликованы в журнале «Harvard Business Review», статья носила название «Как анализировать инвестиционный климат зарубежных стран» («How to Analyze Foreign Investment Climate»). Автор статьи, Р. Б. Стобах, использовал понятие «инвестиционный климат», а в качестве регионов рассматривал отдельные страны. Согласно его методике климат региона оценивается по следующим параметрам: законодательство в области регулирования внутренних и иностранных инвестиций; политическая ситуация в стране; возможность вывоза капитала; уровень инфляции; положение национальной валюты; доступ к национальному капиталу. Для оценки названных параметров использовался экспертный метод [175].

Все последующие разработки оценки инвестиционного климата велись в направлении усложнения и углубления модели. Многие западные консалтинговые компании, а также экономические издания стали разрабатывать свои методики оценки экономической ситуации в различных государствах с точки зрения их привлекательности для потенциальных инвесторов. Одними из самых известных и часто цитируемых оценок регионов (на уровне стран) являются рейтинговые оценки журнала «Euromoney». При построении этих оценок используется девять групп показателей (индикаторов) [150; 57]:

- состояние экономики (по шкале от 0 до 10, значимость – 25 %);
- уровень политического риска (по шкале от 0 до 10, значимость – 25 %);
- состояние общей задолженности (по шкале от 0 до 10, значимость – 10 %);
- способность к обслуживанию долга (по шкале от 0 до 10, значимость – 10 %);
- кредитоспособность (по шкале от 0 до 10, значимость – 10 %);
- доступность банковского кредитования (по шкале от 0 до 10, значимость – 5 %);
- доступность краткосрочного финанси-рования (по шкале от 0 до 10, значимость – 5 %);
- доступность долгосрочного ссудного капитала (по шкале от 0 до 10, значимость – 5 %);
- вероятность возникновения форс-мажорных обстоятельств (по шкале от 0 до 10, значимость – 5 %).

Интегральный индикатор для каждой страны складывается из этих девяти показателей. Судя даже по количеству показателей, оценивающих состояние задолженности и возможность ее обслуживать, данный рейтинг, по мнению [177], следует рассматривать скорее как показатель инвестиционного риска.

Следующим примером рейтинговых оценок регионов могут служить работы известных международных рейтинговых агентств, таких как «Moody's Investor's Service», «Standard & Poor's», «Fitch Ratings», «Business Environment Risk Intelligence» (BERI) S.A. и др. Первые три входят в группу так называемой «большой тройки» влиятельных за рубежом рейтинговых агентств. Принято считать, что рейтинговая оценка названных агентств представляет собой прямое отражение инвестиционной привлекательности региона. Следует отметить, что сами агентства оперируют понятием *credit rating* («кредитный рейтинг»).

В целом же, в мире существует около 100 рейтинговых агентств (РА). Их принято делить на международные и национальные. При этом, исторически сложилось, что международные зарегистрированы преимущественно в США. Это связано с тем, что американские инвестиционные фонды считаются самыми крупными участниками рынка капиталов.

Moody's Investor Service. При оценке суверенного кредитного риска Moody's анализирует как политическую (6 показателей), так и экономическую (7 показателей) обстановку в стране. Получаемые в ходе этого процесса оценки уровня риска принимают буквенно-цифровое значение по 21-символьной шкале: от Ааа до С. Рейтинг России на начало 2015 года приведен в приложении 25, [56].

Standard & Poor's Ratings Group (S&P). Рейтинговая методология S&P основана на результатах прогнозирования способности обслуживать долги, вероятности дефолта. Она включает в себя оценку политического риска (3 фактора) как желание страны платить вовремя по долгам и экономического (5 факторов) как способность платить по долгам. Ранжирование стран осуществляется на основе 3-буквенной рейтинговой системы: от ААА до D. Рейтинг России на начало 2015 года приведен в приложении 26, [56].

Fitch Ratings. Агентство присваивает международные и национальные рейтинги, которые официально называются рейтингами дефолта эмитента. Международные рейтинги инвестиционной категории обозначаются индексами «ААА» (высший), «АА», «А» и «ВВВ». Рейтинги спекулятивной категории индексами «ССС», «СС», «С», «RD» и «D» (рейтинг этого уровня присваивается эмитенту или государству, объявившему дефолт по всем своим финансовым обязательствам), [152].

Национальный рейтинг выставляется так же, но в формате «AAA(xxx)», «AA(xxx)», «A(xxx)» и т.д. Суффикс обозначает страну, в которой он присвоен. Международный рейтинг организации не может быть выше рейтинга страны. Национальный рейтинг – относительный, для него высшей шкалой оценки выступает самый надежный заемщик на местном рынке, то есть государство.

Кроме того, у Fitch существует дополнительная градация для национальных рейтингов – рейтинг «E(xxx)», который обозначает, что нет достаточной информации для присвоения. Данная категория используется, если ранее рейтинг был приостановлен ввиду отсутствия документации от эмитента, необходимой для наблюдений и поддержки данных.

И международный, и национальный рейтинги могут быть дополнены пометкой rating watch («на контроле»), а также так называемым прогнозом – возможным пересмотром в течение года-двух. Прогноз по рейтингу может быть «позитивным», «стабильным» или «негативным». Для индикации промежуточной оценки используются знаки плюс (+) или минус (-).

Относительно России, то агентство присвоило ей рейтинг «BBB», являющийся самым низким среди рейтингов инвестиционной категории [98] .

Business Environment Risk Intelligence (BERI) S.A. В данной методике оценка странового риска (для 50 стран) основана на среднем арифметическом трех составляющих: политический риск **PRI** (взвешенная оценка 10 политических и социальных переменных), операционный риск **ORI** (взвешенная с помощью экспертов оценка 15 экономических, финансовых и структурных переменных) и **R-фактор** (взвешенная оценка существующей законодательной системы, валютного курса, валютных резервов и внешнего долга). Наименьшему значению риска на используемой BERI шкале соответствует 100, наибольшему – 0. Прогноз уровня риска осуществляется на 1 год и 5 лет. Оценка индексов PRI, ORI, R приведены в приложениях 27, 28, 29.

Существуют и другие методики оценки странового риска или его составляющих, например, разработанные S.J. Rundt & Associates Inc., Institute of Management Development (IMD), PricewaterhouseCoopers, International Country Risk Guide (ICRG), Political Risk Services (PRS), Bank of America World Information Services, Dun & Bradstreet и др. Различия между рейтинговыми службами сводятся, по сути, к географическому охвату, к источникам информации для главных составляющих индекса риска и ее видам.

Классификация моделей по их ориентации и географическому охвату приведена на рисунке 2.3.3.2.

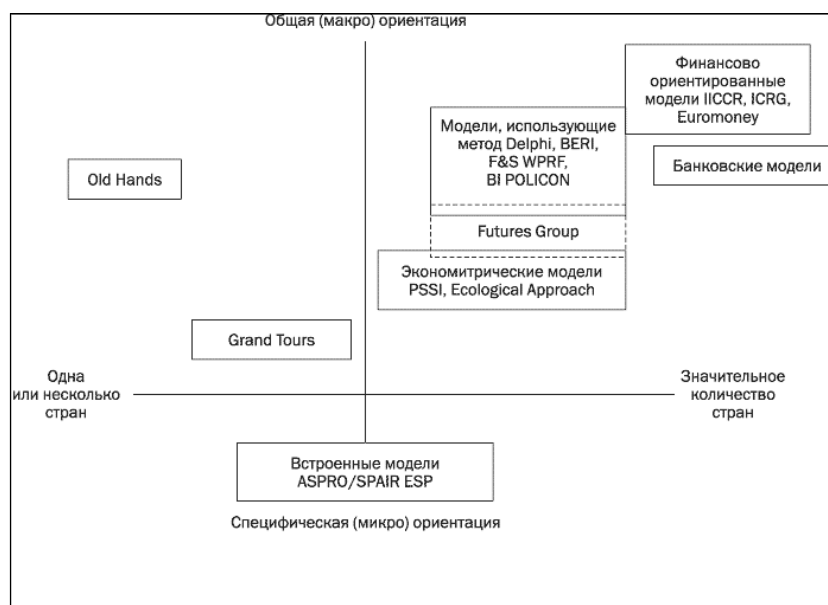


Рис. 2.3.3.2. Классификация моделей по их ориентации и географическому охвату (по материалам [200]).

Изучая методики расчета рейтингов, представленных выше агентств, можно сделать вывод, что для целей диссертационного исследования более всего подходит методика оценки рисков ведения деятельности в области добычи минеральных полезных ископаемых компании BERI S.A. [75], (приложение 30). Рассмотрим ее подробнее.

Ежегодное исследование BERI S.A. «Оценка рисков добычи минеральных полезных ископаемых (MERA)» представляет собой прогнозирование и отчет по 70-145 странам, за 1997-2010 гг., текущий год, +5 лет, +10 лет, +15 лет. Данное многоклиентное исследование впервые было проведено для Японской национальной корпорации по нефти, газу и металлам. В исследовании представлены комплексные достоверные прогнозы и оценки рисков для стран, в которых ожидается увеличение объемов извлечения нефти, газа и минералов [201].

Компания BERI S.A. пришла к выводу, что при оценке страновых рисков для нефтяных компаний должны учитываться факторы, присущие только деятельности, связанной с добычей минеральных полезных ископаемых.

Для «Оценки рисков добычи минеральных полезных ископаемых» была разработана специальная мера риска, связанного с определенной страной, в которой учитываются эти факторы. Источником данных оценок выступает комплекс групповых данных и оценочных данных ведущих специалистов компании BERI S.A.

Три риска составляют основу субиндекса «Разведки и разработки»: (1) Контрактный (правовой), (2) Физический, и (3) Эксплуатационный. Разведка и разработка включают в себя 75% от общей оценки по стране. Финансовый субиндекс, 25% от общей оценки,

определяет вероятность потери инвестированного капитала. При этом, национализация предполагает компенсацию; конфискация означает изъятие без компенсации. В данном субиндексе предусмотрены спорные и некорректные платежи принимающей страны (таблица 2.3.3.1).

В результате расчетов получают значение рейтинга странового риска, который изменяется от 0 (максимальный риск) до 100 (минимальный риск). При этом, выделяют четыре категории риска: чрезмерно высокий, высокий, умеренный и низкий. Их характеристика приведена в таблице 2.3.3.2.

Следует отметить, что анализ странового риска в России имеет некоторую специфику. Во-первых, политическая традиция, несовершенство демократических институтов и переломный момент исторического развития обусловили значительную роль личностного фактора, которому необходимо уделять дополнительное внимание при оценке данного риска. Во-вторых, существенным фактором неопределенности является наличие множества разнотипных политико-территориальных образований, обладающих различным экономическим потенциалом, разнородных по национальному составу и опирающихся на разные исторические, политические, культурные и религиозные традиции.

Таблица 2.3.3.1.

Весовые коэффициенты субиндексов «Разведка и разработка» и «Финансы»
(по материалам [201])

Риски	Весовой коэффициент риска
1.Контрактный (правовой) риск: Период действия	25%
2.Физический риск:	
Травматизм персонала/смертельные случаи	10%
Повреждение сооружений	15%
3.Эксплуатационный риск: Суммарная оценка BRS*	25%
Субиндекс разведки и разработки	75%
4.Финансовый риск:	
Национализация	10%
Конфискация	15%
Финансовый субиндекс	25%
Общая оценка	100%

Примечание: * В системе Business Risk Service (BRS) присутствует суммарная оценка, состоящая из индекса политического риска, индекса эксплуатационного риска и факторов денежного обращения (платежей) и репатриации. В системе Оценки рисков добычи минеральных полезных ископаемых суммарная оценка использована в качестве оценки общих принципов правовой системы и экономической обстановки.

Таблица 2.3.3.2.

Шкала рисков в области «Разведка и разработка» компании BERI S.A.
(по материалам [201])

Значение	Классификация	Характеристика риска
----------	---------------	----------------------

индекса	риска	
0-34	Чрезмерно высокий	Проведение разведочных работ не рекомендовано. Чрезмерный риск для инвестиции и персонала независимо от нефтяного потенциала
35-49	Высокий риск	Проведение разведочных работ рекомендовано только при условии очень высокого нефтяного потенциала и умеренном контрактном (правовом) риске
50-69	Умеренный риск	Проведение разведочных работ в целом рекомендовано. Вероятность влияния на промышленную разработку минимальна.
70-100	Низкий риск	Рекомендовано проведение разведочных работ. Вероятность полномасштабной промышленной разработки.

Региональные конфликты оказывают как прямое воздействие на общую политическую обстановку, так и косвенное влияние на ситуацию в других регионах, поскольку решение региональных проблем требует дополнительных субсидий. Это обычно ведет к росту дефицита федерального бюджета, изменениям в налоговом законодательстве, сокращению социальных расходов (а, следовательно, возрастанию социальной напряженности), увеличению размера государственного долга, колебаниям процентных ставок и валютного курса, т.е. ухудшению политического и инвестиционного климата в стране. Недостаточный учет региональной специфики, пожалуй, является основным недостатком существующих зарубежных методик при их экстраполяции на Россию.

Несмотря на общепринятую практику использования оценок рейтинговых международных агентств, необходимо обратить внимание на следующий важный момент.

В феврале 2015 года рейтинговое агентство Moody's Investor Service понизило рейтинг РФ до верхней ступеньки спекулятивного уровня – Ba1, (рис. 2.3.3.3).

Теперь по версии уже двух международных РА у России неинвестиционный суверенный рейтинг. В конце января текущего года RA Standart & Poor's переместило долговые обязательства нашей страны в «мусорную» категорию, до отметки BB+ [116]. Теперь только по версии третьего агентства, из «большой американской тройки», Fitch Ratings Россия остается пока на нижней ступеньке инвестиционного уровня рейтинга [188], однако прогноз рейтинга негативный, что делает вероятным перемещение нашего суверенного рейтинга в неинвестиционную область и по версии Fitch Ratings.



Рис.2.3.3.3. История оценок суверенного рейтинга России (по материалам [56]).

Данное снижение рейтингов, по мнению ведущих экономистов страны, обусловлено скорее политическими причинами, вызванными событиями на Украине, чем экономическими. Так, министр финансов РФ А.Силуанов заявил, что, принимая решение о снижении рейтинга РФ, агентство Moody's руководствовалось факторами политического характера. Он подчеркнул, что информация о состоянии экономики РФ, ее бюджетной и финансовой политике, предоставленная агентству в исчерпывающем объеме, была проигнорирована [56].

В связи с этим, в настоящее время при инвестиционном анализе, с учетом рейтинговых оценок, наметился вектор в сторону российских агентств.

В России, помимо зарубежных, функционируют и национальные агентства, действия которых регулирует Банк России. Оценка российскими РА выполняется быстрее и с учетом специфики ведения бизнеса в России. Однако российские агентства по ряду причин пока не могут конкурировать с международными. Поэтому в России также функционируют РА, работающие в форме совместного предприятия – Moody's Interfax Rating Agency, созданное на базе РА «Интерфакс», которое заключило соглашение о сотрудничестве с международным РА Moody's Investors Service.

Минфин России в 2014 году разработал проект федерального закона о деятельности рейтинговых агентств и полномочиях Банка России при осуществлении регулирования, контроля и надзора в сфере их деятельности. Агентства должны пройти аккредитацию, сведения о них будут вноситься в специальный реестр. В случае принятия федеральный закон вступит в силу по истечении 15 месяцев со дня его официального опубликования.

В сфере применения рейтингов – инвестирование временно свободных средств госкорпораций и федерального бюджета, средств Резервного фонда и Фонда национального благосостояния, пенсионных накоплений и т.п. Обращает внимание то, что

сегодня нет запрета на деятельность неакредитованных агентств, но по истечении года со дня принятия законопроекта будут применяться кредитные рейтинги только кредитованных РА [173].

Среди активно функционирующих российских РА можно выделить – «Рейтинговое агентство «Эксперт РА», «Национальное Рейтинговое Агентство», «Рейтинговое агентство «Анализ, Консультации и Маркетинг» и «Рус-Рейтинг». Рассмотрим первые два, получивших наибольшее признание среди инвестиционных аналитиков при оценке страновых (региональных) рисков.

Рейтинговое агентство «Эксперт РА». Эксперт РА» (RAEX) – крупнейшее в России международное рейтинговое агентство с 17-летней историей. «Эксперт РА» (RAEX) является лидером в области рейтингования, а также исследовательско-коммуникационной деятельности (рис2.3.3.4), [150].

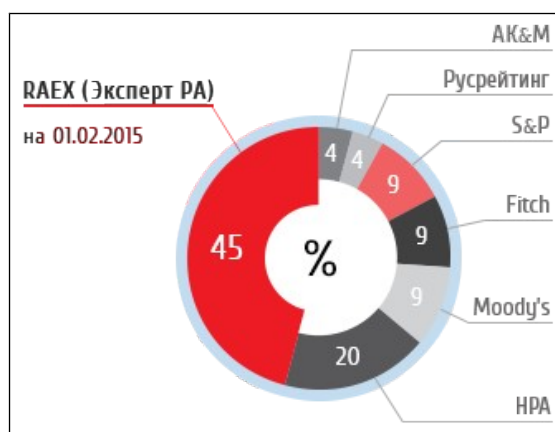


Рис. 2.3.3.4. Доля агентства по количеству действующих рейтингов в России (по материалам [150]).

На сегодняшний день агентством присвоено более 800 индивидуальных рейтингов. «Эксперту РА» (RAEX) принадлежит 1-е место и 45% от общего числа присвоенных рейтингов в России, 1-е место по числу рейтингов банков, страховых и лизинговых компаний, НПФ, микрофинансовых организаций, гарантийных фондов и компаний нефинансового сектора.

С 2013 года агентство присваивает суверенные рейтинги странам, а также рейтинги компаниям, банкам, субфедеральным и муниципальным заемщикам по международной шкале. Также агентство присваивает рейтинги по национальным шкалам стран, в которых имеет собственные представительства (в Казахстане и Беларуси, Европе и Гонконге).

Рейтинговое агентство «Эксперт РА» (RAEX) аккредитовано при Минфине РФ. Рейтинги «Эксперта РА» (RAEX) входят в список официальных требований к банкам, страховщикам, пенсионным фондам, эмитентам. Агентство официально признано ФСФР, Центральным банком России, Внешэкономбанком России, Московской биржей, Агентством

по ипотечному жилищному кредитованию, Агентством по страхованию вкладов, профессиональными ассоциациями и саморегулируемыми организациями (ВСС, ассоциацией «Россия», Агентством стратегических инициатив, РСА, НАПФ, НЛУ, НСГ, НФА), а также сотнями компаний и органов власти при проведении конкурсов и тендеров.

Особого внимания заслуживает деятельность агентства по оценке инвестиционной привлекательности субъектов РФ.

Рейтинг инвестиционной привлекательности регионов России традиционно строится на основе официальной информации Росстата и статистики федеральных ведомств: Минсвязи, Минфина, Минприроды и Центробанка.

Инвестиционная привлекательность в рейтинге оценивается по двум параметрам: инвестиционный потенциал и инвестиционный риск. *Потенциал* показывает, какую долю регион занимает на общероссийском рынке, *риск* – какими могут оказаться для инвестора масштабы тех или иных проблем в регионе. Суммарный потенциал состоит из девяти частных: трудового, финансового, производственного, потребительского, институционального, инфраструктурного, природно-ресурсного, туристического и инновационного. Интегральный риск – из шести частных рисков: финансового, социального, управленческого, экономического, экологического и криминального. Вклад каждого частного риска или потенциала в итоговый индикатор оценивается на основе анкетирования представителей экспертного, инвестиционного и банковского сообществ.

Классификационная шкала индикаторов страновых (региональных) рисков приведена в приложении 10.

Национальное Рейтинговое Агентство. Группа «Национальное Рейтинговое Агентство» (НРА) осуществляет свою деятельность с 2002 года и является одним из ведущих независимых рейтинговых агентств России. Компания присваивает индивидуальные рейтинги регионам России, а также кредитоспособности банкам, ипотечным и лизинговым компаниям, предприятиям, микрофинансовым организациям, а также регионам России и гарантийным фондам. На сегодняшний день клиентами НРА по присвоенным контактным рейтингам являются более 400 юридических лиц. Более чем 1000 компаний и банков участвует в других информационных проектах НРА, материалы которых регулярно публикуются в СМИ.

Инвестиционная привлекательность региона определяется как совокупность факторов, влияющих на целесообразность, эффективность и уровень рисков инвестиционных вложений на территории данного региона. Эти факторы являются активным фоном для всех инвестиционных проектов, реализуемых на территории региона, влияют на риск и доходность данных проектов [151].

Инвестиционная привлекательность региона складывается из нескольких факторов, каждый из которых может быть оценен с помощью подбора для него прокси-переменных. В рейтинге НРА рассматриваются семь факторов региональной инвестиционной привлекательности:

1) Обеспеченность региона природными ресурсами и качество окружающей среды в регионе: наличие в регионе основных видов природных ресурсов (в том числе топливно-энергетических), уровень загрязнения окружающей среды, возможности очистки стоков и переработки отходов производства, энергоемкость региональной экономики.

2) Трудовые ресурсы региона: основные характеристики трудовых ресурсов региона, в том числе численность экономически активного населения, уровень занятости и безработицы, объем предложения квалифицированной рабочей силы, а также производительность труда.

3) Региональная инфраструктура: уровень развития и доступности как «жесткой», так и «мягкой» инфраструктуры. В понятие «жесткой» инфраструктуры включается транспортная, энергетическая, телекоммуникационная, жилищная инфраструктура. «Мягкая» инфраструктура включает в себя несколько составляющих, из которых с точки зрения инвестиционной привлекательности наибольшее значение имеет финансовая инфраструктура.

4) Внутренний рынок региона (потенциал регионального спроса): уровень развития внутреннего рынка региона (в том числе масштабы секторов розничной торговли и платных услуг), располагаемые доходы и покупательная способность населения региона.

5) Производственный потенциал региональной экономики: совокупные результаты и особенности экономической деятельности предприятий, уже работающих в регионе (объем и динамика производства, размер активов, их качество и эффективность их использования), отраслевая структура региональной экономики, уровень развития инновационных отраслей.

6) Институциональная среда и социально-политическая стабильность: экспертная оценка эффективности регионального законодательства, регулирующего взаимодействие власти и инвесторов, экспертная оценка благоприятности регионального налогового законодательства (наличие налоговых льгот и возможности их получения), уровень социальной и криминальной напряженности в регионе.

7) Финансовая устойчивость регионального бюджета и предприятий региона: состояние государственных финансов в регионе (сумма налоговых поступлений, сбалансированность бюджета, региональный государственный долг), а также оценка финансового положения предприятий региона (прибыльность (убыточность) фирм,

состояние кредиторской и дебиторской задолженности организаций, наличие инвестиционных ресурсов).

В 2014 году для оценки перечисленных семи факторов использовался набор из 52 показателей (прокси-переменных). Показатели, используемые для оценки факторов инвестиционной привлекательности региона, можно разделить на три группы:

1) Статистические показатели традиционно используются для оценки большинства факторов инвестиционной привлекательности регионов. Источником таких показателей являются официальные публикации статистических органов, а также федеральных органов власти. В методике НРА используются данные, предоставленные Росстатом, Банком России, Генеральной прокуратурой РФ, Министерством финансов РФ, Министерством связи и массовых коммуникаций РФ, Министерством природных ресурсов и экологии РФ.

2) Опросы предпринимательского сообщества позволяют оценить показатели инвестиционной привлекательности, не измеряемые количественно. В методике НРА используются результаты опросов, проводимых Росстатом в рамках обследования инвестиционной активности организаций. В этих опросах принимают участие руководители организаций из всех регионов России, которые выделяют ключевые внутренние и внешние факторы, ограничивающие инвестиционную деятельность.

3) Экспертные оценки применяются при изучении факторов инвестиционной привлекательности региона, статистика по которым не ведется или не публикуется в открытом доступе. В методике НРА экспертные мнения используются для оценки ресурсного потенциала региона, качества институциональной среды и уровня социально-политической стабильности. Экспертные оценки выставляются аналитиками НРА и независимыми экспертами с помощью стандартизированной балльной шкалы.

При подготовке первого рейтинга инвестиционной привлекательности регионов в 2013 году был проведен опрос экспертов – представителей инвестиционного и научного сообщества (специалистов в области прямых и портфельных инвестиций, имеющих опыт работы с инвестиционными проектами в российских регионах). Целью опроса было определение относительной значимости отдельных факторов в итоговой оценке инвестиционной привлекательности. По результатам опроса факторам инвестиционной привлекательности регионов были присвоены веса, которые для обеспечения сопоставимости результатов первого и второго рейтингов не изменялись в 2014 году (рис. 2.3.3.5).

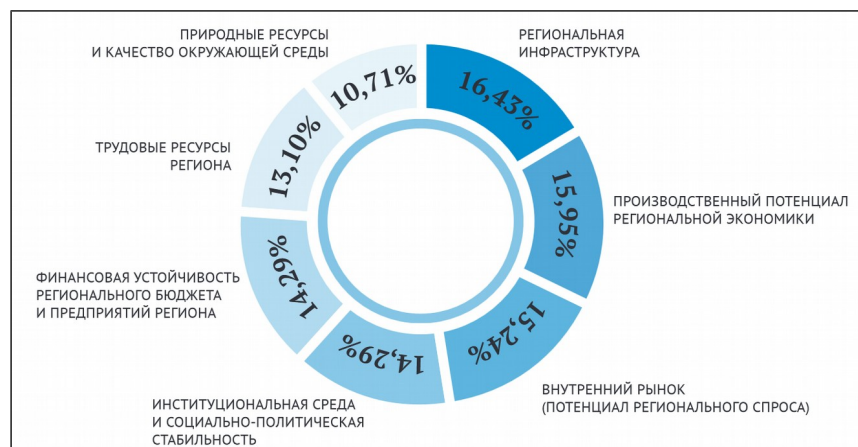


Рис. 2.3.3.5. Веса инвестиционной привлекательности регионов (по материалам [151]).

Процедура присвоения рейтинговых оценок включала в себя несколько этапов. На первом этапе были собраны ряды данных по каждому из 52 используемых показателей для всех 80 регионов, рассматриваемых в рамках исследования. На втором этапе исходные статистические, опросные и экспертные показатели были преобразованы в расчетные индикаторы на основе соотношения значения показателя каждого отдельного региона с минимальным, максимальным и средним значениями среди всех рассматриваемых регионов. Затем с использованием экспертных весов были рассчитаны агрегированные оценки всех факторов инвестиционной привлекательности, а также интегральный индекс инвестиционной привлекательности для каждого региона. На заключительном этапе были определены пороговые значения индекса, на основе которых произошло распределение регионов по трем укрупненным категориям и девяти группам инвестиционной привлекательности.

Рейтинговая оценка инвестиционной привлекательности региона присваивается по специальной шкале, разделенной на три большие категории, внутри каждой из которых выделяются три уровня (приложение 11).

Возвращаясь к методике оценки страновых рисков при осуществлении инвестиционной деятельности следует отметить, что ценность методики, основанной на анализе индексов (индикаторов) различных рейтинговых агентств (международных или национальных), состоит в том, что каждая страна или регион имеет свой индекс, что позволяет проводить сравнительный анализ и выбирать наименее рискованные страны или регионы для инвестирования.

Также эти индексы могут являться отличным критерием для инвесторов при определении премии за страновой риск. Алгоритм расчета поправки приведен на рисунке 2.3.3.6.

Необходимо отметить, что при оценке инвестиционных проектов страновой риск не рассматривается отдельно, его компоненты учитываются (включены) в безрисковой ставке.

Такой подход к оценке странового риска позволяет провести оценку инвестиционной привлекательности страны (региона), при этом имеет следующие преимущества – отсутствие необходимости в точных исходных данных и дорогостоящих программных средствах, возможность проводить оценку до этапа инвестирования и простота расчетов.

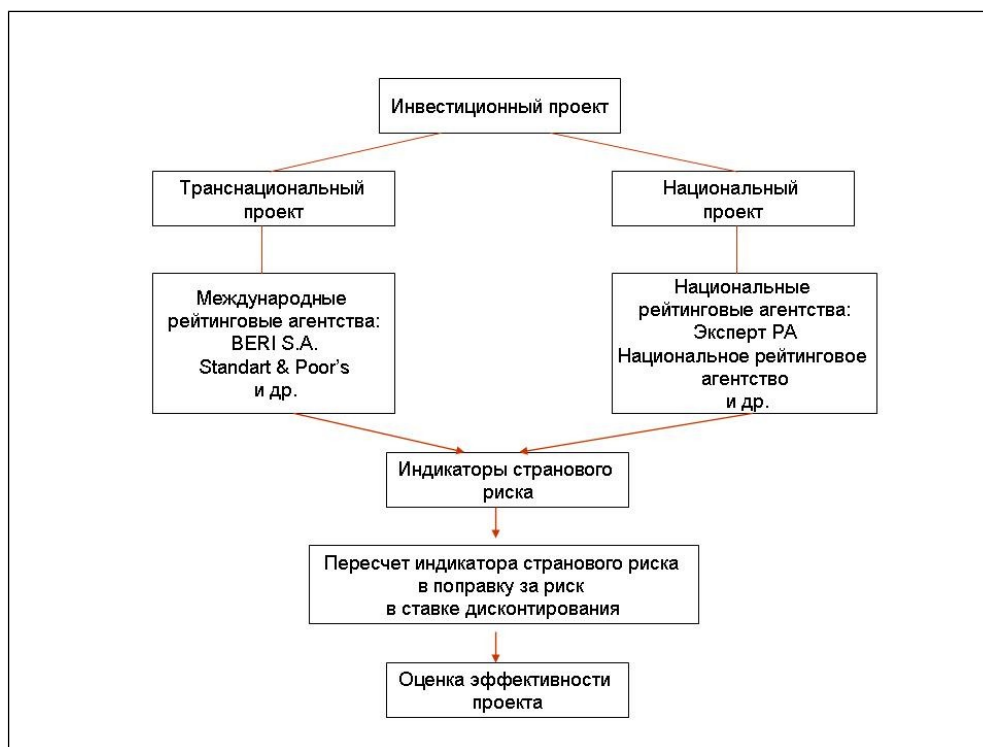


Рис. 2.3.3.6. Алгоритм расчета поправки за страновой риск при оценке проекта

2.3.4. Расчет ставки дисконтирования с учетом влияния различных рисков факторов

В предыдущих разделах работы отмечено, что в процессе своего функционирования предприятие по добыче углеводородного сырья подвергается воздействию различных негативных факторов, среди которых выделяются налоговые, финансовые, геологические, маркетинговые, строительные, правовые, экологические, техногенные, природные, производственные и страновые. Также было обосновано, что учитывать влияние геологических факторов целесообразно путем вероятностной оценки запасов углеводородного сырья, выявленного в пределах оцениваемого месторождения (инвестиционного объекта), экологические и техногенные - картографическим методом путем районирования территории присутствия по степени эколого-техногенной

напряженности, а страновые – методом преобразования рейтинговых оценок стран (регионов) в величину поправки за риск.

Анализ существующих методов оценки рисков, проведенный в разделе 2.2 работы, показал, что для учета других рисков факторов (налоговых, страновых, производственных, строительных и др.) может быть задействован «метод корректировки», предполагающий корректировку базовой ставки дисконта, которая считается безрисковой. При этом, расчет ставки осуществляется кумулятивным построением.

Преимущество кумулятивного построения ставки дисконтирования, как уже отмечалось, заключается в возможности детального учета большинства основных рисков, связанных с инвестированием в конкретный проект.

Рассмотрим предлагаемый подход подробнее.

Безрисковая ставка ($d_{бр}$, см. формулу 1) отражает фактические рыночные возможности вложения денежных средств предприятий и частных лиц без риска их потери. Основными требованиями к $d_{бр}$ являются:

- доходность на ликвидные активы с высокой гарантией возврата капитала;
- доступность для инвестора альтернативного варианта вложений.

Безрисковая ставка может быть определена по доходности государственных долгосрочных облигаций и по результатам анализа финансового рынка.

В качестве возможных безрисковых ставок можно рассматривать следующие финансовые инструменты:

- 1) по рублевому эквиваленту:
 - ОФЗ (облигации федерального займа РФ);
 - рублевые срочные (1 год и более) депозитные ставки Сбербанка РФ.
- 2) по валютному эквиваленту:
 - валютные внутренние и внешние облигации РФ;
 - валютные депозиты Сбербанка РФ.

К основным недостаткам использования перечисленных выше ставок в качестве возможных безрисковых относятся:

- 1) при доходности по ОФЗ гарантии возврата этих вложений не рассматриваются инвесторами как безусловные;
- 2) разброс депозитных ставок довольно велик (несколько процентов) и отражает не столько уровень инвестиционных рисков, сколько стремление банков к «сверхприбылям»;
- 3) не является безупречным использование в качестве безрисковых ставок и по валютным депозитам наиболее надежных банков. В этом случае возникает проблема

перевода в рубли, поскольку динамика курсов валют (доллара и евро) на внутреннем российском рынке отличается от курсов мирового рынка;

4) ставки по российским еврооблигациям не отражают на настоящий момент рыночный уровень доходности при минимальном риске и определяются, прежде всего, политическими, а не экономическими факторами.

Очевидно, что доход банка определяется разницей между ставками по кредиту и депозиту. При сокращении этой разницы обе величины стремятся к ставке рефинансирования Центробанка. Следовательно, является логичным использовать в качестве безрисковой ставку рефинансирования ЦБ РФ, как предел ставки по депозиту при депозитных рисках, стремящихся к нулю.

Таким образом, коэффициент дисконтирования без учета риска проекта ($d_{БР}$) будет определяться как отношение ставки рефинансирования (r), установленной Центральным банком Российской Федерации, и объявленного Правительством Российской Федерации на текущий год темпа инфляции (i) [130]:

$$1 + d_{БР} = \frac{1 + \frac{r}{100}}{1 + \frac{i}{100}} \quad \text{или} \quad d_{БР} = \frac{r - i}{100 + i} \quad (10)$$

Для оценки величины *премии за риск* ($d_{ПР}$) предлагается использовать методы «мозгового штурма» и рейтинговых оценок. При таком подходе создается экспертная группа (либо задействуется соответствующее структурное подразделение предприятия-инвестора), специалисты которой имеют практический опыт реализации проектов в данной области проводит анализ рисков по каждому виду факторов и определяет диапазон их оценки. Полученные результаты будут являться важным источником информации о будущих перспективах проекта.

Необходимо отметить, что прежде чем производить оценку факторов риска, необходимо решить, в каком диапазоне она будет осуществляться. Величина диапазона возможных премий на риск определяется каждым экспертом рабочей группы в зависимости от квалификации и опыта, количества рассматриваемых факторов, а также достоверности и актуальности имеющейся информации о рисках. На основе предложенного диапазона поправок на риски эксперты оценивают значимость того или иного фактора риска из перечня возможных для реализации проекта.

Ниже будет рассмотрена предлагаемая автором модифицированная факторная модель расчета ставки дисконтирования.

Метод кумулятивного построения имеет как достоинства, так и недостатки. К достоинствам можно отнести простоту расчета ставки дисконтирования. Однако, в связи с

тем, что в определении факторов риска для инвестиционного проекта существует большая доля субъективизма, правильность расчетов ставки дисконтирования зависит, в том числе, и от профессионализма специалиста, что является одним из недостатков метода.

Свести к минимуму подобные недостатки метода можно при помощи факторного анализа рисков. Согласно ему, каждый фактор риска, необходимый к учету при анализе проекта, определяется исходя из разложения его на составляющие, от которых будет зависеть его величина (рис. 2.2.4.1). Например, на конечную величину поправки за производственный риск будут оказывать риски не выполнения производственного плана по добыче углеводородного сырья, доступа к транспортной инфраструктуре и др., оказывающие различное влияние на итоговую величину поправки (табл. 2.2.4.1).

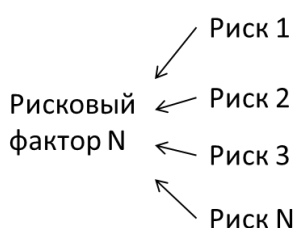


Рис. 2.3.4.1. Разложение рисков фактора на составляющие его риски

Таблица 2.3.4.1

Вероятность реализации производственных факторов для нефтегазового проекта

Рисковый фактор	Наименование риска	Вероятность реализации риска
Производственный	Риски не выполнения производственного плана по добыче углеводородного сырья	3
	Риск сбоя логистической системы	2
	Риски доступа к транспортной инфраструктуре	1
	Риск нехватки квалифицированного персонала	1

Примечание: вероятность риска оценена по 5-бальной шкале

Необходимость такого подхода обусловлена следующим.

В настоящее время, как было отмечено ранее, поправка за риск посредством коэффициента вводится укрупненно, в целом по рисковому фактору (табл. 2.2.1, 2.2.2). При таком подходе теряется точность, достоверность последующих расчетов эффективности проекта. Это вызвано тем, что все нефтегазовые проекты индивидуальны, что отражается и на степени их рискованности, а следовательно и на стоимости мер по снижению влияния

риска на результат. Применение укрупненного поправочного коэффициента за конкретный рискованный фактор нивелирует индивидуальность проекта, тем самым и результат экономической оценки проекта.

В нашем случае, исходными данными может являться информация, представленная в ведомости рисков, формируемых в процессе функционирования системы управления рисками предприятия-инвестора (приложение 3). В случае их отсутствия – корпоративная информация, данные аналитических обзоров, личный опыт и знания специалистов, участвующих в оценке проекта и др.

Конечную величину премии за риск для конкретного рискованного фактора можно вычислить по следующей формуле:

$$d_{\text{пр}} = \frac{\sum P_{\text{рф}} * Q_{\text{рф}}}{\sum P_{\text{рф}}} \quad (11)$$

где: $d_{\text{пр}}$ – премия за риск, $P_{\text{рф}}$ – риск, составляющий рискованный фактор, $Q_{\text{рф}}$ – вероятность реализации составляющих фактора.

Тогда модифицированная факторная модель расчета ставки дисконтирования примет вид:

$$d = d_{\text{бр}} + \frac{\sum P_{\text{рф}_N} * Q_{\text{рф}_N}}{\sum P_{\text{рф}_N}} \quad (12)$$

где: $d_{\text{бр}}$ – безрисковая ставка

Математический алгоритм реализации предлагаемой модели расчета ставки дисконтирования с учетом предлагаемой модели (12) представлен в таблице 2.2.4.1.

Суммируя величину $d_{\text{пр}}$ и безрисковую ставку ($d_{\text{бр}}$) доходности, определяем ставку дисконтирования (d) для расчета потока денежных средств и показателей эффективности по инвестиционному проекту.

Таблица 2.3.4.1.

Алгоритм расчета премии за риск

A	B	C	D	E	F	G
Факторы риска	Поправка на риски, %					
	1	2	3	4	5	
Фактор 1	2					
Риск 1	3	x				
Риск 2	4		x			
Риск n	5			x		
Количество рисков в группе	6	$A_3+A_4+A_n$				
в том числе с разбивкой по диапазону поправок на риски	7	$C_3+C_4+C_n$	$D_3+D_4+D_n$	$E_3+E_4+E_n$	$F_3+F_4+F_n$	$G_3+G_4+G_n$
Веса диапазонов поправки на риски	8	$C_{11}*C_1$	$D_{11}*D_2$	$E_{11}*E_3$	$F_{11}*F_4$	$G_{11}*G_5$
Средневзвешенная поправка на риск по фактору	9	$(C_8/C_6)+(D_8/D_6)+(E_8/C_6)+(F_8/C_6)+(G_8/C_6)$				
Фактор N	10					
Общая поправка на рисковые факторы	11	C_9+N				

Таким образом, предлагаемая методика оценки рисков (строительных, производственных, правовых и др.) инвестиционного проекта, посредством расчет соответствующей ставки дисконтирования, довольно проста и позволяет учесть риски проекта еще на начальном, прединвестиционном этапе, а также *позволяет учесть специфику проекта, оценивая только те риски, которые на самом деле значимы для него.*

К достоинствам метода, по нашему мнению, следует отнести идентификацию и учет широкого спектра факторов влияющих на риск инвестирования. Недостатком являются субъективность оценки, что повышает требования к квалификации инвестиционного эксперта – аналитика.

2.3.5. Учет рисковых факторов при расчете экономической эффективности проектов

Графически способы учета, предлагаемых выше методик оценки рисковых факторов при расчете экономической эффективности инвестиционных проектов, можно представить в виде схемы, приведенной на рисунке 2.3.5.1.

Как следует из схемы, учет геологических рисков предлагается проводить путем вероятностной оценки геологических запасов углеводородного сырья, напрямую влияющих на объем добычи и реализации продукции нефтедобывающим предприятием.

Учет маркетинговых рисков, связанных с колебанием мировых цен на нефть, предлагается проводить путем прогнозирования и построения долгосрочных трендов динамики мировых цен на нефть. Такие прогнозы, по нашему мнению, должны являться необходимым элементом оценки условий функционирования любого будущего инвестиционного нефтегазового проекта.

