

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

---

М.Н. Крук, А.Н. Павлов

ВОЗМОЖНОСТИ ОЦЕНКИ  
ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РИСКОВ  
ПРИ ОСВОЕНИИ МИНЕРАЛЬНЫХ  
РЕСУРСОВ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ  
РОССИИ

*Монография*



Санкт-Петербург  
2013

**УДК 658.014.41:16**

Крук М.Н., Павлов А.Н. Возможности оценки геолого-экономических рисков при освоении минеральных ресурсов арктических морей России. Монография. – СПб.: РГГМУ, 2013. – 102 с.

**ISBN 978-5-86813-366-4**

*Рецензент:* А.Е. Череповицын, д-р экономических наук, профессор кафедры организации и управления Национального минерально-сырьевого университета "Горный".

Исследована проблема оценки рисков в условиях реформирования экономики страны применительно к условиям арктических морей России. Методологической основой послужили работы отечественных и зарубежных учёных в области экономического анализа, экономики недропользования и теории управления. Методологическим принципом организации исследования послужил системный подход к развитию сложных производственно-экономических комплексов, к которым относится добыча, переработка и транспортировка природного газа.

**ISBN 978-5-86813-366-4**

© Крук М.Н., 2013

© Павлов А.Н., 2013

© Российский государственный гидрометеорологический университет (РГГМУ), 2013

Ministry of Education and Science of Russian Federation  
FEDERAL AGENCY FOR EDUCATION STATE EDUCATION ESTABLISHMENT  
FOR HIGHER PROFESSIONAL EDUCATION  
RUSSIAN STATE HYDROMETEOROLOGICAL UNIVERSITY

---

M.N. Kruk, A.N. Pavlov

THE POSSIBILITY OF GEOLOGICAL  
AND ECONOMIC RISKS ASSESSMENT  
FOR DEVELOPMENT OF MINERAL  
RESOURCES ARCTIC SEA RUSSIA

*Monograph*



St.Petersburg  
2013

Kruk M.N., Pavlov A.N. The possibility of geological and economic risks assessment for development of mineral resources Arctic sea Russia. Monograph. – St.Petersburg: RSHU, 2013. – 102 p.

**ISBN 978-5-86813-366-4**

*Reviewer:* AE Cherepovitsyn, Dr. of Economic Sciences, professor of organization and management department National mineral resources University

The problem of risk assessment in terms of reforming the country's economy in relation to the conditions of the Russian Arctic Sea are investigated. The methodological basis was the work of national and international scientists in the field of economic analysis, economic subsoil and management theory. Methodological principle of the study organization served as a systematic approach to the development of complex industrial and economic systems, which include mining, processing and transportation of natural gas.

**ISBN 978-5-86813-366-4**

© Kruk M.N., 2013

© Pavlov A.N., 2013

© Russian State Hydrometeorological University, 2013

## **Введение**

Добыча полезных ископаемых в Арктических морях России сопряжена с высокими затратами и рисками, что делает реализацию морских проектов добычи малопривлекательной в инвестиционном отношении.

Специфические особенности, с точки зрения оценки риска, здесь состоят в следующем:

- большая продолжительность реализации проектов;
- изменение во времени соотношения капитальных вложений и эксплуатационных затрат в сторону увеличения последних, направляемых на поддержание уровня добычи;
- крупные начальные капитальные вложения;
- значительный (по сравнению с другими отраслями народного хозяйства) срок окупаемости капитальных вложений;
- вероятностный характер большинства технико-экономических показателей разработки месторождений;
- динамический характер природных факторов.

Тем не менее, выявление и оценка рисков позволит существенно повысить экономическую привлекательность этих проектов.

Исследованию проблем оценки рисков в условиях реформирования экономики страны посвящены труды многих отечественных и зарубежных учёных, в их числе М.А. Лимитовский, Н. Брусланова, И.Б. Сергеев, А.В. Бухвалов, В.Д. Зубарева, П.Л. Виленский, В.Н. Лившиц, А. Дамодоран, М.В. Грачева, М.А. Саркисян, А.В. Щепкина, С.А. Смоляк и другие.

Несмотря на значительное количество научных исследований, посвященных проблемам оценки риска инвестиционных проектов на морских акваториях, недостаточно изученными остаются вопросы оценки риска, возникающего при освоении морских месторождений в таких суровых климатических условиях, как Арктика.

Поэтому цель монографии, которую поставили перед собой авторы, состояла в том, чтобы показать возможность разработки и дать экономическое обоснование методов оценки рисков при освоении морских месторождений для арктических морей России. При этом авторам удалось показать реализацию таких возможностей на

примере инвестиционного проекта освоения морских газовых месторождений Каменномысской группы (в качестве позитивного примера) при использовании различных подходов к оценке рисков и управления ими с обязательным привлечением метода сценариев и реальных опционов.

Методологической основой исследования послужили работы отечественных и зарубежных учёных в области экономического анализа, экономики недропользования и теории управления. Основные исследования, проведённые в рамках данной работы, базируются на теоретических концепциях инвестиционного анализа в условиях рыночной экономики, а также отработанных в мировой практике методах количественной оценки рисков. Методологическим принципом организации исследования является системный подход к развитию сложных производственно-экономических комплексов, к которым относится добыча, переработка и транспортировка природного газа.

*Благодарности.* Авторы признательны докторам экономических наук, профессорам А.А. Ильинскому, А.Е. Череповицыну, В.И. Назарову, И.Б. Сергееву, Т.В. Пономаренко, кандидату экономических наук Е.Н. Ветровой за критические замечания и полезные советы, которые помогли им в работе над этой монографией.

# Глава 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ РИСКОВ

## 1.1. Общие положения

Оценка рисков – это, в общем случае, процесс определения вероятности возникновения факторов риска – определенных событий или ситуаций, способных негативно повлиять на развитие проекта (бизнеса) и достижение запланированных результатов.

Оценка рисков складывается из определения нежелательных факторов и ситуаций, возникновение которых теоретически возможно (качественный анализ), и количественной оценки ущерба от их возникновения (количественный анализ) [7].

Задачей качественного анализа риска является выявление источников и причин риска, этапов и работ, при выполнении которых возникает риск, то есть:

- определение потенциальных зон риска;
- выявление рисков, сопутствующих деятельности предприятия;
- прогнозирование практических выгод и возможных негативных последствий проявления выявленных рисков.

Основная цель данного этапа оценки – выявить основные виды рисков, влияющих на финансово-хозяйственную региона.

В ходе идентификации рисков, свойственных проектам разработки месторождений, необходимо вывить следующие наиболее значимые группы рисков: геологические, инжиниринговые, строительные, эксплуатационные, финансовые, маркетинговые, экологические.

**Геологические риски.** Первый элемент геологических рисков – риск, связанный с неоткрытием месторождения, – состоит в низкой вероятности того, что усилия и затраты, связанные с разведкой, приведут к открытию коммерческого месторождения полезного ископаемого. При объективном истощении общего запаса данного вида сырья величина геологических рисков неоткрытия коммерческих месторождений с течением времени возрастает. Но, в то же время, с развитием отрасли появляются новые технологии

по разведке и оценке месторождений, что, естественно, ведёт к снижению геологических рисков. Причем наблюдается тенденция снижения общего уровня геологических рисков. Это связано с появлением новых технологий как разведки, так и разработки месторождений. Во время промышленной эксплуатации месторождения может оказаться, что его свойства (геологические, физические и др.) сильно отличаются от прогнозируемых. В этом случае риск проявляется в снижении рентабельности проекта.

На основе изучения сущности геологических рисков были сделаны следующие выводы: после того, как началась промышленная разработка месторождения, постепенно начинают увеличиваться риски, связанные с запасами. По причине ошибок на ранних стадиях осуществления проекта, связанных с изучением запасов и геолого-физических свойств месторождения (где вероятность возникновения данных рисков максимальная), на более поздних этапах реализации проекта значительно увеличивается степень влияния геологических рисков на конечный результат проекта.

**Организационные риски.** Организационные риски возникают на первой фазе реализации проекта и связаны с ошибками при проектировании, определении производительности, выборе необходимого оборудования, технологии и т.д. Наибольшее значение влияния риска на реализуемость проекта приходится на стадию строительства основных объектов проекта, а также в период постоянной (максимальной) добычи, когда сбои в производственном процессе по причине поломки оборудования могут привести к значительным потерям, как во времени, так и в деньгах. По мере снижения объемов добычи степень данного риска снижается.

**Строительные риски.** На основе анализа строительных рисков можно сделать следующие выводы. Период до ввода в действие проекта, продолжающийся несколько лет, считается наиболее критической фазой проекта, поскольку здесь осуществляются большие затраты средств, а проект еще не приносит доходов. Наибольшая вероятность возникновения риска задержки ввода объектов проекта в эксплуатацию приходится на конец инвестиционной – начало эксплуатационной фазы реализации проекта. Данный риск охватывает практически всю инвестиционную фазу, поскольку, как правило, при реализации капиталоемких проектов



разработки месторождений ввод объектов происходит постепенно. Повышение вероятности возникновения данного риска приходится на соответствующие моменты ввода объектов проекта, т.е. на соответствующие периоды основных капитальных вложений.

Риск невыполнения обязательств поставщиками и подрядчиками также приурочен к капитальным вложениям (связанных со строительством и вводом объектов проекта в эксплуатацию) с той лишь разницей, что большая вероятность возникновения данного риска приходится на начало стадии строительства, а не на ее окончание.

**Эксплуатационные риски.** Эксплуатационные риски возникают после завершения строительства. Они связаны с качеством оборудования и выполненными строительными работами, а также совместимостью установленного оборудования. Если несовместимость оборудования может быть обнаружена достаточно быстро после завершения его установки, то недостаточный уровень качества может проявиться на более поздних этапах реализации проекта и, следовательно, прогнозировать возникновение данного риска весьма сложно. Степень негативных последствий от проявления рисков несоответствия качества строительства может варьироваться от затрат на незначительный ремонт до необходимости пересмотра целесообразности дальнейшей реализации проекта вследствие значительных затрат на возмещение потерь от риска.

Вторая группа эксплуатационных рисков – это риски, которые непосредственно связаны с эксплуатацией оборудования и объектов строительства, но со стадией строительства связаны не напрямую, а имеют, скорее, косвенное отношение к ней. Это риск поломки оборудования и риск невыполнения подрядчиком послепусковых гарантийных обязательств. Если риск несоответствия качества строительства и оборудования непосредственно связан со строительной фазой и полностью зависит от проводимых в это время работ, то эксплуатационные риски существуют при реализации любого проекта, не ограниченного инвестиционной фазой, и предсказать их появление практически невозможно в силу случайности возникновения аварийных ситуаций. Степень эксплуатационных рисков определяет размер материальных затрат на устранение

ние последствий данных рисков и время, необходимое на проведение этих мероприятий.

**Финансовые риски.** Финансовые риски проекта обусловлены вероятностью потерь вследствие осуществления финансовой деятельности в условиях неопределенности. К финансовым рискам относят риски колебаний покупательной способности денег (инфляционный, валютный, процентный). Предвидеть возникновение финансовых рисков практически невозможно, поэтому по фазам реализации проекта вероятность их возникновения считается постоянной, независимо от изменения технико-экономических показателей проекта. Степень влияния финансовых рисков на результат проекта повышается с увеличением денежных потоков, то есть в период размещения инвестиций, увеличения выручки, выплаты основной суммы долга и т.д. В дальнейшем, когда все долги практически погашены, а выручка от реализации значительно падает, риск перестает представлять реальную угрозу.

**Маркетинговые риски.** Маркетинговые риски связаны с ошибками в оценках перспектив рынка на данный вид сырья, ошибками в расчёте активности эксплуатации месторождения и других экономических показателей проекта.

Вероятность возникновения маркетинговых рисков максимальная на начальных стадиях реализации проекта (в период проведения маркетинговых исследований, подготовки ТЭО и т.п.), что связано с возможными ошибками в оценке ёмкости рынка, возможных изменений цен на разрабатываемый вид сырья, услуги и т.д. Негативные последствия от проявления маркетинговых рисков напрямую связаны с реализацией продукции, поэтому степень отрицательных последствий данных рисков повышается в соответствии с увеличением объёмов добычи и, соответственно, реализации сырья.