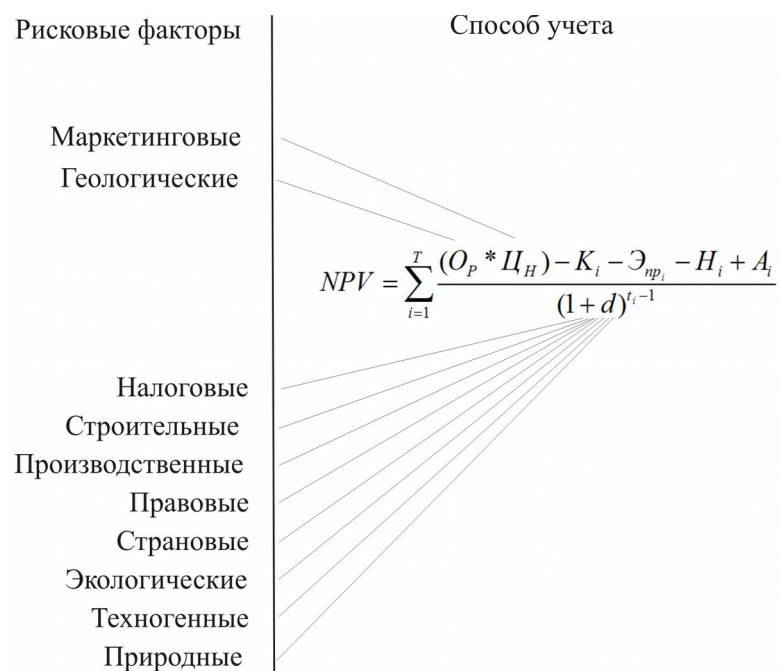


Рис. 2.3.5.1. Учет рисков факторов при расчете экономической эффективности проектов

Учет же остальных рисков, таких как страновые, строительные, техногенные и др. предлагается проводить через расчет поправки за риск при расчете ставки дисконтирования кумулятивным методом.

В результате расчетов показателей NPV, IRR, PP и PI по нефтегазовому инвестиционному объекту, на основе усовершенствованного методического инструментария, инвестор будет иметь для анализа различные сценарии возможной реализации проекта. Пример возможных результатов оценки приведен в таблице 2.3.5.1.

Анализ полученных результатов оценки экономической эффективности инвестиционного проекта на основе матрицы, в отличие от традиционного подхода, значительно расширяет «поле деятельности» для принятия управленческих решений относительно проекта и повышает степень обоснованности и доверия к принятому, в итоге, решению.

Таблица 2.3.5.1

Учет воздействия рисков факторов на основные технико-экономические показатели освоения нефтегазового актива в различных сценариях его реализации

Показатель	Сценарии реализации проекта		
	Вариант 1 пессимистический (P90)	Вариант 2 реалистичный (Pmean)	Вариант 3 оптимистический (P10)
Добыча нефти за горизонт планирования			
Инвестиционные расходы			
Операционные расходы			
Чистый дисконтированный доход			
Дисконтированный срок окупаемости			
Индекс доходности затрат			
Индекс доходности инвестиций			

Процесс интерпретации полученных результатов приводится в разделе 2.1. работы.

Выводы по главе

В главе проведен анализ существующих методов оценки рисков инвестиционных проектов, рассмотрены авторские подходы по их совершенствованию и бизнес-модель оценки проектов с учетом рисков факторов.

Изучены существующие методики оценки эффективности инвестиционных проектов, систематизированные в три основные группы: методы экспертных оценок, методы аналитических оценок и методы корректировки поправки на риск. Их анализ показал, что все они имеют свои достоинства и недостатки с точки зрения использования в системе оценки экономической эффективности ИП. Каждый из них имеет свою область применения и свои процедуры, которые во многом и определяют возможности методов.

Важным моментом в рассмотренных методах является использование в расчетах, в основном, точных цифровых данных. Однако, в настоящее время, при оценке ИП в нефтяной промышленности, с целью повышения ее достоверности, помимо таких рисков факторов как производственные, маркетинговые, финансовые необходимо учитывать и такие как геологические, экологические и техногенные. Их главной особенностью является то, что они, в зачатку, не имеют точных числовых характеристик. Для них характерны лингвистические описания: неперспективный - перспективный, опасный – неопасный и т.п. Это вызывает затруднения в их количественном учете при оценке проектов. Поэтому вопрос о разработке методик, устраняющих данный «недостаток» является, в настоящее время, весьма актуальным.

В связи с этим, автором предложены новые методические подходы по учету экологических, техногенных, геологических и страновых рисков факторов при оценке экономической эффективности ИП.

Обосновано, что наиболее перспективным способом учета экологических и техногенных рисков при экономической оценке ИП является введение поправки (премии) за риск к безрисковой ставке при расчете дисконта кумулятивным методом. Поправку за экологические и техногенные риски в премии за риск предлагается рассчитывать, используя разработанный автором картографический подход.

Отмечено, что ценность предложенной методики расчета страновых рисков, основанной на анализе индексов (индикаторов) различных рейтинговых агентств (международных или национальных), состоит в том, что каждая страна или регион имеет свой индекс, что позволяет проводить сравнительный анализ и выбирать наименее рискованные страны или регионы для инвестирования. Также эти индексы могут являться отличным критерием для инвесторов при определении премии за страновой риск.

Показано, что одной из основных причин, могущей «в корне» повлиять на эффективность инвестиционного проекта по добыче углеводородного сырья является -

недостижение проектного уровня добычи. Это обусловлено, как некорректными технологическими решениями, так и геологическими причинами, связанными с недостоверностью проведенных оценок величины углеводородного сырья, находящегося в выявленной залежи (месторождении).

Учесть все факторы, обуславливающие появление геологических рисков, при оценке ИП напрямую достаточно сложно. Поэтому, использование величины запасов углеводородного сырья (УВС) как интегрального показателя, аккумулирующего все причины проявления геологических рисков при реализации проекта, представляется весьма перспективным. При таком подходе целесообразным будет решение, которое используется во многих системах оценок – имитационное статистическое моделирование каждого из геологических параметров (входящих в состав формулы оценки запасов УВС) в заданных интервалах, определяемых погрешностью оценок этих самых параметров. Тогда результат подсчета будет представлен в виде гистограммы, где по оси абсцисс отложены интервалы оценки запасов, а по оси ординат – частота попадания оценок в соответствующий интервал. Если они пронормированы на общее количество статистических испытаний, то эта гистограмма будет фактически представлять собой плотность вероятности оценок запасов, а график накопленной (интегральной) вероятности будет характеризовать вероятность того, что реальные запасы окажутся больше, чем запасы в текущем интервале. По этому графику можно определить любые «пороговые» оценки запасов или ресурсов УВС, задавшись «порогом» интегральной вероятности. Например, вероятностная оценка P90 является наиболее осторожной (пессимистический вариант), оценка P10 является максимальной (оптимистический вариант) и Pmean – наиболее реалистичный сценарий реализации рисков.

В дальнейшем, при оценке экономической эффективности проекта учет геологических рисков осуществляется через показатель объема реализации углеводородного сырья в течении горизонта планирования по трем сценариям плана добычи и реализации углеводородного сырья ($O_{P10/50/90}$).

На основе анализа существующих методов оценки рисков было предложено для учета других рисков факторов, оказывающих существенное влияние на эффективность проекта, таких как производственные, страновые, строительные и другие, задействовать, как и в случае с техногенными и экологическими, «метод корректировки», предполагающий корректировку некоторой базовой ставки дисконта, которая считается безрисковой. При этом, задействуется метод факторного анализа. Согласно ему, каждый фактор риска, необходимый к учету при анализе проекта, определяется исходя из разложения его на составляющие, от которых будет зависеть его величина.

Разработана адаптированная формула расчета NPV для экономической оценки эффективности ИП.

Изучение возможностей различных методов оценки рисков, а также разработанные автором методические подходы, позволили усовершенствовать модель экономической оценки инвестиционных проектов в нефтяной промышленности с учетом рисков факторов, включающий в себя этапы: формирование комплекса рисков факторов, влияющих на эффективность проекта; генерирование денежных потоков с учетом влияния рисков факторов; оценка экономической эффективности проекта с учетом факторов риска; принятие управленческих решений по инвестиционному проекту.

В результате применения предлагаемого автором методического инструментария подходов для расчета показателей NPV, IRR, PP и PI по инвестиционному объекту инвестор будет иметь для анализа различные сценарии возможной реализации проекта. В отличие от традиционного подхода, это значительно расширяет «поле деятельности» для принятия управленческих решений относительно проекта и повышает степень обоснованности и доверия к принятому, в итоге, решению.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ МЕТОДИЧЕСКОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ УЧЕТА РИСКОВЫХ ФАКТОРОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

В данном разделе диссертационного исследования мы рассмотрим результаты апробации предложенных автором усовершенствованных методов и модели оценки инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности с учетом рискованных факторов. Объектом исследования послужило реальное месторождение нефти, расположенное на севере Пермского края, технологические документы которого прошли экспертизу на Центральной комиссии по разработке нефтегазовых месторождений РФ (ЦКР).

3.1. Характеристика инвестиционного проекта

В административном отношении инвестиционный объект (месторождение нефти) расположен на территории Соликамского района Пермского края, в 7,2 км юго-восточнее г.Соликамска, в 180 км севернее краевого центра (3.1.1).

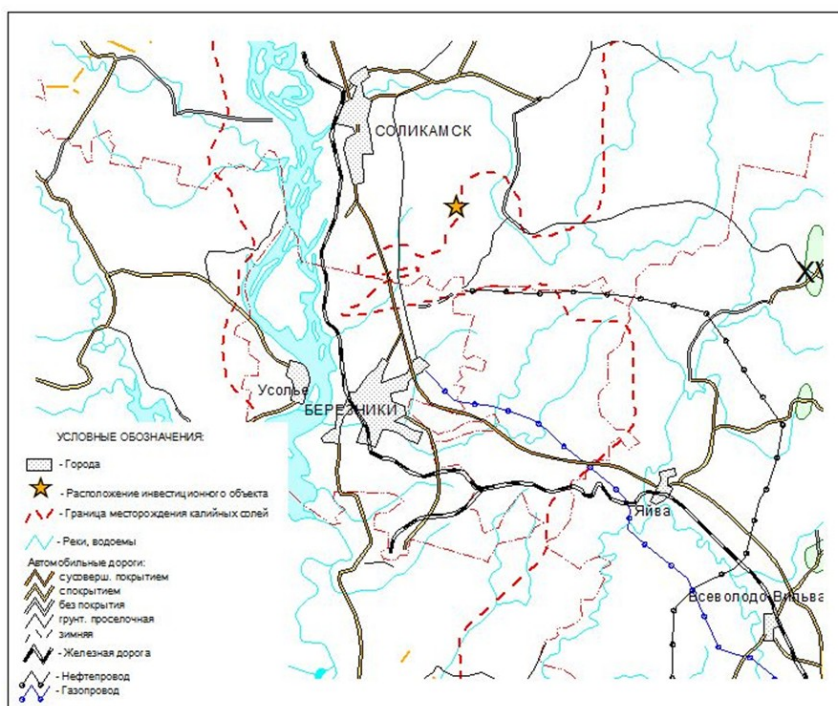


Рис.3.1.1. Схема территориального расположения инвестиционного объекта

Ведущие отрасли района – горнодобывающая промышленность, производство минеральных калийных удобрений, химическая промышленность, деревообработка, металлургия, нефтедобыча.

Основным путем сообщения является железная дорога – в 10 км западнее участка проходит железная дорога Соликамск-Пермь и автомобильная трасса с асфальтовым покрытием Пермь – Соликамск – Красновишерск. Остальная дорожная сеть на площади

представлена, в основном, грунтовыми дорогами, пригодными для проезда в сухое время года. В 9 км южнее участка проложен межпромысловый нефтепровод.

Площадь на 60-70% покрыта пихтово-еловыми и смешанными хвойно-лиственными лесами.

Лицензия на право пользования недрами выдана предприятию-инвестору с целевым назначением: геологическое изучение, разведка и добыча углеводородного сырья в пределах лицензионного участка.

Лицензионный участок находится на территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей. Это накладывает на инвестора определенные обязательства, осложняющие реализацию проекта. Кроме этого, в соответствии с письмом Министерства промышленности и природных ресурсов Пермского края геологоразведочные работы разрешаются при условии размещения скважин за пределами водозаборов «Усолка» и «Сурмог» и соблюдения СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» и соблюдения «Правил промышленной безопасности при освоении месторождений нефти на площадях залегания калийно-магниевых солей». Также, в соответствии с письмом отдела водных ресурсов по Пермскому краю Камского бассейнового водного управления, геологоразведочные работы разрешаются при условии соблюдения водоохранных мероприятий на период проведения работ в водоохранных зонах водных объектов в соответствии с Водным кодексом РФ от 03.06.2007 № 74-ФЗ.

Подсчет запасов углеводородного сырья месторождения выполнен по состоянию на 01.01.2013 г., по результатам бурения поисковой скважины и сейсморазведочных работ в 2011-2012 гг. методами 3D и ПМ ВСП.

В целом на месторождении начальные геологические запасы нефти категории C_1 составили 1445 тыс.т, из них в пределах лицензионного участка (ЛУ) – 1286 тыс.т; начальные извлекаемые – 624 тыс.т, из них пределах ЛУ – 555 тыс.т. Начальные геологические запасы нефти категории C_2 равны 269 тыс.т, из них в пределах ЛУ – 209 тыс.т; начальные извлекаемые – 106 тыс.т, из них пределах ЛУ – 82 тыс.т.

Запасы углеводородного сырья приурочены к трем геологическим объектам (пластам) – $D_{3fm}-C_{1t}$, C_{1bb} и C_{1tl} . В которых выделены соответствующие объекты разработки (добычи).

Месторождение как геологический объект недоизучено. В связи с этим, для дальнейшего изучения строения и геологической характеристики пластов (объектов добычи) месторождения предусмотрена программа исследовательских работ (в том числе доразведки).

В процессе дальнейшего разбурирования месторождения необходимо уточнить положение водо-нефтяного контакта (ВНК) для пластов D₃fm-C₁t, C₁bb, C₁tl.

Планируется доразведка запасов пласта C₁tl с целью перевода запасов нефти из категории C₂ в промышленную категорию.

Для изучения коллекторских свойств пород, уточнения подсчетных параметров продуктивных пластов для месторождения рекомендуется при разбурировании отобрать керн и провести его лабораторные исследования.

С целью получения базовых петрофизических зависимостей для интерпретации материалов ГИС (электрические и акустические методы) провести петрофизические исследования: стандартный комплекс для матрицы в атм. Условиях; комплекс для трещиноватых пород (проницаемость, УЭС, акустика в трех направлениях).

Для отслеживания изменений физико-химических характеристик пластового флюида в процессе разработки рекомендуется проводить отбор и анализ глубинных и устьевых проб нефти один раз в пять лет в двух-трех скважинах каждого объекта.

Для каждого объекта добычи рассмотрено по три варианта разработки. По утвержденному ЦКР суммарному варианту (третьему) добыча нефти за период с 2013 г. По 2057г. Составит 730,00 тыс. т, капитальные вложения – 748,05 млн. рублей.

Анализ проведенной оценки экономической эффективности разработки месторождения, представленный в утвержденном ЦКР проектно-технологическом документе, показал, что:

- чистый доход – 1464,37 млн. рублей;
- чистый приведенный доход – 711,43 млн. рублей;
- срок окупаемости – 4 года;
- индекс доходности затрат – 1,17;
- индекс доходности инвестиций – 2,13.

В ходе технико-экономических расчетов выполнен анализ чувствительности основных показателей эффективности к изменению ключевых параметров. Рассматриваемыми параметрами являлись цена, извлекаемые запасы, текущие затраты и капитальные вложения. Каждый из параметров варьируется в пределах +/-40%. Как следует из проведенного анализа, наибольшую чувствительность имеют такие показатели как цена нефти и объем добычи.

3.2. Оценка инвестиционного проекта на основе предлагаемой модели

3.2.1. Характеристика рисков факторов, оказывающих влияние на эффективность проекта

В разделе 1.3 настоящей работы были достаточно подробно рассмотрены риски, сопровождающие реализацию проекта в нефтегазовой промышленности. Резюмируя их, а также сведения специалистов занимающихся проектированием процесса разработки месторождений на территории Пермского края, можно выделить следующие основные затруднения, с которыми придется столкнуться инвесторам при реализации данного проекта:

- Разработка нефтяных и газовых месторождений и связанные с ними изменение пластового давления, различные виды воздействия на залежь для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи, нарушают природное напряженно-деформированное состояние недр, создавая предпосылки для возникновения природно-техногенных явлений, которые могут привести к деформациям горного массива и земной поверхности, повреждениям и авариям систем и объектов обустройства, а также скважин и коммуникаций.

Безусловно, сильные и, в ряде случаев, катастрофические геодинамические и геомеханические события природно-техногенного происхождения на разрабатываемых месторождениях углеводородов и других природно-технических системах и объектах нефтегазового комплекса представляют сравнительно редкое явление. Однако, учитывая последствия катастрофы в г.Березники Пермского края, опасность данных рисков не стоит недооценивать и их возникновение может иметь катастрофические для проекта (нефтедобывающего предприятия) и окружающей природной среды последствия;

- При строительстве скважин основными техногенными факторами воздействия на недра, которые могут формировать источники загрязнения окружающей среды, являются технологические операции, связанные с бурением, аварийные ситуации, а также технологические продукты и отходы производства бурения, циркулирующие и накапливающиеся в поверхностных сооружениях (емкостях). Основным механизмом проникновения загрязнителей в пресные подземные воды является их инфильтрация;

- Промышленное освоение территории, связанное с добычей и транспортом углеводородного сырья, также приводит к повышению нагрузки на окружающую среду в связи с тем, что строятся и эксплуатируются новые нефтепромысловые объекты: эксплуатационные скважины, нефтепроводы, насосы, технологические емкости;

Помимо строительных, производственных и экологических рисков инвесторам необходимо учесть и другие:

- В ближайшей перспективе ожидается рост волатильности цен на энергоносители. Это с высокой вероятностью приведет к тому, что предложение сырой нефти будет скачкообразно сокращаться или расти, увеличивая ценовую волатильность. Резкие и

разнонаправленные колебания цен на углеводороды могут в определенной мере осложнить операции будущего предприятия и снизить ликвидность в краткосрочном периоде;

- Будущее предприятие при транспортировке продукции в основном будет зависеть от транспортных мощностей государственных монополий: ОАО АК «Транснефть», ОАО АК «Транснефтепродукт», ОАО «РЖД», а также ОАО «Газпром» в отношении транспортировки объемов добываемого попутного газа. Зависимость предприятия от государственных монополий в сфере транспортировки своих продуктов может привести к весьма значительным негативным последствиям;

- Существующая практика реализации нефтегазовых проектов свидетельствует о том, что возможны задержки ввода новых мощностей и превышение фактических капитальных затрат относительно первоначально запланированного уровня;

- На текущий момент существует риск ужесточения антимонопольного законодательства и правоприменительной практики в этой области в отношении нефтедобывающих предприятий. Правительство РФ инициировало ряд изменений в законодательстве, которые существенно упрощают процедуры доказывания нарушения и наделяют регулирующие органы дополнительными полномочиями;

- Не исключается возможность ужесточения налогового законодательства, особенно в условиях предполагаемого дефицита государственного бюджета Российской Федерации. В случае введения новых видов налогов или внесения изменений в порядок уплаты действующих налогов будущее предприятие может быть вынуждено платить более высокие налоги, что может оказать негативное влияние на ее деятельность и финансовые результаты.

В приложении 31, по материалам системы управления рисками, сведены основные прогнозируемые риски, могущие оказать влияние на будущую деятельность рассматриваемого проекта.

С целью выявления наиболее значимых из них, могущих оказать влияние на эффективность проекта, была построена карта риска, приведенная на рисунке 3.2.1.1.

3.2.2. Генерирование денежных потоков с учетом влияния рисков факторов

3.2.2.1. Определение методов оценки рисков

В разделе 2.2 настоящей работы были подробно рассмотрены различные методы оценки рисков инвестиционных проектов, отмечены их преимущества и недостатки. На основе полученных результатов анализа методов и предлагаемых автором методик были определены методы для оценки рисков, связанных с реализацией оцениваемого инвестиционного проекта (приложение 12).

3.2.2.2. Моделирование значений показателей рисков проекта

Долгосрчный прогноз мировых цен на нефть

При оценке эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности мировые цены на нефть являются важным внешним фактором, определяющим эффективность проекта. Большое значение, в связи с этим, имеет выявление основных трендов ценовой динамики, позволяющие осуществлять прогнозирование мировых цен на нефть. Такие прогнозы, по мнению автора, должны являться необходимым элементом оценки условий функционирования любого будущего инвестиционного нефтегазового проекта. Ниже будут рассмотрены основные факторы, влияющие на формирования мировых цен на нефть, и проведено прогнозирование долгосрочных ценовых сценариев на нефть.

Мировые цены на нефть определяются соотношением спроса и предложения нефти на мировом рынке в конкретный момент времени и, соответственно, теми факторами, которые формируют данный спрос и предложение. Спрос на нефть определяется прежде всего темпами роста мировой экономики, а также рядом других факторов, к числу которых относятся структурные характеристики спроса на нефть, энергоемкость и нефтеемкость экономики, климатические (погодные) условия, уровень эффективности энергопотребляющих технологий и относительная конкурентоспособность других видов топлива [16].

Предложение нефти на мировом рынке определяется мировым спросом, геолого-технологическими факторами, характеристиками мирового производства и экспорта нефти, политикой нефтедобывающих государств, а также рядом других факторов, такие как военные действия в регионах добычи нефти и факторы случайного характера. Это утверждение наглядно подтверждается данными, представленными на приложении 13,

иллюстрирующим изменение среднегодовых цен на нефть в зависимости от мировых экономических и военных кризисов [157].

Цены на нефть, формируясь под воздействием мирового спроса и предложения, оказывают обратное воздействие как на глобальный спрос, так и на предложение нефти. Высокие цены сдерживают спрос и стимулируют замещение нефти другими видами топлива. Одновременно высокие цены стимулируют увеличение производства нефти в регионах с относительно высокими издержками добычи. В результате такого ограничения спроса и расширения предложения создаются предпосылки для снижения мировых цен на нефть. При низких ценах на нефть, наоборот, стимулируется спрос и сокращается предложение (в результате свертывания добычи и инвестиций в высокзатратных регионах). Как результат, создаются предпосылки для последующего роста нефтяных цен.

В России цены на нефть остаются одним из ключевых факторов, определяющих ситуацию в экономике. Несмотря на ожидаемое снижение удельного веса нефтегазового сектора в ВВП, такая ситуация, по-видимому, будет сохраняться достаточно долго.

На средне- и долгосрочном горизонте, в отличие от краткосрочного, цены на нефть будут определяться не спекулятивными операциями или геополитической конъюнктурой, а, как уже было отмечено выше, фундаментальными условиями - балансом спроса и предложения. Прогнозируется также существенное снижение роли нефти по сравнению с другими энергоносителями во всех секторах, кроме транспортного; фактически, рост спроса будет обеспечен только за счет быстрой «автомобилизации» в странах с формирующимися рынками. Что касается стороны предложения, в среднесрочной перспективе ожидается повышение вклада «нетрадиционных» источников нефти (сланцевая нефть, нефть битуминозных песчаников и глубоководных месторождений). Это будет происходить как вследствие удешевления соответствующих технологий добычи, так и вследствие недоинвестирования в расширение производства на существующих месторождениях. Здесь, в качестве примера, можно привести ситуацию с активно растущим предложением нефти, сформировавшимся на рынке к середине 2014 года, обусловленным «сланцевой революцией» в Соединенных Штатах Америки. С начала 2011 года к концу 2014 года суточное производство нефти в США выросло более чем на 60%, с 5,5 млн до 9 млн барр. (данные американского Управления энергетической информации). А рост суточного предложения за счет стран, не входящих в ОПЕК, в 2014 году составил рекордные 1,9 млн барр., согласно последнему докладу Международного энергетического агентства (МЭА). В ноябре 2014 года ОПЕК отказалась снижать квоту на добычу нефти, тем самым подтолкнув рынок к дальнейшему падению стоимости нефти. Аналитики заговорили о ценовой войне против дорогой нефти, а сами члены ОПЕК

заявили, что готовы выдержать сколь угодно низкие цены, лишь бы сохранить свою долю рынка [157].

После недавних событий, повлекших за собой резкое падение стоимости нефти ведущие международные и национальные экспертные организации (международное энергетическое агентство (МЭА), ОПЕК, Американское энергетическое агентство (АЭА), Министерство экономического развития Российской Федерации, Институт энергетических исследований Российской Академии Наук (ИНЭИ РАН) и Российское энергетическое агентство (РЭА) Министерства энергетики России и др.) в настоящее время воздерживаются от долгосрочных прогнозов изменения мировых цен на нефть, ввиду объективных трудностей.

Попытка расчета долгосрочного сценария развития мировой нефтяной конъюнктуры была проведена экспертами российского Агентства Прогнозирования Экономики (АПЭКОН). Применявшие математико-статистические методы прогнозирования на основе объективных исторических данных. При этом, специалистами агентства учитывались следующие факторы с разной степенью значимости [134]:

- цикличность;
- корреляция рыночных индикаторов;
- изменение доступности и привлекательности инструмента для спекулянтов;
- рост электронной и алгоритмической торговли;
- степень вмешательства регулирующих органов;
- учащение существенных событий с течением времени

Прогноз агентства приведен на приложении 14.

Судя по полученным результатам, можно заключить, что в случае реализации базового прогноза (mean) цены на нефть будут расти со средней интенсивностью 2,5 % в год и к 2029 году могут достигнуть уровня 241 долл./барр. В то же время, анализ «низких» (minimum) и «высоких» (maximum) сценариев демонстрирует, что в случае соответствующей динамики фундаментальных факторов, описанных выше, возможным является и перспектива как превышения базового прогноза на 5 %, так и понижение на 5 %, что в номинальном выражении составит 253 долл./барр. и 229 долл./барр. Соответственно.

Таким образом, использование полученных в результате анализа динамики изменения мировых цен на нефть долгосрочных сценариев позволит повысить достоверность оценки экономической эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов, и тем самым степень доверия инвесторов к проекту.

Оценка геологических рисков

Анализ геологических рисков посредством вероятностной оценки запасов УВС позволяет учитывать степень геологической неопределенности, неизменно сопровождающей принятие решений на стадии поисков, разведки и промышленной эксплуатации месторождения.

В качестве исходных материалов, отражающих сведения о геологическом строении месторождений, использованы следующие отчеты:

- Оперативная оценка запасов углеводородного сырья месторождения (2013 г.);
- Проект пробной эксплуатации месторождения (2013 г.);
- Государственный баланс ресурсов и запасов УВ по состоянию на 01.01.2014 г.

Вероятностное моделирование проведено в программе «Crystal Ball» с использованием метода Монте-Карло.

Исходные данные для вероятностной оценки запасов нефти. В основе вероятностной оценки по методу Монте-Карло лежит классическая формула объемного метода (утвержденный ФБУ «ГКЗ» метод оценки запасов) с той разницей, что все исходные параметры представлены не детерминированным числом, а диапазоном возможных значений. Для задания кривой распределения каждого параметра приняты минимальное, максимальное и ожидаемое (наиболее вероятное) значения.

Ниже приведено обоснование выбора возможных диапазонов параметров для каждого объекта добычи нефти.

Объект оценки - пласт Тл₂. Эффективная нефтенасыщенная толщина, принятая для подсчета запасов, составляет в среднем по залежи 2,2 м. Модель залежи принята по аналогии с разрезом единственной скважины № 11 и представлена двумя выдержанными пропластками тульского горизонта.

Средняя толщина пласта Тл по соседним месторождениям составляет величину – 2,1 м (приложение 32). Это значение принято для вероятностной оценки в качестве ожидаемого. Минимальная величина толщины составляет – 0,7 м, максимальная – 8,8 м.

Величины *пористости и нефтенасыщенности* тульской залежи, определенные по данным ГИС и керна для целей подсчета запасов, составляют 0,14 и 0,92 д.е. соответственно.

При выделении продуктивных пород-коллекторов величина граничного значения пористости составила 0,072. Ее предложено принять в качестве минимального значения при проведении вероятностной оценки. Максимальная величина, на основе статистики распределения данного параметра, принимается равной 0,2.

Коэффициент нефтенасыщенности 0,56 принят для вероятностной оценки в качестве минимального, 0,84 – наиболее вероятное с учетом статистики по соседним

месторождениям, в качестве максимального принято значение 0,95. Таким образом, принятая при подсчете запасов нефтенасыщенность 0,92, приближается к максимально возможному значению.

Объект оценки - пласт Бб. Эффективная нефтенасыщенная толщина, принятая для подсчета запасов, составляет в среднем по залежи 10,3 м. Модель залежи принята по аналогии с разрезом скважины № 11 и представлена семью выдержанными пропластками бобриковского горизонта.

Пласт Бб характеризуется гораздо лучшей выдержанностью по площади при значительных перепадах толщин. На ряде соседних месторождений выделяются зоны повышенных толщин бобриковских коллекторов до 20 м, предположительно связанных с эрозионно-аккумулятивными образованиями. Как правило, они приурочены к присводовым или склоновым областям, часто выполняют внутреннюю зону атоллообразных структур. Замещения коллекторов обычно связаны с внешними крутыми бортами структур облекания. Средняя толщина пласта Бб по соседним месторождениям составляет – 9,0 м (приложение 32). Это значение принято для вероятностной оценки в качестве ожидаемого. Минимальное значение составит – 1,2 м, максимальное – 20,4 м.

Пористость и нефтенасыщенность бобриковской залежи, определенные по данным ГИС и керна для целей подсчета запасов, составляют 0,17 и 0,87 д.е. соответственно.

При выделении продуктивных пород-коллекторов, как и для пласта Тл, величина граничного значения пористости составила 0,072. Ее предложено принять в качестве минимального значения при проведении вероятностной оценки. Максимальная величина, на основе статистики распределения данного параметра, принимается равной 0,21.

Коэффициент нефтенасыщенности 0,64 принят для вероятностной оценки в качестве минимального, 0,85 – наиболее вероятное с учетом статистики по соседним месторождениям, в качестве максимального принято значение 0,96. Таким образом, принятая при подсчете запасов нефтенасыщенность 0,87, приближается к наиболее вероятному значению.

Объект оценки - пласт Т+Фм. Эффективная нефтенасыщенная толщина, принятая для подсчета запасов, составляет 6,9 м. В 142Н142.11 по ГИС выделены пятнадцать проницаемых нефтенасыщенных пропластков.

По аналогии с разбуренными соседними месторождениями в фаменском пласте выявлена массивная залежь, в которой проницаемые пропластки чередуются с плотными. При этом, нефтенасыщенная толщина турне-фаменских залежей изменяется от 1,7 м до 17,8 м, в среднем составляя 6,2 м (приложение 32).

Таким образом, толщина 6,2 м принимается для вероятностной оценки в качестве ожидаемой, 17,8 м – в качестве максимальной. Минимальная толщина принята по аналогии с минимальным значением на окружающих месторождениях – 1,7 м.

Пористость и нефтенасыщенность турне-фаменской залежи, определенные по данным ГИС и керна для целей подсчета запасов, составляют 0,08 и 0,7 д.е. соответственно.

При выделении продуктивных пород-коллекторов величина граничного значения пористости составила 0,037. Ее предложено принять в качестве минимального значения при проведении вероятностной оценки.

Среднее значение коэффициента пористости для выборки по соседним месторождениям составляет 0,082. Оно принято в качестве ожидаемого значения. Максимальное значение может составить отметки 0,16.

Коэффициент нефтенасыщенности для подсчета запасов 0,7 приближается к минимальному для всей выборки месторождений, принятому на отметке 0,66. Для вероятностной оценки в качестве максимального значения нефтенасыщенности принимается 0,93, минимального – 0,66. Ожидаемое значение параметра составит 0,82.

Остальные параметры, используемые при вероятностной оценки – площадь нефтеносности, КИН, свойства нефти, пересчетный коэффициент, были приняты по аналогии с утвержденными в ФБУ «ГКЗ» величинами.

Результаты вероятностной оценки геологических рисков. Вероятностная оценка выполнена для каждого подсчетного объекта (пласта) в программе Crystall-Ball. Для каждого объекта итоги оценки представлены в виде вероятностных категорий (от 10 до 90% вероятности), с выделением основных: Р 10, Р 90 и среднего значения Р mean.

Основные итоги отображены в таблице 3.2.2.2.1 и на приложениях 15 - 17. Они сводятся к следующему.

В 2012 году был выполнен оперативный подсчет запасов по трем объектам – пласты Тл2, Бб и Т-Фм. Суммарные извлекаемые запасы нефти составляют 730 тыс.т.

Вероятностная оценка выполнена для этих же объектов. По ее итогам извлекаемый объем запасов месторождения находится в диапазоне от 201 тыс.т (Р90) до 1013 тыс.т (Р10). Предпочтительная оценка составляет 557 тыс.т (среднее значение).

Таблица 3.2.2.2.1

Итоги вероятностной оценки запасов

Уровень вероятности	Оценка извлекаемых запасов, тыс.т.			
	Тл	Бб	Т+Фм	Суммарные
P 90	68	100	33	201
P 10	123	674	217	1013
Pmean	95	350	112	557
Данные последнего на дату оценки пересчета запасов	106	509	115	730

По результатам вероятностной оценки запасов УВС были составлены прогнозные уровни добычи нефти для различных сценариев реализации проекта (рис. 3.2.2.2.1).

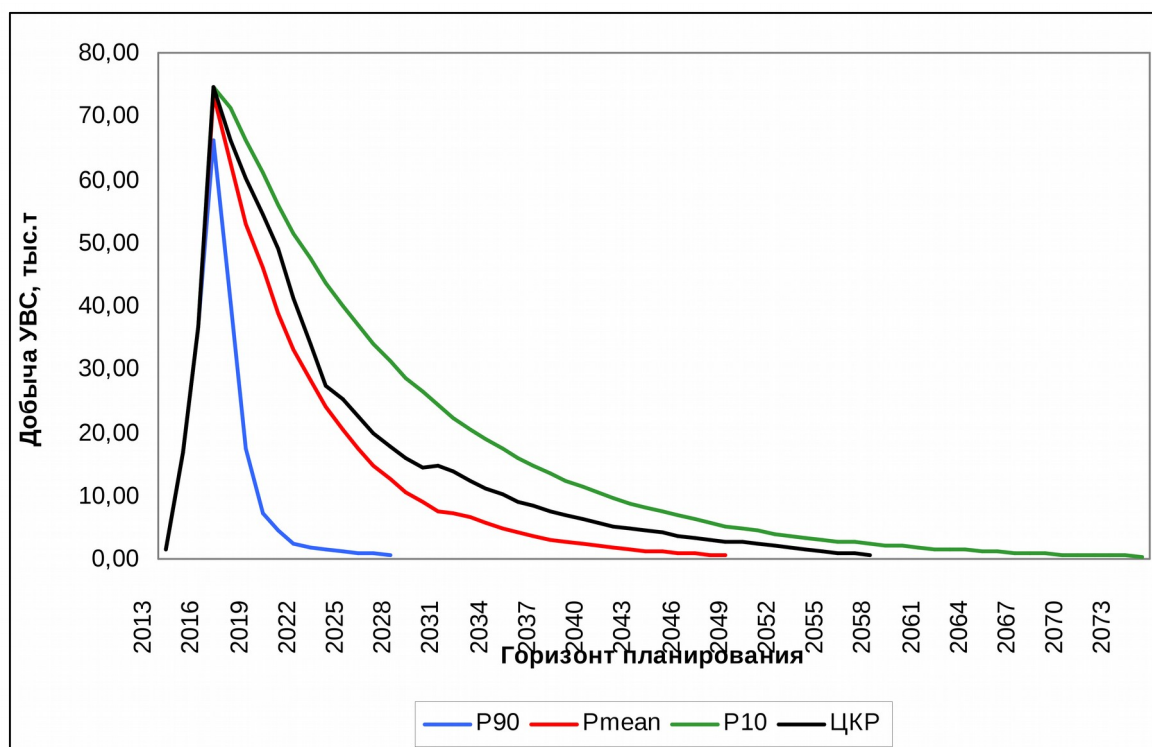


Рис. 3.2.2.2.1. Прогнозные уровни добычи нефти для различных сценариев реализации проекта

3.2.2.3. Расчет ставки дисконтирования

Расчет ставки дисконтирования, как отмечалось в главе 2, предлагается производить кумулятивным построением. Основная расчетная формула при определении ставки дисконтирования методом кумулятивного построения имеет вид (формула 1):

$$d = d_{БР} + \sum_{j=0}^n d_{ПР_j}, \text{ где}$$

$d_{БР}$ – безрисковая ставка

$d_{ПР_j}$ – поправка за j-й вид риска.

В нашем случае $d_{\text{ПР}}$ будет определяться по формуле:

$$d_{\text{ПР}} = d_{\text{ЭТ}} + d_{\text{СТ}} + d_{\text{Ф}} + d_{\text{СТР}} + d_{\text{ПРЗ}}$$

$d_{\text{ЭТ}}$ – поправка за экологический и техногенный риски

$d_{\text{СТ}}$ – поправка за страновой риск

$d_{\text{ПР}}$ – поправка за финансовые риски

$d_{\text{СТР}}$ – поправка за строительные риски

$d_{\text{ПРЗ}}$ – поправка за фпроизводственные риски

Необходимо отметить, что такие риски как налоговые, природные и правовые в расчетах не задействованы, поскольку по результатам составления карты и портфеля рисков они приняты малозначительными (рис. 3.2.1.1, табл. 3.2.1.1).

Поправка за экологический и техногенный риски

Для определения поправки было проведено совмещение места расположения объекта анализа (инвестиционного проекта) с картой эколого-техногенной напряженности. Совмещение показало, что объект расположен в зоне с вероятностью реализации рисков 4 балла. Это значение предлагается принять в качестве поправки за данные риски.

Поправка за страновые риски

Территориально реализация инвестиционного проекта планируется на территории Пермского края. В связи с этим, при оценке страновых рисков следует прибегнуть к исследованиям российских рейтинговых агентств.

Для целей диссертационного исследования были задействованы данные рейтингового агентства «ЭКСПЕРТ-РА» в области оценки региональных рисков [59]. Специалистами агентства была составлена диаграмма, демонстрирующая величину регионального риска для различных регионов России (приложение 33). Согласно ей величина странового (регионального) риска для Пермского края соответствует индексу 2В, который характеризуется средним инвестиционным потенциалом при умеренном риске.

Для адаптации результатов исследования РА под цели диссертационного исследования была проведена дифференциация исходной диаграммы агентства на зоны, соответствующие проценту поправки за страновой риск.

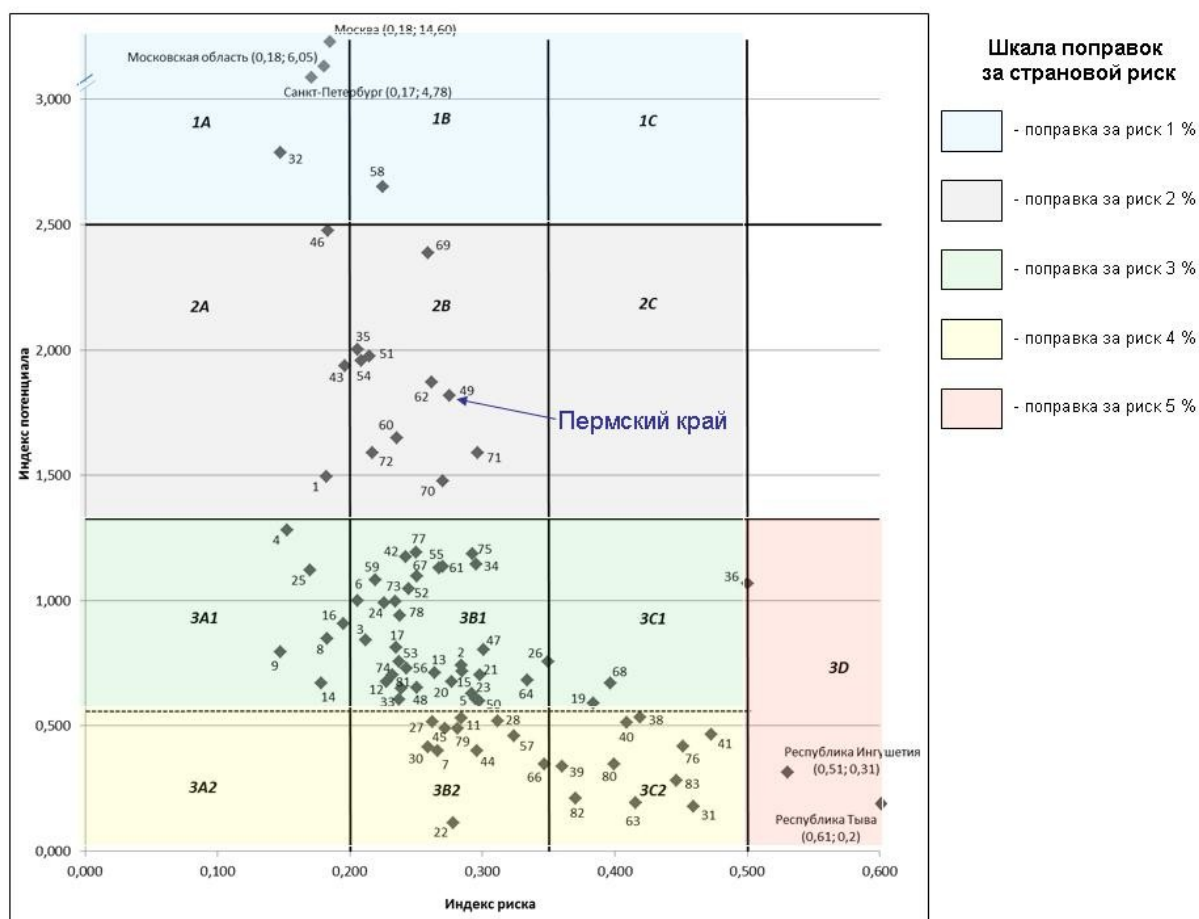


Рис. 3.2.2.3.1. Рейтинг инвестиционной привлекательности российских регионов в 2014 году (по материалам [59]).

Таким образом, согласно диаграмме (рис. 3.2.2.3.1.) величина поправки за страновой риск для инвестиционного проекта, реализуемого в Пермском крае составит 2%

Поправка за прочие риски

Для определения поправки за прочие виды рисков (финансовые, производственные и строительные), могущих оказать влияние на эффективность проекта, на основании методического подхода, предложенного в разделе 2.2.3, была составлена сводная таблица рисков факторов инвестиционного проекта (приложение 31), позволившая провести расчет поправок за риски согласно алгоритму, приведенному в таблице 2.2.4.1. Конечный результат расчета приведен в приложении 34. Согласно последнего поправки за данные риски составляют – 6 %.

Расчет безрисковой ставки дисконтирования

Коэффициент дисконтирования ($d_{БР}$) без учета риска проекта будет определяться как отношение ставки рефинансирования, установленной Центральным банком Российской

Федерации, и объявленного Правительством Российской Федерации на текущий год темпа инфляции (i):

$$d_{БР} = \frac{r - i}{100 + i} \quad (13)$$

Совет директоров Банка России 30 апреля 2015 года принял решение снизить ключевую ставку с 14,00% до 12,50% годовых, учитывая ослабление инфляционных рисков при сохранении рисков существенного охлаждения экономики [120]. В условиях наблюдавшегося в феврале – апреле 2015 года укрепления рубля и значительного сокращения потребительского спроса месячные темпы роста потребительских цен снижаются, наметились признаки стабилизации годовой инфляции. По прогнозу Банка России, замедление роста потребительских цен будет происходить быстрее, чем ожидалось ранее. Годовая инфляция снизится до уровня менее 8% через год (апрель 2016 года к апрелю 2015 года) и до целевого уровня 4% в 2017 году.

Согласно данным [120] и на основании формулы 13 безрисковая ставка дисконтирования составит:

$$d_{БР} = 12,5 - 8 / 100 + 8 = 0,04$$

Итоговая ставки дисконтирования

Таким образом, суммируя величину ($\Sigma d_{прj}$) и безрисковую ставку ($d_{БР}$) доходности, была определена итоговая ставка дисконтирования для расчета потока денежных средств и показателей эффективности по инвестиционному проекту. Ее расчет приведен в таблице 3.2.2.3.1.

Таблица 3.2.2.3.1

Расчет ставки дисконтирования

Параметр	Величина
Безрисковая ставка	4
Поправка за экологический и техногенный риски	4
Поправка за страновые риски	2
Поправка за прочие риски	6
Итого	16

3.2.2.4. Расчет денежных потоков с учетом влияния рисков факторов

Основными нормативными документами при проведении экономической оценки эффективности инвестиционного проекта по добыче углеводородного сырья являются:

- Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» [109];

- Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» [147];

- действующее налоговое законодательство Российской Федерации на дату оценки.

Определения основных показателей и выходные таблицы должны соответствовать требованиям вышеупомянутых руководящих документов.

Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Капитальные вложения

Капитальные вложения на освоение Месторождения включают в себя затраты на бурение новых скважин, оборудование, не входящее в сметы строек и строительство объектов нефтепромыслового обустройства.

Нормативы удельных капитальных затрат в текущих ценах, на основе которых определены объемы строительства объектов промыслового обустройства приведены в приложение 35.

Источником финансирования проекта являются собственные средства инвесторов.

Расчет капитальных вложений приведен в приложении 36.

Эксплуатационные затраты

Текущие затраты, приведенные в расчетах, определялись по нормативам удельных текущих затрат и объемным технологическим показателям в разрезе статей калькуляции.

Нормативы текущих удельных затрат определены по фактическим данным статей калькуляции по предприятию-инвестору приведены в приложении 35.

В статье «прочие производственные расходы» учтены управленческие и коммерческие расходы. В составе эксплуатационных затрат учтены платежи, налоги и отчисления в бюджетные и внебюджетные фонды.

Расчеты текущих затрат приведены в приложении 37.

Ликвидационные затраты

Стоимость ликвидационных работ приведена в приложении 18. Ликвидационные затраты учтены в суммарных вариантах. Затраты на ликвидацию нефтепромыслового оборудования рассчитаны согласно плана мероприятий по ликвидации и приведены к последнему году периода расчета. Затраты на ликвидацию скважин предусмотрены в

периоде расчета. Такие затраты учитываются в составе операционных расходов (раздел «Внереализационные расходы»).

Налоговая система

В расчетах приняты налоги и платежи, соответствующие действующему налоговому законодательству Российской Федерации на момент расчета.

Налоги и платежи, относимые на себестоимость товарной продукции:

- единый социальный налог (ЕСН) – 30 % от фонда оплаты труда;
- взносы по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве – 0,5 % от фонда оплаты труда в соответствии с классами профессионального риска. Нефтедобывающая промышленность относится к четвертому классу профессионального риска;

- налог на добычу полезных ископаемых месторождения рассчитывается, исходя из налоговой ставки 470 руб./т, по формуле: $470 \times K_{ц} \times K_{в} \times K_{з}$, где:

$K_{ц}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$K_{в}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр;

$K_{з}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр.

Налоги и платежи, относимые на финансовые результаты:

- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости основных фондов;
- налог на прибыль – 20 % от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов. Если в отчетном периоде налогооблагаемая прибыль имеет отрицательное значение, то, в соответствии с действующим законодательством, в данном периоде налоговая база для исчисления налога на прибыль принимается равной нулю.

Налоги и платежи, используемые в расчетах, приведены в приложении 18.

Моделирование денежных потоков для различных сценариев реализации проекта

В разделе 3.1 работы приведены данные по расчету прибыли от реализации товарных углеводородов по инвестиционному проекту, рассчитанные на основе традиционного подхода, утвержденного Центральной комиссией по разработке (ЦКР

России). Однако, несмотря на приемлемые для инвестора показатели, учитывая возможные риски, связанные с реализацией проекта, можно утверждать, что есть определенная вероятность в их не достижении.

В разделе 3.2.2. работы была проведена оценка геологических рисков, могущих оказать значительное влияние на уровень добычи углеводородного сырья и, следовательно, и на объемы реализации товарных углеводородов. Оценка риска позволила нам рассчитать возможные уровни добычи углеводородного сырья на различных сценариев (P10, Pmean, P90). Оценка приведена в приложении 38.

На основе данных по необходимым капитальным вложениям, эксплуатационным и ликвидационным затратам, предлагаемой ставке дисконтирования, прогнозным уровням добычи и долгосрочной динамики изменения мировых цен на нефть было проведено моделирование денежных потоков для различных сценариев реализации инвестиционного проекта (приложение 39 таблицы 1-3, рис. 3.2.2.4.1).

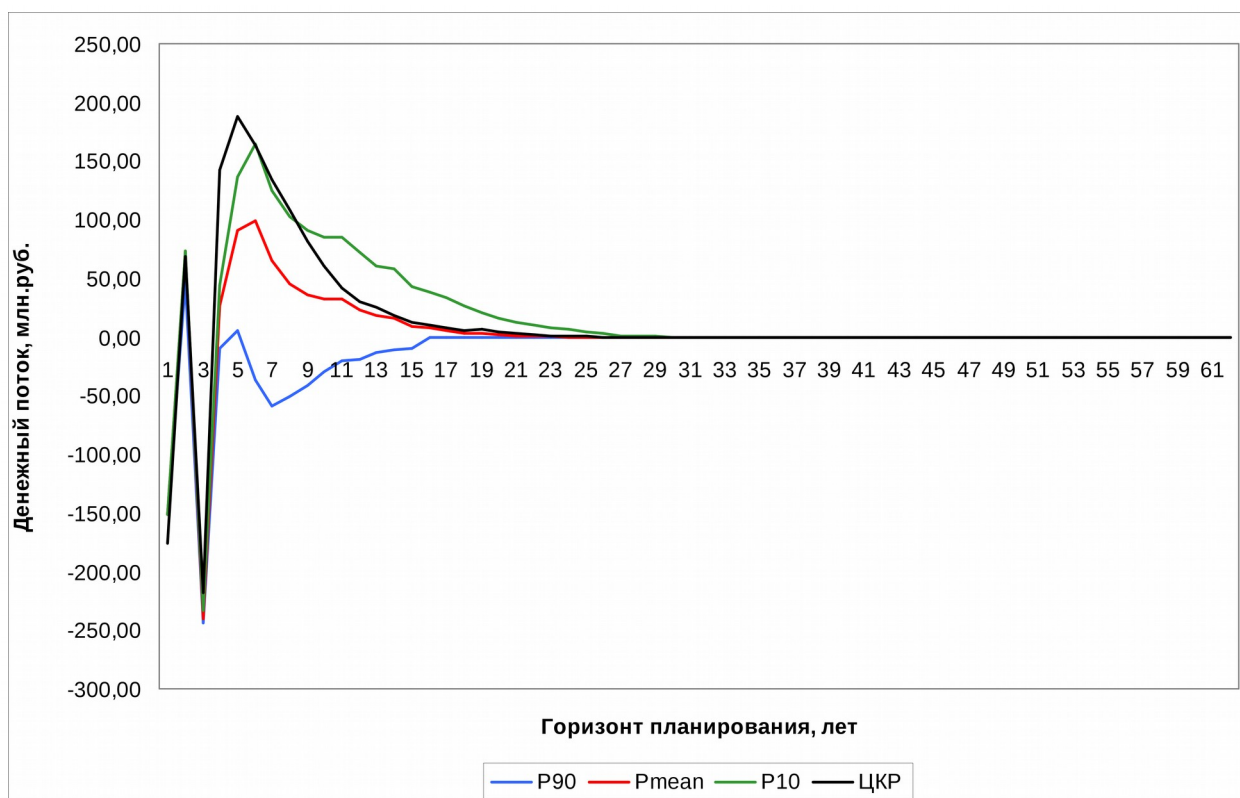


Рис. 3.2.2.4.1. Денежные потоки инвестиционного проекта по различным сценариям его реализации

3.2.3. Оценка показателей эффективности для различных сценариев реализации проекта

Моделирование денежного потока по различным сценариям реализации инвестиционного проекта позволило рассчитать показатели его экономической эффективности и провести сравнение полученных результатов с данными,

представленными в официальном проектно-технологическом документе (утвержденным в ЦКР), составленному по «традиционному» подходу.

В качестве показателей эффективности проекта приняты следующие:

- чистый дисконтированный доход (NPV);
- индекс доходности затрат (PI);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- дисконтированный период окупаемости первоначальных затрат (DPP).

Результаты сравнения результатов моделирования экономической эффективности с официальными данными приведены в таблицах 3.2.3.1-3.2.3.4.

Величина *чистого дисконтированного дохода* рассчитывалась как разность дисконтированных денежных потоков доходов и расходов, планируемых в процессе реализации инвестиций за горизонт планирования по различным сценариям (P90, P10 и Pmean).

По сценарию P90 величина NPV отрицательная, что говорит о нецелесообразности принятия решения о финансировании и реализации проекта в условиях данного сценария. Поскольку в случае принятия проекта ценность будущего предприятия уменьшится, т.е. инвесторы понесут убыток и основная целевая установка (коммерческая эффективность) не будет выполнена.

По сценариям P10 и Pmean значение NPV положительное, что свидетельствует о целесообразности принятия решений о финансировании и реализации проекта. Однако, следует отметить, что по базовому сценарию – Pmean, величина дисконтированного дохода значительно ниже величине NPV, рассчитанной в официальном проектно-технологическом документе, отличаясь в меньшую сторону на 72%. В тоже время величина NPV по сценарию P10 превышает на 32%.

Все это следует считать существенным при принятии управленческого решения по инвестиционному проекту.

Таблица 3.2.3.1

Сопоставление результатов моделирования чистого дисконтированного дохода с утвержденным в ПТД

Сценарий проекта	Чистый дисконтированный доход, млн.р	Абсолютное расхождение, млн.р	Относительное расхождение, %
P90	-644,33	-1355,76	-110

P10	937,40	+225,97	+32
Pmean	196,34	-515,09	-72

Расчет *дисконтированного срока окупаемости*, учитывающего стоимость финансовых средств во времени, показал, что инвестиционный проект по сценариям P10 и Pmean имеет окупаемость, равную величине в официальном ПТД.

В случае реализации проекта по сценарию P90 проект не окупится, поскольку финансово убыточен (табл. 3.2.3.1).

Таблица 3.2.3.2

Сопоставление результатов моделирования периода окупаемости проекта с утвержденным в ПТД

Сценарий проекта	Дисконтированный срок окупаемости, лет	Абсолютное расхождение, лет	Относительное расхождение, %
P90	нет	<0	0
P10	4	0	0
Pmean	4	0	0

Индекс *доходности инвестиций* рассчитывался как отношение чистой текущей стоимости денежного притока к чистой текущей стоимости денежного оттока (включая первоначальные инвестиции). Индекс является относительным показателем эффективности различных сценариев реализации проекта и характеризует уровень ходов на единицу затрат, т.е. эффективность вложений: чем больше значение этого показателя, тем выше отдача денежной единицы, инвестированной в данный проект.

Расчет PI показал, что лишь в случае реализации проекта по сценарию P10 проект будет эффективен, поскольку по сценарию P90 величина индекса не рассчитывалась, по причине его убыточности, а по сценарию Pmean величина PI меньше 1 (табл. 3.2.3.3). В последнем случае, проект может быть принят только при наличии у инвестора, помимо экономических и других целей, преследуемых в данном ИП.

Таблица 3.2.3.3

Сопоставление результатов моделирования индекса доходности затрат с утвержденным в ПТД

Сценарий проекта	Индекс доходности инвестиций	Абсолютное расхождение, лет	Относительное расхождение, %
P90	нет	<0	0
P10	1,25	+0,08	+7

Pmean	0,26	-0,91	-78
-------	------	-------	-----

Внутренняя норма доходности является информативным и объективным критерием экономической эффективности, независящим от размера инвестиций. Он позволил нам провести сравнение сценариев развития проекта с различным уровнем риска. При этом сценарий с высоким уровнем риска (P10) имеет большую внутреннюю норму доходности и, наоборот, в случае P90 (табл. 3.2.3.4).

Таблица 3.2.3.4

Сопоставление результатов моделирования внутренней нормы доходности проекта с утвержденным в ПТД

Сценарий проекта	Внутренняя норма доходности, %	Абсолютное расхождение, лет	Относительное расхождение, %
P90	0	-	-
P10	25	- 4	- 14
Pmean	9	- 20	- 69

Анализ внутренней нормы доходности с точки зрения возможной нормы дисконта, при которой проект еще выгоден по критерию NPV, выполнялся исходя из условия, что чем выше значение внутренней нормы доходности и больше разница между ее значением и выбранной ставкой дисконта, тем больший запас прочности имеет проект. С этой позиции анализ показал, что наибольший запас прочности проект будет иметь в случае развития его по сценарию P10 и меньший по базовому Pmean.

Оценка геологических рисков, позволившая провести расчет вероятности их реализации, показала, что в процессе последующей деятельности проекта (предприятия) добыча углеводородного сырья по предпочтительному сценарию (Pmean) будет меньше утвержденной на 23% или на 173 тыс.т. (табл. 3.2.3.5).

Также большой интерес вызывает сопоставление *ставки дисконтирования*, рассчитанной при экономическом моделировании и принятой в официальном проектно-технологическом документе (табл. 3.2.3.6).

Таблица 3.2.3.5

Сопоставление результатов моделирования объема добычи нефти с утвержденным в ПТД

Сценарий проекта	Добыча нефти за период, тыс.т	Абсолютное расхождение, тыс.т	Относительное расхождение, %
P90	201,0	-529,0	-72
P10	1013,0	+283,0	+39
Pmean	557,0	-173,0	-23

Сопоставление ставок дисконтирования

Ставки дисконтирования, принятая в официальном документе	Ставки дисконтирования, рассчитанная по предложенной методике	Абсолютное расхождение, %	Относительное расхождение, %
10	16	6	+60

Повышение ставки дисконтирования связано с результатами детальной оценки рисков факторов, показавшие наличие определенной вероятности реализации, помимо прочих, эколого-техногенных и геологических рисков.

В то же время, ставка дисконтирования принятая в экономических расчетах в официальном ПТД в размере 10% была определена нормативным методом и указана в единых сценарных условиях (ЕСУ) оценки проектов компании-инвестора. При таком подходе, ставка определяется нормативным методом для всех инвестиционных проектов, без учета их индивидуальных особенностей, обусловленных различием геологического строения объектов инвестирования (месторождений нефти и газа), состоянием экологической и техногенной ситуаций в регионе реализации проекта и т.п. Оценка же рисков в ПТД проводилась посредством анализа чувствительности основных показателей эффективности к изменению ключевых параметров. Это для данного инвестиционного проекта явно не достаточно.

3.2.4. Принятие управленческих решений по инвестиционному проекту

В разделе 2.1 диссертационного исследования была предложена модель принятия управленческих решений посредством соответствующей матрицы (рис. 2.1.2). На ее основе был проведен анализ полученных результатов оценки инвестиционного проекта по различным сценариям (рис. 3.2.4.1).

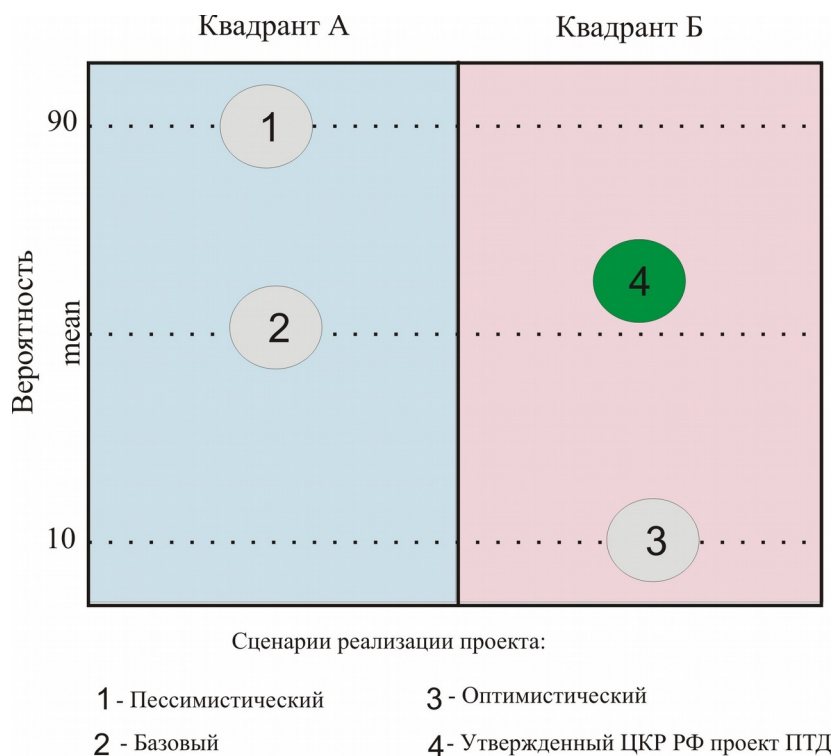


Рис. 3.2.4.1. Матрица принятия управленческих решений

Из составленной матрицы возможны следующие выводы.

По сценарию реализации проекта P10 результаты соответствуют условиям квадранта Б, что говорит об экономической эффективности проекта. В то же время, если проект будет развиваться по сценарию P90, то он окажется убыточным (квадрант А). В этом случае будет получен отрицательный экономический эффект в размере финансовых потерь – 644,33 млн. руб. По базовому сценарию – Pmean, проект соответствует условиям квадранта А и экономически мало эффективен.

Необходимо отметить следующее.

У предприятия – инвестора в практике осуществления инвестиционной деятельности существует такое понятие как «безвозвратные инвестиции». Это прогнозный/фактический объем приемлемых затрат по нефтегазовому активу, который не может быть возвращен инвестором (предприятием) в случае выхода из проекта. Безвозвратные инвестиции включают в себя расходы на разовый платеж за пользование недрами, в т.ч. на приобретение лицензии на право пользование недрами, расходы по участию в аукционе или конкурсе, НИОКР, выполнение полевых геофизических исследований, интерпретацию исходных данных, стоимость строительства первой поисковой скважины, штрафные санкции за выход из актива и др. Максимальная величина безвозвратных инвестиций составляет 50 млн. долларов или 1500 млн. рублей (по курсу на момент составления ПТД) [110].

Связи с тем, что по базовому и пессимистическому сценариям проект не эффективен, реализация анализируемого нами инвестиционного проекта возможна только при наличии у предприятия-инвестора помимо экономических целей, также и других – социальных, стратегических и др., связанных с регионом присутствия. В нашем случае у инвестора существуют официальные договоренности с руководством края о партнерстве, которое необходимо соблюдать обеими сторонами. Поэтому, по нашему мнению, в данном случае необходима разработка и реализация мер, направленных на снижение степени рискованности проекта. При этом, стоимость мер не должна превышать разницы между величиной безвозвратных инвестиций и величиной чистого дисконтированного дохода по наиболее рискованному сценарию (P90). Экономический смысл этого заключается в том, чтобы определить величину максимально возможных финансовых потерь, связанных с осуществлением мероприятий по снижению возможных последствий реализации рискованных факторов, на которые инвестор готов пойти в рамках ИП.

Для повышения достоверности выводов относительно эффективности проекта, по базовому сценарию по анализируемому месторождению были построены графики зависимости NPV от извлекаемых запасов УВС (рис. 3.2.4.2.) с целью определения минимальных экономических объемов углеводородного сырья (УВС). По графику для безубыточности инвестиционного проекта извлекаемые запасы нефти в его пределах должны быть не менее 375 тыс.т, что на 33% меньше величины запасов Pmean (557 тыс.т), определенной с учетом возможной реализации геологических рисков проекта.

Таким образом, на основе результатов оценки показателей эффективности ИП для различных сценариев его реализации можно сформулировать следующее управленческое решение:

«Инвестиционный проект по добыче углеводородного сырья на месторождении, расположенном на севере Пермского края, экономически не целесообразен. В случае необходимости его реализации обязательна разработка мер по снижению степени его рискованности для повышения устойчивости к влиянию внутренних и внешних рискованных факторов».

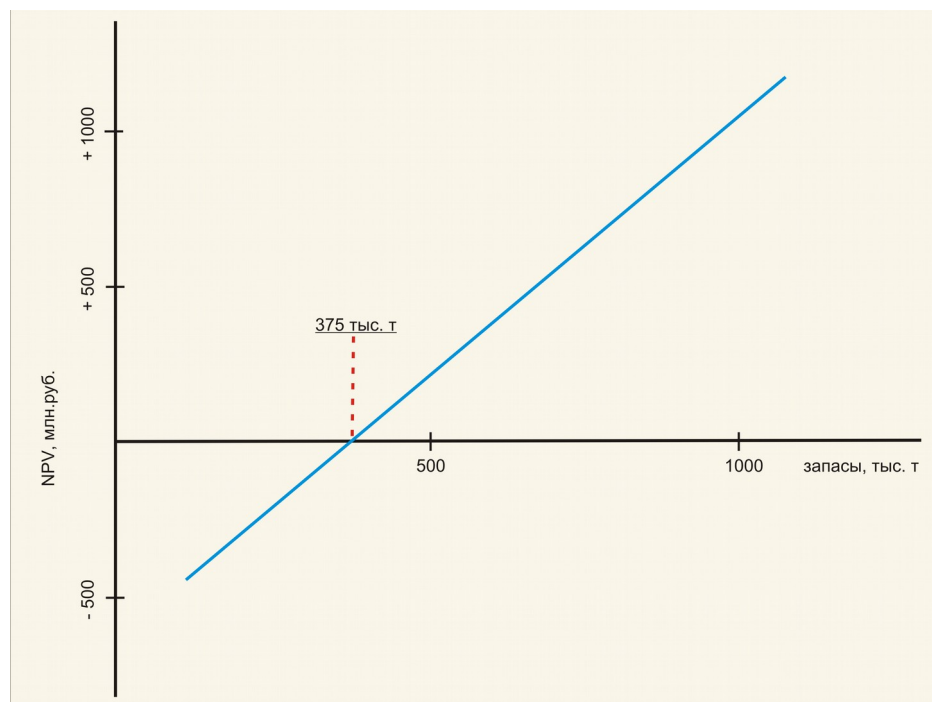


Рис. 3.2.4.2. График зависимости NPV от извлекаемых запасов нефти по инвестиционному проекту

3.3. Рекомендации по внедрению предлагаемой модели оценки проектов в производственный процесс

В данной главе, на примере инжинирингового предприятия, осуществляющего широкий диапазон работ в нефтегазовой отрасли от геологического сопровождения геологоразведочных работ до проектирования обустройства нефтяных месторождений, будут предложены рекомендации по внедрению предлагаемой автором модели по оценке экономической эффективности проектов.

В данный момент на Предприятии происходит процесс внедрения в его деятельность системы управления производственными рисками (СУР). Основная цель заключается в построении системы, которая позволила бы выявлять, оценивать, управлять и контролировать возможные негативные события или ситуации для обеспечения гарантий достижения предприятием своих текущих производственных задач.

Для координации работ по внедрению системы управления рисками на предприятии создано структурное подразделение – отдел управления проектами. В отделе на основе аккумулируемой информации происходит анализ причин реализовавшихся рисков, оцениваются последствия их реализации для предприятия и разрабатываются меры по их недопущению в последующей деятельности подразделений. Следует особо отметить, что *при оценке эффективности будущих инвестиционных проектов данная аналитическая*

информация не задействована, а используется лишь в текущей производственной деятельности.

Таким образом, в настоящее время, на предприятии создаются благоприятные предпосылки для успешного внедрения предлагаемой автором методики экономической оценки ИП. Алгоритм внедрения приведен в приложении 40. Выделяются следующие этапы данного процесса.

1. Систематизация информации по рискам.

Отдел управления проектами (ОУП), в рамках деятельности по внедрению системы управления рисками на предприятии, производит аккумуляцию информации по потенциальным и свершившимся рисковым событиям структурных подразделений. При этом, в отдел ОУП сотрудники структурных подразделений передают информацию по их оценке экономических последствий реализации рисков для предприятия.

Накапливающаяся в отделе ОУП информация по рискам систематизируется и обобщается по группам факторов. На основе данной информации формируется база данных (БД) рискованных событий.

2. Адаптация предлагаемых методических подходов.

Отдел технико-экономической оценки проектов (ОТЭОП) на основе статистических данных, формирующейся БД рискованных событий, совместно с руководителями соответствующих структурных подразделений:

- осуществляет внедрение в процесс экономической оценки ИП результатов вероятностного моделирования запасов и ресурсов углеводородного сырья;
- в консультативной форме участвует в процессе построения региональных схем эколого-техногенной напряженности территорий интересов предприятия, адаптирует процедуру расчета поправки (премии) за экологический и техногенный рискованные факторы для расчета ставки дисконтирования;
- совместно с планово-экономическим отделом осуществляет обоснование ставки дисконтирования;
- на основе проведенных мероприятий по усовершенствованию процедуры оценки инвестиционных проектов производит их оценку.

3. Разработка процедуры принятия управленческих решений

Отдел управления проектами, в рамках функционирующей на предприятии международной системы качества, инициирует разработку Регламента по оценке ИП с учетом влияния рискованных факторов. При составлении регламента предполагается (с участием всех заинтересованных подразделений) обозначить общий алгоритм оценки, последовательность, задачи и области ответственности каждого подразделения в едином

процессе оценки. Важным моментом регламента будет механизм принятия управленческого решения по проекту.

Предлагается решение по ИП (о его принятии или отклонении) принимать на научно-техническом совете предприятия, на котором присутствуют представители различных подразделений. Тем самым будет обеспечен всесторонний и объективный подход к принятию окончательного решения по проекту.

Выводы по главе

В главе были рассмотрены результаты апробации предложенного автором усовершенствованного методического инструментария оценки инвестиционных проектов в нефтяной промышленности с учетом рисков факторов.

Объектом исследования послужило реальное месторождение нефти, расположенное на севере Пермского края, технологические документы которого прошли экспертизу на Центральной комиссии по разработке нефтегазовых месторождений РФ.

Проведен анализ рисков сопровождающих реализацию данного проекта по освоению запасов УВС месторождения. Обобщая их, а также сведения специалистов занимающихся проектированием процесса разработки месторождений на территории Пермского края, были выделены основные риски, с которыми придется столкнуться инвесторам при реализации ИП. Это позволило на основе рассмотрения различных методов оценки рисков инвестиционных проектов, учитывая их преимущества и недостатки, определить методы для оценки рисков, связанных с реализацией оцениваемого инвестиционного проекта.

Проведено моделирование показателей рисков проекта.

Показано, что при оценке эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности мировые цены на нефть являются важным внешним фактором, определяющим эффективность проекта. Большое значение, в связи с этим, имеет выявление основных трендов ценовой динамики, позволяющих осуществлять прогнозирование мировых цен на нефть.

Проведена вероятностная оценка геологических рисков по различным сценариям реализации проекта, позволившая учесть степень геологической неопределенности, неизменно сопровождающей принятие решений на стадии поисков, разведки и промышленной эксплуатации месторождения. По результатам оценки рисков были составлены прогнозные уровни добычи нефти для различных сценариев реализации проекта.

Проведена оценка поправок (премий) на экологические, техногенные, страновые и другие рисков факторы при расчете ставки дисконтирования, рассчитанной кумулятивным построением.

Отмечено, что повышение ставки дисконтирования, рассчитанной по предлагаемой автором методике, относительно принятой в официальном ПТД в размере 10%, связано с результатами проведенной детальной оценки рисков факторов, показавшая наличие

определенной вероятности реализации, помимо прочих, эколого-техногенных и геологических рисков

Также необходимо отметить, что ставка дисконтирования принятая в экономических расчетах в официальном ПТД была определена нормативным методом и указана в единых сценарных условиях (ЕСУ) оценки проектов Компании-инвестора. При таком подходе, ставка определяется нормативным методом для всех инвестиционных проектов, без учета их индивидуальных особенностей, обусловленных различием геологического строения объектов инвестирования (месторождений нефти и газа), состоянием экологической и техногенной ситуаций в регионе реализации проекта и т.п. Оценка же рисков в ПТД проводилась посредством анализа чувствительности основных показателей эффективности к изменению ключевых параметров. Это, как показано в работе, для данного инвестиционного проекта очевидно не достаточно.

Проведено моделирование денежных потоков для различных сценариев реализации проекта. Это позволило рассчитать показатели его экономической эффективности и провести сравнение полученных результатов с данными, представленными в официальном проектно-технологическом документе (утвержденным в ЦКР), составленному по «традиционному» подходу.

На основе предложенной матрицы принятия управленческих решений был проведен анализ полученных результатов оценки проекта по различным сценариям. В результате анализа матрицы было сформулировано управленческое решение по исследуемому инвестиционному проекту относительно перспектив его реализации.

На примере инжинирингового предприятия, осуществляющего широкий диапазон работ в нефтегазовой отрасли от геологического сопровождения геологоразведочных работ до проектирования обустройства нефтяных месторождений, были предложены мероприятия по внедрению предлагаемой автором методики по оценке экономической эффективности проектов.

Таким образом, апробация предложенного автором методического инструментария к оценке инвестиционных проектов в нефтяной промышленности с учетом рисков факторов на реальном месторождении показала состоятельность предлагаемых методических подходов. Предложенный алгоритм по ее внедрению в производственный процесс будет способствовать их дальнейшему практическому использованию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных в диссертационной работе исследований получены и сформированы следующие основные выводы и рекомендации.

1. Анализ процесса оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в нефтяной промышленности выявил недостатки в применяемых методиках.

Существующие методы оценки рисков инвестиционных проектов не позволяют учитывать значительную неопределенность исходных данных при оценке запасов углеводородного сырья, оценке влияния последствий реализации экологических и техногенных чрезвычайных ситуаций и т.д. Это часто приводит к отклонению фактических показателей эффективности проекта от их плановых значений.

2. Проведенный в работе анализ особенностей проявления рисков факторов на различных жизненных стадиях освоения нефтегазового объекта (актива) и предложенная в работе систематизация факторов и проектов позволяет повышать степень достоверности долгосрочных плановых сценариев по добыче и реализации углеводородного сырья.

3. Для повышения степени соответствия фактических результатов их плановым ожиданиям разработан методический инструментарий оценки основных видов геологических, экологических, техногенных и страновых рисков факторов, который позволяет обоснованно учитывать данные виды рисков, оказывающих существенное влияние на конечную экономическую эффективность инвестиционного проекта в условиях объективного недостатка информации и неопределенности большинства исходных данных.

4. Разработанная модель оценки внутренних и внешних рисков факторов предприятий нефтяной промышленности при долгосрочном планировании инвестиционной деятельности обобщает существующие количественные методы анализа и учета рисков факторов и позволяет достаточно точно оценить экономические потери, которые могут понести инвесторы в случае развития различных неблагоприятных ситуаций на разных жизненных стадиях освоения объекта (актива).

5. Предложенные усовершенствованные методы оценки инвестиционных проектов (ИП) в нефтяной промышленности с учетом рисков факторов могут быть использованы:

- для оценки эффективности и финансовой реализуемости ИП;
- для сравнения альтернативных (взаимоисключающих) ИП, вариантов ИП и оценки экономических последствий выбора одного из них;
- для подготовки заключений по экономическим разделам при проведении государственной, отраслевой и других видов экспертиз обоснований инвестиций, ТЭО, проектов и бизнес – планов;

— для принятия экономически обоснованных управленческих решений об изменениях в ходе реализации ИП в зависимости от вновь выявляющихся обстоятельств (экономический мониторинг).

В частности, апробация результатов исследования на примере проекта по добыче углеводородного сырья на месторождении расположенном на севере Пермского края, показала состоятельность предлагаемого инструментария. Его дальнейшему практическому использованию будет способствовать предложенный алгоритм по внедрению в производственный процесс.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров В.А. Прогнозирование и управление нововведениями [Текст] / В.А. Александров. - Мн.: БПИ, БелНИИНТИ, 1988. - 124с.
2. Основные тенденции развития глобальных рынков нефти и газа до 2025 года [Текст]: аналитический обзор. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - 2013 г. - 64с.
3. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности [Текст] / А.Ф.Андреев, В.Д.Зубарева, А.С.Саркисов. - М.: «Полиграф», 1996. - 70 с.
4. Андреев А.Ф. Оценка эффективности и планирование проектных решений в нефтегазовой промышленности [Текст] / А.Ф.Андреев. – М. : Нефть и газ, 1997. – 276 с.
5. Аметистова Л.М. Управление рисками [Текст] / Л.М.Аметистова, Г.М.Бекетов. - Моск. энергет. ин-т (техн. ун-т). М.:Изд-во МЭИ, 2003. - 37 с.
6. Ампилов Ю.П. Стоимостная оценка недр [Текст] / Ю.П.Ампилов. - М., Геоинформцентр, 2003.- 274 с.
7. Ампилов Ю.П., Герт А.А. Экономическая геология [Текст] / Ю.П.Ампилов, А.А.Герт. - М.: Геоинформмарк, 2006. - 329 с.
8. Атапина Н.В. Сравнительный анализ оценки рисков и подходов к организации риск-менеджмента [Текст] / Н.В.Атапина // Молодой ученый. - 2013. - № 5. - С.235-243.
9. Афонина А.Г. Кластерные инициативы и проекты [Текст] / А.Г.Афонина // Вестник Алтайской академии экономики и права. - 2012. - № 9. - С. 35-39.
10. Балабанов И.Т. Риск-менеджмент [Текст] / И.Т.Балабанов. - М.: Финансы и статистика, 1996. - 92 с.
11. Барсуков Ю., Кузнецов И., Мордюшенко О., Повов Е. Кредиты в России дорожают [Текст] / Ю.Барсуков, И.Кузнецов, О.Мордюшенко, Е.Попов // Коммерсантъ: ежедневная общенациональная деловая газета. - 15.08.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 24.03.2014.
12. Башнефть хочет автоматизировать расчет экономической эффективности разработки месторождений [Текст]: информационное сообщение / Инф. агент-во «ИНТЕРФАКС-АНИ». - 24.03.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». – Дата обращения: 24.03.2014.
13. Беренс В., Хавранек П. Руководство по оценке инвестиций [Текст] / В.Беренс, П.Хавранек. - М.: Интерэксперт, ИНФРА-М, 1995. - 528 с.
14. Бешелев С.Д., Гурвич Ф.Г. Математико–статистические методы экспертных оценок [Текст] / С. Д. Бешелев, Ф. Г. Гурвич. - М.: Наука, 1980.- 263 с.

15. Бешелев С.Д., Гурвич Ф.Г. Экспертные оценки [Текст] / С.Д. Бешелев, Ф.Г.Гурвич. - М.: Наука, 1978. - 356 с.
16. Бобылев Ю.Н., Приходько С.В., Дробышевский С.М., Тагор С.В. 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> . - (27.03.2014).
17. Большой экономический словарь [Текст] / А.Н. Азрилян. - М.: Институт новой экономики, 1997.
18. Буянов В.П., Кирсанов К.А., Михайлов Л.М. Рискология (управление рисками) [Текст] / В.П. Буянов, К.А. Кирсанов, Л.М. Михайлов. – М.: Экзамен, 2003. -384 с.
19. В Госдуме готовится законопроект о национализации липецкой фабрики «Рошен» [Электронный ресурс]: информационное сообщение. - Сайт «gorod48.ru». - Режим доступа: <http://gorod48.ru/pda/news/308033/>. – (01.04.2015).
20. Бюлер К., Притч Г. Обуздание риска [Текст] / К.Бюлер, Г.Притч. - The McKinsey Quarterly, 2003. - № 4. – 344 с.
21. Волков И. М., Грачева М. В. Проектный анализ [Текст]: учеб. Пособие для вузов / И.М.Волков, М.В.Грачева. – М. : Банки и биржи : ЮНИТИ, 1998. –421с.
22. Валдайцев С.В. Управление инновационным бизнесом [Текст] / С.В.Валдайцев. -М.: ЮНИТИ, 2001.
23. В Березниках произошла техногенная авария на предприятии «Сода Хлорат», пострадали 26 человек [Электронный ресурс]: информационное сообщение. - Сайт «DAYPERM.ru». – Режим доступа: <http://www.dayperm.ru/node/53197>. – (11.03.14).
24. Газпром признал акции экологов серьезным риском для компании [Текст]: информационное сообщение / Инф. агент-во ИНТЕРФАКС-АГИ. - 21.02.2014. -Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». – Дата обращения: 21.02.2014.
25. Головкина Е. Политические риски в нефтегазовой отрасли [Текст] / Е.Головкина // Обозреватель-Observer. – 2013.- № 12. - С.55-63.
26. Герт А.А., Супрунчик Н.А., Немова О.Г., Кузьмина К.Н. 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.
27. Глухов В.В., Бахрамов Ю.М. Финансовый менеджмент (участники рынка инструменты, решения) [Текст] / В.В.Глухов, Ю.М.Бахрамов. – СПб.: Специальная литература, 1995. – 430 с.

28. Гончаров Д.С. Комплексный подход к управлению рисками для российских компаний [Текст] / Д.С.Гончаров. - М.: Вершина, 2008. - 224 с.
29. Гранатуров В.М. Экономический риск. Сущность, методы измерения, пути снижения [Текст] / В.М. Гранатуров.- М.:Аланс, 1999. -114 с.
30. Грачева М.В. Анализ проектных рисков [Текст] / М.В.Грачева. – М.: ЗАО «Финстатинформ», 1999. – 216 с.
31. Гречищева Е. Энергия газа [Электронный ресурс] / Е.Гречищева // Пермская нефть: издание Группы дочерних обществ ОАО «ЛУКОЙЛ» Пермского края, 2014. - № 13 (385). - С. 1-2.
32. 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>. - (09.04.14).
33. ГОСТ Р ИСО 31000-2010 «Менеджмент риска. Принципы и руководство» [Текст]. – М.: Стандартинформ, 2012. - 21 с.
34. ГОСТ Р ИСО 31000-2009 «Менеджмент риска. Методы оценки риска» [Текст]. – М.: Стандартинформ, 2012. - 70 с.
35. ГОСТ Р 51897-2011. Руководство ИСО 73:2009 «Менеджмент риска. Термины и определения» [Текст]. - КонсультантПлюс: информационная система. - Дата обращения: 04.11.2011. - 13 с.
36. Грачева М.В. Риск-анализ инвестиционного проекта [Текст] / М.В.Грачева. – М.: Юнити-Дана, 2001. - 720 с.
37. Дзядко Т. Алекперов за конкуренцию [Текст] / Т.Дзядко // Ведомости: деловая газета. - М. - 28.06.2013. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». – Дата обращения: 28.06.2013.
38. Дзядко Т. ЛУКОЙЛ пострадал из-за имиджа России [Текст] / Т.Дзядко // РБК daily: ежедневная деловая газета. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». – Дата обращения: 28.06.2013.
39. Дзядко Т., Сотникова А., Рейтер С. С «Башнефтью» на выход [Текст] / Т.Дзядко, А.Сотникова, С. Рейтер // РБК daily: ежедневная деловая газета, 2014. - № 204 (1979). - С.1-3.
40. Денисов М.Н., Комаров М.А. 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.
41. Дмитриев А. Запомните это слово: Росляково [Текст] / А.Дмитриев // Труд: газета. - М. - 11.02.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения:

11.02.2014.

42. Доладов К.Ю. Экономическая оценка инвестиционного риска при принятии управленческих решений (на примере промышленных предприятий Самарской области) [Текст]: / дис. на соиск. уч. к. э. н. 08.00.05: защищена 2002 / Доладов Константин Юрьевич. – Самара: СГЭА, 2002. – 187 с.

43. Дубров А.М., Лагоша Б.А., Хрусталеv Е.Ю. Моделирование рисковvх ситуаций в экономике и бизнесе [Текст]: учебн. пособие / А.М.Дубров, Б.А.Лагоша, Е.Ю.Хрусталеv; под ред. Б.А.Лагоши. - М.: Финансы и статистика, 1999. - 176 с.

44. Евланов Л.Г., Кутузов В.А. Экспертные оценки в управлении [Текст] / Л.Г.Евланов; В.А. Кутузов. - М.:Экономика, 1978. - 265 с.