**Экологические риски.** Под экологическим риском понимается вероятность наступления гражданской ответственности за нанесение ущерба окружающей среде, а также жизни и здоровью третьих лиц. Он может возникнуть на любой стадии реализации проекта в результате событий различного характера.

Экологические риски напрямую связаны с законодательной деятельностью государства и проявляются в возможности наруше-

ния законодательства по охране окружающей среды. Кроме того, может возникнуть ситуация, когда по причине изменения законодательства по охране окружающей среды реализация проекта приводит к нарушению законодательства.

Вероятность возникновения экологических рисков проектов разработки месторождений максимальна в период строительства добывающего предприятия, на стадии постоянной добычи и на ликвидационной стадии. Степень влияния экологических рисков на результат проекта максимальна в период постоянной добычи, поскольку негативные события, связанные, например, с нарушением регламента эксплуатации, могут привести к значительным штрафным санкциям, дополнительным капиталовложениям или прекращению работ по проекту.

Экологические риски отличаются от форс-мажорных тем, что их можно предотвратить, в отличие от последних, которые можно только застраховать, то есть уменьшить негативные последствия от их проявления.

В классификации проектных рисков обычно выделяют специфические отраслевые риски для пяти стадий: стадия поисков, стадия разведки, стадия разработки, стадия транспорта, конденсата и стадия переработки.

На стадии поиска можно отметить следующие виды рисков: риск неоткрытия месторождения и риск открытия нерентабельного месторождения.

На стадии разведки может возникнуть риск отклонения от оптимальной стратегии разведки.

На стадии разработки могут появиться следующие виды рисков:

- риск потерь, вызываемых неточным определением объема запасов;
- риск строительства добывающих объектов с низкими качественными характеристиками;
- риск, вызываемый изменениями условий рынка сбыта, продуктов переработки сырья;
- риск возникновения форс-мажорных ситуаций.

На стадии транспорта выделяют:

- риск потерь, вызванных неточным определением объема транспорта продукции;

- риск потерь, вызванных низкими качественными характеристиками транспортируемых продуктов;
- риск строительства объектов транспорта с низкими качественными характеристиками;
- риск отказов в работе оборудования;
- риск, вызываемый изменениями условий рынка сбыта продуктов;
- риск возникновения форс-мажорных ситуаций.

На стадии переработки сырья принято считать, что могут возникнуть:

- риск потерь, вызванных неточным определением объема переработки 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.

Стоит отметить, что данная классификация видов риска в какой-то степени условна, поскольку провести чёткую границу между отдельными видами проектных рисков достаточно сложно. Кроме того, ряд рисков коррелирован между собой, изменения в одном из них вызывают изменения в другом.

Все участники проекта, особенно инвесторы, заинтересованы в том, чтобы снизить вероятность принятия неэффективного решения, избежать провала проекта или значительных убытков. Для этого при разработке инновационного проекта освоения нового месторождения должны учитываться все возможные последствия реализации проекта в быстро меняющейся рыночной среде.

При определении факторов, оказывающих наибольшее влияние на возможность наступления рискованной ситуации, необходимо определить специфические особенности для конкретного проекта. С этой целью проводится подробный анализ внешних и внутренних факторов, влияющих на развитие проекта.

Анализ природных условий арктических морей показал, что для них характерны:

- высокая степень изменчивости погодных условий, низкие температуры воздуха и их большая внутригодовая и внутрисезонная изменчивость;

- ограниченная видимость из-за туманов и осадков, значительное число дней со штормовыми условиями;

- подходящие условия для атмосферного и брызгового обледенения инженерных сооружений.

К ледовым условиям, существенным для инженерных сооружений, относятся:

- длительное наличие ледового покрова и его временная изменчивость;

- существование припая с грядками торосов (стамух) и приливными трещинами, а также крупных ледовых образований: торосов и ледяных полей;

- навалы льда на берега, особенно на осушки и пляжи, наиболее вероятные в осенний и весенний периоды, когда у берега нет устойчивого припая. Лёд может выбрасываться на расстояние от десятков до сотен метров от уреза воды;

- экзарация дна ледовыми образованиями. Пропашка дна килями дрейфующих торосов характерна для всех мелководных (менее 20 м) акваторий.

Высокоширотное положение района, наряду с суровым арктическим климатом, определяет широкое распространение многолетнемерзлых пород (ММП).

## **1.2. Методы количественного анализа риска инвестиционных проектов**

Итоговые результаты качественного анализа риска служат исходной информацией для проведения количественного анализа, то есть оцениваются только те риски, которые присутствуют при осуществлении конкретной операции алгоритма принятия решения.

На этапе количественного анализа риска вычисляются числовые значения величин отдельных рисков и риска объекта в целом. Также выявляется возможный ущерб и дается стоимостная оценка от проявления риска.

Количественный анализ можно формализовать, для чего используется инструментарий теории вероятностей, математической

статистики, теории исследования операций. Наиболее распространенными методами количественного анализа риска являются статистические, аналитические, метод экспертных оценок, метод аналогов.

Таким образом, в процессе оценки рисков каждому возможному фактору риска присваивается определенная величина, в соответствии с которой определяется целесообразность реализации того или иного проекта или решения (табл. 1.1).

Таблица 1.1

**Сводная таблица методов количественной оценки риска**

| Методы оценки рисков                              | Суть метода  |
|---|--|
| 1   | 2  |
| Статистические методы                             | Суть статистических методов оценки риска заключается в определении вероятности возникновения потерь на основе статистических данных предшествующего периода и установлении области (зоны) риска, коэффициента риска и т.д. |
| Метод оценки вероятности исполнения               | Позволяет дать упрощенную статистическую оценку вероятности исполнения какого-либо решения путем расчета доли выполненных и невыполненных решений в общей сумме принятых решений   |
| Метод имитационного моделирования Монте-Карло     | Позволяет при известном распределении вероятностей для каждого элемента потока платежей оценить возможные отклонения стоимостей потоков платежей от ожидаемых  |
| Технология «Risk Metrics»                         | Разработана компанией «J.P. Morgan» для оценки риска рынка ценных бумаг. Методика подразумевает определение степени влияния риска на событие через вычисление «меры риска»   |
| Аналитические методы                              | Позволяют определить вероятность возникновения потерь на основе математических моделей и используются в основном для анализа риска инвестиционных проектов   |
| Анализ чувствительности                           | Сводится к исследованию зависимости некоторого результирующего показателя от вариации значений показателей, участвующих в его определении  |
| Метод корректировки нормы дисконта с учетом риска | Основная идея заключается в корректировке некоторой базовой нормы дисконта, которая считается безрисковой или минимально приемлемой  |

| 1                              | 2  |
|--------------------------------|--|
| Метод достоверных эквивалентов | С помощью данного метода осуществляется корректировка ожидаемых значений потока платежей путем введения специальных понижающих коэффициентов с целью приведения ожидаемых поступлений к величинам платежей, получение которых практически не вызывает сомнений и значения которых могут быть достоверно определены |
| Метод сценариев                | Позволяет совместить исследование чувствительности результирующего показателя с анализом вероятностных оценок его отклонений   |
| Метод экспертных оценок        | Представляет собой комплекс логических и математико-статистических методов и процедур по обработке результатов опроса группы экспертов, причем результаты опроса являются единственным источником информации   |
| Метод аналогов                 | Используется в том случае, когда применение иных методов по каким-либо причинам неприемлемо. Метод использует базу данных аналогичных объектов для выявления общих зависимостей и переноса их на исследуемый объект  |

### 1.3. Анализ чувствительности критериев эффективности

Анализ чувствительности проводится с целью учёта и прогноза влияния изменения входных параметров (инвестиционные затраты, приток денежных средств, барьерная ставка, уровень реинвестиций) инвестиционного проекта на результирующие показатели.

Наиболее удобный вариант – это относительное изменение одного из входных параметров (пример – все притоки денежных средств минус 5 %) и анализ произошедших изменений в результирующих показателях.

Для анализа чувствительности главное – это оценить степень влияния изменения каждого (или их комбинации) из входных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в бизнес-плане (инвестиционном проекте).

Формула для сравнения исходных параметров с рассчитанными по данным анализа чувствительности:

$$\Delta A = \frac{A_{\text{ач}} - A_{\text{исх}}}{A_{\text{исх}}} \cdot 100\%, \quad (1.1)$$

где  $\Delta A$  – изменение величины, %;  $A_{\text{исх}}$  – исходное (начальное) значение параметра  $A$ ;  $A_{\text{ан}}$  – параметры, рассчитанные по данным анализа чувствительности (конечное значение  $A$ ).

Цель анализа – установить уровень влияния отдельных варьирующих факторов на финансовые показатели инвестиционного проекта. Его инструментарий позволяет оценить потенциальное воздействие риска на эффективность проекта.

В анализе чувствительности инвестиционные критерии определяются для широкого диапазона исходных условий. Выделяются наиболее важные параметры проекта, выявляются закономерности изменения финансовых результатов от динамики каждого из параметров.

В ходе исследования чувствительности капитального проекта обычно рассматриваются следующие параметры:

- а) физический объём продаж как результат ёмкости рынка, доли предприятия на рынке, потенциала роста рыночного спроса;
- б) цена продукта (услуги);
- в) темп инфляции;
- г) необходимый объём капитальных вложений;
- д) потребность в оборотном капитале;
- е) переменные издержки;
- ж) постоянные издержки;
- з) учётная ставка процента за банковский кредит и др.

Данные параметры не могут быть изменены посредством принятия управленческих решений.

В процессе анализа чувствительности вначале определяется «базовый» вариант, при котором все изучаемые факторы принимают свои первоначальные значения. Только после этого значение одного из исследуемых факторов варьируется в определенном интервале при стабильных значениях остальных параметров. Кроме того, анализ чувствительности положен в основу принятия проекта. Так, например, если цена оказалась критическим фактором, то можно усилить программу маркетинга или пересмотреть затратную часть проекта, чтобы снизить его стоимость.

Показатель чувствительности вычисляется как отношение процентного изменения критерия – выбранного показателя эффективности инвестиций (относительно базисного варианта) к измене-



нию значения фактора на один процент. Таким способом определяются показатели чувствительности по каждому из исследуемых факторов.

С помощью анализа чувствительности на базе полученных данных можно установить наиболее приоритетные, с точки зрения риска, факторы, а также разработать наиболее эффективную стратегию реализации инвестиционного проекта.

Следует отметить, что несмотря на все преимущества метода анализа чувствительности проекта: объективность, простоту расчетов, их наглядность (именно эти критерии положены в основу его практического использования), данный метод обладает серьезным недостатком – однофакторностью. Он ориентирован только на изменения одного фактора проекта, что приводит к недоучету возможностей связи между отдельными факторами или недоучету их корреляции.

Существует два основных метода анализа чувствительности, которые не противоречат друг другу и поэтому могут применяться как в сочетании, так и отдельно:

а) **метод опорных точек** (pivot points method). Он основан на отыскании такого значения показателя-фактора, при котором результирующий критерий равен нулю. Найденный таким образом критический уровень показателя-фактора сравнивается с его прогнозируемым значением. Чем меньше расхождение между критическим и прогнозируемым уровнями, тем выше чувствительность критерия по отношению к данному фактору, так как выше вероятность достижения им критической точки. Типичными примерами критических точек являются: IRR – по фактору «доходность альтернативного вложения», точка безубыточности ВЕР – по фактору «объем производства», срок окупаемости – по фактору «срок жизни проекта».

Анализ сводится к тому, чтобы определить, насколько реальна ситуация, при которой исследуемый параметр достигнет своей критической точки. Чем более вероятна такая ситуация, тем больше внимания надо уделить данному параметру, попытаться застраховаться от его изменений с помощью различных гарантий, провести более детальные исследования по его уточнению и т.п.;

б) *метод рациональных диапазонов, или зависимостей.* В этом случае выбирают определенный диапазон изменения показателя-фактора, и на этом интервале строят зависимость от него результирующего критерия (NPV).

Наиболее рисковыми в этом случае считаются параметры, по отношению к которым эластичность NPV максимальна.