45. Елькова О., Подобедова Л. Нефтяники отказываются от железных дорог [Текст] / О.Елькова, Л.Подобедова // Известия: газета, московский выпуск. - 29.01.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 29.01.2014.

46. Ермасова Н.Б. Риск-менеджмент [Текст] / Н.Б. Ермасова, В.Е. Черкасов. - Поволж. акад. гос. службы им. П.А. Столыпина. Саратов: Поволж. акад. гос. службы, 2003. - 101 с.

47. Ермасова Н.Б. Риск-менеджмент организации [Текст] / Н.Б. Ермасова, М.: Альфа-Пресс, 2005. - 239 с.

48. Есипов В.Е. Экономическая оценка инвестиций [Текст] / В.Е.Есипов [и др]. – СПб.: Вектор, 2006. – 288 с.

49. ЕС отлучит российские госбанки от финансирования, а нефтяников – от технологий [Электронный ресурс]: информационное сообщение / ПРАЙМ: агентство экономической информации. – Режим доступа: <http://1prime.ru/News/20140729/789113085.html> . – (18.08.14).

50. Ёлохова И.В., Малинина С.Е. 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.

51. Ёлохова И.В. Инвестиционный анализ [Текст]: учеб.-мет. пос. / И.В. Ёлохова. – Изд-во Перм. нац. исслед. политех. универ., 2014г. - 84с.

52. Жигло А.Н. Расчет ставок дисконта и оценка риска [Текст] / А.Н. Жигло // Бухгалтерский учет, 1996. - №6.-С.41-44.

53. Загорий, Г.В. О методах оценки кредитного риска [Текст] / Г.В. Загорий // Деньги и кредит, 1997. - № 6.

54. Звонова О. Авария в Мексиканском заливе: хроника событий и экологические последствия [Электронный ресурс]: информационное сообщение / Аргументы и факты:

электронное издание. – Режим доступа: <http://www.aif.ru/dontknows/file/1154585>. – (07.05.2015).

55. Зубарева В.Д. Проблемы комплексной экономической оценки проектных решений в нефтегазовой промышленности [Текст]: дис. на соиск. учен. ст. д.э.н.: 08.00.05: защищена 2001 / Зубарева Валентина Дмитриевна. – Москва, 2001. – 487 с.

56. Ивантер А. Условно оценили [Текст] / А.Ивантер // Эксперт, 2015. - № 10 (936), С.13-17.

57. Ильина С.А. Сущность категории «инвестиционный климат» и категории «инвестиционная привлекательность» [Текст] / С.А.Ильина // Молодой ученый, 2012. - № 5. - С.153-157.

58. Ильясов И.Т. Экономическая оценка инвестиционных проектов предприятий нефтегазового комплекса [Текст]: дис. на соиск. учен. ст. к.э.н.: 08.00.05: защищена 2008 / Ильясов Ильяс Тависович. – Ижевск, 2008. – 163 с.

59. Инвестиционные рейтинги регионов России [Электронный ресурс] / Сайт рейтингового агентства «Эксперт РА». – Режим доступа: <http://raexpert.ru/ratings/regions/2014>. – (14.05.2015).

60. Имамов Р.Р. Учет факторов риска при оценке инвестиционных проектов в нефтеперерабатывающей отрасли [Текст] / Р.Р.Имамов // Экономика и управление: анализ тенденций и перспектив развития: сборник материалов VI Международной научно-практической конференции; 26 августа 2013; под общ. ред. С.С.Чернова. – Новосибирск: «ЦРНС», 2013. – С.252-256. – ISBN 978-5-906535-16-0.

61. Имамов Р.Р. Анализ существующих методов оценки рисков инвестиционных проектов [Текст] / Р.Р.Имамов // Социально-гуманитарный вестник Юга России; научный журнал. № 3 (46). – Краснодар: «ЦСПИ «Премьер», 2014. – С. 88-97. – ISSN 2077-9240.

62. Имамов Р.Р. Рамочная классификация инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности [Текст] / Р.Р.Имамов // Наука XXI века: новый подход: материалы VII молодежной международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых; 28-29 января 2014 года, г. Санкт-Петербург. – СПб.: «Айсинг», 2014. – С. 115-121. – ISBN 978-5-91753-082-6.

63. Имамов Р.Р. Разработка рекомендаций по применению различных методов оценки рисков инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности [Текст] / Р.Р.Имамов // Фундаментальные и прикладные исследования в современном мире: материалы V Международной научно-практической конференции; 12-13 марта 2014 года, г. Санкт-Петербург.- СПб.: «Стратегия будущего», 2014. – С. 130-132. – ISSN 2307-1354.

64. Имамов Р.Р. К вопросу о классификации рисков инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности [Текст] / Р.Р.Имамов // Актуальные вопросы современной науки: сборник научных трудов. - Вып. 31; под общ. Ред. С.С.Чернова. – Новосибирск: ЦРНС, 2014. – С. 52-61. – ISBN 978-5-00068-019-3.

65. Имамов Р.Р. Методика учета рисков в ставке дисконтирования при оценке эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов [Текст] / Р.Р.Имамов // Студенческий научный вестник России; научный журнал, № 3-4. – Краснодар: «ЦСПИ «Премьер», 2014. – С.85-88. – ISSN 2305-3178.

66. Имамов Р.Р. Особенности проявления рисков факторов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов [Текст] / Р.Р.Имамов // Актуальные вопросы современной науки: сборник научных трудов. Выпуск 32; под общ. ред. С.С.Чернова.- Новосибирск: ЦРНС, 2014. – С.101-118. – ISBN 978-5-00068-068-1.

67. Имамов Р.Р. Перспективы развития «малого» нефтегазового комплекса в Пермском крае [Текст] / Р.Р.Имамов // Российское предпринимательство, № 4 (250), 2014. – М.: «Креативная экономика», 2014.-С.78-81. – ISSN1994-6937.

68. Имамов Р.Р. Методика учета геологических рисков при оценке эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности [Текст] / Р.Р.Имамов // Экономика и предпринимательство, № 4 ч.1 (45-1) 2014. – М.: «Экономика и предпринимательство».- С.524-529. – ISSN 1999-2300.

69. Имамов Р.Р. Характеристика инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности [Текст] / Р.Р.Имамов // Приволжский научный вестник: науч. практ. журнал, № 2 (30), 2014. – Ижевск: «Приволжский научный вестник». – С. 101-105. – ISSN 2224-0179.

70. Имамов Р.Р. Долгосрочные сценарии мировых цен на нефть [Текст] / Р.Р.Имамов // Научный обозреватель: научно-аналитический журнал. № 4(40), 2014. – Уфа: «Инфинити». – С. 24-27. – ISSN 2220-329X.

71. Имамов Р.Р. Методика учета экологических и техногенных рисков при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности [Электронный ресурс] Управление экономическими системами: электронный научный журнал, 2014. № 65. – Режим доступа: <http://www.uecs.ru>. – (08.05.2014). - ISBN 978-1-908616-65-4.

72. Имамов Р.Р. Практические аспекты расчета ставки дисконтирования [Текст] / Р.Р.Имамов // Современные проблемы экономического развития: всерос. науч. студент. конф. (Омск, 24 апр. 2014 г.): сб. материалов / Минобрнауки России, ОмГТУ. – Омск: ОмГТУ, 2014.-С.52-53. ISBN 978-5-8149-1771-3.

73. Имамов Р.Р. Основные аспекты современного риск-менеджмента [Текст] / Р.Р.Имамов // Высшая школа: научно-практический журнал. № 10, 2015. – С.9-14. ISSN 2409-1677.

74. Имамов Р.Р., Ёлохова И.В. 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. - (принята в печать).

75. Информационный интернет-портал «BARFIN» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://barfin.ru/>. – (14.01.2014).

76. Калинин Н.В. Оценка инвестиционных решений в условиях неопределенности развития предприятия [Текст]: дис. на соиск. уч. ст. к. э. н. 08.00.05: защищена 1999 / Калинин Николай Викторович. – Самара: СГЭА, 1999. – 206 с.

77. Каранина Е.В. Теоретико-методологические основы формирования и анализа риск-системы стратегического управления промышленным предприятием [Текст] дис. на соиск. учен. ст. д.э.н.: 08.00.12; 08.00.05: защищена 2012 / Каранина Елена Валерьевна. – Екатеринбург, 2012. – 458 с.

78. 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.

79. Каранина Е.В. Разработка качественного подхода к оценке рисков промышленного предприятия с позиции формирования системы эффективного риск-менеджмента [Текст] / Е.В.Каранина // Вестник филиала Всероссийского заочного финансово-экономического института в г. Кирове, 2009.

80. Каранина Е.В. Разработка качественного подхода к реализации и оценке эффективности системы управления предприятием с позиции риск-менеджмента [Текст] / Е.В.Каранина // Научно-аналитический сборник «Сегодня и завтра российской экономики», 2009. - №31.

81. Ковалев В.В. Методы оценки инвестиционных проектов [Текст] / В.В.Ковалев. – М.: Финансы и статистика, 2001. – 141 с.

82. Кочетков А.И. Управление проектами: зарубежный опыт [Текст] / А.И.Кочетков, С.Н.Никешин, Ю.П.Рудаков и др.; под научн. ред. В.Д.Шапиро. - СПб.: РазДваТри, 1993. – 15 с.

83. Коломина, М. Сущность и измерение инвестиционных рисков [Текст] / М. Коломина // Финансы, 1994. - №4. С.17-19.

84. Конопляник А., Лебедев С. 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>. - (10.12.2013)
85. Касатонов В.Ю., Морозов Д.С. Проектное финансирование, организация, управление риском, страхование [Текст] / В.Ю.Касатонов, Д.С.Морозов. – М.: Анкил, 2000. – 198 с.
86. Копылов И.С., Коноплев А.В. 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>. - (09.04.2014).
87. Копп М.Л., Вержбицкий В.Е., Колесниченко А.А., Копылов И.С. Новейшая динамика и вероятное происхождение Тулвинской возвышенности (Пермское Приуралье) / / М.Л.Копп, В.Е. Вержбицкий, А.А.Колесниченко, И.С. Копылов // Геотектоника. – 2008. – № 6. – С. 46-69.
88. Королева А. Восстановление Японии продолжается [Электронный ресурс]: информационное сообщение / А.Королева // ЭКСПЕРТ ONLINE: электронный журнал. – Режим доступа: <http://expert.ru/dossier/story/avariya-na-fukusime/>. - (11.03.2014).
89. Коротин В. Некоторые аспекты внедрения систем управления рисками в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] / В.Коротин // Сайт «www.fa.ru». – Режим доступа:http://www.fa.ru/chair/cbfi/news/Documents/News/2011/KafSeminar_16032011.ppt#256.1,Некоторые аспекты внедрения систем управления рисками в нефтегазовой отрасли. - (09.04.2014).
90. Комащенко В.И., Голик В.И., Дребенштедт К. Влияние деятельности геологоразведочной и горнодобывающей промышленности на окружающую среду [Текст] / В.И. Комащенко, В.И. Голик, К. Дребенштедт. – М.:КДУ, 2010. - 356 с.
91. Лузина Н.Г., Лобанов Д.С., Имамов Р.Р. Применение аналого-статистических моделей для оперативного расчета КИН месторождений Пермского края [Текст] / Н.Г. Лузина, Д.С. Лобанов, Р.Р. Имамов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», 2014. -№ 9.- С.42-45. - ISSN 0234-1581.
92. Лапуста М.Г., Шаршукова Л.Г. Риски в предпринимательской деятельности [Текст] / М.Г.Лапуста, Л.Г.Шаршукова. – М.: ИНФРА-М, 1998. – 224 с.
93. Литвак Б.Г. Экспертные оценки и принятие решений [Текст] / Б.Г.Литвак. – М.:Знание, 1996. - 256 с.

94. Литовченко С. Подходы к управлению рисками на российских предприятиях [Текст] / С.Литовченко // Финансовый директор. - 2003. - № 9.
95. Лоскутова М.В., Якунина И.Н. Формирование благоприятного инвестиционного имиджа национальной экономики как необходимое условие устойчивого экономического роста РФ [Текст] / М.В.Лоскутова, И.Н. Якунина // Социально-экономические явления и процессы, 2008. - № 2 (010). - С.62-70.
96. Лукойл и Газпром объединяют усилия по предупреждению чрезвычайных ситуаций на море / ОАО «ЛУКОЙЛ»: Пресс-релиз. - 5.02.2014.
97. Лукойл поддерживает социальных предпринимателей / ОАО «ЛУКОЙЛ»: Пресс-релиз. – 28.01.2014.
98. Магай М. Fitch может пересмотреть рейтинг России в апреле [Электронный ресурс] / М.Магай. - «РосБизнесКонсалтинг»: сайт информационного агентства. – Режим доступа: <http://top.rbc.ru/finances/09/03/2015/54fd9cf29a7947efbc1fe825>. – (29.04.2015).
99. Мадера А.Г. Риски и шансы: неопределенность, прогнозирование и оценка [Текст] / А.Г. Мадера. - М.:КРАСАНД, 2014. - 448 с.
100. Макаренко В.П. Риск при принятии решений в научной политике [Текст] / В.П. Макаренко. – М.: Наука, 1977. – 124 с.
101. Мельников К. Башнефть сохранила партнера [Текст] / К.Мельников. -Коммерсантъ: ежедневная общенациональная деловая газета. - М. - 23.01.2015. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». – Дата обращения: 23.01.2014.
102. Макеев Н. Бензин взял курс на повышение [Текст] / Макеев Н // Московский комсомолец. - М. - 10.02.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 10.02.2014.
103. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477) (1999) [Текст]. – М.: Экономика, 2000. – 148 с.
104. Методика оценки эффективности инвестиционных проектов по мелкооптовой и розничной реализации нефтепродуктов [Текст]. - Корпоративное издание ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2005. - 68 с.
105. Методика оценки инвестиционных проектов в бизнес-секторах «Нефтепереработка», «Нефтехимия» и газоперерабатывающих организаций группы «ЛУКОЙЛ» [Текст]. - Корпоративное издание ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2005. - 37 с.
106. Методические рекомендации по оценке эффективности проектов геологоразведки [Текст]. - Корпоративное издание ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2013. - 94 с.
107. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных

проектов в бизнес-сегменте «Геологоразведка и Добыча» [Текст]. - Корпоративное издание ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2010. - 50 с.

108. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом [Текст] / Под ред. В.И.Петрерсилье, В.И.Пороскуна, Г.Г.Яценко.- Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

109. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Текст]: утв. Приказом МПР РФ №61 от 21.03.2007 г. М, 2007 г.

110. Методические рекомендации по оценке эффективности проектов геологоразведки [Текст]: приложение № 4 к Протоколу Правления ОАО «ЛУКОЙЛ» № 21 от 13.11.2013.

111. Методика идентификации, описания и оценки рисков организаций группы «ЛУКОЙЛ» [Текст]. - Корпоративное издание ОАО «ЛУКОЙЛ». – М.,2012. - 86 с.

112. Миролубова, Т.В. Закономерности и факторы формирования и развития региональных кластеров: монография [Текст] / Т.В. Миролубова, Т.В. Карлина, Т.Ю. Ковалева. - Перм. гос. нац. иссл. ун-т. – Пермь, 2013. – 283 с.

113. Михайлов Е. Датчик перемен [Текст] / Е.Михайлов // Российская газета, М., 11.02.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 11.02.2014.

114. Морозов Д.С. Риски в проектном финансировании [Текст] / Д.С.Морозов. – М.: ИНФРА-М, 2000. – 218 с.

115. Морыженков В.А. Актуальные проблемы риск-менеджмента (сборник статей) [Текст] / В.А.Морыженков. - Федер. агентство по образованию. Гос. образоват. учреждение высш. проф. образования «Гос. ун-т упр.». - Каф. упр. финансовыми рисками. - М.: Гос. ун-т упр., 2004. - 160 с.

116. Набережнов Г., Алешкина Т. S&P понизило рейтинг России до «мусорного» [Электронный ресурс] / Г.Набережнов, Т.Алешкина. - «РБК»: информационный сайт. – Режим доступа: <http://top.rbc.ru/economics/26/01/2015/54c6832e9a7947485b5dc04e>. – (04.05.2015).

117. Найт Ф.Х. Риск, неопределенность и прибыль [Текст] / Ф.Х.Найт. - Пер. с англ. – М.: Дело, 2003.-156с.

118. Нейман Дж., Моргенштерн О. 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.

119. Никонова И.А. Проектный анализ и проектное финансирование [Текст] / И.А.Никонова. – М.: Альпина Паблишер, 2012. –154 с.

120. О ключевой ставке Банка России [Текст]: информационное сообщение. - Центральный банк Российской Федерации. Режим доступа: http://cbr.ru/press/pr.aspx?file=30042015_133103dkp2015-04-30T13_05_21.htm. – (14.05.2015).

121. Об утверждении Концепции кластерной политики Правительства области [Текст]: постановление Правительства Ярославской области от 30 июня 2009 г. №650-п. - СПС «Консультант Плюс».

122. 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. – (27.03.2014).

123. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности [Текст] / А.Ф.Андреев, В.Ф. Дунаев, В.Д.Зубарева В.Д. и др. –М.: НУМЦ Минприроды РФ, 1997. -341 с.

124. Отчет о корпоративном управлении ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2013 год [Электронный ресурс] / Сайт компании НК «ЛУКОЙЛ». – Режим доступа: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_2293_.html. – (08.05.2015).

125. Отчет о деятельности за 2013 год [Электронный ресурс] / Сайт компании НК «ЛУКОЙЛ». – Режим доступа: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_29_.html. – (08.05.2015).

126. 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.

127. Панкова Л.А. Организация экспертизы и анализ экспертной информации [Текст] / Л.А.Панкова. - М.: Знание, 1984. - 468 с.

128. О типичных банковских рисках [Текст] / Письмо Банка России от 23.06.2004 N 70-Т.

129. 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.

130. Об утверждении порядка предоставления государственных гарантий на конкурсной основе за счет средств бюджета развития Российской Федерации и положения об оценке эффективности инвестиционных проектов при размещении на конкурсной основе централизованных инвестиционных ресурсов бюджета развития РФ [Текст] /Постановление Правительства РФ №1470 от 22.11.97 (в редакции Постановлений Правительства от 20.05.98 N 467, от 03.09.98 N 1024).

131. Паштова Л.Г. Риск-менеджмент на предприятии [Текст] /Л.Г.Паштова //Справочник экономиста. - 2003 - № 5.

132. Пороскун В.И., Старобинец А.Е., Бельский В.Я., Хитров А.М. О необходимости разработки новой классификации запасов и ресурсов углеводородов на основе вероятностных оценок подсчетных параметров [Текст] / В.И.Пороскун, А.Е.Старобинец, В.Я.Бельский, А.М.Хитров // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2001. - № 7. - С. 4-12.

133. Провал в Березниках сегодня [Электронное сообщение]: информационное сообщение. - Сайт «БЕРЕЗНИКИ ОНЛАЙН». - Режим доступа: http://www.beronline.ru/index/proval_v_bereznikakh_segodnja_khronika_sobytij/0-13. - (11.03.14).

134. Прогноз цены на нефть Brent на 5, 10 и 15 лет [Электронный ресурс] / Информационный сайт «Агентство Прогнозирования Экономики». - Режим доступа: <http://apecon.ru/Prognoz-nefti-Brent/Prognoz-tseny-na-neft-Brent-na-5-10-i-15-let.html>. - (14.05.2015).

135. Половинкин, П. Зозулюк А. Предпринимательские риски и управление ими [Текст] / П. Половинкин, А. Зозулюк // Российский экономический журнал, 1997. - №9.

136. Попов Э.В. Экспертные системы [Текст] / Э.В.Попов. – М.; Наука, 1987. - 486 с.

137. Проект и его жизненный цикл [Текст] / Институт экономического развития Всемирного банка.- Вашингтон, США, 1994.

139. Преобразование рисков и возможностей в результаты [Электронный ресурс]: исследование «Эрнст энд Янг» в области бизнес-рисков 2011 год. – Режим доступа: <http://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=4&ved=0CD8QFjAD&url=http%3A%2F%2Fwww.ey.com%2FPublication%2FvwLUAssets%2FTurn-risk-into-results-OG-ru%2F%24FILE%2FTurn-risk-into-results-OG-ru.pdf&ei=dPqrUtP6D6n8ygQty4A4&usg=AFQjCNH012FUEZkqccqJH0B30YmsPJz6fuw&bvm=bv.57967247,d.bGE&cad=rjt>. - (14.12.2013).

140. Подобедова Л. Правительство упростит получение лицензий на добычу нефти и газа [Текст] / Л.Подобедова // Известия, московский выпуск. - М., 17.01.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 17.01.2014.

141. 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.

142. 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: 24.03.2014 г.
143. 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>. – (27.03.2014).
144. Проценко О.Д., Цакаев А.Х. Риск-менеджмент на российских предприятиях [Текст] / О.Д.Проценко, А.Х.Цакаев // Менеджмент в России и за рубежом. - 2002. - № 6.
145. Путин требует ускорить принятие стратегии экологической безопасности РФ [Текст]: информационное сообщение / ИНТЕРФАКС. - М., 20.11.2013. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 20.11.2013.
146. Работники Одесского НПЗ просят национализировать предприятие [Текст]: информационное сообщение / ИНТЕРФАКС-УКРАИНА., 20.03.2015. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 20.03.2015.
147. РД 153-39-007-96 «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» [Текст]. – Введен 31.01.1997. - Минтопэнерго РФ. - 23.06.1996.
148. Рогачев А. Постановка системы риск-менеджмента в компании [Текст] / А.Рогачев // Финансовый директор. - 2007. - № 5.
149. Саванкова Н. Поедут на сорняке [Текст] / Н.Саванкова // Российская газета. - М., 17.09.2013. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 17.09.2013.
150. Сайт рейтингового агентства «Эксперт РА» (RAEX) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://raexpert.ru>. – (04.05.2015).
151. Сайт Национального Рейтингового Агентства (НРА) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ra-national.ru>. – (04.05.2015).
152. Сайт рейтингового агентства «Fitch Ratings» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fitchratings.ru/ru/>. – (29.04.2015).
153. Севрук В. Анализ кредитного риска [Текст] / В. Севрук // Бухгалт. Учет, 1993. - №10. - С.15-19.
154. Сечин: соглашение ФНС и «Роснефти» снизит риск налоговых претензий [Электронный ресурс]: информационное сообщение / РИА-НОВОСТИ. – Режим доступа: <HTTP://RIA.RU/ECONOMY/20130704/947653605.HTML>. – (17.02.2014).
155. Словарь иностранных слов [Текст]. - 16-е изд., испр. - М.:Рус. яз., 1988.

156. Современное состояние и проблемы развития риск-менеджмента в российских компаниях [Текст]: аналитический доклад. - «Русский полис - Информационная группа». - М., 2007.

157. Сухаревская А., Ткачев И., Макаров О. Кризис который уже был [Текст] / А.Сухаревская, И.Ткачев, О.Макаров // «РБК»: ежедневная деловая газета, 2015. - № 19 (2036). - С.12-13.

158. Старобинец А.Е. Методика оценки неопределенностей в значениях подсчетных параметров при подсчете ресурсов и запасов углеводородов на основе вероятностного подхода. Оценка запасов и ресурсов углеводородов [Текст] / А.Е.Старобинец: в. кн. «Процесс принятия управленческих решений на основе экономического анализа работ по поискам и разведке нефти и газа». - М.: ВНИИОЭНГ, 2001. - с.128-147.

159. О возгорании на Ставролене [Текст]: сообщение Пресс-службы ОАО «ЛУКОЙЛ» / Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 26.02.2014.

160. Схема территориального планирования Пермского края [Электронный ресурс]: Постановление Правительства Пермского края от 27 октября 2009 г. № 780-п «Об утверждении схемы территориального планирования Пермского края». – Режим доступа: <http://www.perm.ru/images/news5/780-149.doc>. – (09.04.2014).

161. Соловьянов А.А. Нефтегазовые компании и окружающая среда: шаг из 2013 в 2014 год [Текст] / А.А. Соловьянов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе: научно-технический журнал, 2014. - № 1. - С.5-6. - ISSN 0132-3547.

162. Совместные проекты «Роснефти» и Statoil могут пострадать от западных санкций – глава норвежского концерна [Текст]: информационное сообщение / ПРАЙМ. ОСЛО, 25.08.14. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 25.08.14.

163. Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов в условиях риска и неопределенности (теория ожидаемого эффекта) [Текст] / С.А.Смоляк. – М.: Наука, 2002. – 182с.

164. 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.

165. СТО Газпром 2-2.1-031-2005: Положение об экспертизе предпроектной и проектной документации в ОАО "Газпром" [Текст]. – ОАО «Газпром», 2005.

166. Ступаков В.С., Токаренко Г.С. Риск-менеджмент [Текст] / В.С.Ступаков, Г.С.Токаренко. - М.: Финансы и статистика, 2007. - 288 с.
167. Суд обязал ЛУКОЙЛ выплатить 20 млн руб. штрафа за загрязнение почв в ХМАО [Текст]: Информационное сообщение / ИНТЕРФАКС, Ханты-Мансийск, 08.07.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 08.07.2014.
168. Таганов Д.Н. Акции и биржа: как преумножить, а не потерять ваши деньги [Текст] / Д.Н.Таганов. – М.: Нова-пресс, 1991. – 76 с.
169. 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. - (14.01.14).
170. Телегина Е. Об управлении рисками при реализации долгосрочных проектов [Текст] / Е. Телегина // Деньги и кредит, 1995. - № 1. - С.57-59.
171. Токаренко Г.С. Основы риск-менеджмента в предпринимательской деятельности [Текст] / Г.С.Токаренко // Финансовый менеджмент. - 2006. - № 1.
172. Туянина К.Г., Арнаут С.Н. Исследование применимости модели CAPM 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.
173. Уланов В.Л. Об индексах и рейтингах компаний минерально-сырьевого сектора экономики [Текст] / В.Л. Уланов // Минеральные ресурсы России, 2015. - №1. - С.57-63.
174. Управление рисками организаций. Интегрированная модель [Текст]: Краткое изложение. Концептуальные основы / Комитет спонсорских организаций Комиссии Тредвея (COSO). – М.: Институт внутренних аудиторов, 2004. – 13 с.
175. О размере ставки рефинансирования Банка России [Текст]: указание Банка России от 13.09.2012 № 2873-У / Банк РФ, 2012.
176. Управление проектами: зарубежный опыт [Текст] / А.И.Кочетков, С.Н.Никешин, Ю.П.Рудаков и др.; [научн. ред. проф. В.Д.Шапиро]. - С.-Петербург. Акад. недвижимости. Спб.: ДваТри, 1993.
177. Шепелев О.М., Самойлова С.С., Бакуменко Б.М. Инвестиционный климат и составление рейтингов инвестиционной привлекательности регионов [Текст] / О.М. Шепелев, С.С.Самойлова, Б.М.Бакуменко //Социально-экономические явления и процессы, 2013. - № 5(051). - С.220-226.

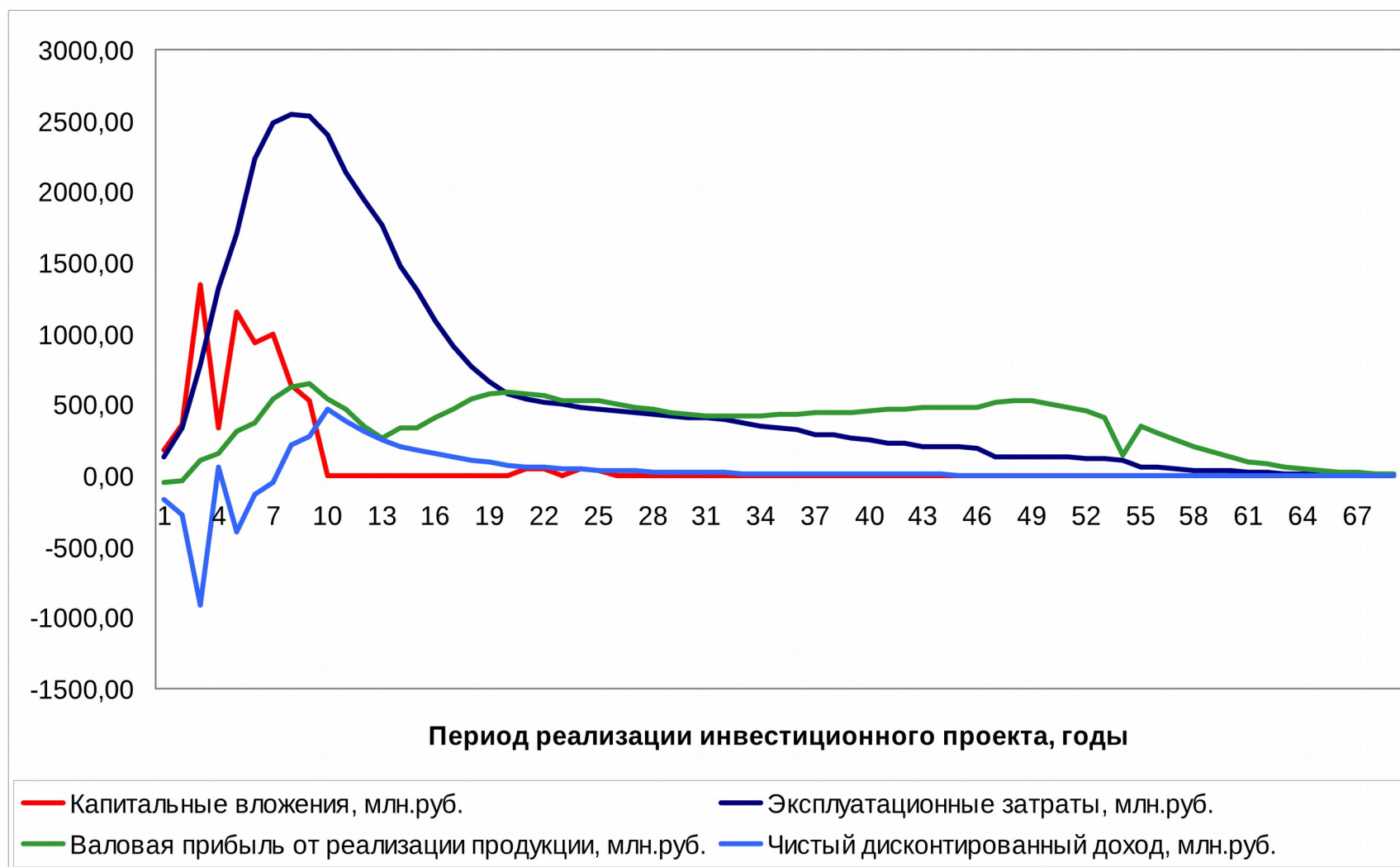
178. Шешукова Т.Г. К анализу места геоинформационных систем в контроллинге нефтяной компании [Текст] / Т.Г. Шешукова // Экономический анализ: теория и практика, 2005. - № 12. - С.17-26.
179. Хазбиев А. Нефть под ударом [Текст] / А.Хазбиев // Эксперт. - М., 18.08.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 18.08.2014.
180. ХМАО ежегодно теряет около 5 млн т нефти из-за аварий на нефтепроводах – власти региона [Текст]: информационное сообщение / ИНТЕРФАКС, Ханты-Мансийск, 18.06.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 18.06.2014.
181. Чекулаев М.В. Риск-менеджмент: управление финансовыми рисками на основе анализа волатильности [Текст] / М.В.Чекулаев. - М.: Альпина Паблишер, 2002. - 343 с.
182. Черновский А.К. Инвестиционная стратегия в условиях финансового рынка России [Текст]: автореферат дис. на соиск. уч. ст. к. э. н.: 08.00.01: защищена 1995 / Черновский Алексей Константинович. – М.: 1995. – 22 с.
183. Фальцман В.К. Оценка инвестиционных проектов и предприятий [Текст] / В.К. Фальцман. – М.: Теис, 1999. – 56 с.
184. О федеральном бюджете на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов [Текст]: Федеральный закон Российской Федерации от 2 декабря 2013 г. N 349-ФЗ.
185. Фейзуллаев А.А., Ибрагимов В.Б. 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. - ISSN 0132-3547.
186. Филин С.А. Инвестиционный риск и его составляющие при принятии инвестиционных решений [Текст] / С.А.Филин // Инвестиции в России, 2002. - № 3, 4.
187. Финансовый словарь [Электронный ресурс] / Сайт «Академик». – Режим доступа: http://dic.academic.ru/dic.nsf/fin_enc/29919. - (14.05.2015).
188. Fitch Ratings снизило рейтинг России до 'BBB-'; прогноз «негативный» [Электронный ресурс] / Информационный сайт «ФИНАМ». – Режим доступа: <http://www.finam.ru/news/headline00010019E4/>. - (04.05.2015).
189. Фомченков Т. «Легкая» нефть кончается [Текст] / Т.Фомченков // Российская газета, М., 07.02.2014. - Информационный портал ОАО «ЛУКОЙЛ». - Дата обращения: 07.02.2014.

190. Юст К. ConocoPhillips продает свои последние активы в России [Электронный ресурс] / К.Юст // РБКdaily: электронное издание. – Режим доступа: <http://www.rbcdaily.ru/industry/562949984421842>. – (28.07.2014).
191. Bank Terminology – 3th ed. [Текст] /Washington D.C., American Bank Association, 1989.
192. Cox J.C., Ingersoll J.E., Ross S.A. A Theory of the term structure of interest rates [Текст] / J.C. Cox, J.E. Ingersoll, S.A. Ross // Econometrica, 1985. – Vol. 53.- №2 – P. 385 – 407.
193. Dictionary of business finance & investments, Encyclopedic dictionary of words & phrases [Текст] / Dictionary, 1975.
194. Dixon J.A., L. Fallon Scura. Economic Analysis of environmental impacts [Текст] / Farthscan, London, 1994.
195. Imamov R.R. Proposals for accounting geological risk principles for making capital investment projects assessment нефть [Текст] / R.R.Imamov // The collection 6th International Scientific and Practical Conference “Sciense and Society” Held by SCIEURO in London, 23-24 March 2014. – P.118-121.
196. Imamov R.R. Classification and features of investment projects in oil-and-gas industry [Текст] / R.R.Imamov // Sciense, Technology and Higher: materials of the III international research and practice conference, Vol. I, Westwood, October 16th, 2013 / publishing office Accent Graphics communications – Westwood – Canada, 2013. – C.100-103. – ISBN 978-1-77192-012-4.
197. Gibson L. Implementing the SEC risk requirements to improve shareholder value [Текст] / L. Gibson. – Working paper. 1998.
198. Enterprise Risk Management – Integrated Framework Executive Summary.- Committee of Sponsoring Organization of the Treadway Commission (COSO), 2004
199. Kern W. Investitionsrechnung [Текст] / W. Kern. – Stuttgart, 1974.
200. Kennedy Ch.R. Political Risk Management [Текст] / Kennedy Ch.R. / International Lending and Investmen under Environmental Uncertainty. - London, 1987.
201. The Mineral Extraction Risk Assessment (MERA) [Электронный ресурс] / Сайт компании BERI S.A. – Режим доступа: <http://www.beri.com/Publications/MERA.aspx>. - (04.05.2015).
202. Rutterford J. Introduction to stock exchange investment – 2nd ed. [Текст] / J.Rutterford. – L.Basingstoke: Macmillan, 1993.
203. 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.

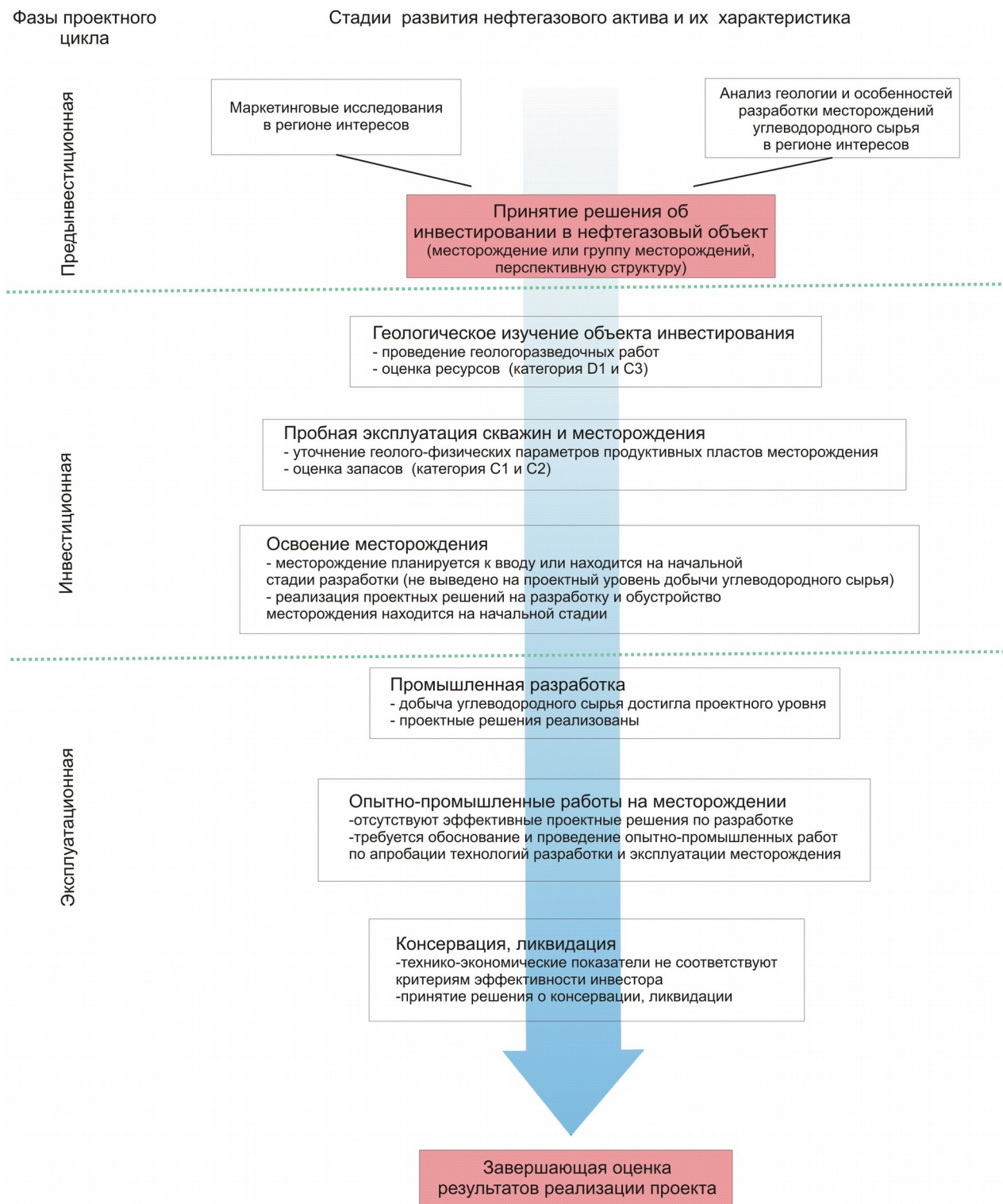
204. Werner Behrens, Peter M.Hawranek. Manual for the preparation of industrial feasibility studies [Текст] / Werner Behrens, Peter M.Hawranek. - United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) - Vienna, 1991. - 290 c.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Смена фаз при финансировании проекта. Месторождение нефти, север Пермского края



Проектный цикл для инвестиций по освоению нефтяного актива (объекта)



Различия инвестиционных и инновационных проектов (по материалам [50])

Классификационный признак	Инвестиционный проект	Инновационный проект
Используемые ресурсы	Типовые, заранее известные ресурсы	Уникальные ресурсы, в т.ч. специалисты, интеллектуальный капитал, ноу-хау, изобретения, технологии, проектные материалы, оборудование
Начало жизненного цикла	Жизненный цикл начинается после НИОКР	Жизненный цикл начинается с НИОКР
Критерии оценки	В основном используются только количественные критерии оценки	Необходимость использования не только количественных, но и качественных критериев оценки, а также оценка неопределенности
Неопределенность и риск	Высокая степень неопределенности на прединвестиционной и инвестиционной стадиях	Высокорискованные проекты с высокой степенью неопределенности на всех стадиях развития проекта
Надежность финансовой информации	Финансовая информация о капитальных вложениях в большей степени достоверна	В большей степени вероятностная надежность финансовой информации о капитальных вложениях
Главный критерий реализации	Финансовая целесообразность, ориентирующаяся на производственные и ресурсные возможности, техническую осуществимость, эффективность, социальную целесообразность	Кроме финансовой целесообразности, учитывается принципиальная новизна, патентная и лицензионная чистота, приоритетность направления инноваций, конкурентноспособность внедряемого новшества
Источники финансирования	Возможность использования собственных и заемных источников финансирования	Сложность в привлечении заемных финансовых ресурсов для венчурных инновационных компаний. Высокая стоимость привлекаемых средств в связи с высокими рисками проекта
Наличие инвестиционных затрат	Требуется инвестиционные затраты для покупки активов	Инвестиционные затраты могут присутствовать, а могут быть выражены только в затратах труда, времени

Классификация инвестиционных проектов

Признак классификации	Виды проектов
Направленность	Коммерческие, социальные, связанные с государственными интересами и т.д.
Масштаб	Малые, средние, крупные и мегапроекты
Характер инвестиционного цикла	С полным и неполным циклом
Степень участия государства	Государственные инвестиции, с государственным участием, без государственного участия
Объект инвестирования	В материальные активы В финансовые активы В нематериальные активы
Производственное назначение	На создание нового производства На расширение производства На модернизацию производства
Уровень влияния на экономическую ситуацию	На предприятии В регионе В стране
Взаимосвязь с другими инвестиционными проектами	Независимые Физически или экономически несовместимые Альтернативные Взаимоподчиненные Конкурирующие Дополняющие
Сложность	Мультипроекты Монопроекты
Состав участников	Международные Национальные Региональные Межотраслевые Отраслевые и т.д.
Степень обязательности для организатора проекта	Обязательные Необязательные
Степень срочности	Неотложные Откладываемые

Классификация проектных рисков в нефтяной промышленности

Признак классификации	Виды рисков
Общие риски	
1. Сфера проявления	Юридически риск Социальный риск Страновой риск: Страновой политический риск Страновой экономический риск Риск участников проекта Инвестиционный риск Финансовый риск Маркетинговый риск: Маркетинговый риск сбыта продукции проекта Маркетинговый риск текущего снабжения проекта Производственный риск Административный риск Строительный риск: Риск несвоевременного завершения строительства и задержки ввода проекта в эксплуатацию Риск превышения сметной стоимости проекта Риск низкого качества работ Экологический риск и т.д.
2. Стадия проявления	Предоперационный риск Операционный риск
3. Причины возникновения	Функциональный риск Денежный риск Инфляционный риск Риск ликвидности и т.д.
4. Последствия проявления	Риск прекращения деятельности Вариационный риск и т.д.
Специфические риски	
1. Стадия поисков	Риск не открытия месторождения Риск открытия нерентабельного месторождения
2. Стадия разведки	Риск отклонения от оптимальной стратегии разведки
3. Стадия разработки	Риск потерь, вызываемых неточным определением объема запасов и коэффициентов нефтегазоизвлечения Риск строительства объектов (скважин) с низкими качественными характеристиками Риск, вызываемый изменениями условий рынка сбыта нефти, газа, продуктов их переработки Риск возникновения форс-мажорных ситуаций
4. Стадия транспорта нефти, газа, конденсата	Риск потерь, вызванных неточным определением объема транспорта продукции Риск потерь, вызванных низкими качественными характеристиками транспортируемых продуктов Риск строительства объектов транспорта (газопроводов, нефтепроводов, линейных компрессорных, насосных станций) с

	низкими качественными характеристиками Риск отказов в работе оборудования Риск, вызываемый изменениями условий рынка сбыта продуктов Риск возникновения форс-мажорных ситуаций
5. Стадия переработки нефти, газа, конденсата	Риск потерь, вызванных неточным определением объема переработки сырья Риск потерь, вызванных изменением качественных характеристик сырья Риск строительства установок переработки сырья с низкими качественными характеристиками Риск отказов в работе установок переработки сырья и другого оборудования Риск, вызываемый условиями рынка сбыта продуктов переработки Риск возникновения форс-мажорных ситуаций

Плановые и текущие показатели инвестиционного проекта по строительству нефтеналивной эстакады (по материалам [89])

Планируемые показатели:

- IRR проекта составляла 42% при окупаемости 2 года

Текущие показатели:

- Затраты на строительство ННЭ окупаются за 10 лет. IRR составляет около 7,4%. NPV – отрицательная величина: -2 млн. долл.

Решение о начале проекта принималось без соответствующей оценки рисков, которые реализовались:

- Недостаток графика КТК (ограничения отгрузок)
- Отсутствие гарантии со стороны КТО по сохранению качества нефти при приемке на нефтебазе в Атырау из ж/д. Цистерн
- Повышение тарифов по КТК и платежей по банку Качества
- Возможность сбоев с логистикой



Интеграция риск-менеджмента в систему организационного управления нефтяных компаний (по материалам [129])

№ ПП	Нефтегазовая компания	Зрелость системы управления рисками	Отношение к системе управления рисками
1	«ЛУКОЙЛ»	Анализ рисков Учёт рисков, неопределённостей, угроз при построении прогнозов и планов	Реализация рисков может оказать существенное влияние на деятельность компании как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. Определение факторов риска, сбор информации и учёт неопределённостей способствуют минимизации неблагоприятных возможностей и максимизации благоприятных. Компания использует процедуры идентификации, оценки и ранжирования, минимизации и предотвращения рисков.
2	«Роснефть»	Оценка значимости и контроль рисков Утверждение политики УР находится в сфере компетенции Совета директоров (СД). Эффективность СУР подлежит регулярной проверке, а также внутренней и внешней оценке	Компания выявляет риски, которые могут повлиять на её устойчивое развитие, и проводит их оценку. Основной целью УР является защита интересов акционеров. УР включает идентификацию, оценку рисков, разработку мер реагирования и удержания рисков в допустимых пределах, мониторинг динамики факторов риска и обеспечение эффективности контрольных мер. Комитет по аудиту в составе СД утверждает внутренние процедуры УР, обеспечивает их соблюдение и анализирует эффективность.
3	«Газпром»	Единая система управления рисками. Компания проводит работу по созданию корпоративной системы управления рисками (УР) согласно Плану мероприятий по развитию системы риск-менеджмента	Управление рисками – непрерывный циклический процесс принятия и выполнения управленческих решений, который... ...состоит из идентификации, оценки и измерения рисков, реагирования на риски, контроля эффективности, планирования управления и мониторинга рисков; ...встроен в общий процесс управления, направлен на оптимизацию величины рисков в соответствии с интересами компании и распространяется на все области практической деятельности; ...позволяет обеспечить устойчивое развитие компании и улучшить качество управленческих решений.
4	«Татнефть»	Интегрированная система управления рисками. Две составляющие СУР: оценка факторов	Компания внедряет механизм качественной оценки факторов, способных существенно повлиять на её деятельность, а также систему единых корпоративных стандартов,

		риска и обеспечение единых корпоративных стандартов	регламентирующую основные процессы деятельности. При этом СУР... ...подразумевает реализацию конкретных механизмов и проведение мониторинга; ...позволяет выявить реальные и потенциальные риски, принять своевременные меры по их устранению или минимизации, скорректировать бизнес-процессы
5	«Сургут-нефтегаз»	Учёт рисков и стремление к их минимизации	Компания определяет основные виды рисков, которые могут существенно повлиять на её деятельность, и вырабатывает конкретные меры по их снижению.

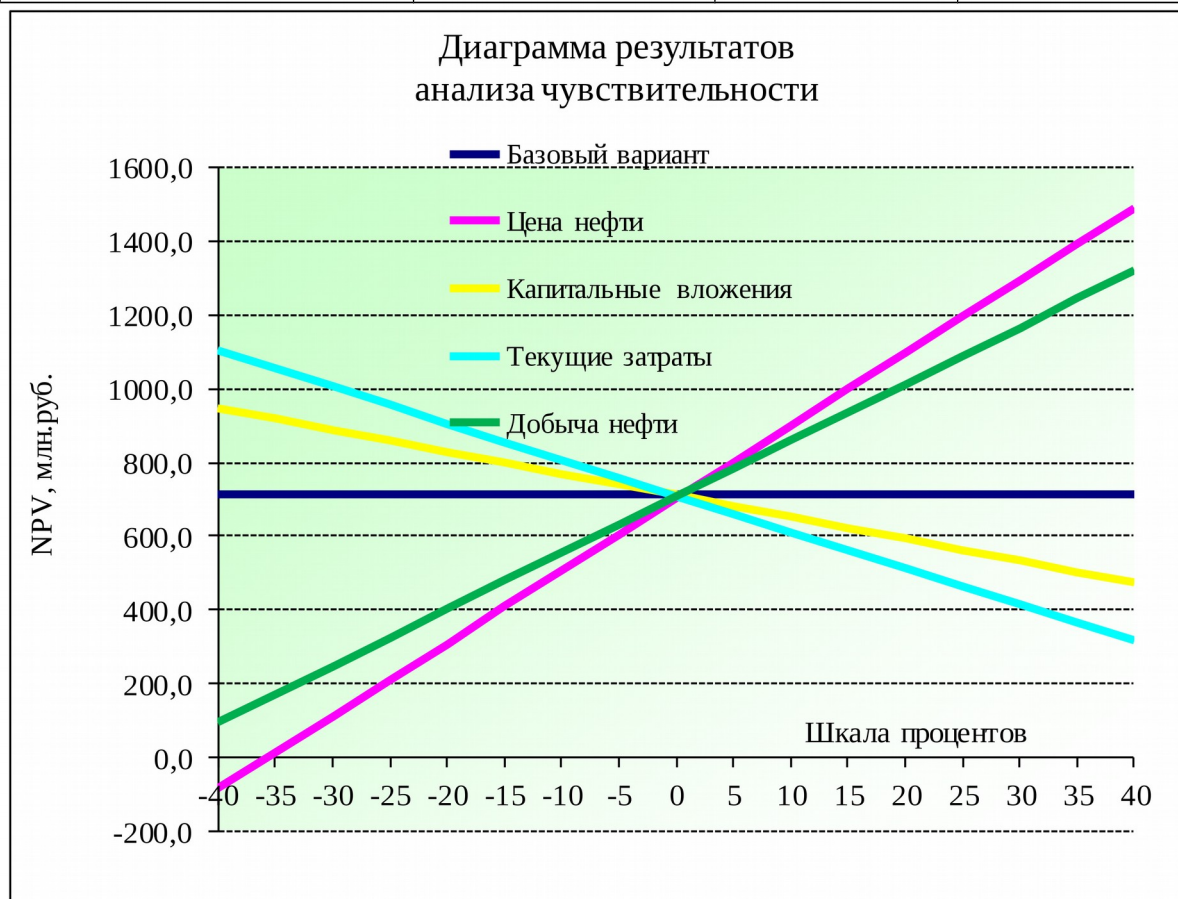
Риск-менеджмент [174]		Этапы инвестиционного анализа с учетом компонент риск-менеджмента	
Компонент процесса управления рисками	Характеристика компоненты	Этап	Характеристика этапа
Внутренняя среда	Внутренняя среда представляет собой людей, атмосферу в организации и определяет, каким образом риск воспринимается сотрудниками организации, и как они на него реагируют.	Формирование команды специалистов для оценки проекта	Формирование мультидисциплинарной команды специалистов в области риск-менеджмента и инвестиционного анализа
Постановка целей	Цели должны быть определены до того, как руководство начнет выявлять события, которые потенциально могут оказать влияние на их достижение. Процесс управления рисками предоставляет «разумную» гарантию того, что руководство компании имеет правильно организованный процесс выбора и формирования целей, и эти цели соответствуют миссии организации и уровню допустимого риска	Формирование сценарных условий эффективности проекта	Определение допустимых условий реализации проекта и приемлемых значений показателей экономической эффективности проекта
Определение событий	Внутренние и внешние события, оказывающие влияние на достижение целей организации, должны определяться с учетом их разделения на риски или возможности.	Формирование комплекса рисков факторов, оказывающих влияние на проект	Анализ рисков факторов, сопровождающих реализацию будущего инвестиционного проекта. Выявление основных потенциальных рисков, способных оказать наибольшее влияние на проект.
Оценка рисков	Риски анализируются с учетом вероятности их возникновения и влияния с целью определения того, какие действия в отношении них необходимо предпринять.		
Реагирование на риск	Руководство выбирает метод реагирования на риск, разрабатывая ряд мероприятий, которые позволяют привести выявленный риск в соответствие с допустимым уровнем риска в организации.	Генерирование денежных потоков с учетом влияния рисков факторов	Определение методов оценки рисков и прогнозирование значений показателей рисков. Расчет денежных потоков с учетом влияния рисков факторов.
Средства контроля	Процедуры разработаны и установлены таким образом, чтобы обеспечивать «разумную» гарантию того, что реагирование на возникающий риск происходит эффективно и своевременно.	Оценка экономической эффективности проекта с учетом влияния рисков факторов	Расчет основных показателей эффективности инвестиционного проекта по различным сценариям реализации проекта

Информация и коммуникация	Необходимая информация определяется, фиксируется и передается в такой форме и в такие сроки, которые позволяют сотрудникам выполнять их функциональные обязанности. Также осуществляется эффективный обмен информацией в рамках организации как по вертикали сверху вниз и снизу вверх, так и по горизонтали.	Принятие управленческих решений по проекту	Комплексный анализ различных сценариев реализации инвестиционного проекта на основе портфеля решений. Принятие решения о реализации или отклонении инвестиционного проекта.
Мониторинг	Весь процесс управления рисками организации отслеживается и по необходимости корректируется. Мониторинг осуществляется в рамках текущей деятельности руководства или путем проведения периодических оценок.		

Результаты анализа чувствительности. Инвестиционный проект по разработке месторождения нефти, север Пермского края

Вероятный вариант

Чистый дисконтированный доход (NPV), 10 %	Чистый доход (CF)	Срок окупаемости, лет	
Базовый вариант	711	1464	4
Результаты анализа чувствительности			
Цена на нефть:			
(-40%)	-86	-315	100
(+40%)	1493	3186	3
Капитальные вложения:			
(-40%)	949	1733	3
(+40%)	474	1196	6
Текущие затраты:			
(-40%)	1104	2606	4
(+40%)	315	285	6
Добыча нефти:			
(-40%)	96	94	8
(+40%)	1320	2807	3



Классификационная шкала индикаторов страновых (региональных) рисков
по версии агентства «Эксперт РА»

Порядковый номер	Индекс	Характеристика индекса
1	1A	- максимальный потенциал – минимальный риск
2	1B	- высокий потенциал – умеренный риск
3	1C	- высокий потенциал – высокий риск
4	2A	- средний потенциал – минимальный риск
5	2B	- средний потенциал – умеренный риск
6	2C	- средний потенциал – высокий риск
7	3A1	- пониженный потенциал – минимальный риск
8	3A2	- незначительный потенциал – минимальный риск
9	3B1	- пониженный потенциал – умеренный риск
10	3C1	- пониженный потенциал – высокий риск
11	3B2	- незначительный потенциал – умеренный риск
12	3C2	- незначительный потенциал – высокий риск
13	3D	- низкий потенциал – экстремальный риск

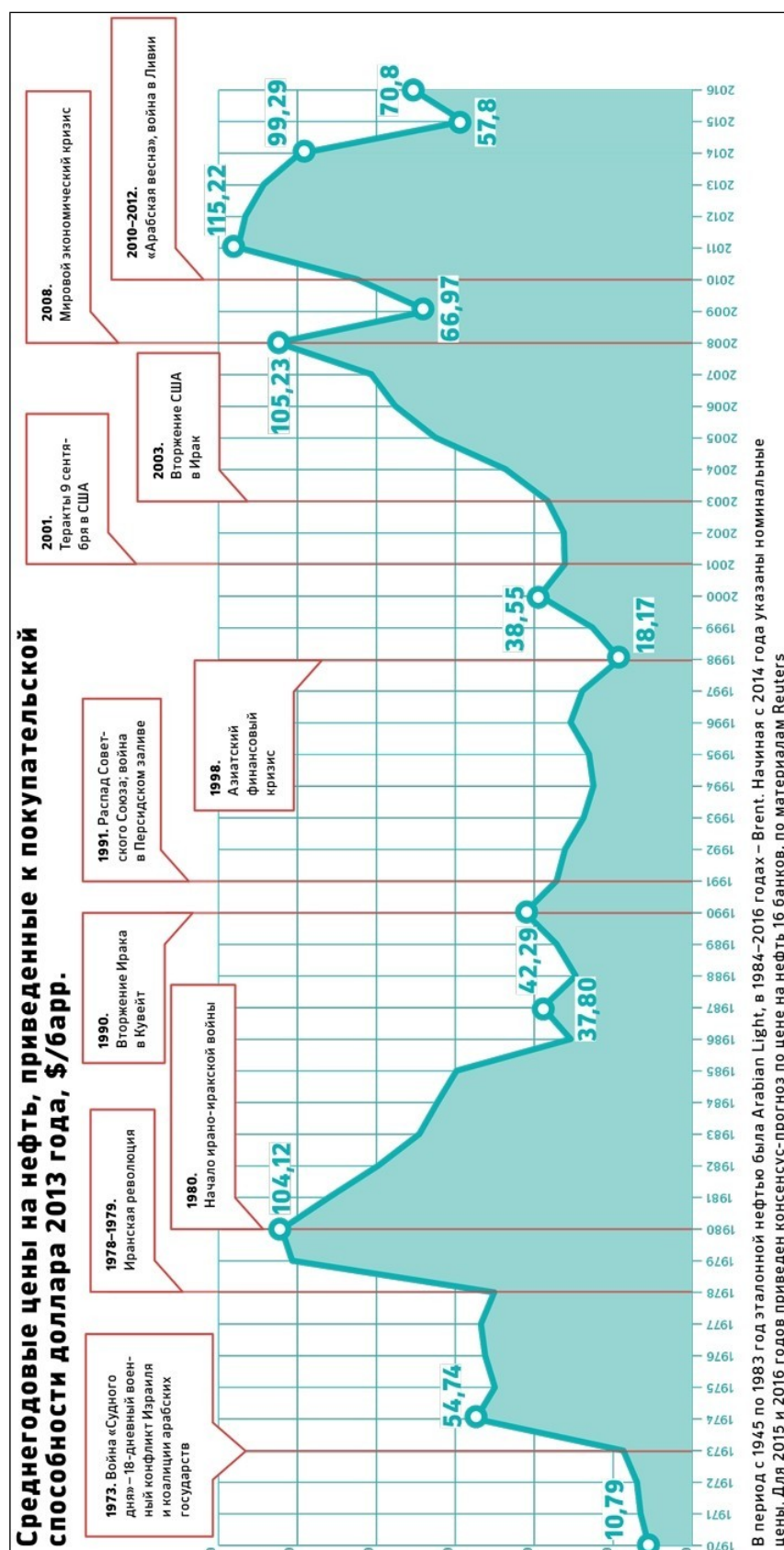
**Рейтинговая оценка инвестиционной привлекательности региона
по версии агентства «Национальное Рейтинговое Агентство»**

Порядковый номер	Категория привлекательности	Индекс	Характеристика индекса
1	Высокая	IC1	высокая инвестиционная привлекательность – первый уровень
2		IC2	высокая инвестиционная привлекательность – второй уровень
3		IC3	высокая инвестиционная привлекательность – третий уровень
4	Средняя	IC4	средняя инвестиционная привлекательность – первый уровень
5		IC5	средняя инвестиционная привлекательность – второй уровень
6		IC6	средняя инвестиционная привлекательность – третий уровень
7	Умеренная	IC7	умеренная инвестиционная привлекательность – первый уровень
8		IC8	умеренная инвестиционная привлекательность – второй уровень
9		IC9	умеренная инвестиционная привлекательность – третий уровень

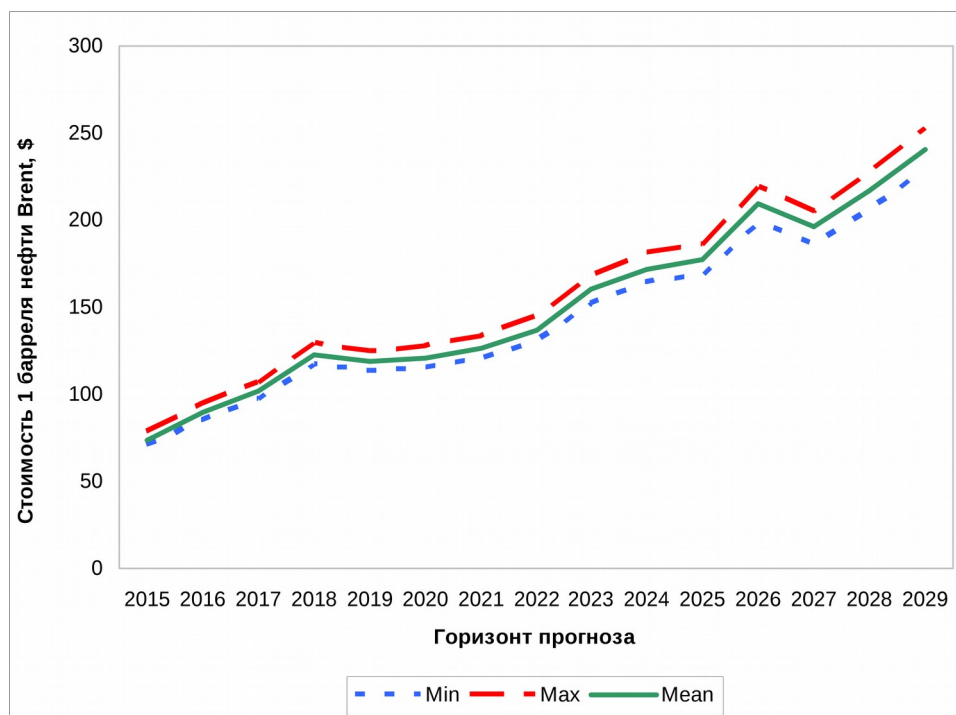
**Методы оценки рисков, связанных с реализацией оцениваемого
инвестиционного проекта**

Рисковые факторы	Метод оценки	Решаемая задача
Геологические	Метод мозгового штурма	Выявление группы параметров, влияющих на достоверность оценки и диапазона их значений
	Статистические методы	Исследование статистики случаев реализации геологических рисков
	Имитационное вероятностное моделирование	Вероятностная оценка запасов углеводородного сырья (P10, Pmean, P90) для учета влияния на эффективность проекта риска не достижения проектного уровня добычи, связанного с недостоверностью проведенных оценок величины углеводородного сырья
Маркетинговые	Статистический	Исследование статистики долгосрочных прогнозов изменения динамики мировых цен различных экспертных организаций
	Метод сценариев	Составление долгосрочного прогноза изменения мировых цен на нефть на основе прогнозов экспертных организаций для различных сценариев (minimum, mean и maximum)
Экологические и техногенные	Метод мозгового штурма	Выявление факторов, влияющих на возможность реализации данных рисков
	Статистические методы	Исследование статистики случаев реализации экологических и техногенных рисков на территории края
	Рейтинговый метод	Районирование территории края по степени вероятности реализации экологических и техногенных рисков
	Корректировка поправки на риск	Определение поправки за данные риски при расчете ставки дисконтирования
Налоговые Производственные Страновые Строительные	Статистические методы	Исследование статистики случаев реализации данных рисков при осуществлении аналогичных проектов на территории края
	Метод мозгового штурма	Анализ факторов вызывающих реализацию рисков по каждому виду
	Рейтинговый метод	Определение диапазона влияния рисков на эффективность проекта
	Корректировка поправки на риск	Определение поправки за данные риски при расчете ставки дисконтирования

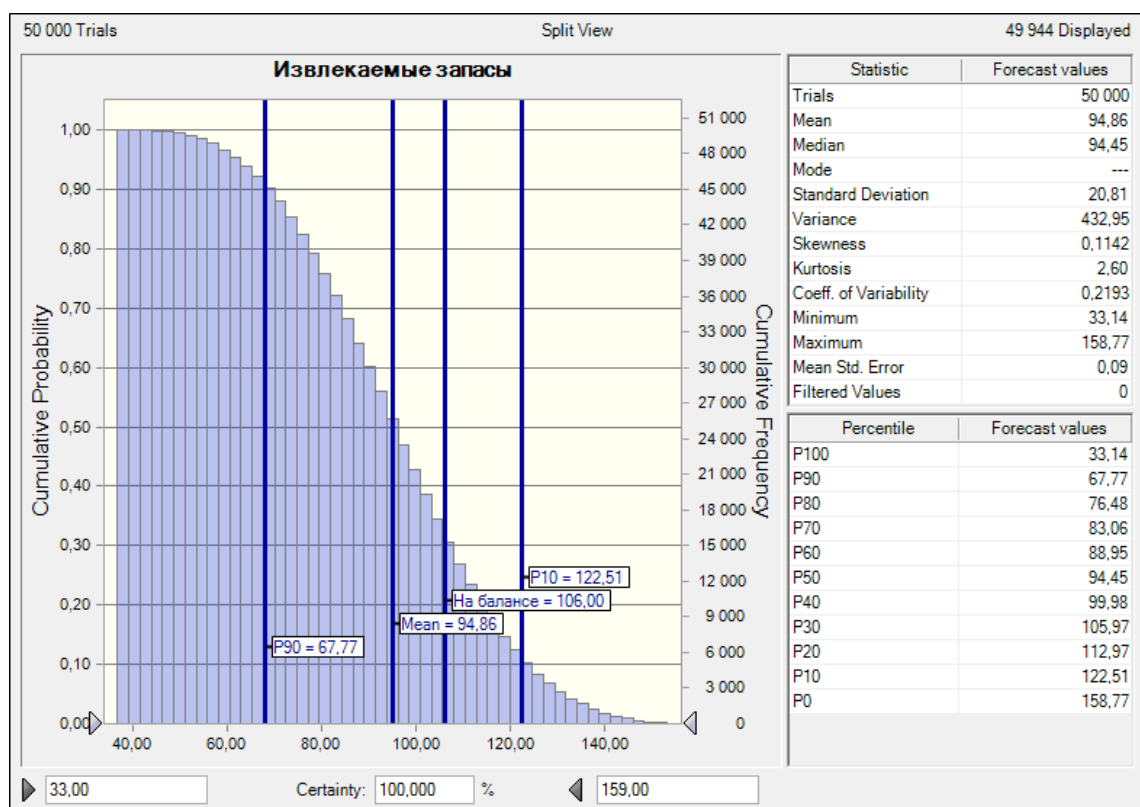
Среднегодовые цены на нефть, приведенные к покупательской способности доллара 2013 года, \$/барр (по материалам [157])



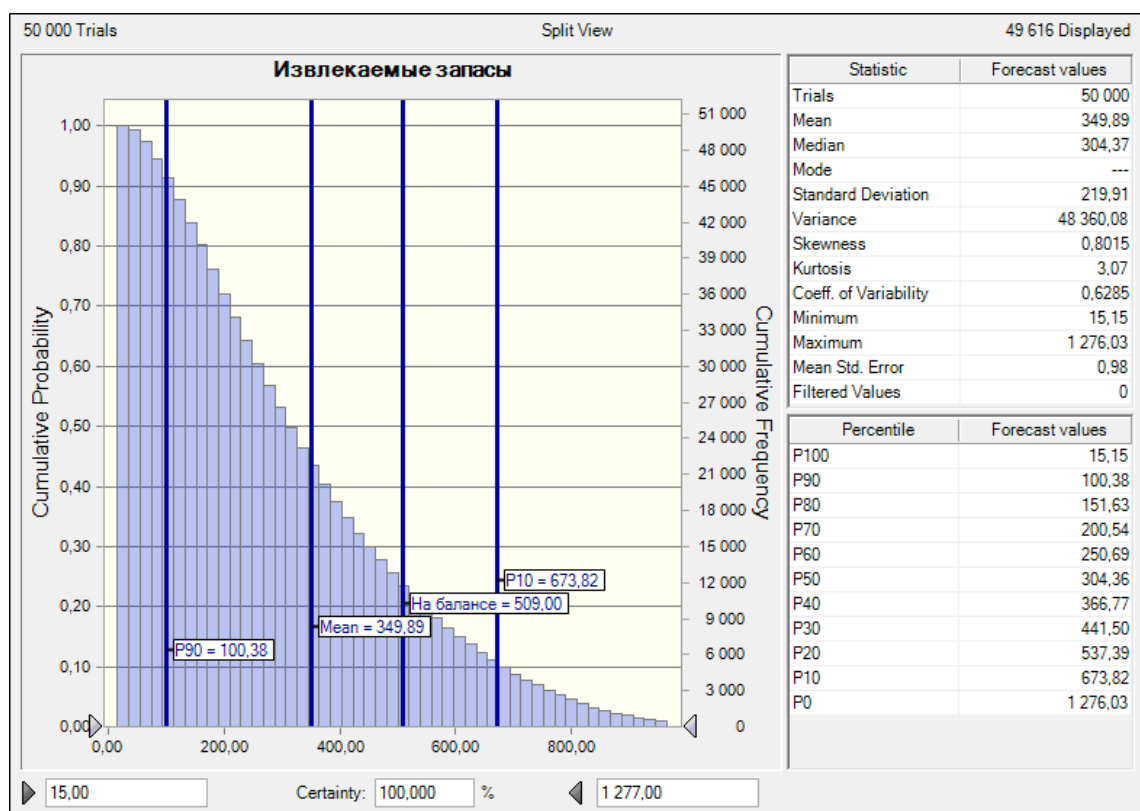
Долгосрочный прогноз стоимости нефти марки Brent (по материалам [134])



Вероятностная оценка запасов нефти объекта Тл2



Вероятностная оценка запасов нефти объекта Бб



Вероятностная оценка запасов нефти объекта Т-Фм

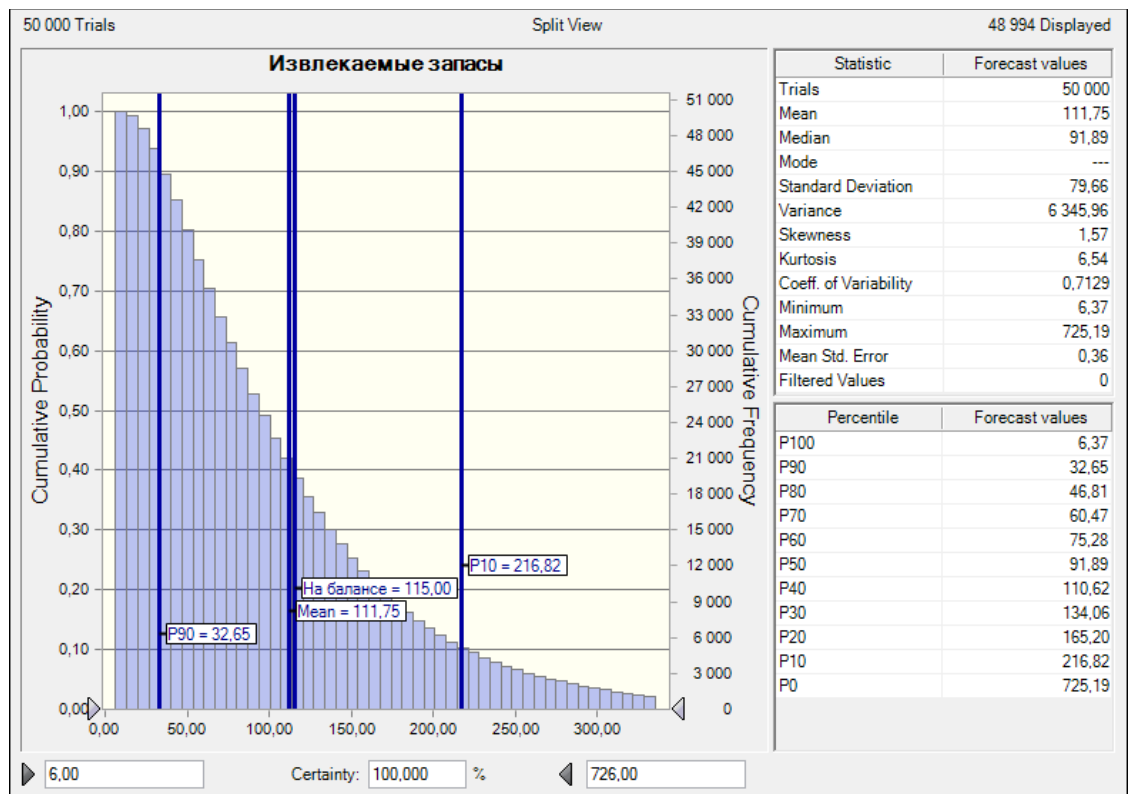


Таблица 1Ошибка! Ошибка связи.

Продолжение приложение 18

Таблица 1

Риски нефтепереработки и нефтехимии												
ОАО "ВХЗ"	1	1			1				1	1	1	Ссылка http://barfin.ru/company/vcp/market/ Дата обращения: 01.12.13
ОАО "Карболит"		1			1				1	1		Ссылка: http://barfin.ru/company/ojstc-karbolit/market/ Дата обращения: 01.12.13
ОАО "Казаньоргсинтез"	1	1			1		1			1		Ссылка: http://barfin.ru/company/kazanorgsintez/market/ Дата обращения: 01.12.13
ОАО "Нижнекамскнефтехим"		1			1					1	1	Ссылка: http://barfin.ru/company/nizhnekamskneftekhim/market/ Дата обращения: 01.12.13
ОАО "Уфаоргсинтез"	1	1							1	1	1	Ссылка: http://barfin.ru/company/ufaorgsintez/market/ Дата обращения: 01.12.13
ОАО "Московский НПЗ"		1	1						1	1	1	Источник: http://barfin.ru/company/moscow-oil-refinery/market/ Дата обращения: 23.11.13
ОАО "Новыйл"		1			1				1		1	Сылка: http://barfin.ru/company/novoil/market/ Дата обращения: 14.12.13
ОАО "ОНОС"	1	1			1				1		1	Ссылка: http://barfin.ru/company/onos/market/ Дата обращения 30.11.13
ОАО "Салаватнефтеоргсинтез"	1	1								1		Ссылка: http://barfin.ru/company/salavatnefteorgsintez/market/ Дата обращения: 30.11.13
ОАО "Уфанефтехим"		1			1				1	1	1	Ссылка http://barfin.ru/company/ufaneftekhim/market/ Дата обращения: 01.12.13
ОАО "ХНПЗ"	1	1			1				1	1	1	Ссылка: http://barfin.ru/company/khabarovsk-oil-refinery/market/ Дата обращения: 30.11.13
ОАО "Славнефть-ЯНОС"	1	1							1	1	1	Ссылка http://barfin.ru/company/slavneft-yaroslavnefteorgsintez/market/ Дата обращения: 01.12.13
ОАО "ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез"	1	1		1		1		1	1	1	1	Источник: http://barfin.ru/company/lukoil/market/ Дата обращения: 23.11.13 г
Итого:	8	13	1	1	8	1	1	1	10	11	10	

Продолжение приложение 18

Таблица 1

Риски сбыт												
ОАО "Амурнефтепродукт"		1							1	1		Источник: http://barfin.ru/company/amurnefteproduct/market/ Дата обращения: 23.11.13 г.
ОАО "Башкирнефтепродукт"		1			1					1	1	Источник: http://barfin.ru/company/bashkirnefteproduct/market/ Дата обращения: 23.11.13 г
ОАО "Красноярскнефтепродукт"		1				1				1	1	Источник: http://barfin.ru/company/krasop/market/ Дата обращения: 23.11.13 г
ОАО "НК "Роснефть-Кубаньнефтепродукт"		1		1		1				1		Ссылка http://barfin.ru/company/rosneft-kubannefteproduct/market/ Дата обращения: 30.11.13
ОАО "НК "Роснефть" - Курганнефтепродукт"	1							1	1	1	1	Ссылка: http://barfin.ru/company/nk-rosneft-kurgannefteprodukt/market/ Дата обращения: 30.11.13
ОАО "Моснефтепродукт"	1			1						1		Ссылка: http://barfin.ru/company/mosnefteprodukt/market/ Дата обращения: 14.12.13
ОАО "НК "Роснефть" - "Мурманскнефтепродукт"		1					1	1	1	1	1	Ссылка http://barfin.ru/company/rosneft-murmansknefteproduct/market/ Дата обращения: 30.11.13
ОАО "Приморнефтепродукт"		1			1	1			1	1		Ссылка: http://barfin.ru/company/primornefteprodukt/market/ Дата обращения: 30.11.13
ОАО "Саратовнефтепродукт"	1				1				1	1	1	Ссылка: http://barfin.ru/company/saratovnefteprodukt/market/ Дата обращения: 30.11.13
ОАО "Туланефтепродукт"	1	1							1	1	1	Ссылка: http://barfin.ru/company/tulanefteprodukt/market/ Дата обращения: 01.12.13
ОАО "Хабаровскнефтепродукт"		1								1		Ссылка: http://barfin.ru/company/khabarovsknefteproduct/market/ Дата обращения: 01.12.13
ОАО "Роснефть-Ямалнефтепродукт"		1			1	1			1	1		Ссылка: http://barfin.ru/company/rosneft-yamalnefteproduct/market/ Дата обращения: 30.11.13
Итого:	4	9	0	2	4	4	1	2	7	12	6	
Всего:	23	39	10	6	24	12	7	5	31	39	28	

Приложение 18
Таблица 2

Характеристика рисков различных рисковых факторов

Рисковые факторы	Стадии освоения нефтегазового актива			
	Геологоразведка	Добыча УВС (нефти, газа, конденсата)	Переработка УВС	Сбыт товарных УВ и продуктов переработки УВС
	Описание рисков			
Налоговые	Риски связанные с изменением налогового законодательства на внешнем рынке Риски связанные с изменением налогового законодательства на внутреннем рынке	Риски по применению стабильного налогового режима Риски по трансфертному ценообразованию Риски по налогообложению прироста капитала Риски связанные с изменением налогового законодательства на внешнем рынке Риски связанные с изменением налогового законодательства на внутреннем рынке	Риски связанные с изменением налогового законодательства на внешнем рынке Риски связанные с изменением налогового законодательства на внутреннем рынке	Риски связанные с изменением налогового законодательства на внешнем рынке Риски связанные с изменением налогового законодательства на внутреннем рынке
Финансовые	Риски увеличения затрат на бурение и обустройство скважин, строительство вспомогательных объектов Риск банкротства основных заказчиков работ, неплатежи со стороны контрагентов Риск снижения инвестиционных возможностей нефтегазодобывающих предприятий, являющихся основными заказчиками работ Риск увеличения себестоимости работ Риск ухудшения финансовых показателей из-за медленного роста стоимости предлагаемых геологоразведочных работ Риск ухудшения финансовых показателейиз-за предприятия из-за значительного роста цен на материальные, энергетические ресурсы Риск снижения денежного потока от контрагентов по причине: - отказа контрагентов оплачивать счета - отказа возмещать или компенсировать затраты Риск увеличения затрат на ликвидацию последствий причинения вреда окружающей среде Риск увеличения стоимости работ и ухудшения финансовых показателей по причине: - срыва поставки и монтажа оборудования - непредусмотренных дополнительных работ по скважинам - задержки привлечения подрядчиков, перекупка подрядчиков другими предприятиями - осложнения и аварий в процессе бурения скважин	Риск снижения денежного потока от контрагентов по причине: - отказа контрагентов оплачивать счета - отказа возмещать или компенсировать затраты Значительная волатильность цен на нефть внешнем и внутреннем рынках Риски увеличения процентных ставок, удорожания финансирования Риски темпов инфляции, ликвидности Операционный валютный риск Риск увеличения затрат на ликвидацию экологических и производственных катастроф Недостижение финансовых показателей из-за остановки производств по причине выхода из строя производственного оборудования Риски увеличения затрат из-за ведения работ в неблагоприятных климатических условиях Риски увеличения затрат, связанных с поломками, утечками и прочими нарушениями в режиме работы систем трубопроводов или железной дороги Риски превышения фактических капитальных затрат относительно первоначально запланированного уровня Риск неисполнения контрагентами финансовых обязательств по оплате поставленной продукции Риск увеличение бремени платежей предприятия за пользование природными ресурсами Риски увеличения энергетических затрат, связанных с ростом тарифов энергетической отрасли Риски необходимости увеличения затрат на оплату труда в связи с дефицитом квалифицированных кадров и постепенным ростом общего уровня зарплат в регионе деятельности Риск увеличения транспортных расходов на перекачку нефти до НПЗ	Риски связанные с изменением налогового законодательства на внутреннем рынке	Риск увеличения тарифов на транспортировку нефтепродуктов Риск увеличения тарифов на процессинг Риски превышения контрольных сроков оборачиваемости капитала Рики значительной волатильности цен на нефтепродукты на внешнем и внутреннем рынках Риски снижения розничной маржи Риски роста операционных издержек Риск неисполнения покупателями обязательств по оплате поставленной продукции Риски связанные с получением кредитных ресурсов и ростом процентных ставок по кредитам Риски повышения коммерческих издержек, не зависящих от деятельности предприятия Риск неспособности уплатить в срок предписанные платежи, риск банкротства Риски связанные с абсолютным преобладанием кредитных договоров на короткие сроки Риски связанные с длительным прохождением расчетов Риски связанные с принятием управленческих решений в условиях нестабильного рынка нефтепродуктов Риски, связанные с изменением курсов валют Риски, связанные с изменением процентных ставок Риски, связанные с ростом инфляции Риски, связанные с потерей потребителей, на оборот с которыми приходится не менее 10% общей выручки от продаж продукции Риски упущенной выгоды – когда в результате неосуществления какой-либо финансовой операции наступил финансовый ущерб или недополучена прибыль Риски связанные с необходимостью досрочного погашения кредитов в связи с требованием кредиторов Селективный риск, который связан с изменением инвестиционных качеств строящихся объектов, в связи с затянувшимся строительством и возведением подобного объекта конкурентами Удорожание проектов по ремонту и модернизации АЗС