Любой из этих двух методов позволяет выяснить наиболее важные факторы, влияющие на исход проекта, и либо вовремя отказаться от него, либо принять меры по эффективному управлению и контролю над риском с учетом максимально подверженных риску параметров.

### *Алгоритм проведения анализа чувствительности методом рациональных диапазонов*

**1 шаг.** Определение ключевых переменных, которые оказывают влияние на значение NPV.

**2 шаг.** Установление аналитической зависимости NPV от ключевых переменных.

**3 шаг.** Расчёт базовой ситуации – установление ожидаемого значения NPV при ожидаемых значениях ключевых переменных.

**4 шаг.** Изменение одной из входных переменных на нужную аналитику величину (в %). При этом все другие входные переменные имеют фиксированное значение.

**5 шаг.** Расчёт нового значения NPV и его изменения в процентах.

4-й и 5-й шаги проводятся последовательно для всех входных переменных, вносятся в таблицу и изображаются графически,

**6 шаг.** Расчёт критических значений переменных проекта и определения наиболее чувствительных из них.

**7 шаг.** Анализ полученных результатов и формирование чувствительности NPV к изменению разных входных параметров.

Критические значения показателя – это значения, при которых теперешняя стоимость равняется нулю ( $NPV = 0$ ).

Несмотря на очевидные положительные черты анализа чувствительности, его главным недостатком является то, что он основан на гипотезе о независимости одних факторов (параметров проекта) от других. Вместе с тем, изменение одних показателей влечет

за собой изменение других (например, рост затрат влечет изменение цен, что приводит к сокращению спроса на товар и объема реализации и т.д.).

Поэтому отдельные исследователи считают целесообразным моделировать внутренние взаимосвязи между параметрами проекта, что осуществляется с помощью применения метода Монте-Карло.

При использовании этого метода разработчики проекта берут на себя решение трудоемкой задачи: составить систему уравнений, отражающих взаимосвязи между погрешностями и значениями начальных оценок каких-либо исходных параметров и погрешностями и значениями этих параметров в последующие периоды времени.

#### **1.4. Имитационное моделирование**

В современной литературе не существует единой точки зрения по вопросу о том, что понимать под имитационным моделированием. Так существуют различные трактовки [5, 20]:

– в первой – под имитационной моделью понимается математическая модель в классическом смысле;

– во второй – этот термин сохраняется лишь за теми моделями, в которых тем или иным способом разыгрываются (имитируются) случайные воздействия;

– в третьей – предполагают, что имитационная модель отличается от обычной математической более детальным описанием, но критерий, по которому можно сказать, когда кончается математическая модель и начинается имитационная, не вводится.

Имитационное моделирование применяется к процессам, в ход которых может время от времени вмешиваться человеческая воля. Человек, руководящий операцией, может в зависимости от сложившейся обстановки принимать те или иные решения. Затем приводится в действие математическая модель, которая показывает, какое ожидается изменение обстановки, в ответ на это решение и к каким последствиям оно приведет спустя некоторое время. Следующее текущее решение принимается уже с учетом реальной новой обстановки и т. д.

## *Алгоритм проведения имитационного моделирования*

**1 шаг.** Создание прогнозной модели в формате табличного редактора Excel.

**2 шаг.** Задание функции распределения каждой переменной, которая оказывает влияние на формирование денежного потока, и введение ее минимального и максимального значений. Для этого присваиваем переменной вероятностное распределение, исходя из оценок или наших ожиданий (например, треугольное, нормальное или равномерное распределение).

**3 шаг.** Проведение расчетных итераций, которое является полностью компьютеризированной частью анализа рисков проекта. 200–500 итераций обычно достаточно для хорошей репрезентативной выборки.

В процессе каждой итерации происходит случайный выбор значений ключевых переменных из специфицированного интервала в соответствии с вероятностными распределениями и условиями корреляции. Затем рассчитываются и сохраняются результирующие показатели (например, NPV).

В результате выстраивается гистограмма распределения результирующего показателя, по которой можно оценить риск проекта, разброс возможных результатов.

Однако данный метод нельзя считать оптимальным. Имитационное моделирование по методу Монте-Карло имеет следующие недостатки:

- в процессе моделирования внутренних взаимосвязей очень много рутинной работы, и составить непротиворечивую их систему становится очень трудоемкой задачей;
- в связи с наличием большого количества таких связей и решение получается неустойчивым;
- сами взаимосвязи явлений и ошибок прогноза, а также ожидаемые распределения вероятностей по основным параметрам строятся с привлечением экспертной информации, поэтому повышение трудоемкости расчетов не всегда сопровождается адекватным увеличением их точности.

## 1.5. Метод сценариев

При разработке управленческих решений широкое использование находит метод сценариев, также дающий возможность оценить наиболее возможный ход развития событий и потенциальные последствия принимаемых решений.

Разрабатываемые специалистами сценарии развития анализируемой ситуации позволяют с тем или иным уровнем достоверности определить возможные тенденции развития, взаимосвязи между действующими факторами, сформировать картину возможных состояний, к которым может прийти ситуация под влиянием тех или иных воздействий.

С одной стороны, профессионально разработанные сценарии позволяют более полно и отчетливо определить перспективы развития ситуации, как при наличии различных управляющих воздействий, так и при их отсутствии.

С другой стороны, сценарии ожидаемого развития ситуации позволяют своевременно осознать опасности, которыми чреваты неудачные управленческие воздействия или неблагоприятное развитие событий.

Сопоставление и оценка возможных сценариев развития ситуации под влиянием как различных управляющих воздействий, так и фоновых факторов, не зависящих от действий, способствуют принятию единственно верных решений.

Метод сценариев предполагает создание технологий разработки сценариев, обеспечивающих более высокую вероятность выработки эффективного решения в тех ситуациях, когда это возможно, и более высокую вероятность сведения ожидаемых потерь к минимуму в тех ситуациях, когда потери неизбежны.

В настоящее время известны различные реализации метода сценариев:

*Метод получения согласованного мнения* является, по существу, одной из реализаций метода Дельфи, ориентированной на получение коллективного мнения различных групп экспертов относительно крупных событий в той или иной области в заданный период будущего.

К негативным моментам этого метода можно отнести недостаточное внимание, уделяемое взаимозависимости и взаимодей-

ствию различных факторов, влияющих на развитие событий, а также динамике развития ситуации. [5]

**Метод повторяющегося объединения** независимых сценариев состоит в составлении независимых сценариев по каждому из аспектов, оказывающих существенное влияние на развитие ситуации, и повторяющемся итеративном процессе согласования сценариев развития различных аспектов ситуации.

Достоинством этого метода является более углубленный анализ взаимодействия различных аспектов развития ситуации, недостатком – слабая разработанность и методическая обеспеченность процедур согласования сценариев.

**Метод матриц взаимовлияний**, разработанный Гордоном и Хелмером, предполагает определение на основании экспертных оценок потенциального взаимовлияния событий рассматриваемой совокупности. Оценки, связывающие все возможные комбинации событий по их силе, распределению во времени и т. д., позволяют уточнить первоначальные оценки вероятностей событий и их комбинаций [19, 20].

К недостаткам метода можно отнести трудоемкость получения большого количества оценок и корректной их обработки. Управляющие воздействия приводят к смещению положения системы в пространстве параметров. В этом случае также целесообразно рассматривать лишь дискретные точки, наибольшее внимание уделяя при этом наиболее вероятным точкам. При таком анализе необходимо предвидеть возможность возникновения дополнительных внутренних напряжений между элементами системы, поскольку они также могут изменять положение системы в пространстве параметров.

Однако при оценке инновационных проектов, на которые оказывают влияние особые специфические для данного проекта риски, необходимо использовать усовершенствованный подход к проведению сценарного анализа.

### ***Алгоритм проведения оценки рисков методом сценариев***

**1 шаг.** Создание прогнозной модели в формате табличного редактора Excel.

**2 шаг.** Определение ключевых факторов с помощью анализа чувствительности методом опорных точек.

**3 шаг.** Определение корреляционных зависимостей между этими параметрами.

**4 шаг.** Анализ прогнозов ведущих институтов и компаний в сфере энергетики. Количество институтов и компаний должно быть одинаковым, использование равного количества позволит добиться более точного прогноза, поскольку оценки нефтегазодобывающих компаний обычно немного завышены, а оценки институтов, наоборот, занижены.

**5 шаг.** Определение влияния прогнозов на ключевые факторы проекта.

**6 шаг.** Составление сценариев на основе полученной информации.

Как правило, данные о нескольких возможных сценариях развития ситуации более информативны, чем один сценарий, и способствуют принятию более эффективных решений.

## **1.6. Метод реальных опционов**

На завершающем этапе оценки рисков определяется способ управления рисками. Можно предложить метод опционов.

В настоящее время основным методом оценки стоимости любого проекта, приносящего доход, является определение его чистой приведенной стоимости (NPV) на текущий период. Данная стоимость есть не что иное, как разность между дисконтированными денежными потоками, генерируемыми проектом в будущем, и необходимыми текущими инвестициями для реализации этого проекта. Если приведенная чистая стоимость является положительной, проект считается прибыльным и реализуется, в противном случае проект отвергается. Проблема прогнозирования прибыли – это отдельный вопрос, но в любом случае предполагается, что для каждого будущего периода она является заранее определенной.

При неопределенной ситуации можно отложить основные первоначальные инвестиции, а поддерживать только возможность их быстрого осуществления при наступлении благоприятных событий. Так или иначе, многие инвестиционные проекты являются

гибкими. Естественно такое право оказывать влияние на ход инвестиционного процесса обладает определенной стоимостью. Метод реальных опционов в первую очередь направлен на определение стоимости этого права, определение стоимости встроенных в проект реальных опционов.

Понятие реального опциона детерминируют как право его владельца, но не обязательство, на совершение определенного действия в будущем. Финансовые опционы предоставляют право покупки (продажи) определенного базисного актива и страхуют финансовые риски. Реальные опционы дают право на изменение хода реализации проекта и страхуют стратегические риски. Как правило, реальные опционы отождествляют с определенным активом компании, например, патентом или лицензией. Патент или лицензия на продукт обеспечивают фирме право на развитие продукта и его рынка. Обладая патентом, фирма может в любой благоприятный момент начать реализацию продукта, совершив начальные инвестиции в его развитие.

Аналогия между инвестиционными проектами и финансовыми опционами объясняет появление термина «реальный опцион», т.е. стоимости, потенциально заключенной в гибкости действий менеджмента в принятии оперативных решений при проведении стратегических инвестиционных проектов. «Реальные опционы», их распознавание, понимание и иногда оценка есть не что иное, как спектр методов гибкого использования активов и пассивов предприятия.

Оценка инвестиционных проектов методом реальных опционов основана на предположении, что любая инвестиционная возможность для компании может быть рассмотрена как финансовый опцион, то есть компания имеет право, а не обязательство, создать или приобрести активы в течение некоторого времени.

Реальные опционы являются важным инструментом стратегического и финансового анализа, потому что традиционные подходы, такие, как подсчет NPV, игнорируют гибкость. Метод дисконтирования денежных потоков (ДДП) – метод приведенной чистой стоимости (NPV) – широко распространён на практике по сей день. При использовании метода ДДП аналитик пытается избежать неопределенности в момент анализа инвестиционного проекта.



В результате появляется один или несколько сценариев будущего развития событий. Однако сценарный анализ не решает основной проблемы – статичности, так как в итоге принимается усредненный вариант, который показывает, как будет разрешаться неопределенность в соответствии с заложенными предпосылками.

Метод реальных опционов предполагает принципиально иной подход. Неопределенность остается, а менеджмент с течением времени подстраивается (принимает оптимальные решения) к изменяющейся ситуации. Иначе говоря, реальные опционы дают возможность изменять и принимать оптимальные решения в будущем в соответствии с новой поступающей информацией. Причем возможности принимать и изменять решения в будущем количественно оцениваются в момент анализа. Необходимо отметить, что независимо от выбранного метода оценки инвестиционного проекта менеджмент в большинстве случаев имеет возможность принимать оптимальные решения и изменять уже принятые. Проблема метода ДДП в том, что он не учитывает такие возможности на этапе оценки эффективности инвестиционного проекта [5].