Таблица 2

Геологические	Риски в количественном определении величины запасов УВС; Риски в определении состава или качества УВС; Риски построения недостоверной геологической модели; Риски в определении свойств продуктивных пластов; риски в определении продуктивных возможностей нефтегазоносных пластов; Риск не открытия месторождения; Риски не подтверждения геологического строения продуктивных пластов (залежей, месторождений); Риск открытия нерентабельного месторождения УВС; Риск отклонения от оптимальной стратегии разведки; Риски появления осложнений или аварий при бурении скважин, вызванных геологическими причинами	Риски, связанные с характеристиками углеводородного сырья (физико-химическими свойствами, фазовыми состояниями); Риск снижения рентабельности разработки месторождения и добычи УВС из-за снижения цен на нефть и газ; Риски связанные с приростом ресурсной базы УВС в количеством и качественном выражении для обеспечения необходимого уровны добычи; Риски несоответствия фактических запасов УВС официальным оценкам; Риски понижения уровня воспроизводства запасов углеводородов ниже объемов добычи; Риски ухудшения структуры разведанных запасов (открываются более мелкие, малодебитные месторождения); Риск открытия трудноизвлекаемых запасов УВС; Риск появления осложнений или аварий в процессе добычи УВС по геологическим причинам	Риски косвенного характера, связанные с ограничением или прекращением поставки углеводородного сырья добывающими предприятиями по геологическим причинам	Риски косвенного характера, связанные с ограничением или прекращением, по геологическим причинам, поставки углеводородного сырья добывающими предприятиями на нефтегазоперерабатывающие заводы и соответствующим ограничением или прекращением поставок нефтепродуктов региональных трейдерам
Строительные	Риски возникновения аварийных ситуаций при монтаже оборудования для проведения геофизических исследований Риск задержки производственного процесса из-за трудностей в логистике (таможенные, транспортные трудности и т.п.) Риск срыва монтажа основного технологического оборудования (низкая квалификация подрядчиков, некачественное оборудования, климатические проблемы, и т.д.) Риск аварийных ситуаций из-за нехватки обученного квалифицированного персонала Осложнения и аварии при бурении (поглощение бурового или тампонажного растворов, нефтегазоводопроявления, обвалы (осыпи), набухание, ползучесть, желобообразование, растворение, искривления ствола, затяжки и посадки бурового инструмента при спускоподъемных операциях, открытое фонтанирование, аварии при промыслово-геофизических работах, аварии с породоразрушающим инструментом, негерметичность обсадных колонн, аварии с колонной бурильных труб, падение в скважину посторонних предметов, прихваты, выход скважины из-под контроля, простои оборудования по вине подрядчика, и т.д.) Риск задержки привлечения подрядчика для бурения скважин Риск невыполнения технических условий, отказ подключения к внешнему электропитанию	Риск неправильного выбора оборудования или технологии Риск нехватки квалифицированной рабочей силы Риск невыполнения обязательств поставщиком или подрядчиком Риск дефектов в оборудовании, ошибки в технологии его изготовления Риск несоответствия качества строительства утвержденным государственным стандартам Риск строительства объектов транспорта (газопроводов, нефтепроводов, линейных компрессорных, насосных станций) с низкими качественными характеристиками Риск несвоевременного ввода объектов проекта в эксплуатацию Риск задержки в изготовлении оборудования подрядчиком Риски в логистике (низкая пропускная способность терминалов, таможенные проблемы, большой объем поставок) Риски, связанные с негерметичностью трубопроводов Риски отказа оборудования при пусконаладочных работах Риски, связанные со срывом монтажа основного технологического оборудования Риски выполнения дополнительных работ из-за плохого состояния скважин Риски осложнений при освоении объектов проектирования Риски задержки привлечения подрядчика для бурения Невыполнение технических условий, отказ подключения к внешнему электропитанию	Риск строительства установок переработки сырья с низкими качественными характеристиками Риск допущения методической ошибки при проектировании технологического процесса переработки УВС Риск неправильного выбора оборудования или технологии Риск нехватки квалифицированной рабочей силы Риск невыполнения обязательств поставщиком или подрядчиком Риск дефектов в оборудовании, ошибки в технологии его изготовления Риск несоответствия качества строительства утвержденным государственным стандартам Риск несовместимости оборудования на различных этапах процесса Риск строительства инженерных вспомогательных объектов с низкими качественными характеристиками Риск несвоевременного ввода объектов проекта в эксплуатацию по причинам: - ошибки планирования - действий подрядчиков Риск задержки в изготовлении оборудования подрядчиком Риски в логистике Риски отказа оборудования при пусконаладочных работах Риски, связанные со срывом монтажа основного технологического оборудования (низкая квалификация подрядчиков, некачественное оборудования, климатические проблемы, и т.д.) Невыполнение технических условий, отказ подключения к внешнему электропитанию	Риск строительства автозаправочных станций с низкими техническими эксплуатационными характеристиками Риск нехватки квалифицированной рабочей силы Риск невыполнения обязательств поставщиком или подрядчиком Риск дефектов в оборудовании, ошибки в технологии его изготовления Риск несоответствия качества строительства утвержденным государственным стандартам Риск несовместимости оборудования на различных этапах процесса Риск строительства инженерных вспомогательных объектов с низкими качественными характеристиками Риск несвоевременного ввода объектов проекта в эксплуатацию по причинам: - ошибки планирования - действий подрядчиков Риск задержки в изготовлении оборудования подрядчиком Риски в логистике Риски отказа оборудования при пусконаладочных работах Риски, связанные со срывом монтажа основного технологического оборудования (низкая квалификация подрядчиков, некачественное оборудования, климатические проблемы, и т.д.) Невыполнение технических условий, отказ подключения к внешнему электропитанию

Таблица 2

Правовые	Риски неустойчивого законодательства в части требований к окружающей среде Риски непоследовательности судебных инстанций в реализации принципа единообразия судебной и арбитражной практики Риск неверного толкования судами норм российского законодательства Риск связанные с недостаточной эффективностью судебной системы Правовые риски связанные с изменением требований по лицензированию основной деятельности Риски, связанные с ошибками при оформлении документов Риски связанные с отсутствием возможности продлить действие лицензии на ведение деятельности Риски связанные с отсутствием возможности продлить действие лицензии на использование объектов нахождение которых в обороте ограничено (включая природные ресурсы)	Риск ужесточения антимонопольного законодательства Риски связанные с изменением валютного, налогового, таможенного и лицензионного законодательства Риски непоследовательности судебных инстанций в реализации принципа единообразия судебной и арбитражной практики Риск неверного толкования судами норм российского законодательства Риск связанные с недостаточной эффективностью судебной системы Правовые риски связанные с изменением требований по лицензированию основной деятельности Риски, связанные с ошибками при оформлении документов Риск привлечения руководящих сотрудников к ответственности в виде лишения свободы или иного поражения в правах Риски связанные с отсутствием возможности продлить действие лицензии на ведение деятельности Риски связанные с отсутствием возможности продлить действие лицензии на использование объектов нахождение которых в обороте ограничено (включая природные ресурсы) Риски связанные с возможной ответственностью по долгам третьих лиц Риски связанные с неустойчивостью законодательства в части требований к окружающей среде Риски отзыва лицензии из-за невыполнения лицензионных обязательств по месторождению Риск получения претензий по качеству углеводородного сырья со стороны НПЗ	Риск не заключения контрактов на оказание услуг по переработке, процессингу, транспортировке углеводородного сырья Риск не заключения контрактов на оказание услуг по электроэнергии Риск не заключения контрактов на оказание услуг по газо-водоснабжению Риски связанные с изменением валютного регулирования Риски связанные с изменением налогового законодательства Риски связанные с изменением правил таможенного контроля и пошлин Риски связанные с изменением требований по лицензированию основной деятельности либо лицензированию прав пользования объектами, нахождение которых ограничено Риски связанные с изменением судебной практики по вопросам, связанным с деятельностью, которые могут негативно сказаться на результатах его деятельности, а также на результатах текущих судебных процессов, в которых участвует предприятие	Риски, связанные с текущими судебными процессами, в которых участвует предприятие Риски, связанные с отсутствием возможности продлить действие лицензии предприятия Риски ответственности предприятия по долгам третьих лиц Риски нарушения лицензионных требований, в т.ч. возможность отзыва или не продления действия лицензии на право осуществления деятельности по хранению нефти, газа и продуктов их переработки Риск ошибок (упущений), связанных с оформлением права собственности на приобретаемый объект (земельный участок, автозаправочный комплекс) Риск ужесточения требований контролирующих органов в сфере природоохраны и техники безопасности Риск связанный с длительной процедурой оформления документов, необходимых для отпуска нефтепродуктов Риск получения претензий по качеству моторного топлива, реализуемых продуктов нефте- газопереработки
Экологические	Риск причинения вреда окружающей среды из-за возникновения аварийных ситуаций при проведении геофизических работ и строительстве скважин	Риск причинения вреда окружающей среды из-за: - сжигания попутного газа - аварии или техногенной катастрофы, обусловленный широким использованием технического оборудования, приведшим к разливу нефти, выбросу в атмосферу газов, загрязнения пластовых вод, нарушению природных ландшафтов, гибели флоры и фауны	Риск причинения вреда окружающей среде из-за аварии приведшей к: - разливу нефти или продуктов ее переработки, выбросу в атмосферу газов; - загрязнению пластовых вод; - нарушению природных ландшафтов, гибели флоры и фауны; - переселению населения, проживающего в районе влияния последствий аварии	Риск причинения вреда окружающей среде по причине аварии или повреждения основного производственного оборудования Риски экологических аварий, связанных с разливами нефтепродуктов, наступившие в результате: - аварийного разлива при погрузке танкера; - коррозии или механического повреждения трубопроводов и резервуаров - пожары и взрывы при эксплуатации технологического оборудования Риски экологического вреда по причине аварий, пожаров и взрывов, связанных с природными явлениями (землетрясения, ураганы, наводнения и т.д.).

Таблица 2

Производственные	Риски невыполнения сроков программы ИГМ/сейсморазведочных работ/разведочного бурения из-за: - срыва сроков разработки/согласования обосновывающих материалов по ПБ, ЧС и ООС и получения разрешительной документации в части ООС, ПБ и ЧС. - отсутствия подрядчика; - аварий и осложнений при разведочном бурении; - моральное устаревание оборудования и методик обработки информации, специального программного обеспечения. Риск снижения использования в работе производственных мощностей и ресурсов предприятия из-зи снижения количества заказов от нефтяных компаний Риск причинения вреда здоровью сотрудников из-за аварийных ситуация при бурении скважин и проведении геофизических работ Риски приостановления или прекращения проведения буровых работ ввиду необходимости соблюдения требований природоохранного законодательства и требований государственных органов Риски приостановления или прекращения проведения буровых работ ввиду непредвиденных условий для проведения буровых работ, пластового давления или неоднородности в геологических формациях, поломки оборудования или аварии Риски приостановления или прекращения проведения буровых работ ввиду нехватки и несвоевременной поставки буровых установок и оборудования Риск приобретения техники и оборудования для проведения геологоразведочных работ, которое может оказаться дефицитным	Риск нехватки квалифицированного персонала или недостаточной квалификации управленческого персонала Риск потерь, вызываемых неточным определением объема запасов и коэффициентов нефтегазоизвлечения Риски невыполнения производственных планов по добыче УВС по причине: - снижения дебитов скважин - потери контроля над скважинами - разрыва внутрипромысловых трубопроводов - отказа системы электроснабжения - временного снижения работоспособности из-за климатических условий - падения давления до давления насыщения, межпластовых перетоков - аварии при добыче нефти - отказа или нестабильная работа установок сепарации нефти и газа, установок подготовки нефти, газа, подтоварной воды и резервуарных парков - отказа системы поддержания пластового давления - отказа или поломки оборудования из-за сейсмоактивности на промысле - отказ или поломки оборудования из-за процессов эрозии, коррозия и пр. - неконтролируемой утечки углеводородов из скважины - ограничения из-за затоваривания продукцией резервуарного парка Риск ухудшения состояния транспортной инфраструктуры России Риск сбоя логистической системы Риски ужесточения требований по выбросам CO2 Риски доступа к транспортной ифраструктуре	Риск связанный с неточным определением объема (мощности) переработки углеводородного сырья Риск связанный с изменением качественных характеристик сырья Риск отказов в работе установок переработки сырья и другого оборудования Риск невыполнения производственного плана пеработки сырья по причине: - снижения объемов поставки углеводородного сырья - потери контроля над технологическим процессом - разрыва внутренних трубопроводов на технологической площадке - потери внешнего электропитания, отказа системы электроснабжения - временного снижения производственных показателей предприятия из-за климатических условий (обледенение проводов, промерзание оборудования, расплавление трансформаторов, замыкание проводов, и т.д). - аварии при отказе или нестабильной работе технологических установок (свищ, утечка сырья и продуктов переработки, возгорание, взрыв, утечки сырья и продуктов переработки через неплотности соединений) - отказа или поломки оборудования - неконтролируемой утечки сырья или продуктов переработки из емкостного парка Риск нехватки квалифицированного персонала Риск порчи имущества в результате терристических актов Срыв графика отгрузок из-за внеплановых остановок производства у потребителя продукции Срыв графика отгрузок из-за неритмичности поставки железной дорогой вагонов, контейнеров, цистерн	Риски порчи оборудования предприятия по причине кражи, халатности, сбоя технической и технологической системы; Риск потери качества товара в процессе обращения (транспортировки, хранения) Риск аварии и повреждения основного производственного оборудования Риски связанные с возможной аварией при сливе, хранении, наливе нефтепродуктов Риск разлива нефтепродуктов из-за неисправности сливных приборов железнодорожных цистерн, сливных устройств на эстакаде слива, задвижек, технологических трубопроводов, насосов, резервуаров, стояков налива, автоцистерн Риск перелива резервуара по вине технологического персонала (неверность расчета высоты налива нефтепродукта в резервуаре), подрыв крыши резервуара понтоном, разрушение резервуара или его сборочных единиц и деталей Риск перелива автоцистерн Риск нарушения герметичности фланцевых соединений: технологических трубопроводов, люков резервуаров, задвижек Риск возникновения аварий при реализации нефтепродуктов через АЗС Риск связанный с наличием объектов нефтебазового хозяйства морально и физически изношенных
------------------	---	--	---	--

Таблица 2

Маркетинговые	Риск снижения заказов на геологоразведочные работы со стороны нефтегазодобывающих предприятий; Риск изменения цен на услуги геологоразведочных предприятий на внешнем рынке; Риск изменения цен на услуги геологоразведочных предприятий на внутреннем рынке; Риск недобросовестной конкуренции, связанный с высвобождением производственных мощностей геологоразведочных предприятий из-за снижения объемов заказов со стороны нефтегазодобывающих предприятий; Риск роста цен на услуги субподрядчиков (авиационные услуги, транспортные услуги и т.п.), необходимых и привлекаемых для выполнения работ	Риск сезонного колебания спроса на энергоносители; Риск роста тарифов транспортных монополий "Транснефть" и "РЖД"; Риск связанные с нестабильностью спроса на нефть на внешнем и внутреннем российском рынке Риски колебания цен на нефть на мировом рынке Риски колебания цен на нефть на внутреннем рынке Риски связанные с отраслевой конкуренцией между ведущими российскими компаниями Риск подрыва репутации в случае реализации экологических рисков; Риск спада промышленного производства, а следовательно, и нефте-газопотребления; Риск интенсификации добычи УВС из нетрадиционных объектов добычи (сланцевая нефть, сланцевый газ и т.п.); Риск снижения конкурентноспособности товарного УВС из-за роста себестоимости и ухудшения финансовых результатов; Риск снижения спроса со стороны нефте- и газоперерабатывающих заводов; Риски снижения кредитного рейтинга предприятия	Риск снижения спроса на продукты нефте-газопереработки вследствие экономических, сезонных, техногенных и других факторов; Риск подрыва репутации в случае реализации экологических рисков Риск снижения конкурентноспособности из-за роста себестоимости и ухудшения финансовых результатов; Риск появления товаров заменителей; Риск роста стоимости энергоресурсов и ж/д тарифов; Риск снижения спроса со стороны предприятий электротехнической, легкой, автомобильной, строительной промышленности; Риск роста конкуренции в перерабатывающей и нефтехимической отраслях со стороны российских и зарубежных производителей; Риск смены основными конкурентами ценовой политики направленной на завоевание большей доли рынка путем снижения существующих цен; Риск улучшения у основных конкурентов качества готовой продукции и увеличение производственных мощностей путем проведения модернизации оборудования; Риск вхождения на рынок с новой товарной продукцией; Риск ограничения рынка сбыта товарной продукции, деление рынка между основными производителями; Риск связанный со сроком хранения готовой продукции, ограничивающий географию рынка сбыта; Риск роста цен на сырье, энергоносители, трудовые ресурсы	Риск ограничения сбыта из-за качества продуктов нефте-газопереработки, перенаправления путей сбыта; Риск ограничения сбыта из-за климатических условий; Высокая конкуренция на внутреннем рынке сбыта в связи с растущими требованиями по качеству нефтепродуктов; Риски связанные с отраслевой конкуренцией между ведущими российскими компаниями Риски агрессивной политики конкурентов на рынке нефтепродуктов, приводящая к падению цен; Риск изменения тарифов на транспортировку продуктов нефтепереработки как по железной дороге, так и через систему магистральных нефтепроводов Риск роста конкуренции со стороны крупных, а также средних и мелких региональных трейдеров; Риски изменения цен как на внутреннем, так и внешнем рынках; Риски дефицита, вызванные либо техническими, либо технологически ремонтами на НПЗ, либо транспортными проблемами; Риск изменения тарифов за электроэнергию; Риски снижения объемов реализации в результате падения спроса на нефтепродукты, в т.ч. вызванное сезонными колебаниями; Риски введения моратория на повышение цен на топливо для сдерживания роста инфляции в стране; Риск снижения потребления нефтепродуктов вследствие ухудшения ситуации в промышленности, транспорте, сельском хозяйстве, строительстве; Риск снижения объемов выработки нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах России; Риск появления альтернативных видов моторного топлива, альтернативных источников энергии
---------------	---	--	---	--

Таблица 2

Страновые	Риски получения лицензии на осуществление деятельности Риски приобретения лицензий на разведку и добычу на аукционах и продажах, организуемых российскими государственными органами Риск смены руководства региона присутствия, лояльного предприятию Риск прихода к власти оппозиции, выдвигающими требования, затрагивающими интересы предприятия Риск действий контролирующих органов РФ Риск доступа к новым источникам углеводородного сырья	Риск невозможности свободной конвертации национальной валюты страны-партнера Риск неплатежей государства или их задержка за осуществленные работы Риск отмены экспортной/импортной лицензии сопутствующей деятельности предприятия Риск политического саботажа Риск нестабильной законодательной и исполнительной власти Риск действий органов государственной власти в области регулирования экспорта, в том числе квотирование экспорта продукции Влияние на состояние отрасли решений иностранных государств, связанных с введением заградительных пошлин на продукцию отрасли, специальных квот на импорт и т.п. Риск ужесточения требований по лицензированию пользования недрами Риск возникновения внутренних национальных конфликтов в регионах присутствия, в том числе с применением военной силы Риск осуществления террористических атак и ухудшения криминогенной ситуации в регионе присутствия Риск вызванный решением ОПЕК относительно объемов добычи и экспорта нефти на мировой рынок Риск действий контролирующих органов РФ Риск доступа к новым источникам углеводородного сырья Риск возможной экспроприации активов в результате государственного давления на независимые компании	Риски ужесточения экологического законодательства, повышения требований к качеству продукции Риск изменения налоговой политики и условий государственного регулирования в области энергоносителей Риск неплатежей государства или их задержка за поставленную продукцию Риск нестабильной законодательной и исполнительной власти Риск снижения рыночной конъюнктуры и спада деловой активности в других странах, представляющих стратегический интерес Риск возникновения внутренних национальных конфликтов в регионах присутствия, в том числе с применением военной силы Риск осуществления террористических атак и ухудшения криминогенной ситуации в регионе присутствия Риск действий контролирующих органов РФ Риск возможной экспроприации активов в результате государственного давления на независимые компании Риск ухудшения условий кредитования российскими банками на фоне экономического кризиса	Риск связанный с неустойчивостью федеральной власти, ее политического и экономического курса Риск связанный с недостаточной эффективностью судебной системы Риск конфискации имущества, либо утери прав собственности при выкупе их по цене ниже рыночной Риск военных конфликтов, введения чрезвычайного положения и забастовки в стране (странах) и регионе Риски, связанные с мерами государственного регулирования, включая изменения административно-го ограничения, как по действующим объектам, так и по строящимся Риск невозможности свободной конвертации национальной валюты страны-партнера Риск неплатежей государства или их задержка за осуществленные работы Риск отмены экспортной/импортной лицензии сопутствующей деятельности предприятия Риск действий органов государственной власти в области регулирования экспорта, в том числе квотирование экспорта продукции Влияние на состояние отрасли решений иностранных государств, связанных с введением заградительных пошлин на продукцию отрасли, специальных квот на импорт и т.п. Риск снижения рыночной конъюнктуры и спада деловой активности в других странах, представляющих стратегический интерес Риск возникновения внутренних национальных конфликтов в регионах присутствия, в том числе с применением военной силы Риск действий контролирующих органов РФ
-----------	---	--	---	--

Таблица 2

Природные	Риск лесных пожаров Риск природных наводнений, паводков Риск землетресений Риски осложнения работы для персонала предприятия из-за неблагоприятных климатических условий Риск преостановления деятельности из-за прекращения транспортного сообщения с труднодоступными и удаленными регионами	Риск лесных пожаров Риск природных наводнений, паводков Риск землетресений Риски осложнения работы для персонала предприятия из-за неблагоприятных климатических условий Риск преостановления деятельности из-за прекращения транспортного сообщения с труднодоступными и удаленными регионами Риски негативного воздействия на производственный процесс природных факторов (пожары, наводнения и другие стихийные бедствия).	Риск лесных пожаров Риск природных наводнений, паводков Риск землетресений Риски осложнения работы для персонала предприятия из-за неблагоприятных климатических условий Риск преостановления деятельности из-за прекращения транспортного сообщения с труднодоступными и удаленными регионами Риски негативного воздействия на производственный процесс природных факторов (пожары, наводнения и другие стихийные бедствия).	Риск лесных пожаров Риск природных наводнений, паводков Риск землетресений Риски порчи имущества предприятия в результате стихийных бедствий Риски связанные с изменением погодных условий в странах-потребителях нефти и нефтепродуктов, газов, моторного топлива
Техногенные	Риски аварий в регионах проведения геологоразведочных работ с перенасыщенностью опасными производствами нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, способные нанести урон оборудованию и технике Риски аварий в регионах проведения геологоразведочных работ, через территорию которых проходят нефтепроводы и газопроводы способные нанести урон оборудованию и технике Риски аварий на железных и автомобильных дорогах, проходящих вблизи территории проведения геологоразведочных работ, способные нанести урон оборудованию и технике	Риски аварий в регионах с перенасыщенностью опасными производствами нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, способные повлиять на его деятельность Риски аварий в регионах присутствия, через территорию которых проходят нефтепроводы и газопроводы способные повлиять на его деятельность Риски аварий на железной дороге, проходящей вблизи зоны действия предприятия, способные повлиять на его деятельность	Риски чрезвычайных происшествий на воинских складах, складах с вредными или опасными веществами, находящимися вблизи зоны действия предприятия, способные повлиять на его деятельность Риски чрезвычайных происшествий связанных с функционированием предприятий военной или оборонной промышленности, находящимися вблизи зоны действия предприятия, способные повлиять на его деятельность Риски аварий в регионах с перенасыщенностью опасными производствами нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, способные повлиять на его деятельность Риски аварий в регионах присутствия, через территорию которых проходят нефтепроводы и газопроводы способные повлиять на деятельность предприятия Риски аварий на железной дороге, проходящей вблизи зоны действия предприятия, способные повлиять на его деятельность	Риски аварий на железной дороге, проходящей вблизи зоны действия предприятия, способные повлиять на его деятельность Риски аварий на автомобильных дорогах, проходящих вблизи зоны действия предприятия, способные повлиять на его деятельность

Анкета № 1

Цель

анкетирования:

Выявление особенностей распределения рисков факторов по стадиям реализации нефтегазового проекта

Область специализации анкетировуемого, должность:

Геолого-промысловый анализ, начальник отдела

Риски	Предынвестиционная фаза		Инвестиционная фаза			Эксплуатационная фаза		
	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	1	0	0	1	2	2	0	1
Финансовые	1	2	0	1	3	3	1	1
Геологические	3	3	3	3	1	1	1	0
Строительные	1	2	0	2	3	1	3	2
Правовые	2	0	1	1	2	1	0	1
Экологические	2	1	0	2	2	1	3	1
Природные	2	1	1	1	1	0	1	1
Техногенные	1	1	0	1	1	2	1	1
Производственные	1	2	0	3	3	2	3	1
Маркетинговые	3	0	0	1	3	3	0	0
Страновые	3	1	1	1	2	2	1	1

Низкий уровень риска - 1

Средний уровень риска - 2

Высокий уровень риска - 3

Анкета № 2

Цель
анкетирования:

Выявление особенностей распределения рисков факторов по стадиям реализации
нефтегазового проекта

Область специализации анкетировемого, должность:

Технико-экономическая оценка проектов, начальник отдела

Риски	Предынвестиционная фаза		Инвестиционная фаза			Эксплуатационная фаза		
	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	3	1	0	1	2	2	1	0
Финансовые	2	0	0	2	3	3	1	0
Геологические	3	3	3	3	1	1	0	0
Строительные	1	2	1	1	2	1	1	0
Правовые	2	0	0	1	1	1	0	1
Экологические	2	0	1	1	1	1	2	1
Природные	1	0	0	0	1	1	0	0
Техногенные	1	0	0	0	1	1	1	0
Производственные	1	1	0	3	2	3	2	0
Маркетинговые	3	0	0	1	3	3	0	0
Страновые	3	0	1	1	2	2	0	0

Низкий уровень риска -	1
Средний уровень риска -	2
Высокий уровень риска -	3

Анкета № 3

Цель

анкетирования:

Выявление особенностей распределения рисков факторов по стадиям реализации нефтегазового проекта

Область специализации анкетлируемого, должность:

Технико-экономическая оценка проектов, ведущий инженер

Риски	Прединвестиционная фаза		Инвестиционная фаза			Эксплуатационная фаза		
	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	1	0	0	0	1	1	0	0
Финансовые	1	0	0	1	2	1	0	0
Геологические	3	3	3	3	3	2	1	0
Строительные	1	1	0	2	2	2	2	0
Правовые	2	0	0	1	1	1	0	0
Экологические	3	2	0	1	2	1	0	1
Природные	3	1	1	1	1	1	0	1
Техногенные	1	0	0	1	1	2	1	0
Производственные	2	1	0	3	3	3	2	0
Маркетинговые	2	0	0	0	2	2	0	0
Страновые	2	0	0	1	1	1	0	0

Низкий уровень риска -	1
Средний уровень риска -	2
Высокий уровень риска -	3

Анкета № 4

Цель

анкетирования:

Выявление особенностей распределения рисков факторов по стадиям реализации нефтегазового проекта

Область специализации анкетлируемого, должность:

Геолого-экономической оценка запасов углеводородов , начальник отдела

Риски	Предынвестиционная фаза		Инвестиционная фаза			Эксплуатационная фаза		
	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	2	0	1	0	1	2	1	1
Финансовые	1	1	2	1	2	3	1	1
Геологические	3	3	3	3	2	2	1	0
Строительные	2	2	0	3	3	1	3	1
Правовые	1	0	0	1	2	1	0	0
Экологические	1	1	1	2	1	2	2	0
Природные	3	1	1	1	1	1	0	1
Техногенные	1	0	1	1	1	2	1	1
Производственные	1	1	1	2	3	3	3	1
Маркетинговые	2	0	1	0	3	3	0	0
Страновые	2	1	1	1	2	1	0	1

Низкий уровень риска -	1
Средний уровень риска -	2
Высокий уровень риска -	3

Анкета № 5

Цель анкетирования:

Выявление особенностей распределения рисков факторов по стадиям реализации нефтегазового проекта

Область специализации анкетлируемого, должность:

Проектирование и мониторинг разработки месторождений нефти, начальник отдела

Риски	Предынвестиционная		Инвестиционная			Эксплуатационная		
	фаза		фаза			фаза		
	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	1	1	0	1	2	1	0	1
Финансовые	2	1	0	1	3	2	0	1
Геологические	2	2	3	3	2	3	1	0
Строительные	1	2	1	2	3	1	2	1
Правовые	1	0	0	1	1	1	0	1
Экологические	2	1	1	2	2	1	2	1
Природные	2	1	1	1	1	1	0	1
Техногенные	0	0	0	0	1	2	2	0
Производственные	1	1	0	3	3	3	3	1
Маркетинговые	3	0	0	1	3	3	0	0
Страновые	3	1	1	0	2	2	0	1

Низкий уровень риска -	1
Средний уровень риска -	2
Высокий уровень риска -	3

Анкета № 6

Цель анкетирования:

Выявление особенностей распределения рисков факторов по стадиям реализации нефтегазового проекта

Область специализации анкетиремого, должность:

Техника и технологии добычи нефти и газа, начальник отдела

Риски	Предынвестиционная		Инвестиционная			Эксплуатационная		
	фаза		фаза			фаза		
	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	2	0	0	2	2	2	1	1
Финансовые	1	0	1	1	3	2	1	0
Геологические	3	3	3	3	2	2	1	0
Строительные	1	2	0	2	2	1	2	1
Правовые	2	0	0	1	1	1	0	1
Экологические	2	1	1	2	2	1	2	0
Природные	2	1	1	1	1	1	0	1
Техногенные	1	0	0	1	1	2	1	0
Производственные	1	1	0	3	3	3	3	1
Маркетинговые	3	0	0	1	3	3	0	0
Страновые	3	1	1	0	2	2	0	1

Низкий уровень риска -

1

Средний уровень риска -

2

Высокий уровень риска -

3

Приложение 19

Таблица 7

Анкета № 7

Цель
анкетирования:

Выявление особенностей распределения рисков факторов по стадиям реализации нефтегазового проекта

Область специализации анкетиремого, должность:

Добыча нефти и газа, заместитель директора

Риски	Предынвестиционная фаза		Инвестиционная фаза			Эксплуатационная фаза		
	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	2	1	1	1	2	2	0	1
Финансовые	1	0	1	2	3	3	1	0
Геологические	2	3	3	3	3	2	1	0
Строительные	1	2	0	1	3	1	1	1
Правовые	1	1	1	1	1	1	0	1
Экологические	2	1	1	2	2	1	2	1
Природные	2	1	1	1	1	1	0	1
Техногенные	1	0	0	1	1	2	2	0
Производственные	1	2	1	3	3	3	3	1
Маркетинговые	3	1	1	1	2	2	0	0
Страновые	3	0	0	1	2	2	0	1

Низкий уровень риска -	1
Средний уровень риска -	2
Высокий уровень риска -	3

Приложение 19
Таблица 8

Анкета № 8

Цель

анкетирования:

Выявление особенностей распределения рисков факторов по стадиям реализации нефтегазового проекта

Область специализации анкетлируемого, должность:

Технологии строительства скважин, заведующая лабораторией

Риски	Прединвестиционная		Инвестиционная			Эксплуатационная		
	фаза		фаза			фаза		
	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	2	0	0	0	1	2	0	0
Финансовые	1	1	0	1	3	3	1	0
Геологические	3	2	3	2	2	2	0	0
Строительные	2	2	1	2	3	2	2	1
Правовые	2	0	0	1	1	1	0	1
Экологические	2	1	1	3	3	2	2	0
Природные	2	0	0	1	1	1	0	0
Техногенные	1	0	0	1	1	2	1	0
Производственные	0	1	0	3	3	3	2	2
Маркетинговые	2	0	0	1	3	3	0	0
Страновые	2	1	1	0	1	2	0	0

Низкий уровень риска -	1
Средний уровень риска -	2
Высокий уровень риска -	3

Приложение 19

Таблица 9

Анкета № 9

Цель
анкетирования:

Выявление особенностей распределения рисков факторов по стадиям реализации нефтегазового проекта

Область специализации анкетизируемого, должность:

Обустройство нефтяных и газовых месторождений, главный специалист

Риски	Предынвестиционная фаза		Инвестиционная фаза			Эксплуатационная фаза		
	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	2	0	0	1	2	2	0	1
Финансовые	1	1	1	1	2	3	1	0
Геологические	3	3	3	3	2	2	1	0
Строительные	1	1	0	1	3	1	2	2
Правовые	2	0	0	0	1	0	0	1
Экологические	2	1	1	2	2	1	1	1
Природные	2	1	1	1	1	1	1	1
Техногенные	0	0	0	1	1	2	1	0
Производственные	1	1	0	3	3	3	3	1
Маркетинговые	3	0	0	1	2	2	1	1
Страновые	3	1	1	1	2	2	0	1

Низкий уровень риска -	1
Средний уровень риска -	2
Высокий уровень риска -	3

Приложение 19

Таблица 10

Итоговая таблица распределения рисков факторов по стадиям реализации проекта

Рисковые факторы		Предынвестиционная	Инвестиционная	эксплуатационная
------------------	--	--------------------	----------------	------------------

	Эксперты	Маркетинговые исследования в регионе интересов	Анализ геологии и особенностей разработки месторождений УВС в регионе интересов	Геологическое изучение объекта инвестирования	Пробная эксплуатация скважин и месторождения	Освоение месторождения	Промышленная разработка	Опытно-промышленные работы на месторождении	Консервация, ликвидация
Налоговые	1	1	0	0	1	2	2	0	1
	2	3	1	0	1	2	2	1	0
	3	1	0	0	0	1	1	0	0
	4	2	0	1	0	1	2	1	1
	5	1	1	0	1	2	1	0	1
	6	2	0	0	2	2	2	1	1
	7	2	1	1	1	2	2	0	1
	8	2	0	0	0	1	2	0	0
	9	2	0	0	1	2	2	0	1
	Среднее	2	0	0	1	2	2	0	1
Финансовые	1	1	2	0	1	3	3	1	1
	2	2	0	0	2	3	3	1	0
	3	1	0	0	1	2	1	0	0
	4	1	1	2	1	2	3	1	1
	5	2	1	0	1	3	2	0	1
	6	1	0	1	1	3	2	1	0
	7	1	0	1	2	3	3	1	0
	8	1	1	0	1	3	3	1	0
	9	1	1	1	1	2	3	1	0
	Среднее	1	1	1	1	3	3	1	0
Геологические	1	3	3	3	3	1	1	1	0
	2	3	3	3	3	1	1	0	0
	3	3	3	3	3	3	2	1	0
	4	3	3	3	3	2	2	1	0
	5	2	2	3	3	2	3	1	0
	6	3	3	3	3	2	2	1	0
	7	2	3	3	3	3	2	1	0
	8	3	2	3	2	2	2	0	0
	9	3	3	3	3	2	2	1	0
	Среднее	3	3	3	3	2	2	1	0

Продолжение приложения 19

Таблица 10

Строительные	1	1	2	0	2	3	1	3	2
	2	1	2	1	1	2	1	1	0
	3	1	1	0	2	2	2	2	0
	4	2	2	0	3	3	1	3	1

	5	1	2	1	2	3	1	2	1
	6	1	2	0	2	2	1	2	1
	7	1	2	0	1	3	1	1	1
	8	2	2	1	2	3	2	2	1
	9	1	1	0	1	3	1	2	2
	Среднее	1	2	0	2	3	1	2	1
Правовые	1	2	0	1	1	2	1	0	1
	2	2	0	0	1	1	1	0	1
	3	2	0	0	1	1	1	0	0
	4	1	0	0	1	2	1	0	0
	5	1	0	0	1	1	1	0	1
	6	2	0	0	1	1	1	0	1
	7	1	1	1	1	1	1	0	1
	8	2	0	0	1	1	1	0	1
	9	2	0	0	0	1	0	0	1
	Среднее	2	0	0	1	1	1	0	1
Экологические	1	2	1	0	2	2	1	3	1
	2	2	0	1	1	1	1	2	1
	3	3	2	0	1	2	1	0	1
	4	1	1	1	2	1	2	2	0
	5	2	1	1	2	2	1	2	1
	6	2	1	1	2	2	1	2	0
	7	2	1	1	2	2	1	2	1
	8	2	1	1	3	3	2	2	0
	9	2	1	1	2	2	1	1	1
	Среднее	2	1	1	2	2	1	2	1
Природные	1	2	1	1	1	1	0	1	1
	2	1	0	0	0	1	1	0	0
	3	2	1	0	0	1	1	0	0
	4	3	1	1	1	1	1	0	1
	5	2	1	1	1	1	1	0	1
	6	2	1	1	1	1	1	0	1
	7	2	1	1	1	1	1	0	1
	8	2	0	0	1	1	1	0	0
	9	2	1	1	1	1	1	1	1
	Среднее	2	1	1	1	1	1	0	1

Продолжение приложения 19

Таблица 10

Техногенные	1	1	1	0	1	1	2	1	1
	2	1	0	0	0	1	1	1	0
	3	1	0	0	1	1	2	1	0
	4	1	0	1	1	1	2	1	1
	5	0	0	0	0	1	2	2	0

	6	1	0	0	1	1	2	1	0
	7	1	0	0	1	1	2	2	0
	8	1	0	0	1	1	2	1	0
	9	0	0	0	1	1	2	1	0
	Среднее	1	0	0	1	1	2	1	0
Производственные	1	1	2	0	3	3	2	3	1
	2	1	1	0	3	2	3	2	0
	3	2	1	0	3	3	3	2	0
	4	1	1	1	2	3	3	3	1
	5	1	1	0	3	3	3	3	1
	6	1	1	0	3	3	3	3	1
	7	1	2	1	3	3	3	3	1
	8	0	1	0	3	3	3	2	2
	9	1	1	0	3	3	3	3	1
	Среднее	1	1	0	3	3	3	3	1
Маркетинговые	1	3	0	0	1	3	3	0	0
	2	3	0	0	1	3	3	0	0
	3	2	0	0	0	2	2	0	0
	4	2	0	1	0	3	3	0	0
	5	3	0	0	1	3	3	0	0
	6	3	0	0	1	3	3	0	0
	7	3	1	1	1	2	2	0	0
	8	2	0	0	1	3	3	0	0
	9	3	0	0	1	2	2	1	1
	Среднее	3	0	0	1	3	3	0	0
Страновые	1	3	1	1	1	2	2	1	1
	2	3	0	1	1	2	2	0	0
	3	2	0	0	1	1	1	0	0
	4	2	1	1	1	2	1	0	1
	5	3	1	1	0	2	2	0	1
	6	3	1	1	0	2	2	0	1
	7	3	0	0	1	2	2	0	1
	8	2	1	1	0	1	2	0	0
	9	3	1	1	1	2	2	0	1
	Среднее	3	1	1	1	2	2	0	1

Пример ведомости риска

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального
директора - директор филиала

Должность

27.08.2015

Подпись

И.О. Фамилия

Ведомость риска № 4	
Организация	
Бизнес-сегмент	Геологоразведка и добыча
Бизнес-сектор	Нефтегазодобыча в России
Бизнес-процесс	Сопровождение разработки месторождений
Подразделение	Управление проектирования и мониторинга разработки месторождений
Цель подразделения	Увеличение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях, обоснование максимально возможной нефтеотдачи на вновь вводимых в разработку месторождениях
Владелец риска	
Подразделение	Управление проектирования и мониторинга разработки месторождений
Должность	Начальник Управления проектирования и мониторинга разработки месторождений
ФИО	
Руководитель Владельца риска	
Подразделение	Направление разработки месторождений
Должность	Заместитель директора филиала по научной работе в области разработки
Риск	
Наименование риска	Недостижение проектных уровней добычи углеводородов
Статус риска	Актуален
Типичный для бизнес-сегмента риск	Да
Классификатор риска по бизнес-процессу	Риск сопровождения геологоразведки и добычи
Причины	1. Изменение представлений о геологическом строении объектов разработки, ввиду их

	сложного строения, высокой изменчивости свойств пластов. 2. Недостаточный объем входной геолого-промысловой информации, являющейся основой для проектирования. 3. Невыпол	
Возможные последствия	1. Невыполнение плана добычи углеводородов недропользователем. 2. Недостижение запланированного уровня качества выпускаемой продукции, низкая вероятность осуществления прогнозов. 3. Увеличение количества замечаний от Заказчика	
Подробное описание риска	1. Ввиду изменения представлений о строении залежей возможно несоответствие предлагаемой системы разработки и мероприятий по обеспечению проектных уровней имеющимся геологическим условиям. 2. Низкое качество входной информации повлияет на корректность проведенных расчетов прогнозируемых показателей разработки, так, например, заранее не определенное сниженное энергетическое состояние объектов может стать причиной достижения дебитов скважин м	
Временной горизонт оценки риска		
Начало	01.03.2014	
Окончание	31.12.2015	
Качественная оценка риска (в баллах)		
Критерий оценки Величины последствий	Снижение лояльности клиентов (недовольство клиентов) Репутация у контрагентов и государственных органов	
Величина последствий	3	
Вероятность	3	
Качественная интегральная оценка, баллы	9	
Количественная оценка риска		
Сценарий	Величина последствий, млн. руб.	Вероятность сценария, %
Риск не реализуется		100%
Оптимистичный: минимальные потери в результате рискового события		
Алгоритм и формулы расчетов по оптимистичному сценарию		
Реалистичный: ожидаемые (вероятные) потери в результате рискового события		
Алгоритм и формулы расчетов по реалистичному сценарию		

Пессимистичный: максимальные потери в результате рисковог о события		
Алгоритм и формулы расчетов по пессимистичному сценарию		
Количественная интегральная оценка, млн. руб.	0,0	
Реагирование на риск		
Риск-аппетит	4	
Способ реагирования на риск	Риск следует снизить	
Мероприятие №1 по управлению риском	Выявление причин, разработка мероприятий и авторский надзор (мониторинг) за реализацией предлагаемых мероприятий	
Ответственный за исполнение	Владелец риска	
Подразделение	Управление проектирования и мониторинга разработки месторождений	
Должность	Начальник Управления	
ФИО		
Стоимость работ, млн. руб.		
Алгоритм оценки стоимости работ	нет	
Сроки выполнения мероприятий: (план-факт)		
Начало	01.03.14	
Окончание	01.03.15	
Комментарий о ходе выполнения мероприятия	Осуществление контроля/авторского надзора за реализацией рекомендуемых мероприятий в рамках ежегодного мониторинга разработки месторождений	
Мероприятие №2 по управлению риском	Поддержание уровня квалификации специалистов - обучение, конференции, обмен опытом	
Ответственный за исполнение	Владелец риска	
Подразделение	Управление проектирования и мониторинга разработки месторождений	
Должность	Начальник Управления	
ФИО		
Стоимость работ, млн. руб.		
Алгоритм оценки стоимости работ	нет	
Сроки выполнения мероприятий: (план-факт)		
Начало	01.03.14	
Окончание	01.03.15	
Комментарий о ходе выполнения мероприятия	В 2014 году планом обучения сотрудников Филиала предусмотрено повышение квалификации специалистов. На текущий момент прошли обучение, повышение	

	квалификации два специалиста. Проведение регулярных внутренних семинаров с целью передачи полученного опыта.
Мероприятие №3 по управлению риском	
Ответственный за исполнение	
Подразделение	
Должность	
ФИО	
Стоимость работ, млн. руб.	
Алгоритм оценки стоимости работ	
Сроки выполнения мероприятий: (план-факт)	
Начало	
Окончание	
Комментарий о ходе выполнения мероприятия	
Мероприятие №4 по управлению риском	
Ответственный за исполнение	
Подразделение	
Должность	
ФИО	
Стоимость работ, млн. руб.	
Алгоритм оценки стоимости работ	
Сроки выполнения мероприятий: (план-факт)	
Начало	
Окончание	
Комментарий о ходе выполнения мероприятия	
Мероприятие №5 по управлению риском	
Ответственный за исполнение	
Подразделение	
Должность	
ФИО	
Стоимость работ, млн. руб.	
Алгоритм оценки стоимости работ	
Сроки выполнения мероприятий: (план-факт)	

Начало		
Окончание		
Комментарий о ходе выполнения мероприятия		
Качественная оценка остаточного риска (в баллах)		
Критерий оценки Величины последствий	Снижение лояльности клиентов (недовольство клиентов) Репутация у контрагентов и Государственных органов	
Величина последствий	2	
Вероятность	3	
Качественная интегральная оценка, баллы	6	
Количественная оценка остаточного риска		
Сценарий	Величина последствий, млн. руб.	Вероятность сценария, %
Риск не реализуется	0	100%
Оптимистичный: минимальные потери в результате рискового события		
Алгоритм и формулы расчетов по оптимистичному сценарию		
Реалистичный: ожидаемые (вероятные) потери в результате рискового события		
Алгоритм и формулы расчетов по реалистичному сценарию		
Пессимистичный: максимальные потери в результате рискового события		
Алгоритм и формулы расчетов по пессимистичному сценарию		
Количественная интегральная оценка, млн. руб.	0,0	
Мониторинг		
Наименование ключевого индикатора риска №1	Реализация проектных решений (контроль допустимых отклонений, в соответствии с МР от 21.03.2007 г.)	
Ед. измерения	%	
Нижнее предельное значение	30	
Верхнее предельное значение	100	
Текущее значение	27	
Дата замера	01.03.14	

Дополнительная информация	Краткая информация: Достижение прогнозных уровней добычи углеводородов. Алгоритм расчета: (Годовой отбор нефти, факт - Годовой отбор нефти, проект)/Годовой отбор нефти, проект*100 (ед. изм. - %). Ответственный за расчет: куратор ЦДНГ (в отделах проектиров
Наименование ключевого индикатора риска №2	Уровень квалификации и опыт работы специалистов в отделах проектирования и мониторинга разработки
Ед. измерения	%
Нижнее предельное значение	20
Верхнее предельное значение	100
Текущее значение	16
Дата замера	01.03.14
Дополнительная информация	Краткая информация: Под уровнем квалификации сотрудника понимается опыт работы более 2-х лет в области проектирования и мониторинга разработки месторождений в Филиале. Алгоритм расчета: (Кол-во квалифицированных специалистов*100)/Кол-во молодых специалист
Наименование ключевого индикатора риска №3	
Ед. измерения	
Нижнее предельное значение	
Верхнее предельное значение	
Текущее значение	
Дата замера	
Дополнительная информация	
Наименование ключевого индикатора риска №4	
Ед. измерения	
Нижнее предельное значение	
Верхнее предельное значение	
Текущее значение	
Дата замера	
Дополнительная информация	
Наименование ключевого индикатора риска №5	
Ед. измерения	
Нижнее предельное значение	
Верхнее предельное значение	
Текущее значение	

Дата замера	
Дополнительная информация	

Организатор управления рисками:

Заместитель директора филиала
по научной работе в области
разработки Направление разработки месторождений

Должность	Подразделение	Подпись	ФИО
-----------	---------------	---------	-----

Руководитель Владельца риска:

Заместитель директора филиала
по научной работе в области
разработки Направление разработки месторождений

Должность	Подразделение	Подпись	ФИО
-----------	---------------	---------	-----

Владелец риска:

Начальник Управления
проектирования и мониторинга
разработки месторождений Управление проектирования и
мониторинга разработки месторождений

Должность	Подразделение	Подпись	ФИО
-----------	---------------	---------	-----

Сравнительная характеристика методов оценки риска

Наименование метода	Краткое содержание сущности метода	Преимущества метода	Недостатки метода
Экспертные методы			
Метод экспертных оценок	Методы экспертных оценок основаны на изучении не на объективных данных о состоянии рынка, а на субъективных оценках экспертов. Метод экспертной оценки представляет собой комплекс логических и математико-статистических методов и процедур, связанных с деятельностью эксперта по переработке необходимой для анализа и принятия решений информации. Процедура экспертных методов принятия оптимальных решений включает следующие необходимые этапы: 1. Подбор экспертов и определение их квалификации; 2. Сбор данных, отражающих мнения группы экспертов; 3. Определение весомости различных факторов; 1. Анализ полученных результатов. Наиболее распространенными	Данный метод возможно использовать в условиях неопределенности, когда статистические данные не могут быть использованы, так как ситуация является абсолютно новой. Данный метод не требует сложных математических вычислений. Экспертная оценка как правило производится на двух уровнях: оценка уровня регионального риска и собственно оценки риска проекта. Также следует отметить универсальность применения данных методов, в каждом конкретном случае могут быть дополнены специфическими условиями и приемами.	Метод основан на знаниях и опыте экспертов, что определяет качество оценки.