В отличие от метода ДДП, который учитывает только поступление и расход денежных средств, метод реальных опционов позволяет учесть большее количество факторов. К ним относятся период, в течение которого сохраняется инвестиционная возможность, неопределенность будущих поступлений, текущая стоимость будущего поступления и расходования денежных средств и стоимость, теряемая во время срока действия инвестиционной возможности.

Представление корпорации как портфеля проектов, каждый из которых имеет определенный показатель NPV, создает статическую картину инвестиций и инвестиционных возможностей. Во многих случаях такой механизм позволяет отслеживать ситуацию, но часто этого недостаточно [7].

В конечном счете, оценка опциона включает стоимость знаний. Это важно, так как стратегические решения редко являются сиюминутным делом, особенно в капиталоемких отраслях промышленности. NPV-анализ часто показывает неадекватные результаты, потому что ценность знаний в этом случае не может

быть точно учтена до полного распределения всех обязательств. Данная проблема рассматривается в модели реальных опционов.

В сущности NPV-анализ упускает из вида гибкость, особенно ту, которая касается неопределенности в отношении темпов роста денежного потока, так как обращает внимание только на два ключевых момента создания стоимости. При таком подходе предполагается, что текущая стоимость как притока, так и оттока денежных средств является статичной. Эксперты, которые понимают ограниченность оценки проекта только с помощью NPV, стараются применять анализ сценариев для того, чтобы учесть необходимость ранжирования ключевых показателей.

Применение методики реальных опционов к оценке инвестиционных проектов целесообразно, когда выполняются следующие условия:

- результат проекта подвержен высокой степени неопределенности;
- менеджмент компании способен принимать гибкие управленческие решения при появлении новых данных по проекту;
- финансовый результат проекта во многом зависит от принимаемых менеджерами решений.

В зависимости от того, при каких условиях опцион приобретает ценность для компании, выделяют следующие основные виды реальных опционов.

*Первый опцион* – возможность отсрочки. Отсрочка проявляется, когда компания может отложить решения по поводу основных инвестиций до некоторого момента в будущем, таким образом уменьшая риск проекта. Причем при отсрочке компания должна обладать относительно уникальными активами, чтобы быть уверенной, что другие компании не займут её нишу, сделав инвестиции в более ранний срок (такую возможность дают патенты, собственные разработки, уникальные технологии).

*Второй опцион* – один из самых распространенных – возможность изменения масштаба проекта. Опцион заключается в том, что менеджмент может увеличить или сократить масштабы проекта. Соответственно, при благоприятной ситуации (роста клиентов, спроса на продукцию и пр.) в проект могут быть инвестированы дополнительные средства, а при ухудшении ситуации проект мо-

жет быть сокращен до тех пор, пока сокращение предельных издержек будет положительно влиять на прибыль. Такой опцион может иметь ценность в отраслях, подверженных циклическому развитию, при котором спад производства чередуется с его резким ростом.

Базисным активом в нашем случае является следующее в очереди месторождение, ценой исполнения – необходимые дополнительные инвестиции, цене базисного актива эквивалентна стоимость приведённых денежных потоков к моменту реализации опциона, срок исполнения опциона – это срок, в течение которого возможно и экономически целесообразно провести расширение мощностей. На этапе инвестирования в первоначальный проект будут произведены дополнительные затраты на подведение коммуникаций с запасом на расширение мощностей и т.д. Данные затраты будут являться первоначальной стоимостью опциона расширения. Следует также предусмотреть принципиальную возможность финансирования дополнительных работ и закупок оборудования (например, за счет кредита).

Если первоначальный проект окажется успешным, а следовательно, приведённые доходы дополнительного проекта превысят инвестиции для его реализации, то управленческий опцион реализуется его владельцем. При этом будет произведено инвестирование в дополнительный проект, и положительная величина чистого дисконтированного дохода дополнительного проекта увеличит исходную стоимость проекта. Если реализация первоначального проекта покажет ожидаемые результаты, но расширение будет нецелесообразно, то руководитель примет решение не проводить расширение, и предприятие понесёт убыток, равный первоначальной стоимости опциона.

Если вероятность успеха составляет  $P_{\text{успех}}$ , то ожидаемый чистый дисконтированный доход будет равен:

$$NPV_{\text{ожид}} = P_{\text{успех}} \times NPV_{\text{опцион}} + (1 - P_{\text{успех}}) \times NPV_{\text{безопц}}, \quad (1.2)$$

где  $NPV_{\text{ожид}}$  – ожидаемое значение чистого дисконтированного дохода, ден. ед.;  $NPV_{\text{опцион}}$  – значение чистого дисконтированного дохода при использовании опциона расширения, ден. ед. Данное значение получено после наложения на исходные денежные пото-

ки дополнительных потоков, связанных с дополнительными инвестициями и дополнительными доходами;  $NPV_{\text{без опц.}}$  – значение чистого дисконтированного дохода без использования опциона расширения (вариант, при котором расширение признается нецелесообразным), ден. ед.;  $P_{\text{успех}}$  – вероятность успеха, %.

Стоимость опциона расширения определяется по следующей формуле:

$$P_{\text{опцион.}} = NPV_{\text{ожид.}} - NPV_{\text{без опц.}}, \quad (1.3)$$

где  $P_{\text{опцион.}}$  – стоимость управленческого опциона, ден. ед.

В данном случае не рассматривается негативное и позитивное развитие самого проекта (это учтено в расчёте  $NPV_{\text{без опц.}}$ ), а рассматривается дилемма целесообразности расширения проекта исходя из текущих рыночных условий.

*Третий опцион* – опцион на выход – позволяет компании отказаться от реализации проекта при резком ухудшении конъюнктуры рынка. Компания может затем продать на сторону активы, возместив часть своих убытков, либо использовать их в других инвестициях.

Опцион отказа позволяет компании остановить проект при резком ухудшении ситуации на рынке, чтобы минимизировать убытки. Предприятие может затем продать на сторону активы, возместив часть своих убытков, либо использовать их в других проектах. Доход при отказе от реализации проекта – стоимость реальных активов либо стоимость продажи проекта в целом. Если у менеджера есть возможность принять такое решение, то он обладает опционом отказа.

Если вероятность негативного развития событий равна  $P_{\text{нег.}}$ , то ожидаемое значение чистого дисконтированного дохода без использования опциона отказа будет равно:

$$NPV_{\text{ожид.}}^{\text{без.}} = P_{\text{нег.}} \times NPV_{\text{нег.}} + P_{\text{поз.}} \times NPV_{\text{поз.}}, \quad (1.4)$$

где  $NPV_{\text{нег.}}$  – значение чистого дисконтированного дохода при негативном развитии событий, ден. ед.;  $NPV_{\text{поз.}}$  – значение чистого дисконтированного дохода при позитивном развитии событий, ден. ед.;  $P_{\text{нег.}}$  – вероятность негативного развития событий, %;  $P_{\text{поз.}}$  – вероятность позитивного развития событий, %.

Если руководитель может остановить проект, то значение  $NPV$  при негативном развитии событий необходимо заменить на стоимость проекта при его ликвидации.

Значение ожидаемого чистого дисконтированного дохода при использовании опциона отказа рассчитывается по следующей формуле:

$$NPV_{\text{ожд}}^{\text{опцион}} = P_{\text{нег}} \times NPV_{\text{нег}}^{\text{опцион}} + P_{\text{поз}} \times NPV_{\text{поз}}, \quad (1.5)$$

где  $NPV_{\text{нег}}^{\text{опцион}}$  – значение чистого дисконтированного дохода при негативном развитии событий и использовании опциона отказа, ден. ед.

Стоимость опциона отказа рассчитывается аналогично стоимости опциона расширения.

Доход от реализации проекта с учетом управленческих опционов равен сумме дохода в рамках традиционной методики ( $NPV$ ) и стоимости всех управленческих опционов (в данном случае – опциона расширения и опциона отказа) (табл. 1.2).

Таблица 1.2

| <b>Примеры реальных опционов в отношении разных типов активов</b> |   |
|---|---|
| Актив   | Возможные реальные опционы  |
| Инвестиционная возможность  | Возможность отложить инвестиции. Уменьшение масштаба операций и экономия части начальных инвестиций (например, внедрение нового продукта) |
| Производство  | Расширение производства при внесении дополнительных инвестиций. Работа с разными ресурсами или выпуск различных продуктов                 |
| Машины/оборудование   | Перевод на режим простоя (когда доходы меньше переменных затрат). Продажа по остаточной стоимости   |
| Контракт  | Условия прекращения (возобновления) контракта   |
| Технологический патент  | Продажа, передача лицензии или оставление за собой прав   |

При оценке рисков выстраивается бинарное дерево сценариев развития инвестиционного проекта. На рис. 1.1 представлен макет подобного многозвенного дерева сценариев. Светло-серым цветом обозначен оптимистический сценарий, темно-серым – пессимистический, т.е. тот, при котором реализуются риски.

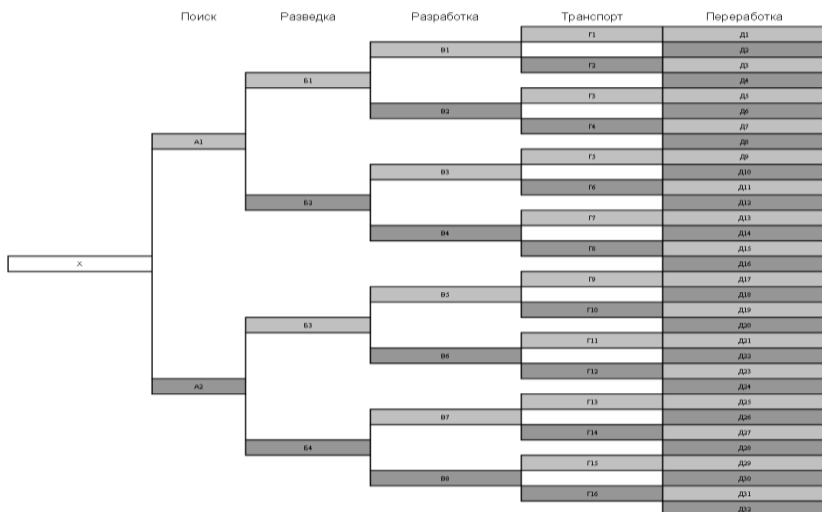


Рис. 1.1. Бинарное дерево сценариев развития инвестиционного проекта

Первое звено дерева представлено двумя исходами A1 и A2, второе – четырьмя исходами B, третье – восемью исходами G и т.д. Каждой ветви ставится определенная вероятность того, что следующее событие произойдет при условии, что произошло предыдущее событие. В зависимости от построения в узлах дерева могут находиться ценность проекта (тогда это дерево ценности), его денежные потоки (тогда это дерево денежных потоков) или ценность опциона (тогда это дерево опциона).

Биномиальная модель подразумевает определение стоимости опциона на основе построения дерева изменений стоимости базового актива во времени с использованием повышающего ( $u$ ) и понижающего коэффициентов ( $d = 1/u$ ). Предполагается, что если  $S$  – стоимость базового актива в момент времени  $t_0$ , то в момент времени  $t_1$  она будет с вероятностью  $q$  равна  $uS$  и с вероятностью  $(1 - q)$  равна  $dS$  (рис. 6.2). Получение этих значений дает возможность принять решение об исполнении или неисполнении опциона и найти возможные значения выплат по опциону в момент времени  $t_1$ .

На рис. 6.2 показано изменение стоимости базового актива, реплицирующего портфеля, зависимость стоимости опциона от возможных выплат в конце периода  $t = 1$ .

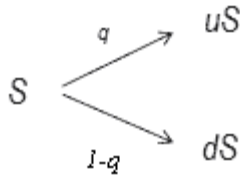


Рис. 1.2. Бинарное дерево альтернатив для базового актива, реплицирующего портфеля и опциона

Величины  $u$  и  $d$  определяются исходя из предположения о том, что изменение цены базового актива может быть описано геометрическим Броуновским движением и находятся по следующим формулам:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}}; \quad (1.6)$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}}, \quad (1.7)$$

где  $u$  – относительный рост;  $\sigma$  – стандартное отклонение среднегодовой стоимости проекта;  $\Delta t$  – интервал как часть года;  $d$  – относительное снижение стоимости.

Эти коэффициенты являются постоянными в любом из узлов решетки.

Для практического применения биномиального метода необходимо более точно, чем в приведённых формулах, формировать значения движения цены.

При оценке проекта алгоритм расчета может выглядеть следующим образом:

1. Оцениваем скорость тренда и волатильность цен.
2. Методом DCF оцениваем денежные потоки от проекта, используя безрисковую ставку. Для сокращения расчетов можно считать безрисковую ставку равной ставке процента по государственным облигациям (6,25 %).
3. Определяем повышающий и понижающий коэффициенты, доход, который получит владелец опциона в оптимистическом варианте, доход, полученный в пессимистическом варианте и риск-нейтральную вероятность.
4. Определяется цена опциона.

Существуют схемы и алгоритмы, позволяющие оценивать риски инвестиционного проекта в добывающих отраслях, что даёт возможность наиболее точно определять сумму приведенного дохода от реализации проекта.

### **Выводы**

1. Освоение минеральных ресурсов, особенно в условиях Арктических морей, связано с большими материальными затратами и значительным сроком окупаемости инвестиций, что, как правило, происходит в среде вероятностной неопределенности – риска.

При этом в понятие «риск» наряду с вероятностью наступления неблагоприятного события вкладывается и другая характеристика – размер наносимого ущерба (величина убытков или недополученной прибыли).

2. Риск-анализ деятельности предприятия должен включать в себя как оценку риска (определение факторов и видов риска, а также его количественных показателей), так и управление риском (оценка эффективности методов и мер воздействия на риск, проведение соответствующих мероприятий по снижению риска и контроль за их выполнением). При этом оценка рисков предполагает осуществление качественного и количественного анализа. Риски, возникающие при реализации нефтегазовых проектов, в зависимости от факторов, их определяющих, в основном можно подразделить на несколько видов: маркетинговый, организационный, экологический финансовый, геологический, технико-производственный, который объединяет строительный и эксплуатационный. Наибольшую опасность представляют факторы, которыми предприятие не может управлять (факторы внешней среды).



## Глава 2. МИНЕРАГЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

### 2.1. Общий обзор

Довольно полное представление о минеральных ресурсах северных морей России даёт Атлас «Геология и полезные ископаемые шельфов России» [1], а также монография [25], изданная к 80-летию академика И.С. Грамберга. В этих работах детально описаны разделы, касающиеся твёрдых полезных ископаемых. Большинство из них находятся в пределах суши, окаймляющей эти моря. Но значительное внимание в этих обобщающих работах отводится и россыпным месторождениям шельфа. Кроме того, для нашей темы интерес представляет обширное исследование В.А. Кошелевой и Д.С. Яшина по донным осадкам Арктических морей России [13]. Работы [1, 11, 12, 13, 25] явились основой для этой главы.

Россыпная минерагения Арктических морей России представлена обширным набором полезных ингредиентов. В первую очередь к ним следует отнести золото и олово (касситерит). Кроме того широко представлены алмазы, редкие земли, ниобаты, платиноиды, промышленные скопления поделочных камней и мамонтовой кости. Определённые перспективы существуют на россыпи титана, железа и циркония.

Месторождения и проявления объединяются в минерагенические таксоны, как правило, имеющие полиминеральную специализацию.

**Золото и олово.** Основные запасы золота и касситерита обнаружены вне акватории морей, а на примыкающих к ним территориях суши, которые, безусловно, могут служить продуцирующими источниками и для прибрежно-морских частей шельфа. Важно отметить, что продуцируемые месторождения и проявления касситерита могут содержать ещё и золото, вольфрамит и тантало-ниобаты. Некоторые промышленные россыпи касситерита прибрежно-морского типа располагаются в бортах приморских низменностей. Из таких типов известны месторождения Чохурдакское (побережье моря Лаптевых, Ванькина губа), Валькумейское (Чаун-

ская гыба Восточно-Сибирского моря, Певекский полуостров). На о. Бол. Ляховский находятся месторождения Малая Кутта и Хоту-Юрях-Блудная, а в акватории пролива – Этерикан-Западное и Этерикан. Среди них известны объекты крупного и очень крупного масштаба. Коренными источникам для них считаются тела меловых оловоносных гранитоидов касситерит-силикатной формации в металлогенической зоне Восточнолаптевского региона (Чокурдахско-Ляховского) и Яно-Колымской провинции.

В шельфовой области восточной Арктики, на о. Б. Ляховский и прилегающей акватории, известны несколько планиформных россыпей.

Другие типы россыпей имеют подчинённое промышленное значение.

**Алмазы.** В пределах арктической окраины России существуют части трёх алмазоносных провинций: Восточно-Европейской (Архангельская субпровинция), Сибирской (Анабаро-Оленекская субпровинция) и Тимано-Уральской. При этом имеют место различные сочетания и проявления коренной и россыпной алмазности.

В Архангельской субпровинции с коренными месторождениями алмазов (Зимнебережная группа) россыпи пока не обнаружены. Однако потенциально алмазоносными могут считаться три россыпных района, примыкающие к побережью Белого моря: Терско-Кандалашский, Онежский и Кулойский. Единичные зёрна алмазов и многочисленные ореолы рассеяния их спутников обнаружены в современных прибрежно-морских (пляжи, террасы) и аллювиально-морских (устьевые части рек) отложениях.

В Канино-Тиманском районе (северная периферия Тимано-Уральской провинции) зафиксированы многочисленные ореолы рассеяния спутников алмазов и находки их кристаллов в отложениях современного пляжа, приустьевых пойменных и террасовых образованиях. Известны единичные находки алмазов и пиропы на севере Югорского полуострова в аналогичных природных образованиях (пляжи, террасы, приустьевой аллювий).

В Анабаро-Оленекской субпровинции известен Эбеяхский район с уникальной по масштабам аллювиальной россыпью в долине одноименной реки. Севернее, в Анабаро-Хатангском районе обна-

ружены ореолы рассеяния пиропов, пикроильменита, хромдиопсида и россыпепроявления алмазов (обычно в сочетании с золотом), приуроченные к современным пляжевым и аллювиальным отложениям (Хатангский залив, побережье моря Лаптевых).

***Редкие металлы и редкие земли.*** Региональный интерес (имеется в виду акватории морей) могут представлять два района.

***Побережье Белого моря.*** Это устья рек Варгуза и Индер. Там сформировались комплексные (ильменит, циркон, гранат, магнетит, сфен, лопарит) залежи в песках пляжа и морских террас.

***Канино-Тиманский район*** (полуостров Канин и Чешская губа). Здесь на современных пляжах, косах и подводном береговом склоне в залежах ильменит-цирконового состава обнаружены монацит, колумбит, ксенотим.

***Подельные камни.*** Из россыпных скоплений этого полезно ископаемого промышленный интерес сегодня представляют два.

***Чаунский район*** близ устья р. Кремьянки (юго-запад Чаунской губы) существует месторождение халцедонов, сердоликов и агатов. Они приурочены к косам, пойме и надпойменным террасам. Коренные источники – андезитовые покровы мелового возраста к настоящему времени выработаны.

***Агатовое россыпное месторождение Рывеемское.*** Находится в низовьях р. Рывеем и бассейне р. Яканваам. Россыпь представлена миоцен-плиоценовыми аллювиальными и прибрежно-морскими отложениями.

***В арктической шельфовой области*** на современных пляжах известно и несколько россыпепроявлений граната (альмидина). Это гранатовый берег (юг Кандалашского залива в Белом море), Кремьянка-Теюкуль (юго-восток Чаунской губы), северное побережье Кольского полуострова.

***Минералы титана, железа, циркона.*** Сегодня принято выделять три группы титано-железо-циркониевых россыпей. Среди них широко развиты прибрежно-морские и эоловые скопления этих минералов. Но в силу того, что в арктических регионах России из-за криогенеза существенно слабо протекают процессы литодинамики, формирование такого рода скоплений привело лишь к созданию мелких месторождений и россыпепроявлений. Они

характерны только для побережий Белого и южной части Баренцева морей (пляжи, косы и мелководья), а также на ряде участков Терско-Кандалашского, Онежского и Канино-Тиманского районов. Кроме ильменита, циркона, сфалерита, рутила и лейкоксена в таких залежах присутствуют, хотя и довольно редко, минералы редких земель и гранат.

Именно это обстоятельство, а также пространственная сближенность концентраций минералов титана, железа и циркония с алмазоносными площадями позволяет положительно оценивать перспективы беломорско-баренцевского побережья (включая п-ов Канин-Нос и Чушскую губу).

**Янтарь.** Арктическая янтареносная субпровинция охватывает огромную территорию, протягиваясь от Белого моря до Чукотки. Однако изучена она довольно слабо. Сегодня выделяют три крупных района янтарных россыпей. Сразу можно сказать, что янтарь во всех районах довольно низкого качества. Это хрупкие смолы, относящиеся преимущественно к группе ретинита.

Печорско-Беломорский район. Охватывает побережья Белого и Баренцева морей. Янтарь встречается в устьях рек Мезени, Яжмы, Волонги, Индиги, Печоры, на побережье полуострова Канин, на западном берегу Новой Земли.

Карский район. Является наиболее крупным янтареносным районом Арктики. Включает многочисленные янтареносные проявления побережья Карского моря от Пай-Хоя до восточного таймыра.

Яно-Индигирский район. Включает небольшие янтарепроявления, сосредоточенные в пределах одноименной низменности, на прилегающих к ней территориях, а также на арктических островах.

В целом для Арктической янтареносной субпровинции характерна приуроченность большинства находок янтаря к угленосным отложениям позднемелового – раннепалеогенового возраста.

Следует отметить, что специализированные поиски Янтаря в Арктике никогда не проводились.

**Ископаемая мамонтовая кость (бивни).** Россия является мировым монополистом по этому виду сырья. И до начала XX в. обеспечивала треть мировой торговли костью. Историко-географический анализ поисков и добычи этого полезного ископаемого

позволил выделить в Арктике три потенциально костеносных провинции: Западно-Сибирскую, Таймырскую, Североякутскую. На сегодня, и уже на протяжении трёх веков, единственным регионом, обладающим реально извлекаемыми ресурсами ископаемой мамонтовой кости, является Североякутская костеносная провинция, охватывающая побережье Ледовитого океана от Хатангского залива до Колымского. Основное количество бивней добывалось на Новосибирских островах.

Исходным коллектором, в котором мамонтовые бивни пребывают в первичном залегании, являются верхнеплейстоценовые континентальные лёссово-ледовые образования так называемой едомской свиты.

Набор вторичных продуктивных отложений, непосредственно вмещающих россыпные концентрации, разнообразен и представлен современными прибрежно-морскими, аллювиальными и др. отложениями такого рода.

Скопления мамонтовой кости по всем основным признакам относятся к классу россыпей валунного типа. Сегодня выделяют две группы этих россыпей: континентальные и прибрежно-морские – ведущие по промышленной значимости.

**Согласно современным представлениям**, в пределах шельфовых областей России выделяются следующие россыпные провинции и мегапровинции:

1. *Западно-Арктическая* мегапровинция (Беломорская-Баренцевоморская) – комплексные титано-циркониевые и титан-цирконий-редкоземельные и гранатовые прибрежно-морские россыпи (ПМР) и россыпные проявления; возможны находки алмазов.

2. *Центрально-Арктическая* провинция (восточная часть Карского моря – западная часть моря Лаптевых) – россыпи золота, россыпные проявления титановых минералов (ильменит), потенциальная алмазонасность.

3. *Восточно-Арктическая* мегапровинция (восточная часть моря Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское) – россыпи олова и золота (попутно редкие и редкоземельные минералы). Россыпи мамонтовой кости, агатов.