	методами сбора данных, выражающими мнения группы экспертов, являются: метод эксперта-фаворита; метод открытого обсуждения и голосования; метод открытого обсуждения и закрытого голосования; многотуровый метод проведения групповой экспертизы; метод предпочтения; метод ранга; метод попарного сопоставления; метод последовательных сопоставлений.		
Аналитические методы			
Статистические методы оценки	Статистические методы рассматриваются в связи с понятием зон и границ риска. Точки, определяющие уровень потерь и вероятность появления этих потерь, описываются при помощи статистического анализа достаточно большого массива данных. Основу этих методов составляет расчет таких показателей как дисперсия, стандартное отклонение, коэффициент вариации. Расчет приведенных показателей подробно рассмотрен в литературе [52; 53].	Данный метод позволяет оценить не только риск отдельного проекта, но и риск предприятия. Преимущество данного метода заключается в несложности математических расчетов.	В первую очередь трудности использования данного метода связаны с информационными барьерами так как исходная статистическая информация часто бывает недостаточно достоверной; некоторая часть информации имеет качественный характер и не поддается количественной оценке; бывают случаи когда необходимую информацию достаточно сложно получить.
Метод «дерево решений»	В основе данного метода лежит графическое построение	В результате построения «дерева решений» рассчитываются	Построение «дерева решений» обычно используется для анализа

	вариантов возможных решений. Для построения «дерева решений» предлагается следующая схема: • Определение состава и продолжительности фаз жизненного цикла проекта; • Определение ключевых событий, которые могут повлиять на дальнейшее развитие проекта; • Определение времени наступления ключевых событий; • Формулировка всех возможных решений, которые могут быть приняты в результате наступления каждого ключевого события; • Определение вероятности принятия каждого решения; • Определение стоимости каждого этапа осуществления проекта (стоимости работ между ключевыми событиями) в текущих ценах. Использование данного метода предполагает выполнение следующих шагов. Для каждого момента времени t определяют проблему и все возможные варианты дальнейших событий. Откладывают на дереве соответствующую проблеме	вероятность каждого сценария развития проекта, что облегчает процесс принятия управленческого решения. Метод особо полезен в ситуациях, когда решения, принимаемые в момент времени $t = n$, сильно зависят от решений, принятых ранее, и в свою очередь определяют сценарии дальнейшего развития событий.	рисков тех проектов, которые имеют обозримое количество вариантов развития. При этом для формулирования различных сценариев развития проекта необходимо иметь достоверную информацию с учетом вероятности и времени их наступления. Ограничением практического использования данного метода является исходная предпосылка о том, что проект должен иметь обозримое или разумное число вариантов развития.
--	--	--	--

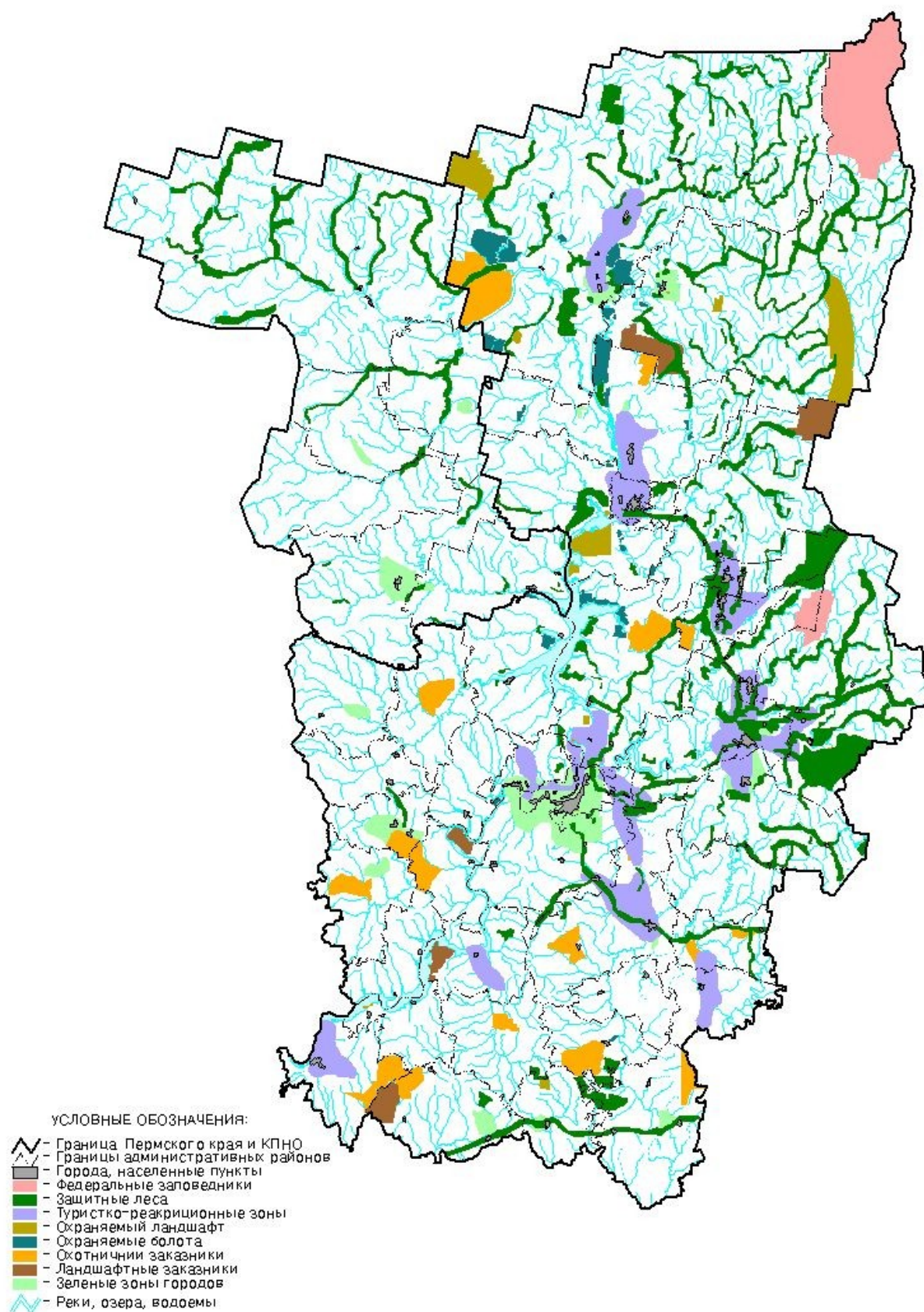
	вершину и исходящие из нее дуги. Каждой исходящей дуге приписывают ее денежную и вероятностную оценки. Исходя из значений всех вершин и дуг рассчитывают вероятное значение критерия NPV (либо IRR, PI). Проводят анализ вероятностных распределений полученных результатов.		
Анализ чувствительности	Суть данного метода заключается в измерении степени отклонения того или иного параметра проекта от нормального или среднего значения на результирующие показатели проекта. Анализ чувствительности позволяет определить ключевые с точки зрения устойчивости проекта параметры исходных данных, а также рассчитать их критические с точки зрения коммерческой состоятельности значения. В качестве переменных величин могут выступать параметры, значения которых изначально неопределенны или же ставится задача установить возможные пределы их изменения.	Преимущество данной группы методов заключено в относительной простоте получения данных и проведения инвестиционных расчетов. Модификация метода анализа чувствительности позволяет учитывать вероятность распределения критических значений, что повышает точность расчетов, но тем самым усложняются расчеты. Также к преимуществам можно отнести теоретическую прозрачность, наглядность толкования результатов. Данный метод является хорошей иллюстрацией влияния отдельных исходных факторов на конечный результат проекта.	Метод имеет ряд ограничений, во-первых критические значения факторов определяют только пороговые значения переменных, отсутствует информация о вероятностях выхода факторов за эти границы. Анализ чувствительности позволяет выявить только интервал возможного разброса значений результирующего показателя. Также данный вид анализа обладает низкой информативностью и не позволяет получить количественную оценку риска проекта в целом. Главным недостатком данного метода является предпосылка о том,

	В качестве оценочных показателей при анализе чувствительности могут выступать, в зависимости от задач, решаемых в ходе прединвестиционных исследований, следующие характеристики инвестиционного проекта: -Внутренняя норма прибыли; - Максимально возможная ставка кредитования; -Срок окупаемости; -Период использования кредитов. Также был разработан вариант проведения анализа чувствительности с использованием распределения вероятностей для критических значений. В основе этой модификации лежит определение критического значения объясняющей переменной, дополненное распределением вероятностей ее значений, что дает возможность определить вероятность реализации значения, меньшего или большего, чем критическое.	Может быть легко реализован в среде EXCEL.	что изменение одного фактора рассматривается изолированно, тогда как на практике все экономические факторы в той или иной степени коррелированы.
Анализ сценариев	Суть данного метода заключается в определении влияния изменения всех основных переменных проекта	Устанавливается связь между отдельными факторами проекта, т. е. учитывается влияние одновременного изменения всех	Количество различных вариантов развития событий может быть неограниченно, что делает использование этого метода

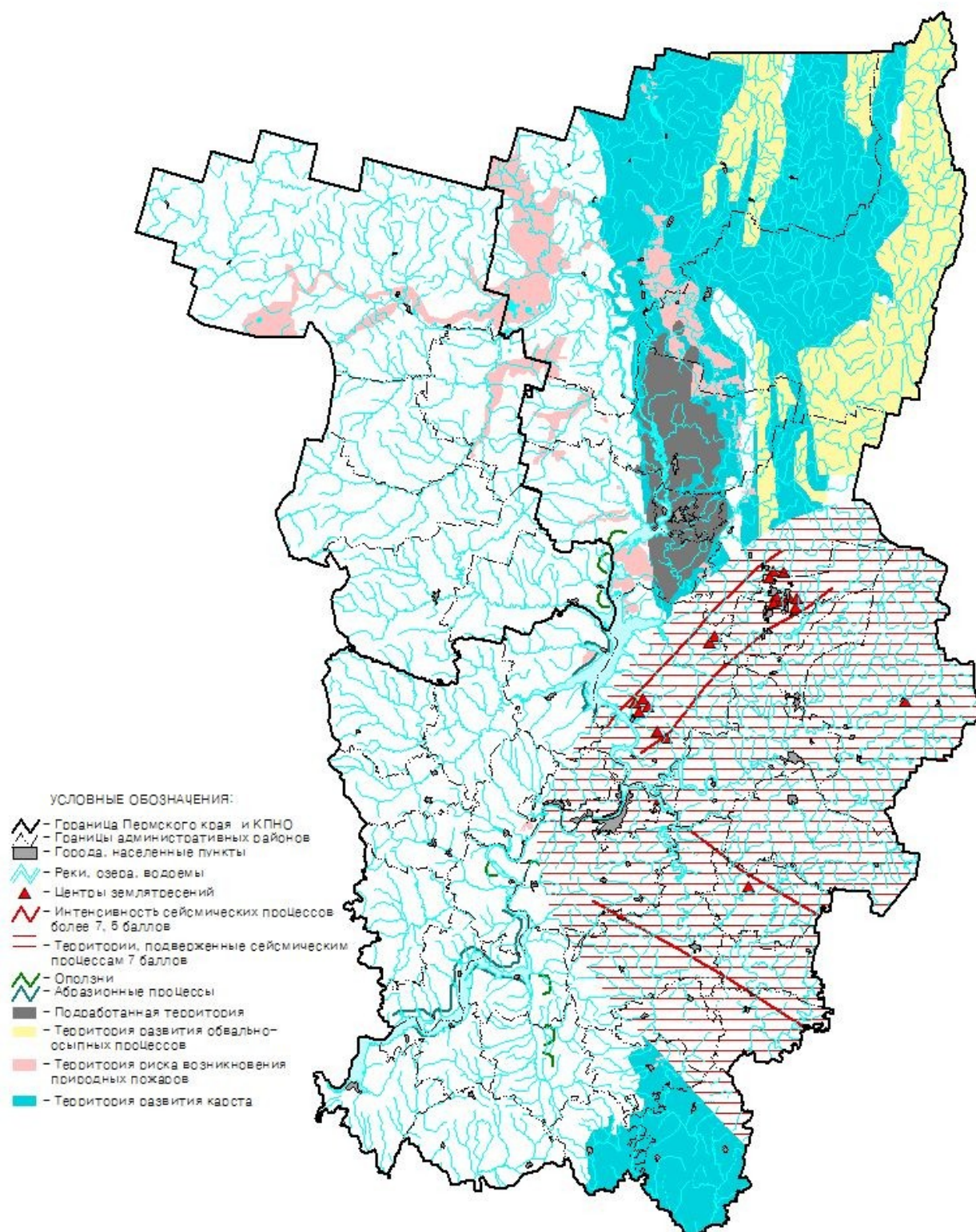
	на показатели проектной эффективности. Метод сценариев позволяет совместить исследование чувствительности результирующего показателя с анализом вероятностных оценок его отклонений Строятся как минимум три варианта: пессимистический, оптимистический и наиболее вероятный.	основных переменных. В целом метод позволяет получать достаточно наглядную картину для различных вариантов реализации проектов, а также предоставляет информацию о чувствительности и возможных отклонениях, а применение программных средств типа Excel позволяет значительно повысить эффективность подобного анализа путем практически неограниченного увеличения числа сценариев и введен^и дополнительных переменных.	затруднительным. Данный метод является более трудоемким, чем другие методы; требует применения средств программирования.
Имитационное моделирование	Широко известно имитационное моделирование по методу Монте-Карло (Monte-Carlo Simulation) позволяет построить математическую модель для проекта с неопределенными значениями параметров, и, зная вероятностные распределения параметров проекта, а также связь между изменениями параметров, получить распределение доходности проекта. При использовании данного	Применение имитации позволяет учитывать любые распределения экзогенных переменных и получать распределение результирующего показателя.	Точность результатов зависит от качества созданной прогнозной модели, однако данная методика оценки риска не решает вопрос об учете зависимостей. Данная методика может быть реализована только с помощью компьютерных программ, так как расчеты достаточно трудоемкие.

	метода учет риска происходит с помощью многократного расчета модели		
Методы корректировки			
Метод поправки на риск	Сущность данного метода заключается во включении поправки на риск в норму дисконта. В величине поправки на риск в общем случае учитывается три типа рисков, связанных с реализацией инвестиционного проекта: страновой риск; риск ненадежности участников проекта; риск неполучения предусмотренных проектом доходов.	Не требует использования сложного математического аппарата. В условиях стабильной экономической среды существуют общепризнанные коэффициенты, определяющие поправку на риск.	Не дает никакой информации о степени риска; вероятностных распределениях будущих потоков платежей и не позволяет получить их оценку; существенные ограничения возможностей моделирования различных вариантов; предполагает увеличение риска во времени с постоянным коэффициентом, что вряд ли может считаться корректным
Метод эквивалентов	Осуществляет корректировку ожидаемых значений потока платежей (CF) , путем введения специальных понижающих коэффициентов.	Осуществляет приведение ожидаемых (запланированных) поступлений к величинам платежей, получение которых практически не вызывает сомнений и значения которых могут быть определены абсолютно точно (достоверно).	Сложность расчета коэффициентов достоверности, адекватных риску на каждом этапе проекта; невозможность провести анализ вероятностных распределений ключевых параметров; значения коэффициентов оцениваются экспертным путем.

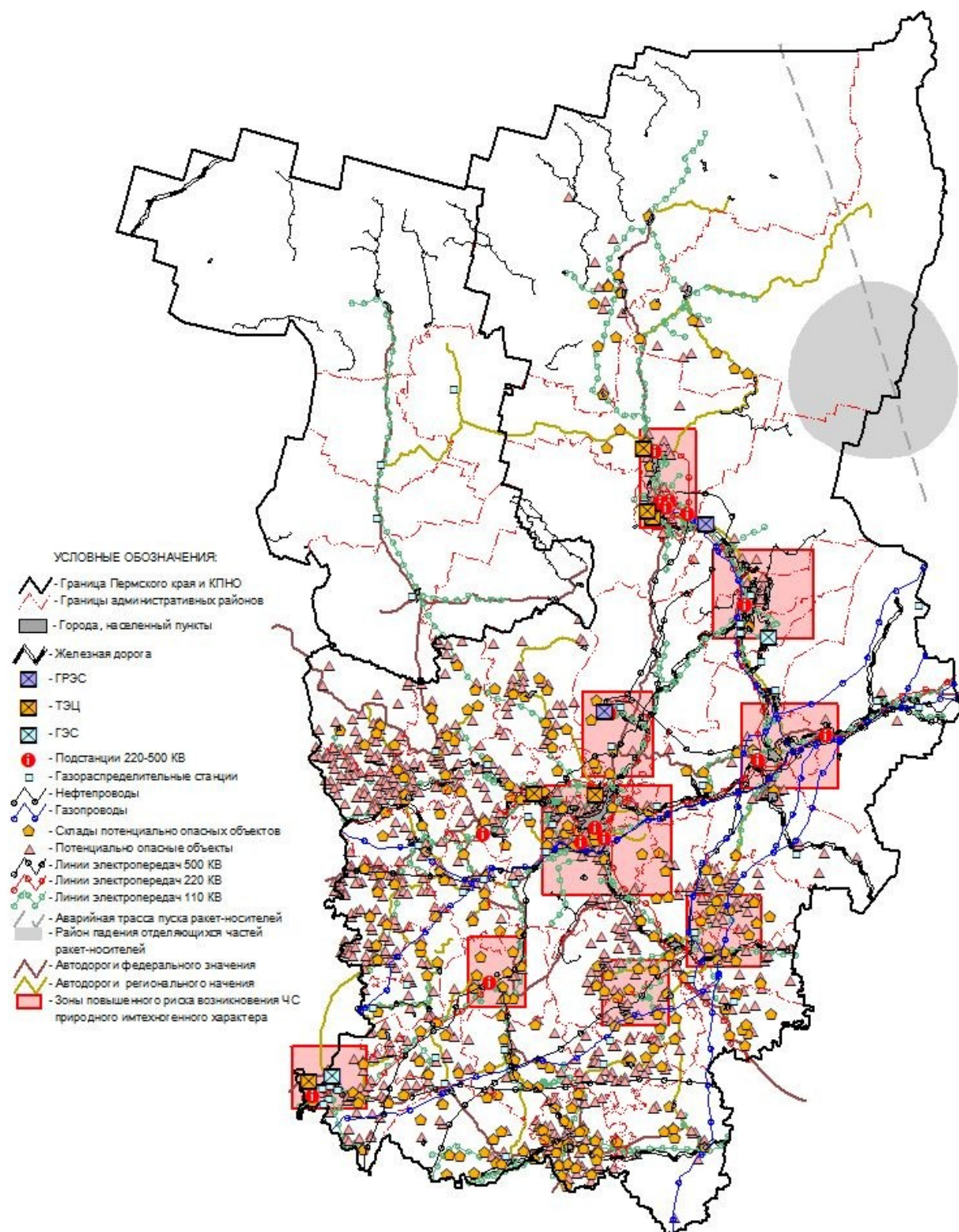
Карта экологических рисков



Карта природных рисков



Карта техногенных рисков



Рейтинг России по версии агентства Moody's Investor Service
на начало 2015 года

Суверенные рейтинги агентства Moody's* (по состоянию на 20 февраля 2015 г.)				Таблица 1
Уровень	Кредитное качество	Рейтинг	Страна	
Инвестиционный	Первоклассный	Aaa	Австралия, Австрия, Германия, Дания, Канада, Люксембург, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Сингапур, США, Финляндия, Швейцария, Швеция	
		Aa1	Великобритания, Гонконг, Франция	
	Надежность выше среднего	Aa2	Катар, Кувейт, ОАЭ	
		Aa3	Бельгия, Китай, Корея, Саудовская Аравия, Тайвань, Чили	
		A1	Израиль, Оман, Чехия, Эстония, Япония	
	Средняя надежность	A2	Ботсвана, Польша, Словакия	
		A3	Латвия, Малайзия, Мексика, Перу	
		Надежность ниже среднего	Baa1	Ирландия, Литва, Таиланд
	Baa2		Бразилия, Болгария, Испания, Италия, Казахстан, Филиппины, ЮАР	
	Baa3		Азербайджан, Исландия, Индия, Индонезия, Румыния, Словения, Турция	
Неинвестиционный	Спекулятивный	Ba1	Венгрия, Марокко, Португалия, Россия, Хорватия	
		Ba2	Ангола, Парагвай	
		Ba3	Бангладеш, Боливия, Грузия, Нигерия, Черногория	
	Высокорискованный	B1	Албания, Вьетнам, Сербия	
		B2	Монголия	
		B3	Белоруссия, Босния и Герцеговина, Кипр	
	Высокая вероятность дефолта	Caа1	Аргентина, Греция, Египет, Пакистан	
		Caа3	Венесуэла, Украина, Ямайка	

*В таблице приведены долгосрочные рейтинги по обязательствам в иностранной валюте 81 из 129 отрейтингованных стран; высшая рейтинговая категория приведена полностью.

Источник: Moody's Investor Services

*В таблице приведены долгосрочные рейтинги по обязательствам в иностранной валюте 81 из 129 отрейтингованных стран; высшая рейтинговая категория приведена полностью.

Источник: Moody's Investor Services

Приложение 26

Рейтинг России по версии агентства Standard & Poor's Ratings Group (S&P)

на начало 2015 года

Суверенные рейтинги агентства Standard & Poor's* (по состоянию на 20 февраля 2015 г.)				Таблица 2
Уровень	Кредитное качество	Рейтинг	Страна	
Инвестиционный	Первоклассный	AAA	Австралия, Великобритания, Германия, Гонконг, Дания, Канада, Лихтенштейн, Люксембург, Норвегия, Сингапур, Швейцария, Швеция	
	Надежность выше среднего	AA+	Австрия, Нидерланды, США, Финляндия	
		AA	Абу-Даби, Бельгия, Катар, Кувейт, Новая Зеландия, Франция	
		AA-	Китай, Саудовская Аравия, Тайвань, Чехия, Чили, Эстония, Япония	
	Средняя надежность	A+	Израиль, Корея	
		A	Ирландия, Словакия	
		A-	Ботсвана, Латвия, Литва, Малайзия, Оман, Польша, Словения	
	Надежность ниже среднего	BBB+	Мексика, Перу, Таиланд	
		BBB	Испания, Казахстан, Колумбия, Филиппины	
		BBB-	Азербайджан, Бахрейн, Бразилия, Индия, Исландия, Италия, Марокко, Румыния, ЮАР	
Неинвестиционный	Спекулятивный	BB+	Болгария, Индонезия, Россия, Турция	
		BB	Боливия, Венгрия, Коста-Рика, Парагвай, Португалия, Хорватия	
		BB-	Бангладеш, Вьетнам, Грузия, Нигерия, Сербия	
	Высокорискованный	B+	Ангولا, Кипр, Монголия, Черногория, Шри-Ланка, Эквадор	
		B	Албания, Босния и Герцеговина, Мозамбик, Эфиопия	
		B-	Белоруссия, Буркина-Фасо, Греция, Египет, Пакистан, Ямайка	
	Высокая вероятность дефолта	CCC	Венесуэла	
		CCC-	Украина	
	Выборочный дефолт	SD	Аргентина	
*В таблице приведены долгосрочные рейтинги по обязательствам в иностранной валюте 90 из 129 отрейтингованных стран; высшая рейтинговая категория приведена полностью.				
Источник: Standard & Poor's				

Приложение 27

Индекс PRI стран по версии агентства BERI на конец 2014 года

POLITICAL RISK INDEX CRITERIA DETAILS																					
Dec '14	External Cause Dependence on/Importance to a Hostile Major Power		External Cause-Negative Influences of Regional Political Forces		Internal Cause- Fractionalization of the Political Spectrum		Internal Cause- Fractionalization by Ethnic Lang. & Religious Groups		Internal Cause- Restrictive Measures to Retain Power		Internal Cause-Mentality: Xenophobia, Nepotism, Nationalism, Corruption		Internal Cause- Social Conditions: Wealth Distribution, Population		Internal Cause- Organization/Power of Radical Group		Symptom-Societal Conflict: Strikes, Violence, Demonstrations		Symptom-Non-Constitutional Changes, Assassinations, Guerrillas		TOTAL RISK RATING POINTS
Steps (Below)	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2			
Argentina	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0	3	3		30	
Australia	7	0	7	1	4	0	5	0	7	2	5	0	7	1	6	0	5	7		64	
Austria	7	0	6	0	6	0	6	0	7	1	5	0	7	1	6	0	6	7		65	
Belgium	7	0	5	0	1	0	0	0	7	0	3	0	5	1	4	0	5	5		43	
Brazil	7	0	3	0	3	0	3	0	4	0	3	0	2	0	3	0	3	4		35	
Canada	6	0	7	1	5	0	5	0	7	0	5	0	6	0	6	0	5	7		60	
Chile	7	0	5	0	4	0	5	0	5	0	4	0	6	0	4	0	6	6		52	
China (P.R.C.)	6	0	4	0	7	3	7	0	6	0	4	0	4	0	5	0	5	6		57	
Colombia	5	0	3	0	4	0	4	0	4	0	4	0	3	0	4	0	4	4		39	
Czech Republic	6	0	4	0	3	0	3	0	3	0	3	0	4	0	3	0	4	5		38	
Denmark	6	0	6	0	4	0	4	0	6	0	4	0	5	0	3	0	3	6		47	
Egypt	3	0	1	0	2	0	2	0	3	0	2	0	2	0	3	0	3	3		24	
Finland	5	0	5	0	4	0	7	1	7	2	4	0	7	0	5	0	5	7		59	
France	6	0	5	0	4	0	4	0	7	0	4	0	4	0	5	0	3	6		48	
Germany	7	0	6	0	6	0	6	0	7	1	5	0	7	0	6	0	6	7		64	
Greece	4	0	3	0	3	0	4	0	4	0	3	0	3	0	3	0	3	4		34	
Hungary	6	0	4	0	3	0	4	0	5	0	3	0	4	0	4	0	5	6		44	
India	5	0	3	0	4	0	3	0	4	0	4	0	2	0	4	0	5	5		39	
Indonesia	5	0	3	0	3	0	3	0	4	0	3	0	3	0	3	0	3	4		34	
Iran	3	0	3	0	2	0	3	0	3	0	3	0	4	0	4	0	5	5		35	
Ireland	7	0	5	0	4	0	4	0	7	0	3	0	4	0	4	0	5	6		49	
Italy	4	0	4	0	3	0	3	0	6	0	0	0	3	0	3	0	4	4		34	
Japan	5	0	5	0	3	0	4	0	7	0	5	0	5	0	5	0	5	5		49	
Kazakhstan	5	0	4	0	6	0	4	0	4	0	4	0	4	0	5	0	5	6		47	
Korea (South)	5	0	4	0	4	0	5	0	5	0	5	0	4	0	4	0	5	7		48	
Malaysia	6	0	4	0	3	0	5	0	4	0	4	0	5	0	5	0	5	5		46	
Mexico	5	0	3	0	3	0	3	0	4	0	3	0	4	0	4	0	4	4		37	
Netherlands	7	0	6	0	5	0	5	0	7	1	5	0	6	1	4	0	6	6		59	
Norway	7	0	7	0	5	0	7	2	7	1	5	0	6	0	6	0	6	7		66	
Pakistan	3	0	3	0	3	0	3	0	4	0	2	0	1	0	3	0	3	3		28	
Peru	4	0	3	0	3	0	3	0	3	0	4	0	0	0	3	0	4	5		32	
Philippines	6	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	0	0	4	0	4	5		44	
Poland	4	0	4	0	4	0	3	0	3	0	3	0	3	0	4	0	4	5		37	
Portugal	6	0	3	0	2	0	6	0	4	0	3	0	3	0	3	0	4	5		39	
Romania	4	0	3	0	3	0	3	0	3	0	2	0	2	0	3	0	3	4		30	
Russia	5	0	3	0	3	0	3	0	3	0	2	0	3	0	3	0	5	4		34	
Saudi Arabia	4	0	4	0	5	0	5	0	4	0	4	0	4	0	4	0	4	4		42	
Singapore	7	0	6	0	7	0	7	2	7	2	7	0	6	0	7	1	7	7		73	
South Africa	5	0	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0	4	0	2	5		34	
Spain	5	0	3	0	4	0	3	0	7	0	3	0	3	0	3	0	3	5		39	
Sweden	6	0	4	0	3	0	4	0	7	0	4	0	4	0	5	0	5	6		48	
Switzerland	7	0	7	0	6	0	6	0	7	1	7	0	7	3	7	0	6	7		71	
Taiwan (R.O.C.)	4	0	4	0	6	0	5	0	7	0	4	0	7	0	7	0	3	7		54	
Thailand	3	0	3	0	3	0	3	0	2	0	3	0	4	0	4	0	3	4		32	
Turkey	4	0	4	0	4	0	4	0	4	0	5	0	4	0	5	0	5	6		45	
Ukraine	2	0	2	0	2	0	3	0	2	0	3	0	2	0	3	0	2	3		24	
United Kingdom	7	0	4	0	5	0	5	0	7	0	5	0	5	0	6	0	5	5		54	
United States	6	0	4	0	2	0	4	0	7	0	5	0	5	0	5	0	5	7		50	
Venezuela	4	0	2	0	2	0	2	0	2	0	0	0	2	0	2	0	2	3		21	
Vietnam	5	0	6	0	6	0	6	0	4	0	4	0	3	0	4	0	5	6		49	

Key to Steps: 48 45 52

② Discretionary risk points, up to 30 points per country (causes only).

OPERATIONS RISK INDEX CRITERIA DETAILS																
Dec '14	Policy Continuity	Attitude - Foreign Investors & Profits	Degree of Nationalization	Monetary Inflation	Balance of Payments	Bureaucracy	Economic Growth	Currency Convertibility	Enforcement of Contracts	Labor Cost/Productivity	Professional Services & Contracts	Communications & Transportation	Local Management & Partners	Short-Term Credit	Long-Term Loans & Venture Capital	ORI RATING
WEIGHTING	3.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.0	2.5	2.5	1.5	2.0	0.5	1.0	1.0	2.0	2.0	25
Argentina	2.0	1.9	2.0	1.7	1.8	1.7	1.1	0.8	1.6	1.5	1.6	1.6	1.7	0.5	0.8	35.7
Australia	2.6	3.0	3.0	2.0	2.2	2.4	2.4	2.7	3.0	2.5	2.4	2.5	3.0	2.2	2.8	64.5
Austria	2.6	2.8	2.7	2.3	2.3	2.3	2.0	2.7	3.3	2.4	3.3	3.3	2.8	2.3	2.8	64.7
Belgium	2.3	3.5	3.1	2.7	2.8	2.9	2.2	3.0	3.0	2.9	3.0	3.0	3.0	2.3	2.7	68.8
Brazil	1.7	1.6	1.8	1.7	1.4	1.8	1.6	1.6	1.7	1.6	2.0	1.5	1.9	0.8	1.0	38.4
Canada	2.8	3.0	2.7	2.6	2.5	2.4	2.2	3.1	3.0	2.2	3.2	3.0	3.0	2.0	2.4	65.6
Chile	2.5	2.8	2.6	2.2	2.1	2.3	2.2	2.5	2.5	2.4	2.3	2.1	2.0	1.9	2.3	58.3
China (P.R.C.)	2.5	2.0	1.7	2.1	2.2	1.6	1.5	2.0	2.0	2.1	1.8	1.7	1.9	1.1	1.7	47.2
Colombia	2.4	2.1	2.0	1.6	2.1	1.7	2.0	1.6	1.9	1.7	1.7	1.6	1.8	1.6	1.8	46.9
Czech Republic	1.9	2.1	2.0	1.6	2.0	2.0	2.0	1.9	1.8	2.0	2.4	2.3	2.3	1.2	1.7	47.3
Denmark	2.1	2.3	2.5	2.2	2.2	2.4	2.1	2.9	3.0	2.1	3.1	3.1	2.9	1.9	2.2	59.5
Egypt	1.4	1.2	1.3	1.0	1.8	1.3	1.1	0.9	1.3	1.4	1.5	1.4	1.3	0.3	1.0	29.3
Finland	2.0	2.1	2.4	1.9	1.6	2.0	1.7	2.9	2.8	2.0	2.7	2.7	2.3	1.0	1.5	51.1
France	1.5	1.8	2.1	1.6	2.0	2.1	1.5	2.7	2.2	2.0	2.8	2.9	2.7	1.0	1.5	47.7
Germany	3.0	3.1	2.9	2.2	2.3	2.2	1.8	2.7	3.3	2.4	3.1	2.7	3.0	1.8	2.4	63.6
Greece	1.2	0.8	0.9	1.0	1.5	1.0	1.4	2.2	1.0	1.2	0.9	1.2	1.1	0.5	0.9	29.4
Hungary	1.8	1.7	2.0	1.3	1.5	1.4	1.6	1.7	1.8	1.6	1.7	1.7	1.6	0.9	1.1	38.9
India	1.7	1.6	2.0	1.9	2.2	1.5	2.2	2.2	1.9	2.1	2.4	1.8	2.1	1.5	2.0	48.3
Indonesia	2.1	2.1	2.1	2.1	2.3	1.7	2.0	1.6	1.7	1.5	1.6	1.6	1.6	1.3	1.7	45.5
Iran	1.3	1.3	1.2	1.6	1.4	1.2	1.4	1.0	1.2	1.4	1.1	1.1	1.1	0.8	1.0	30.3
Ireland	1.6	2.2	2.8	2.3	1.4	1.6	1.4	2.5	2.4	2.1	2.6	2.7	2.3	1.4	1.9	49.9
Italy	0.8	1.8	1.8	1.7	1.4	1.5	1.4	2.4	1.8	1.8	1.7	2.1	1.7	0.5	0.9	37.2
Japan	1.6	1.2	2.0	1.7	1.4	1.7	1.3	2.3	2.6	1.3	2.1	2.0	2.2	0.3	0.9	39.1
Kazakhstan	2.5	2.2	2.2	1.8	2.1	1.6	2.2	2.0	2.0	1.7	1.6	1.4	1.3	1.2	1.7	47.8
Korea (South)	2.3	2.4	2.3	2.2	2.4	2.3	2.4	2.4	2.2	2.2	2.4	2.4	2.3	1.7	2.2	56.6
Malaysia	1.8	2.4	2.4	2.6	2.0	2.2	2.3	2.4	2.5	2.3	2.4	2.2	2.1	1.2	1.5	52.7
Mexico	1.7	1.5	1.5	1.9	1.6	1.7	1.7	1.8	1.7	1.7	2.0	1.9	2.0	1.3	1.8	42.4
Netherlands	2.0	2.5	2.8	2.4	2.3	2.3	2.0	2.8	3.0	1.9	3.1	3.2	2.5	1.0	1.5	55.9
Norway	2.3	3.0	2.8	2.2	2.6	2.5	2.4	3.0	3.3	2.2	2.9	3.0	2.9	1.8	2.2	63.5
Pakistan	1.2	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.6	1.4	1.3	1.3	1.4	1.2	1.4	0.5	0.8	31.3
Peru	2.3	2.3	2.2	1.9	2.0	2.1	2.1	1.8	1.7	1.8	1.7	1.9	1.3	1.7	1.7	48.7
Philippines	2.1	2.1	2.0	1.8	2.0	2.1	1.9	2.0	1.7	1.6	1.7	1.6	1.7	1.4	1.8	46.3
Poland	1.4	1.7	1.8	1.7	2.0	1.6	1.7	1.7	2.0	1.7	2.1	1.7	1.6	1.0	1.2	40.3
Portugal	0.8	1.2	1.5	1.6	1.5	1.3	1.1	2.0	1.6	1.7	1.7	1.5	1.6	0.4	0.8	32.3
Romania	2.0	1.8	1.8	1.6	1.5	1.6	1.5	1.5	1.8	1.7	1.8	1.5	1.5	0.8	1.0	38.8
Russia	2.4	1.2	1.0	1.4	1.6	1.0	1.1	1.8	1.5	1.4	1.6	1.5	1.4	0.3	0.7	34.0
Saudi Arabia	2.3	2.1	2.2	2.6	3.0	1.8	2.2	2.0	2.0	1.3	2.3	2.5	2.3	1.6	1.9	52.6
Singapore	3.2	3.4	3.4	3.2	2.6	2.2	2.3	3.0	3.1	3.1	3.1	3.3	3.3	1.8	2.5	71.6
South Africa	1.7	2.0	1.8	1.7	1.8	1.5	2.0	2.1	2.4	2.2	3.0	3.0	3.0	1.1	1.4	48.3
Spain	1.1	2.0	1.8	1.7	1.5	1.4	1.3	2.2	2.0	2.0	2.2	2.0	2.1	0.9	1.2	40.4
Sweden	2.0	2.6	2.5	2.4	2.1	1.2	1.9	2.4	2.9	2.0	2.7	3.0	2.2	1.4	2.2	54.5
Switzerland	3.0	3.1	3.1	2.8	2.4	2.4	2.2	3.1	3.0	2.7	3.5	3.6	3.5	2.0	2.4	69.3
Taiwan (R.O.C.)	2.7	3.2	3.1	2.9	2.8	2.6	2.8	2.8	2.7	3.0	3.0	3.1	2.8	2.1	2.6	69.6
Thailand	1.2	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.2	1.7	2.1	1.9	1.6	0.6	1.6	0.4	1.3	35.3
Turkey	2.1	2.1	2.0	1.5	1.7	1.9	1.7	1.7	1.8	2.0	2.0	1.8	1.6	1.4	1.9	45.4
Ukraine	0.9	1.4	1.6	1.3	1.4	1.5	1.0	1.2	1.8	1.6	1.6	1.7	1.7	0.2	0.7	30.2
United Kingdom	2.0	2.6	2.5	2.1	1.7	2.2	2.1	2.7	3.2	1.8	3.0	2.7	2.6	1.8	2.5	57.4
United States	2.2	2.6	2.7	2.4	1.9	2.3	2.2	3.1	3.1	3.0	3.4	3.2	3.2	2.1	2.6	64.7
Venezuela	0.2	0.4	0.5	0.8	1.4	0.9	1.1	1.0	1.0	1.0	1.2	1.4	1.1	0.1	0.5	19.2
Vietnam	2.7	2.0	1.8	2.1	1.8	1.6	2.0	1.4	1.7	1.5	1.1	1.2	1.2	1.5	1.9	45.1

REMITTANCE & REPATRIATION FACTOR SUBINDICES					
Dec '14	Legal Framework Subindex	Foreign Exchange Generation Subindex	Accumulated International Reserves Subindex	Foreign Debt Assessment Subindex	R Factor
Weighting	20%	30%	30%	20%	100%
Argentina	37	37	37	39	37
Australia	66	37	36	40	43
Austria	69	60	63	78	66
Belgium	70	65	64	66	66
Brazil	38	40	38	27	36
Canada	82	61	62	57	65
Chile	60	53	56	49	55
China (P.R.C.)	59	66	76	56	66
Colombia	45	45	40	44	43
Czech Republic	65	54	52	52	55
Denmark	70	62	60	62	63
Egypt	30	34	32	32	32
Finland	68	62	62	55	62
France	67	55	54	55	57
Germany	89	79	78	79	81
Greece	54	29	25	24	32
Hungary	50	41	39	41	42
India	57	34	44	32	41
Indonesia	59	55	54	36	52
Iran	40	48	46	40	44
Ireland	68	72	71	67	70
Italy	63	57	59	47	57
Japan	83	59	69	68	69
Kazakhstan	45	68	65	49	59
Korea (South)	80	76	79	70	77
Malaysia	67	68	62	56	64
Mexico	47	38	39	34	39
Netherlands	89	77	78	86	82
Norway	76	85	81	77	80
Pakistan	39	38	36	31	36
Peru	40	36	33	32	35
Philippines	56	56	57	42	54
Poland	52	36	34	33	38
Portugal	55	33	34	35	38
Romania	42	34	37	28	35
Russia	40	66	64	35	54
Saudi Arabia	69	74	69	66	70
Singapore	92	78	79	80	82
South Africa	55	34	35	32	38
Spain	62	36	37	40	42
Sweden	79	68	63	65	68
Switzerland	87	76	81	86	82
Taiwan (R.O.C.)	81	80	85	85	83
Thailand	49	53	50	35	48
Turkey	48	39	43	33	41
Ukraine	33	26	28	27	28
United Kingdom	76	40	41	44	48
United States	91	46	58	59	61
Venezuela	38	59	57	39	50
Vietnam	43	34	38	36	37



Mineral Extraction Risk Assessment SYSTEM

EXPLANATION

BERI S.A. recognizes that risk assessment for petroleum companies must consider two factors unique to extractive operations:

First: the companies are increasingly forced to look for crude oil in high-risk locations. Each new exploration opportunity requires a decision about whether (1) the specific contract terms and the probability of a major oil strike justify commitment or resources (2) relative to the losses that could be incurred by a foreign company extracting a nonrenewable material.