## 2.2 8. Ориентировочная оценка запасов некоторых минералов в отложениях $Q_I - Q_{III}^{1-2}$

В работе В.А. Кошелевой и Д.С. Яшина [13] даны оценки ориентировочных запасов граната, циркона, титанистых и чёрных рудных минералов в голоценовых осадках Арктических морей России. В основу вычислений были положены карты содержаний названных минералов (в килограммах на тонну), построенные по результатам более чем 1500 анализов (рис. 2.1–2.5) [условные обозначения даны для всех].

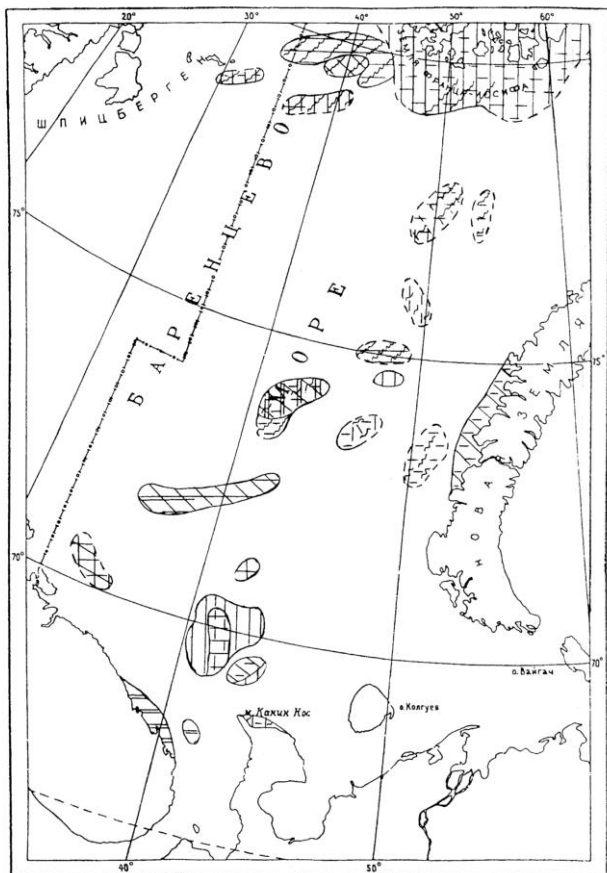


Рис. 2.1. Площади повышенного содержания циркония, граната, титанистых минералов и чёрных рудных минералов в голоценовых осадках Баренцева моря

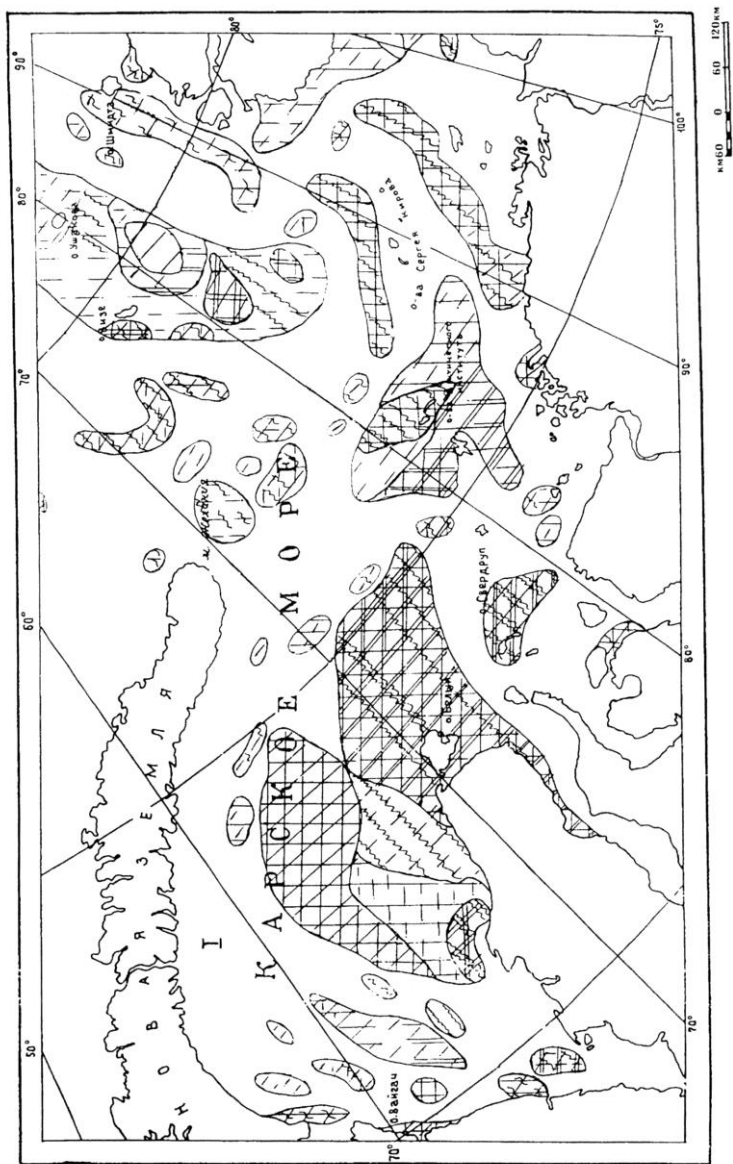


Рис. 2.2. Площади повышенного содержания циркония, граната, титанистых минералов и чёрных рудных минералов в голоценовых осадках Карского моря

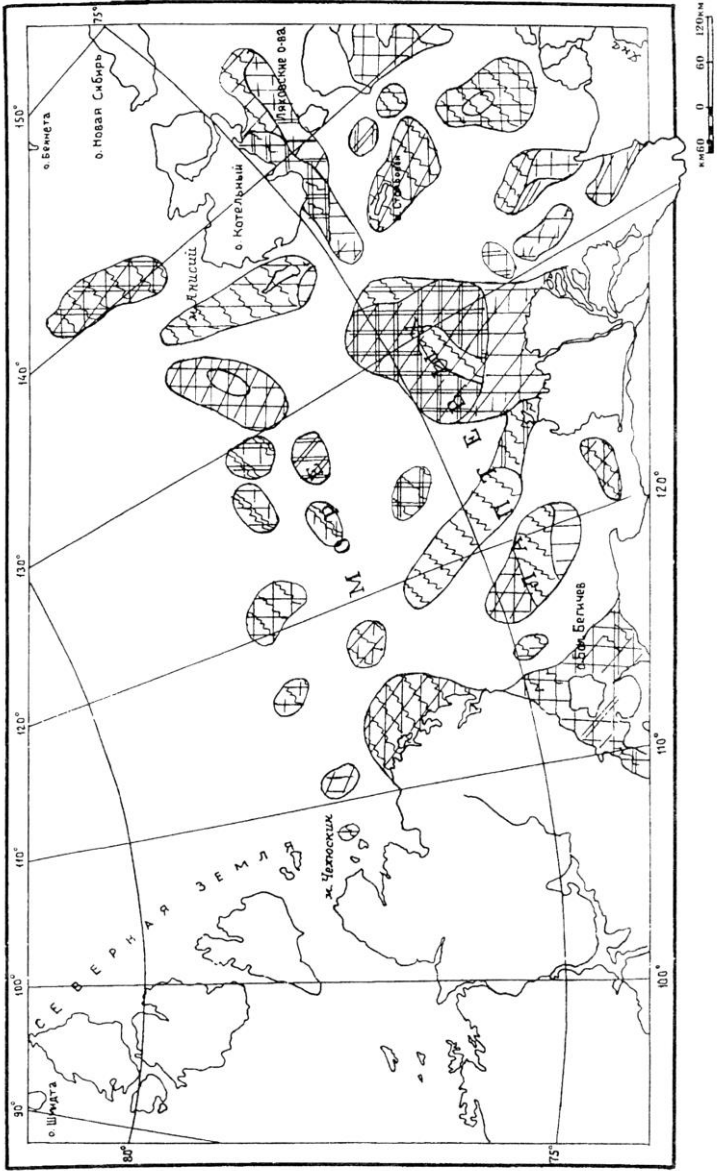


Рис. 2.3. Площади повышенного содержания циркония, граната, титанистых минералов и чёрных рудных минералов в голоценовых осадках моря Лаптевых



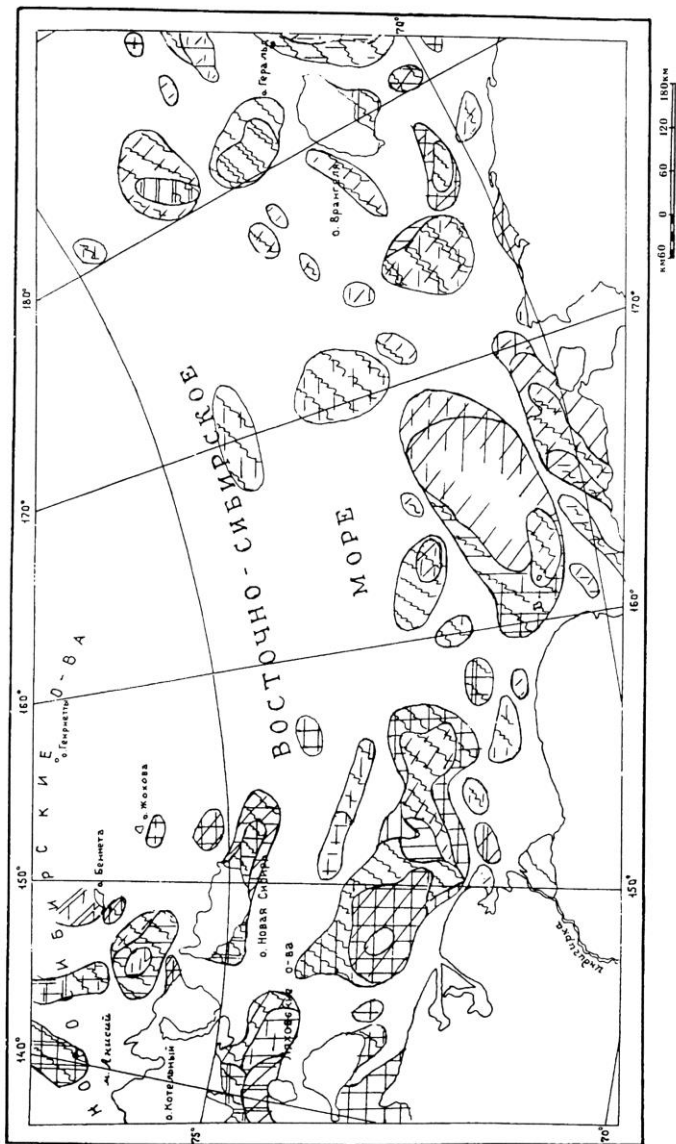


Рис. 2.4. Площади повышенного содержания циркония, граната, титанистых минералов и чёрных рудных минералов в голоценовых осадках Восточно-Сибирского моря

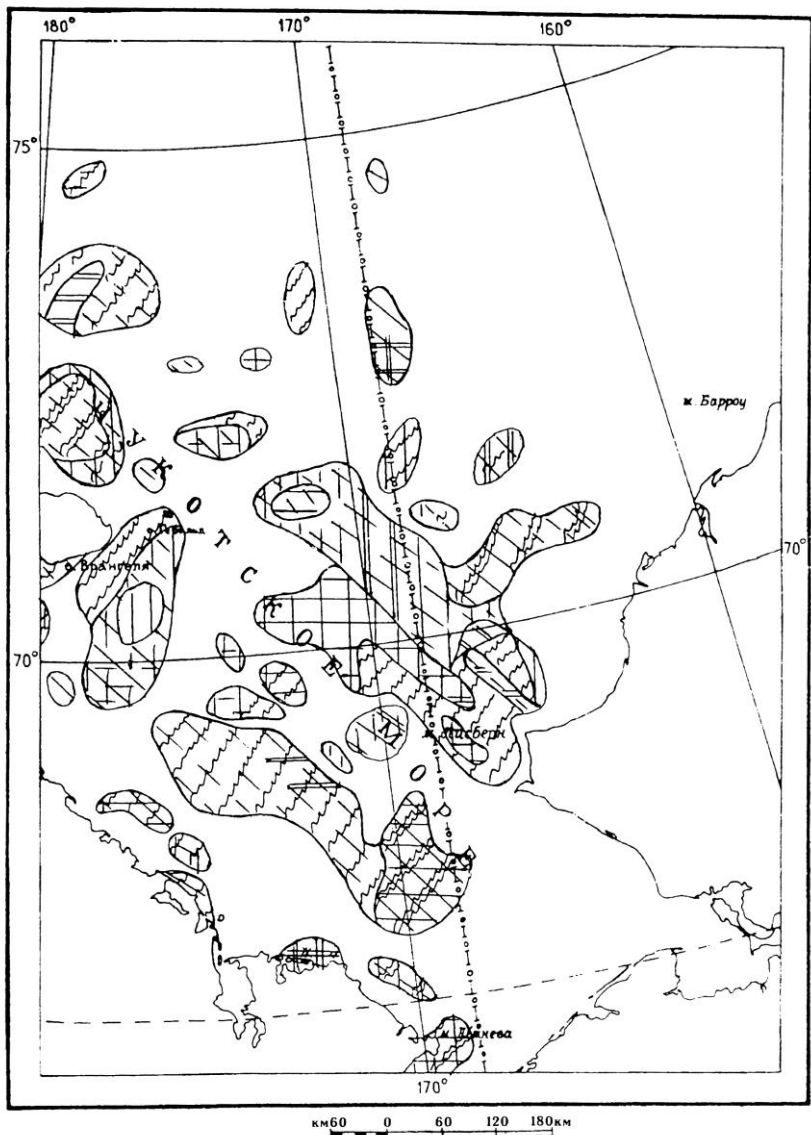
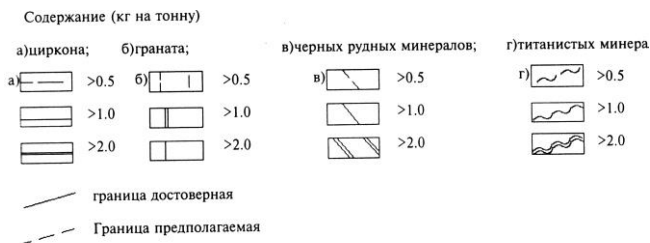


Рис. 2.5. Площади повышенного содержания циркония, граната, титанистых минералов и чёрных рудных минералов в голоценовых осадках Чукотского моря



Эти карты дали возможность выделить в арктических бассейнах России площади и участки с повышенным содержанием отдельных минералов. Анализ карт показал, что осадки с содержанием минералов более 0,5 кг, 1,0 кг и даже 2,0 кг на тонну приурочены, как правило, к границам разновозрастных коренных пород, подстилающих осадочный чехол.

Это обстоятельство позволяет говорить, что повышенные содержания рассмотренных минералов обусловлены местными особенностями геологического строения районов.

При одинаковом геологическом строении данные участки тяготеют к положительным структурным формам, прежде всего, к их периферии и иногда выявлены на склонах данных структур. Подстилающими коренными породами, со своим специфическим набором минералов тяжёлой фракции, свойственен такой же из изученных компонентов в голоценовых осадках.

Отдельным участкам со сложным геологическим строением докайнозойского фундамента или же с кайнозойскими доплейстоценовыми подстилающими образованиями, претерпевшими неоднократный перемыв при своём формировании, характерно повышенное содержание в осадке всех изученных твёрдых компонентов. Большинство же осадков на выделенных участках имеют концентрацию двух или трёх минералов, что резко повышает их практическую ценность.

Рассчитав размеры площадей повышенных содержаний минералов и зная мощность голоценовых осадков на них, удалось провести ориентировочную оценку запасов циркона, граната, титанистых и чёрных рудных минералов в бассейнах Арктических морей России (табл. 2.1).

Из приведённых материалов видно, что голоценовые осадки на отдельных участках арктических морей России являются при-

родными коллекторами рассмотренных минералов и могут представлять практический интерес для проведения поисковых и поисково-оценочных работ на данные твёрдые полезные ископаемые.

Таблица 2.1

**Результаты ориентировочных оценок запасов циркона, граната, титанистых и чёрных рудных минералов в голоценовых отложениях Арктических морей России**

| Море               | Минералы, × 10 <sup>6</sup> т |        |                     |                        |
|--------------------|-------------------------------|--------|---------------------|------------------------|
|                    | Гранат                        | Циркон | Титанистые минералы | Чёрные рудные минералы |
| Баренцево          | 16,25                         | 16,62  | 14,65               | 8,31                   |
| Карское            | 737,59                        | 526,09 | 564,68              | 258,1                  |
| Лаптевых           | 1002,55                       | 850,44 | 670,12              | 762,5                  |
| Восточно-Сибирское | 406,54                        | 511,37 | 625,86              | 376,76                 |
| Чукотское          | 202,35                        | 153,68 | 387,45              | 213,04                 |
| Всего              | 2365,28                       | 2058,2 | 2262,76             | 1618,71                |

### **Выводы**

1. Арктические моря России представляют собой уникальную минерагеническую мегапровинцию, в пределах которой имеют место сочетание самых различных видов минерального сырья (рудные и нерудные полезные ископаемые).

2. В пределах акватории преобладают россыпные месторождения и перспективные проявления. Среди них есть целый ряд крупных и суперкрупных объектов.

3. Сегодняшнее состояние минерагенической изученности Арктических морей России позволяет ставить вопрос об оценке лишь проектных рисков освоения их минеральных ресурсов.

4. Обсуждение минерагении Арктических морей России показало, что перспективы освоения их минеральных ресурсов связаны с решением многочисленных проблем, создающих высокую степень неопределённости при оценке их геолого-экономических рисков уже на стадии проектирования.

5. Рассмотрение существующих методов оценки проектных рисков на стадии управления проектами приводит к выводу, что эффективность таких оценок может быть наиболее высокой при использовании метода реальных опционов. Данный метод позволяет предусмотреть возможности изменения масштабов проекта и сроков его реализации.

## **Глава 3. ОЦЕНКА РИСКОВ ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОБСКОЙ ГУБЫ КАРСКОГО МОРЯ**

### **3.1. Анализ проблемы**

#### *Оценка нефтегазового потенциала района*

Основные потенциальные запасы углеводородов континентального шельфа (~85 %) размещаются на шельфе российских арктических морей. Современная изученность недр большинства нефтегазоносных регионов на суше РФ такова, что вероятность открытия новых крупных месторождений нефти и газа весьма низкая. В то же время территория арктического шельфа начинает привлекать все больше внимания своим нефтегазоносным потенциалом. Анализ нефтегазоносности шельфа арктических морей РФ показал значительные перспективы для проведения поисково-разведочных работ в этом районе. На данный момент только на континентальном шельфе можно ожидать открытия уникальных, гигантских и крупных месторождений газа и нефти. Современный уровень развития техники и технологии морской нефтегазодобычи позволяет с приемлемыми экономическими показателями эффективности вести разработку шельфовых месторождений.

Результаты исследований подтверждают, что для ОАО «Газпром» на перспективу до 2030 г. приоритетными направлениями для проведения поисково-разведочных работ являются акватории Обской и Тазовской губ, входящих согласно нефтегазогеологическому районированию в состав Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской нефтегазоносной области Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [9, 10] (рис. 3.1).

Систематические геолого-геофизические исследования на территории, включающей акваторию Обской и Тазовской губ и сопредельной суши Ямало-Ненецкого автономного округа, были начаты в 50-х г. XX в. За полувековой период на этой территории открыты уникальные по запасам месторождения газа и газового конденсата, изучено геологическое строение осадочного чехла.

**ОБЗОРНАЯ КАРТА  
ПРИАМАЛЬСКОГО ШЕЛЬФА  
И РАЙОНА ОБСКОЙ И ТАЗОВСКОЙ ГУБ  
(РАЙОН РАБОТ ОАО «ГАЗПРОМ»)**

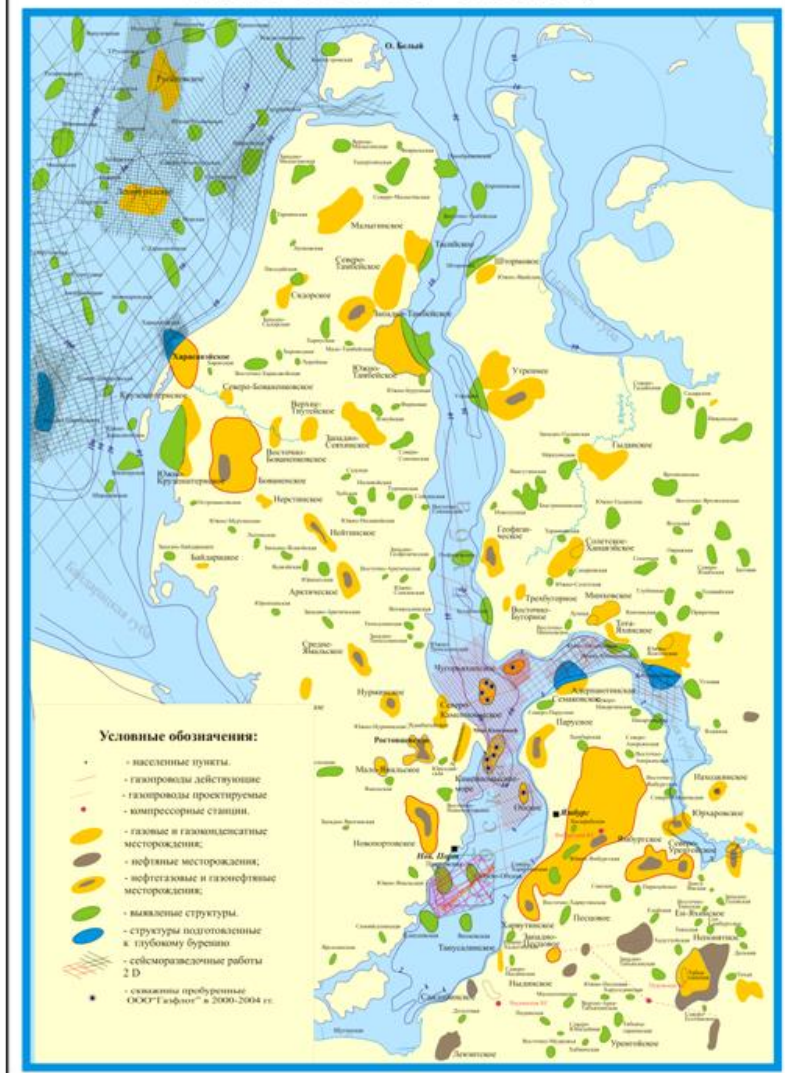


Рис. 3.1. Обзорная карта Приразломного шельфа и района Обской и Тазовской губ (район работ ОАО «Газпром») [10]

В результате проведенных сейсморазведочных работ в пределах Обской и Тазовской губ было выделено более 25 структур, причем в сухопутных частях 7 из них были установлены промышленные скопления газа. Однако до настоящего времени значительная часть акватории остается слабо изученной сейсморазведочными работами. По прогнозной оценке здесь можно ожидать выявления еще порядка 10–20 нефтегазоперспективных структур [8].

В акватории Обской губы поисково-разведочное бурение проводилось в пределах Каменномысской и Северо-Каменномысской площадей, где в 2000 г. были открыты крупные месторождения газа. При испытании скважин получены значительные дебиты газа из отложений сеноманского яруса. В акватории Тазовской губы поисковые работы проводились на Чугорьяхинской площади, где по результатам бурения в кровле сеноманских отложений открыта небольшая залежь. Значительный объем буровых работ проведен на месторождениях и площадях, расположенных на побережьях Ямальского и Гыданского полуостровов, непосредственно прилегающих к акваториям губ и имеющих частичные продолжения Гыданского и Тазовского в них.

В геологическом строении исследуемой области участвуют как доюрские (протерозойские, палеозойские и триасовые) образования, слагающие фундамент, так и юрско-кайнозойские осадочные накопления, входящие в состав платформенного чехла. Разрез представлен чередованием терригенных и терригенно-карбонатных разностей. Анализ тектонического строения свидетельствует, что в акватории губ можно выделить систему валов и прогибов, имеющих северо-восточное простирание. Кроме того, по юрским и раннемеловым отложениям выявлены дизъюнктивные нарушения, проникающие в осадочный чехол из доюрского основания. В разных по степени перспективности участках Обской и Тазовской губ выявлены структуры-ловушки того же типа и генезиса, что и залежи на сопредельной суше.