Second, the time from signing a contract to the start of recovering crude oil on a commercial scale can be a decade. The subsequent years of production provide the necessary return on investment. Consequently, risk assessment must cover a longer period than the time horizon for manufacturing.

A special measure of country risk that considers the two factors has been conceived for MERA. The sources of these ratings are a combination of BERI S.A. panel data and senior staff estimates.

Structure of the MERA System

Three risks are the bases for the *Exploration and Development Subindex (E&D)*: (1) *Contract*, (2) *Physical*, and (3) *Operations*. E&D comprise 75% of the overall country assessment. The *Financial Subindex*, 25% of the overall assessment, rates the possibility of losing the invested capital. Nationalization implies compensation; confiscation indicates seizure with no compensation. This subindex allows for disputed and inadequate payment by the host country.

	<u>Weightings</u>
1. Contract Risk: Continuity of Terms	25%
2. Physical Risk: Personnel Injuries/Fatalities	10
Damage to Facilities	15
3. Operation Risk: BRS Composite Score ♦	<u>25</u>

Copyright © 2013 BERI S.A.

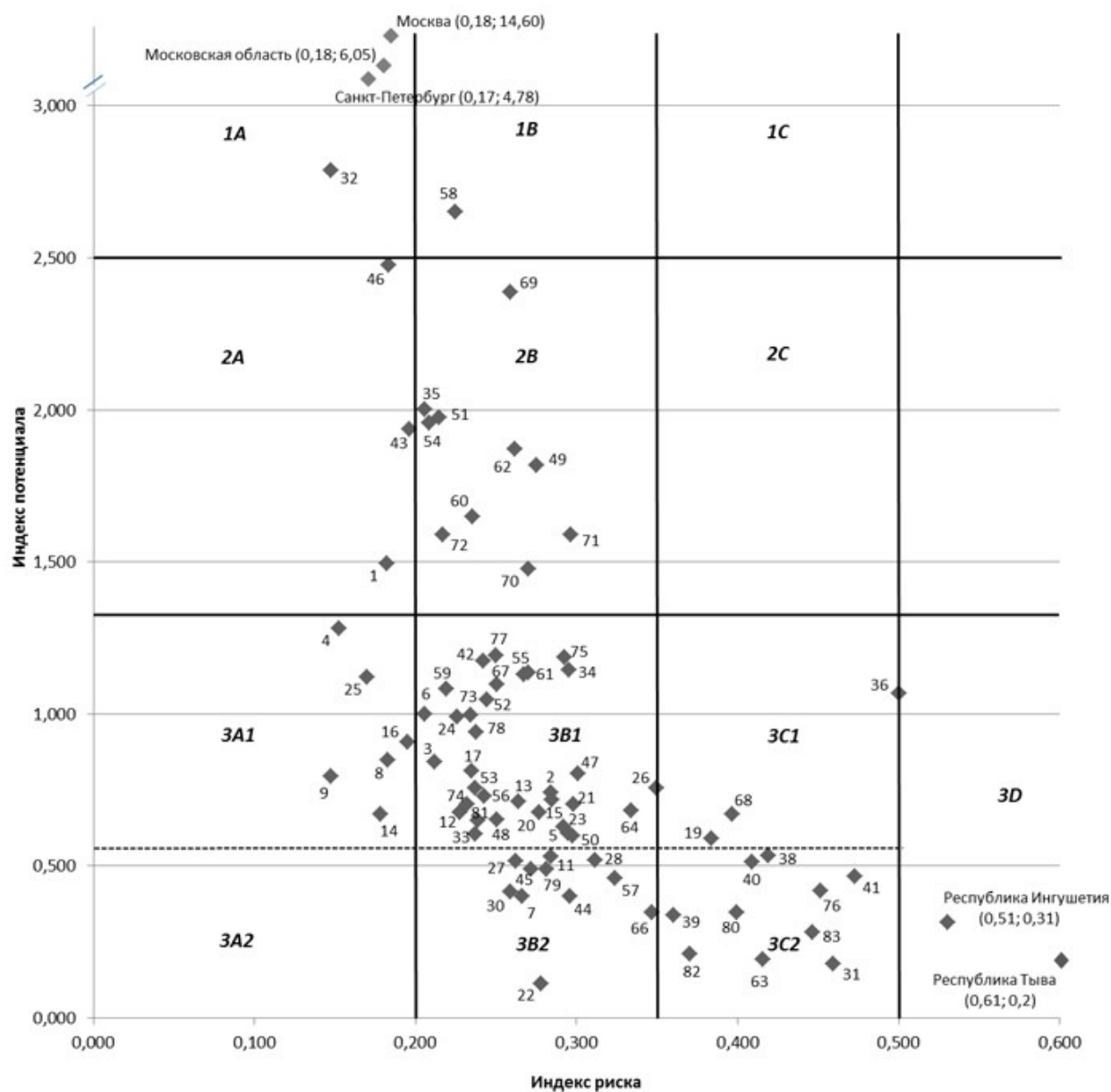
Рисковые факторы	Риск	Номер риска	Величина последствий	Вероятность
Геологические	Не подтверждение представлений о локальном геологическом строении и текущем состоянии выработки пласта	1	2	4
	Выпуск некачественной проектно-сметной документации	2	2	3
	Недостовверная оценка запасов нефти и газа месторождения (пласта)	3	2	3
	Недостижение проектных уровней добычи углеводородов	4	3	3
	Не подтверждение дебитов проектных скважин на ГДМ	5	3	2
	Недостовверная геологическая модель месторождения (пласта)	6	2	3
Налоговые	Нестабильность налоговой системы	7	3	2
Финансовые	Невыполнение условий договора в части расчетов	8	2	3
Правовые	Нарушение норм налогового законодательства	9	2	2
Маркетинговые	Изменение цен на сырье и продукцию	10	3	4
Природные	Сложный рельеф местности	11	2	1
Производственные	Неподтверждение эффективности и успешности проводимых геолого-технических мероприятий	12	2	3
	Недостаточная квалификация персонала	13	4	2
	Нарушение требований ОТиПБ	14	3	3
Страновые	Обострение политической и социально-экономической ситуаций в стране и регионе	15	3	2
Строительные	Нарушение регламента по авторскому надзору за строительством и реконструкцией скважин	16	2	3
	Срыв сроков выдачи проектно-сметной документации	17	3	2
	Срыв сроков ввода месторождения в разработку из-за выпуска некачественной проектно-сметной документации	18	3	2

	Срыв сроков и некачественное выполнение проектно-сметной документации (ПСД) на строительство и реконструкцию скважин	19	2	3
Экологические и техногенные	Состояние эколого-техногенной нагрузки в районе	20	4	3
	Невыполнение в полном объеме работ по экомониторингу на территории разрабатываемых нефтяных месторождений	21	1	2

Переменная	Тл			
	Por	Nnas	Hneft	Plosh
Среднее	13,77	84,29	2,139	9391
Минимум	6,60	56	0,7	1590
Максимум	20,50	95	8,8	28978
Ст. отклонение	2,77	8,13	1,39	9416,2

Переменная	Бб			
	Por	Nnas	Hneft	Plosh
Среднее	15,56	85,26	9,03	14819
Минимум	7,10	64	1,2	982
Максимум	21,2	96,6	20,4	29132
Ст. отклонение	2,46	7,156	5,52	8727,8

Переменная	Т-Фм			
	Por	Nnas	Hneft	Plosh
Среднее	8,26	82,82	6,26	10366
Минимум	4,30	66,3	1,7	1245
Максимум	16,3	93,5	17,8	28917
Ст. отклонение	2,55	7,156	3,89	8072,4



Приложение 34

Расчет поправки за риски

Факторы риска	Поправка на риски, %				
	1	2	3	4	5

Налоговые					
Невыполнение условий договора в части расчетов		1			
<i>Количество факторов в группе</i>	1				
<i>в том числе с разбивкой по диапазону поправок на риски</i>	0	1	0	0	0
<i>Взвешанный итог</i>	0	2	0	0	0
<i>Поправка на риск по фактору</i>	2,0				
Производственные					
Недостаточная квалификация персонала		1			
Нарушение требований ОТиПБ			1		
<i>Количество факторов в группе</i>	2				
<i>в том числе с разбивкой по диапазону поправок на риски</i>	0	1	1	0	0
<i>Взвешанный итог</i>	0	2	3	0	0
<i>Поправка на риск по фактору</i>	2,5				
Строительные					
Срыв сроков выдачи проектно-сметной документации		1			
Срыв сроков ввода месторождения в разработку из-за выпуска некачественной проектно-сметной документации		1			
<i>Количество факторов в группе</i>	2				
<i>в том числе с разбивкой по диапазону поправок на риски</i>	0	2	0	0	0
<i>Взвешанный итог</i>	0	4	0	0	0
<i>Поправка на риск по фактору</i>	2,0				
Общая взвешенная поправка на факторы	6,5				

Приложение 35

Исходные данные для расчета экономических показателей по инвестиционному проекту

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значения
----------	------------	----------------------	----------

1.	Цена реализации:		
	- нефти на внутреннем рынке (с НДС)	руб./т	12000
	- нефти на внутреннем рынке (без НДС)	руб./т	10170
	- нефти на внешнем рынке	долл./барр.	110
	- попутного газа	руб./тыс.м ²	2520
2.	Налоги и платежи:		
	- налог на добычу полезных ископаемых	руб./т	1924,57- 2392,88
	- на имущество	%	2,2
	- на прибыль	%	20
	- страховые взносы в ПФР, ФСС РФ, ФФОМС	%	30
	- тариф на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний	%	0,5
	- транспортные расходы - внешний рынок	долл./т	41,75
	- экспортная таможенная пошлина	долл./т	401,50
3.	Капитальные вложения		
3.1	Эксплуатационное бурение:		
	- скважины наклонно направленной	руб/м	30875
	- скважины горизонтальной	руб/м	40874
	- переход на другие горизонты	тыс.руб./опер.	2633
3.2	Промысловое обустройство (в текущих ценах):		
	- сбор и транспорт нефти и газа	тыс. руб./скв.	6085,40
	- электроснабжение и связь	тыс. руб./скв.	1750,63
	- автодорожное строительство	тыс. руб./скв.	6671,84
	- заводнение нефтяных пластов	тыс. руб./скв.нагн.	5108,00
	- промводоснабжение	тыс. руб./скв.нагн.	1825,57
	Оборудование, не входящее в сметы строек:		
	- для ввода скважин из разведочного бурения	тыс. руб./скв.	3714
	- для ввода добывающих скважин из эксплуатационного бурения	тыс. руб./скв.	3714
	- для ввода нагнетательных скважин из эксплуатационного бурения	тыс. руб./скв.	3714
	- при бурении БС и БГС	тыс. руб./скв.	1640
	- при переводе скважин на другой горизонт	тыс. руб./скв.	1640
	- оборудование для ОРЭ добывающих скважин	тыс. руб./скв.	3650
	- природоохранные мероприятия	%	10
	- прочие (непредвиденные затраты)	%	3
	- обустройство устьев добывающих скважин	тыс. руб./скв.	3904
	- выкидной нефтегазопровод du 80 мм	тыс. руб./км	2999
	- нефтегазосборный трубопровод du 159 мм	тыс. руб./км	5158
	- групповая замерная установка типа "Спутник"	тыс. руб./установка	5737
	- обустройство устьев нагнетательных скважин	тыс. руб./скв.	1838
	- перевод добывающих скважин в нагнетательные	тыс. руб./скв.	398
	- нагнетательный водовод du 89x8 мм	тыс. руб./км	6214
	- счетчик воды	тыс. руб./шт.	103
	- шурфовая станция	тыс. руб./станция	3353
	- низконапорный водовод du 80 мм	тыс. руб./км	5525
	- водозаборные сооружения из подземных источников Q=200 м3/сут.	тыс. руб./соор.	2087
	- электрическая воздушная линия ВЛ 6 кВ	тыс. руб./км	1519
	- трансформаторная подстанция 10-6/04 кВ	тыс. руб./подст.	663
	- автомобильные дороги протяженность до 25 км	тыс. руб./км	6169
4.	Эксплуатационные затраты (по статьям калькуляции):		
	- расходы энергии на механизированную добычу жидкости	руб./т жидк.	46,02
	- расходы по искусственному воздействию на пласт	руб./м ³	10,26

	- сбор и транспорт нефтесодержащей жидкости	руб./т жидк.	308,43
	- расходы по технологической подготовке нефти	руб./т нефти	130,35
	- основная заработная плата произв. рабочих	тыс.руб./скв.	556,18
	- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	тыс.руб./скв.	2233,74
	- общепроизводственные расходы	тыс.руб./скв.	2332,00
	- прочие производственные расходы	руб./т нефти	2195,17
	Затраты на ликвидацию оборудования	млн.руб.	7,90
	Затраты на ликвидацию скважин	тыс. руб./скв.	1164
	ГРП	тыс.руб./опер.	5507
	ВПП	тыс.руб./опер.	1503
	СКО	тыс.руб./опер.	658
	Дострел	тыс.руб./опер.	1098
5.	Дополнительные данные:		
	Норма амортизации:		
	- на реновацию нефтяных скважин	%	10
	- прочие	%	10
	Норматив приведения разновременных затрат	%	10
	Курс доллара США	руб./\$	30

Капитальные вложения по инвестиционному проекту, млн.руб.

[illegible]

2026	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	740,13
2027	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	740,13
2028	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	740,13
2029	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	740,13
2030	0,00	0,00	2,63	2,63	5,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,92	0,00	748,05
2031	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	748,05
...																	
2057	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	748,05
ИТОГО	340,12	150,54	5,27	495,92	49,25	86,54	16,52	61,69	5,92	3,19	17,38	5,74	5,91	202,88	748,05	17,38	

Эксплуатационные затраты по статьям калькуляции по инвестиционному проекту, млн.руб.

Годы и периоды	Текущие затраты										Налоги, включаемые в себестоимость				Амортизация основных фондов	Транспортные расходы при экспортной реализации	Эксплуатационные затраты, всего	
	Энергия по извлечению жидкости	Искусственное воздействие на пласт	Сбору и транспорт нефти и газа	Технологическая подготовка нефти	Обслуживание скважин			Прочие производственные расходы	Методы повышения нефтеотдачи	ИТОГО	единый социальный налог	страхование от несчастных случаев и профзаболеваний	налог на добычу полезных ископаемых	ИТОГО			годовые	накопленные
					Заработная плата ППП, основная и дополнительная	Содержание и эксплуатация оборудования	Общепроизводственные расходы											
2013	0,07	0,00	0,50	0,21	0,56	2,23	2,33	3,48	0,00	9,38	0,167	0,003	3,05	3,22	21,00	0,60	34,20	34,20
2014	0,79	0,00	5,33	2,20	0,56	2,23	2,33	37,10	0,00	50,54	0,167	0,003	40,44	40,61	38,56	6,35	136,06	170,26
2015	1,74	0,00	11,66	4,79	2,22	8,93	9,33	80,68	16,28	135,64	0,667	0,011	87,95	88,63	38,56	13,81	276,64	446,90
2016	3,61	0,00	24,21	9,72	2,78	11,17	11,66	163,72	2,41	229,30	0,834	0,014	178,47	179,32	79,16	28,02	515,80	962,70
2017	3,28	0,35	22,00	8,62	2,22	8,93	9,33	145,16	1,10	201,00	0,667	0,011	158,24	158,92	92,61	24,85	477,37	1440,07
2018	3,33	0,69	22,31	7,82	2,22	8,93	9,33	131,77	0,00	186,40	0,667	0,011	143,64	144,31	94,22	22,55	447,49	1887,56
2019	3,32	0,79	22,28	7,09	2,22	8,93	9,33	119,46	0,00	173,43	0,667	0,011	130,22	130,90	94,22	20,45	419,00	2306,55
2020	3,33	0,81	22,29	6,37	2,22	8,93	9,33	107,31	0,00	160,59	0,667	0,011	116,97	117,65	94,22	18,37	390,83	2697,39
2021	3,35	0,85	22,44	5,38	2,22	8,93	9,33	90,55	3,01	146,06	0,667	0,011	98,71	99,39	94,22	15,50	355,17	3052,56
2022	3,35	0,82	22,47	4,44	2,22	8,93	9,33	74,69	0,00	126,26	0,667	0,011	81,42	82,10	94,22	12,79	315,36	3367,92
2023	3,36	0,82	22,50	3,56	2,22	8,93	9,33	60,03	0,00	110,76	0,667	0,011	65,44	66,12	73,22	10,28	260,37	3628,29
2024	3,39	0,81	22,69	3,29	2,22	8,93	9,33	55,47	2,63	108,77	0,667	0,011	60,47	61,14	55,66	9,49	235,07	3863,36
2025	3,41	0,81	22,87	2,94	2,22	8,93	9,33	49,48	1,32	101,31	0,667	0,011	53,93	54,61	56,46	8,47	220,85	4084,21
2026	3,30	0,81	22,09	2,58	2,22	8,93	9,33	43,40	0,00	92,66	0,667	0,011	47,30	47,98	15,86	7,43	163,93	4248,13
2027	3,30	0,80	22,14	2,30	2,22	8,93	9,33	38,78	0,00	87,82	0,667	0,011	42,28	42,96	2,40	6,64	139,82	4387,95
2028	3,31	0,80	22,19	2,09	2,22	8,93	9,33	35,17	0,66	84,70	0,667	0,011	38,33	39,01	0,79	6,02	130,52	4518,47
2029	3,31	0,78	22,20	1,90	2,22	8,93	9,33	31,96	0,00	80,63	0,667	0,011	34,83	35,51	0,79	5,47	122,41	4640,88
2030	2,86	0,65	19,17	1,93	2,22	8,93	9,33	32,53	0,00	77,62	0,667	0,011	35,46	36,14	0,79	5,57	120,13	4761,01
2031	2,89	0,64	19,38	1,81	2,22	8,93	9,33	30,55	0,00	75,77	0,667	0,011	33,30	33,98	1,58	5,23	116,56	4877,57
2032	2,90	0,65	19,44	1,61	2,22	8,93	9,33	27,08	3,01	75,17	0,667	0,011	29,51	30,19	1,58	4,63	111,58	4989,15
2033	2,90	0,64	19,44	1,47	2,22	8,93	9,33	24,67	0,00	69,60	0,667	0,011	26,90	27,57	1,58	4,22	102,98	5092,13
2034	2,90	0,62	19,44	1,33	2,22	8,93	9,33	22,43	1,97	69,18	0,667	0,011	24,45	25,13	1,58	3,84	99,73	5191,86
2035	2,90	0,62	19,44	1,20	2,22	8,93	9,33	20,13	0,66	65,43	0,667	0,011	21,94	22,62	0,79	3,45	92,29	5284,15
2036	2,90	0,62	19,44	1,09	2,22	8,93	9,33	18,38	0,00	62,92	0,667	0,011	20,04	20,72	0,79	3,15	87,57	5371,72
2037	2,90	0,62	19,44	0,99	2,22	8,93	9,33	16,68	0,00	61,12	0,667	0,011	18,19	18,86	0,79	2,86	83,63	5455,35
2038	2,90	0,62	19,44	0,90	2,22	8,93	9,33	15,10	1,50	60,94	0,667	0,011	16,46	17,14	0,79	2,58	81,46	5536,81
2039	2,90	0,60	19,44	0,82	2,22	8,93	9,33	13,78	0,00	58,02	0,667	0,011	15,02	15,70	0,79	2,36	76,87	5613,68
2040	2,90	0,60	19,44	0,74	2,22	8,93	9,33	12,52	0,00	56,69	0,667	0,011	13,65	14,33	0,79	2,14	73,96	5687,63
2041	2,90	0,60	19,44	0,68	2,22	8,93	9,33	11,40	1,97	57,48	0,667	0,011	12,43	13,11	0,00	1,95	72,54	5760,17
2042	2,90	0,60	19,44	0,62	2,22	8,93	9,33	10,42	0,00	54,47	0,667	0,011	11,36	12,04	0,00	1,78	68,29	5828,46
2043	2,90	0,60	19,44	0,58	2,22	8,93	9,33	9,80	0,00	53,81	0,667	0,011	10,68	11,36	0,00	1,68	66,85	5895,31
2044	2,90	0,60	19,44	0,54	2,22	8,93	9,33	9,11	0,00	53,08	0,667	0,011	9,94	10,61	0,00	1,56	65,25	5960,56
2045	2,30	0,49	15,44	0,48	1,67	6,70	7,00	8,14	1,32	43,54	0,501	0,008	8,88	9,39	0,00	1,39	54,32	6014,88
2046	2,30	0,49	15,44	0,44	1,67	6,70	7,00	7,44	0,00	41,48	0,501	0,008	8,11	8,62	0,00	1,27	51,37	6066,25
2047	1,74	0,33	11,66	0,40	1,11	4,47	4,66	6,81	0,00	31,18	0,334	0,006	7,42	7,76	0,00	1,16	40,11	6106,36
2048	1,74	0,33	11,66	0,36	1,11	4,47	4,66	6,12	1,32	31,78	0,334	0,006	6,68	7,02	0,00	1,05	39,84	6146,20
2049	1,74	0,33	11,66	0,34	1,11	4,47	4,66	5,71	1,50	31,53	0,334	0,006	6,22	6,56	0,00	0,98	39,06	6185,26
2050	1,74	0,33	11,66	0,31	1,11	4,47	4,66	5,29	0,00	29,58	0,334	0,006	5,77	6,11	0,00	0,91	36,59	6221,86

2051	1,74	0,33	11,66	0,28	1,11	4,47	4,66	4,72	0,00	28,98	0,334	0,006	5,14	5,48	0,00	0,81	35,27	6257,12
2052	1,74	0,33	11,66	0,24	1,11	4,47	4,66	4,00	0,00	28,21	0,334	0,006	4,36	4,69	0,00	0,68	33,59	6290,71
2053	1,74	0,33	11,66	0,19	1,11	4,47	4,66	3,27	0,00	27,44	0,334	0,006	3,57	3,90	0,00	0,56	31,91	6322,61
2054	1,74	0,33	11,66	0,16	1,11	4,47	4,66	2,72	0,00	26,86	0,334	0,006	2,97	3,31	0,00	0,47	30,63	6353,25
2055	1,74	0,33	11,66	0,13	1,11	4,47	4,66	2,26	0,00	26,37	0,334	0,006	2,46	2,80	0,00	0,39	29,56	6382,81
2056	1,48	0,33	9,93	0,10	1,11	4,47	4,66	1,76	0,00	23,85	0,334	0,006	1,91	2,25	0,00	0,30	26,41	6409,21
2057	1,48	0,33	9,93	0,08	1,11	4,47	4,66	1,43	0,00	23,50	0,334	0,006	1,56	1,89	0,00	0,24	25,64	6434,86
ИТОГО	116,24	23,83	779,07	95,16	83,98	337,29	352,13	1602,47	40,66	3430,84	25,195	0,420	1746,06	1771,67	958,05	274,30	6434,86	

Приложение 38

Сценарии уровней добычи и реализации продукции

Год	Сценарии реализации проекта			
	P90	Pmean	P10	ЦКР
2013	1,59	1,59	1,59	1,59
2014	16,90	16,90	16,90	16,90
2015	36,76	36,76	36,76	36,76
2016	66,23	73,41	74,58	74,58
2017	40,72	62,67	71,25	66,13
2018	17,47	52,83	66,24	60,03
2019	7,25	45,89	60,93	54,42
2020	4,37	38,70	56,04	48,88
2021	2,34	33,07	51,54	41,25
2022	1,82	28,24	47,40	34,03
2023	1,49	24,08	43,59	27,35
2024	1,24	20,51	40,09	25,27
2025	1,03	17,43	36,86	22,54
2026	0,80	14,79	33,90	19,77
2027	0,65	12,51	31,17	17,67
2028		10,56	28,66	16,02
2029		8,87	26,35	14,56
2030		7,64	24,23	14,82
2031		7,23	22,27	13,92
2032		6,57	20,47	12,33
2033		5,65	18,82	11,24
2034		4,86	17,30	10,22
2035		4,18	15,90	9,17
2036		3,60	14,61	8,37
2037		3,09	13,42	7,60
2038		2,66	12,33	6,88
2039		2,29	11,33	6,28
2040		1,97	10,41	5,71
2041		1,69	9,56	5,19
2042		1,45	8,78	4,75
2043		1,25	8,06	4,47
2044		1,08	7,40	4,15
2045		0,93	6,79	3,71
2046		0,80	6,23	3,39
2047		0,68	5,72	3,10
2048		0,59	5,24	2,79
2049			4,81	2,60
2050			4,40	2,41
2051			4,04	2,15
2052			3,70	1,82
2053			3,38	1,49
2054			3,10	1,24
2055			2,83	1,03
2056			2,59	0,80
2057			2,37	0,65
2058			2,16	
.....				
2074			0,42	

Чистый доход по пессимистическому варианту (P90) реализации проекта,
млн.руб.

Годы и периоды	Поступление финансов			Капитальные вложения	Чистый доход (CF)		Чистый дисконт. доход (NPV), 16 %	
	Всего	Чистая прибыль	Амортизационные отчисления		годовой	накопленный	годовой	накопленный
2013	0,10	-20,90	21,00	175,57	-175,47	-175,47	-151,25	-175,47
2014	62,10	23,54	38,56	0,00	62,10	-113,37	46,14	-129,33
2015	25,09	-13,47	38,56	406,01	-380,92	-494,29	-244,17	-373,50
2016	117,00	37,84	79,16	134,50	-17,51	-511,80	-9,66	-383,16
2017	28,48	-64,12	92,61	16,12	12,36	-499,44	5,88	-377,28
2018	-90,46	-184,68	94,22	0,00	-90,46	-589,89	-37,09	-414,37
2019	-164,97	-259,19	94,22	0,00	-164,97	-754,86	-58,40	-472,77
2020	-167,53	-261,75	94,22	0,00	-167,53	-922,39	-51,10	-523,86
2021	-157,22	-251,44	94,22	0,00	-157,22	-1079,61	-41,35	-565,21
2022	-129,26	-223,48	94,22	0,00	-129,26	-1208,87	-29,34	-594,55
2023	-106,46	-179,68	73,22	0,00	-106,46	-1315,33	-20,76	-615,31
2024	-104,15	-159,81	55,66	7,92	-112,07	-1427,40	-18,83	-634,14
2025	-94,63	-151,08	56,46	0,00	-94,63	-1522,03	-13,72	-647,86
2026	-89,28	-105,14	15,86	0,00	-89,28	-1611,31	-11,16	-659,02
2027	-88,24	-90,65	2,40	0,00	-88,24	-1699,55	-9,53	-668,55
ИТОГО	-959,42	-1904,00	944,58	740,13	-1699,55		-644,33	-7234,39

Приложение 39

Таблица 2

Чистый доход по оптимистическому варианту (P10) реализации проекта, млн.руб.

Годы и периоды	Поступление финансов			Капитальные вложения	Чистый доход (CF)		Чистый дисконт. доход (NPV), 16 %	
	Всего	Чистая прибыль	Амортизационные отчисления		годовой	накопленный	годовой	накопленный
2013	0,10	-20,90	21,00	175,57	-175,47	-175,47	-151,25	-175,47
2014	97,98	59,43	38,56	0,00	97,98	-77,49	72,80	-102,67
2015	41,72	3,17	38,56	406,01	-364,28	-441,77	-233,51	-336,17
2016	214,25	135,10	79,16	134,50	79,75	-362,02	44,02	-292,15
2017	302,97	210,36	92,61	16,12	286,85	-75,18	136,54	-155,61
2018	401,68	307,46	94,22	0,00	401,68	326,51	164,69	9,08
2019	352,57	258,35	94,22	0,00	352,57	679,08	124,81	133,89
2020	336,81	242,59	94,22	0,00	336,81	1015,89	102,73	236,61
2021	345,19	250,97	94,22	0,00	345,19	1361,09	90,79	327,40
2022	375,16	280,94	94,22	0,00	375,16	1736,25	85,16	412,56
2023	437,56	364,34	73,22	0,00	437,56	2173,81	85,32	497,89
2024	435,99	380,32	55,66	7,92	428,06	2601,88	71,91	569,80
2025	417,43	360,97	56,46	0,00	417,43	3019,31	60,53	630,33
2026	467,20	451,35	15,86	0,00	467,20	3486,51	58,40	688,73
2027	392,27	389,87	2,40	0,00	392,27	3878,78	42,37	731,09
2028	409,19	408,40	0,79	0,00	409,19	4287,97	38,05	769,15
2029	425,80	425,00	0,79	0,00	425,80	4713,77	34,06	803,21
2030	385,76	384,97	0,79	7,92	377,84	5091,61	26,07	829,28
2031	350,53	348,95	1,58	0,00	350,53	5442,14	21,03	850,32
2032	318,76	317,17	1,58	0,00	318,76	5760,90	16,26	866,57
2033	292,80	291,22	1,58	0,00	292,80	6053,70	12,88	879,46
2034	265,19	263,61	1,58	0,00	265,19	6318,89	10,08	889,53
2035	242,54	241,75	0,79	0,00	242,54	6561,44	8,00	897,54
2036	220,75	219,95	0,79	0,00	220,75	6782,18	6,18	903,72
2037	200,37	199,58	0,79	0,00	200,37	6982,55	4,81	908,53
2038	225,38	224,58	0,79	0,00	225,38	7207,93	2,70	911,23
2039	205,08	204,29	0,79	0,00	205,08	7413,01	1,23	912,46
2040	185,10	184,30	0,79	0,00	185,10	7598,11	0,56	913,02
2041	164,66	164,66	0,00	0,00	164,66	7762,77	0,16	913,18
2042	149,53	149,53	0,00	0,00	149,53	7912,30	0,15	913,33
2043	133,16	133,16	0,00	0,00	133,16	8045,46	0,00	913,33
2044	118,36	118,36	0,00	0,00	118,36	8163,82	0,00	913,33
2045	113,04	113,04	0,00	0,00	113,04	8276,86	0,00	913,33
2046	103,26	103,26	0,00	0,00	103,26	8380,12	0,00	913,33
2047	100,58	100,58	0,00	0,00	100,58	8480,70	0,00	913,33
2048	90,24	90,24	0,00	0,00	90,24	8570,93	0,00	913,33
2049	80,21	80,21	0,00	0,00	80,21	8651,15	0,00	913,33
2050	72,74	72,74	0,00	0,00	72,74	8723,89	0,00	913,33

2051	64,90	64,90	0,00	0,00	64,90	8788,79	0,00	913,33
2052	58,13	58,13	0,00	0,00	58,13	8846,92	0,00	913,33
2053	52,02	52,02	0,00	0,00	52,02	8898,94	0,00	913,33
2054	46,15	46,15	0,00	0,00	46,15	8945,09	0,00	913,33
2055	40,64	40,64	0,00	0,00	40,64	8985,73	0,00	913,33
2056	37,74	37,74	0,00	0,00	37,74	9023,47	0,00	913,33
2057	21,56	21,56	0,00	0,00	21,56	9045,03	0,00	913,33
2058	57,67	57,67	0,00	0,00	57,67	9102,70	0,00	913,33
2059	52,66	52,66	0,00	0,00	52,66	9155,36	0,00	913,33
2060	48,06	48,06	0,00	0,00	48,06	9203,42	0,00	913,33
2061	43,83	43,83	0,00	0,00	43,83	9247,25	0,00	913,33
2062	39,93	39,93	0,00	0,00	39,93	9287,18	0,00	913,33
2063	36,35	36,35	0,00	0,00	36,35	9323,52	0,00	913,33
2064	33,05	33,05	0,00	0,00	33,05	9356,57	0,00	913,33
2065	30,02	30,02	0,00	0,00	30,02	9386,59	0,00	913,33
2066	27,23	27,23	0,00	0,00	27,23	9413,82	0,00	913,33
2067	24,66	24,66	0,00	0,00	24,66	9438,48	0,00	913,33
2068	22,30	22,30	0,00	0,00	22,30	9460,77	0,00	913,33
2069	20,13	20,13	0,00	0,00	20,13	9480,90	0,00	913,33
2070	18,13	18,13	0,00	0,00	18,13	9499,03	0,00	913,33
2071	16,29	16,29	0,00	0,00	16,29	9515,32	0,00	913,33
2072	14,60	14,60	0,00	0,00	14,60	9529,91	0,00	913,33
2073	13,04	13,04	0,00	0,00	13,04	9542,95	0,00	913,33
2074	11,61	11,61	0,00	0,00	11,61	9554,56	0,00	913,33
Итого	10302,62	9344,57	958,05	748,05	9554,57		937,55	45562,43

Приложение 39

Таблица 3

Чистый доход по реалистичному варианту (Pmean) реализации проекта, млн.руб.

Годы и периоды	Поступление финансов			Капитальные вложения	Чистый доход (CF)		Чистый дисконт. доход (NPV), 16 %	
	Всего	Чистая прибыль	Амортизационные отчисления		годовой	накопленный	годовой	накопленный
2013	0,10	-20,90	21,00	175,57	-175,47	-175,47	-151,25	-175,47
2014	97,98	59,43	38,56	0,00	97,98	-77,49	72,80	-102,67
2015	30,24	-8,31	38,56	406,01	-375,76	-453,25	-240,86	-343,53
2016	182,71	103,55	79,16	134,50	48,20	-405,05	26,61	-316,92
2017	206,88	114,27	92,61	16,12	190,76	-214,29	90,80	-226,12
2018	241,87	147,65	94,22	0,00	241,87	27,58	99,16	-126,96
2019	184,30	90,08	94,22	0,00	184,30	211,88	65,24	-61,72
2020	146,72	52,50	94,22	0,00	146,72	358,60	44,75	-16,96
2021	135,38	41,16	94,22	0,00	135,38	493,98	35,60	18,64
2022	144,31	50,09	94,22	0,00	144,31	638,29	32,76	51,40
2023	166,61	93,39	73,22	0,00	166,61	804,90	32,49	83,89
2024	144,85	89,18	55,66	7,92	136,92	941,83	23,00	106,89
2025	122,96	66,50	56,46	0,00	122,96	1064,79	17,83	124,72
2026	128,85	113,00	15,86	0,00	128,85	1193,64	16,11	140,83
2027	84,83	82,42	2,40	0,00	84,83	1278,47	9,16	149,99
2028	77,82	77,03	0,79	0,00	77,82	1356,29	7,24	157,22
2029	72,23	71,44	0,79	0,00	72,23	1428,52	5,78	163,00
2030	50,95	50,16	0,79	7,92	43,03	1471,55	2,97	165,97
2031	46,62	45,04	1,58	0,00	46,62	1518,17	2,80	168,77
2032	37,99	36,41	1,58	0,00	37,99	1556,17	1,94	170,71
2033	27,40	25,82	1,58	0,00	27,40	1583,57	1,21	171,91
2034	14,97	13,39	1,58	0,00	14,97	1598,54	0,57	172,48
2035	7,17	6,38	0,79	0,00	7,17	1605,71	0,24	172,72
2036	-0,19	-0,98	0,79	0,00	-0,19	1605,52	-0,01	172,71
2037	-6,63	-7,42	0,79	0,00	-6,63	1598,90	-0,16	172,55
2038	-16,63	-17,42	0,79	0,00	-16,63	1582,27	-0,20	172,35
2039	-20,91	-21,70	0,79	0,00	-20,91	1561,36	-0,13	172,23
2040	-25,64	-26,43	0,79	0,00	-25,64	1535,72	-0,08	172,15
2041	-31,58	-31,58	0,00	0,00	-31,58	1504,13	-0,03	172,12
2042	-33,00	-33,00	0,00	0,00	-33,00	1471,13	-0,03	172,09
2043	-36,41	-36,41	0,00	0,00	-36,41	1434,72	0,00	172,09
2044	-39,01	-39,01	0,00	0,00	-39,01	1395,71	0,00	172,09
2045	-32,85	-32,85	0,00	0,00	-32,85	1362,86	0,00	172,09
2046	-31,87	-31,87	0,00	0,00	-31,87	1330,99	0,00	172,09
2047	-24,45	-24,45	0,00	0,00	-24,45	1306,54	0,00	172,09
2048	-25,35	-25,35	0,00	0,00	-25,35	1281,19	0,00	172,09
Итого	2029,24	1071,19	958,05	748,05	1281,19		196,31	2887,52

Схема организации работ по оценке инвестиционных проектов на основе усовершенствованного методического
инструментария

Сопровождение геологоразведочных работ, подсчет запасов

Отдел прогнозирования нефтегазоносности и проектирования геологоразведочных работ

Отдел подсчета запасов

Административно-управленческий персонал

Планово-экономический отдел

Научные исследования в области строительства скважин, добычи и подготовки нефти, охраны окружающей среды

Отдел мониторинга и проектирования экологической безопасности

Отдел техники и технологии добычи нефти

Отдел сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды

Отдел технологии строительства скважин

Разработки нефтяных месторождений

Отдел проектирования и мониторинга разработки месторождений

Отдел технико-экономической оценки проектов

Рисковые факторы

Геологические

Экологические

Техногенные

Производственные

Строительные

Производственные

Маркетинговые

Правовые

Страновые

Налоговые

Отдел управления проектами

Маркетинговые

Страновые

Налоговые

Строительные

Проектирование обустройства нефтяных месторождений

Отдел обустройства нефтяных и газовых месторождений

Отдел технико-экономической оценки проектов

Принятие управленческого решения о реализации проекта