Общей характеристикой Обской и Тазовской губ является наличие газовых залежей в сеноман-аптских отложениях и сосредоточение в них основных запасов газа.

Начальные суммарные ресурсы газа по оценке ЗапСибНИГНИ измеряются в пределах акватории Обской и Тазовской губ в раз-

мере почти 6,3 трлн м<sup>3</sup>. В акватории губ наибольший интерес для разработки представляет величина газового потенциала апт-сеноманского комплекса, которая составила 52,2 % от суммарной оценки. На долю неокомского приходится 20,4 %, ачимовского – 4,5 %, нижнесреднеюрского – 19,2 % и палеозойского – 3,7 %. Газовый потенциал по состоянию на 1.01.2003 г. распределен между Тазовской и Обской губами по данным ТюменНИИгипрогаз, соответственно, в объеме 1,6 и 4,7 трлн м<sup>3</sup> [32].

Наиболее существенную роль в общих запасах играют Южно-Тамбейское, Утреннее, Новопортовское, Северо-Каменномыское и Геофизическое месторождения.

На сегодня запасы газа категории С<sub>1</sub> в пределах акваторий составляют около 300 млрд м<sup>3</sup>, которые приурочены к сеноманским отложениям. Запасы газа категории С<sub>2</sub> почти все связаны с отложениями апт-сеноманского возраста и оценены в объеме более 700 млрд м<sup>3</sup>. Перспективные ресурсы газа категории С<sub>3</sub> в акватории Обской губы и на прилегающей территории оцениваются в объеме около 3 трлн м<sup>3</sup>, что почти в 4 раза больше, чем в акватории Тазовской губы и прилегающей к ней территории. По значимости выделяются перспективные объекты на Западно-Геофизическом, Преображенском, Каменномыском, Корпачевском поднятиях и нескрытые горизонты на Штормовом, Северо-Каменномыском и Южно-Тамбейском (рис. 3.2).

В соответствии со степенью геолого-геофизической изученности и распределением запасов и ресурсов углеводородов в акватории Обской и Тазовской губ можно выделить три нефтегазопроисковых зоны по очередности их изучения и освоения ресурсного потенциала.

Первоочередной выступает зона сочленения Обской и Тазовской губ, которая в тектоническом отношении приурочена к Мессояхской поперечной гряде, характеризуется наибольшей плотностью начальных потенциальных ресурсов углеводородов и наличием выявленных запасов газа в сеноманском НГК [1, 9]. Она расположена вблизи от развитой инфраструктуры газодобычи Ямбургского газоконденсатного месторождения, поэтому открытые и вновь выявляемые здесь залежи и месторождения нефти и газа можно быстро ввести в разработку.



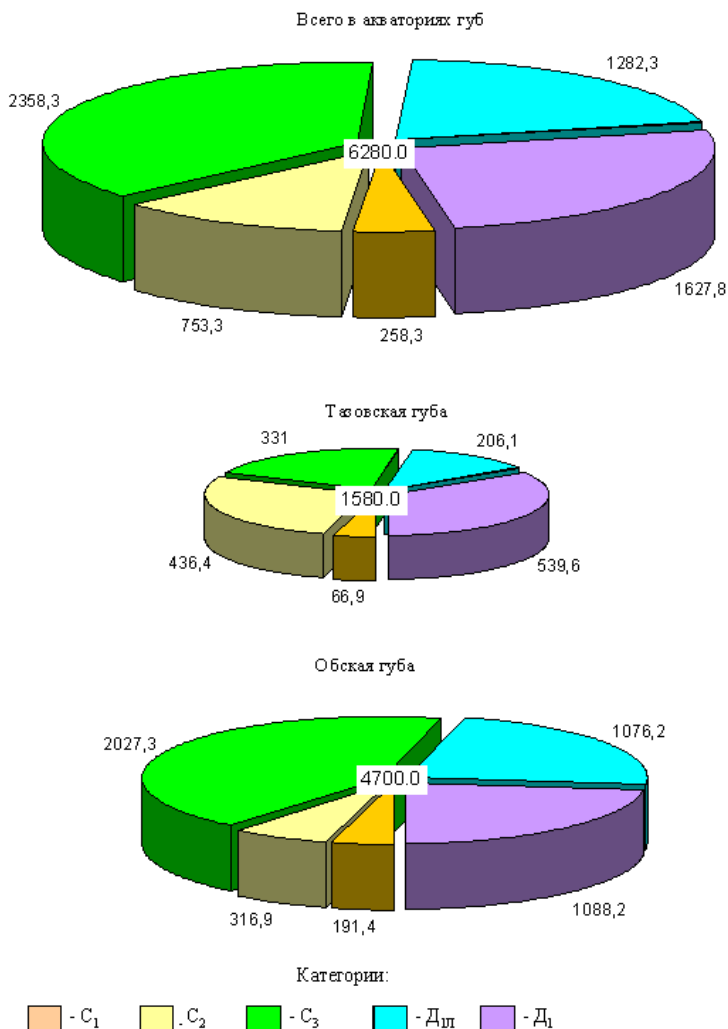


Рис. 3.2. Структура потенциальных ресурсов газа в акваториях Тазовской и Обской губ на 01.01.2003 г. (млрд м<sup>3</sup>) [10]

Прогнозируемые здесь скопления углеводородов по сеноманскому НГК имеют развитие на прилегающей к акватории суше. Залежи «сухого» газа в сеномане на суше, имеющие продолжение

в акватории Тазовской губы, установлены на Семаковском, Антипаютинском и Тотаяхинском месторождениях, в Обской губе на Каменномысском. Сухопутные участки этих залежей, как правило, представляют их приконтурные части, а сводовые, с максимальными газонасыщенными толщинами, располагаются в акватории губ.

Именно с акваториальной частью этих залежей связана основная доля запасов газа.

В пределах первоочередной нефтегазопроисковой зоны в акватории губ выделяются два нефтегазопроисковых участка: Каменномыско-Обский в акватории Обской губы и Адерпаютинско-Антипаютинский в акватории Тазовской губы.

Каменномыско-Обский участок характеризуется повышенной степенью изученности сейсморазведкой 2Д, крупными по запасам газа залежами в сеноманских отложениях на Северо-Каменномысском и Каменномыско-море месторождениях, высокими значениями ресурсов газа в перспективных объектах альб-аптских отложений (табл. 9.1).

*Северо-Каменномыское газовое месторождение* открыто в 2000 г. поисковой скважиной, пробуренной в сводовой части поднятия. Установлена промышленная газоносность сеноманских отложений. Ученные запасы свободного газа категорий С1+С2 – 253,9 млрд м<sup>3</sup> (С1 – 22,7 млрд м<sup>3</sup>).

*Каменномыско-море газовое месторождение* открыто в 2003 г. Запасы свободного газа сеноманских отложений, подсчитанные объемным методом, по категориям С1+С2, – 491,4 млрд м<sup>3</sup> (С1 – 425,7 млрд м<sup>3</sup>).

*Чугорьяхинское газовое месторождение* открыто в 2002 г. поисковой скважиной, пробуренной в сводовой части одноименного поднятия и вскрывшей кровлю сеноманских отложений. Начальные балансовые запасы свободного газа отнесены к категории С1 и составляют 1,7 млрд м<sup>3</sup>.

Если сравнивать эффективность геологоразведочных работ по приросту запасов газа в акваториях Обской и Тазовской губ (20,5 тыс. т у.т./м) с достигнутыми средними значениями эффективности проведения их на суше в пределах лицензионных участков ОАО «Газпром» за период 1993–2002 гг. (2,4 тыс. т у.т./м), то она

почти на порядок выше. Что касается сравнения стоимости подготовки 1 т у.т., то в акваториях губ она почти в 2–3 раза ниже по сравнению с сушей в период 2000–2008 гг.

Таблица 3.1

**Результаты ГРП ООО "Газфлот" по состоянию на 01.01.2005 г.  
в акватории Обской и Тазовской губ (Карское море) [10]**

| № п/п | Месторождение (площадь) | Инженерно-геологические исследования | Сейсмо-разведка                             | Бурение                      | Результаты работ   |
|-------|-------------------------|--------------------------------------|---|------------------------------|--|
|       |                         | кол-во площадок                      | 2D, 3D пог. км, км <sup>2</sup>             | кол-во скважин/м             | Запасы по категории C1+C2, млрд куб. м                         |
| 1     | Северо-Каменномысское   | 4                                    | 1838 2D;<br>600 3D                          | 4/ 1200<br>1171 2235<br>1250 | Открыто месторождение газа, C1 – 308,262; C2 – переведено в C1 |
| 2     | Каменномысское-море     | 5                                    | 1838 2D<br>323 (тр. зона); Σ<br>2161 – 2D   | 4/1275<br>1200 1205<br>2235  | Открыто месторождение газа, C1 – 504,708; C2 – переведено в C1 |
| 3     | Чугорьяхинское          | 1                                    | 1050 2D                                     | 1/1170                       | Открыто месторождение газа, C1 – 1,654                         |
| 4     | Обское                  | 2                                    | 1470,5 2D                                   | 1/2230                       | Открыто месторождение газа, C1 – 4,767                         |
| 5     | Южно-Обской участок     | 1                                    | 221 – 2D;<br>2400 (тр. зона) Σ<br>2501 – 2D | –                            | Выявлены и подготовлены к поисковому бурению структуры         |
| Итого |                         | 13                                   | 9 020,5 –<br>2D; 600 –<br>3D                | 10/15171                     | Открыто 4 месторождения, C1 – 819,391; C2 – переведено в C1    |

Таким образом, при разработке залежей газа, приуроченных к сеноман-альб-аптским отложениям, которые выявлены или будут открыты в акваториях Обской и Тазовской губ и на прилегающих участках суши, можно достичь добычи газа на месторождениях региона до 50–60 млрд м<sup>3</sup> за год. Это позволит восполнить почти на треть снижающиеся уровни добычи газа на Ямбургском месторождении.

***Анализ опыта отечественных и зарубежных проектов по освоению морских шельфовых месторождений в области бурения скважин и транспортировки нефти и газа***

Для бурения поисково-разведочных скважин на континентальном шельфе используются в основном мобильные буровые установки различных типов. Выбор конкретного типа установки определяется в зависимости от глубин моря. Накопленный к настоящему времени отечественный опыт показывает, что в зависимости от глубины моря могут применяться следующие технические средства:

- от 20 до 75 м – самоподъемные установки с выдвигаемыми опорами;
- от 50 до 200 м – полупогружные установки с якорной системой позиционирования;
- от 50 до 300 м – буровые суда с динамической системой позиционирования.

В результате весь диапазон глубин моря от 20 до 300 м не только перекрыт, но и частично продублирован. Следует отметить, что это дублирование, по оценкам специалистов ФГУП "Арктикморнефтегазразведка", экономически нецелесообразно, поскольку применение буровых судов в диапазоне глубин моря 50–200 м обеспечивает проходку скважин с меньшими затратами. При необходимости технически доступные для бурения глубины моря могут быть значительно увеличены путем использования буровыми судами дополнительной водоотделяющей колонны.

Практически не обеспечена средствами для бурения наиболее мелководная часть акватории до 20 м. Опыт бурения при малых глубинах моря на российском континентальном шельфе ограничен неудачной попыткой использования в качестве погружной установки затопленного и усиленного бетоном судна "Севастополь".

Зарубежный опыт значительно богаче. В настоящее время в море Бофорта уже сооружен ряд искусственных островов и оснований различного типа. Наиболее приемлемыми из них для бурения представляются кессоны, обеспечивающие проходку скважин на глубинах моря от 6 до 20–30 м. Бесспорным преимуществом данных систем служит возможность их многократного использования [9].

Таким образом, арсенал отечественных технических средств для поискового разведочного бурения в сочетании с зарубежным опытом позволяет обеспечить проходку скважин практически в любом районе континентального шельфа. В условиях, где продолжительность безледового периода не позволяет обеспечить проходку скважины за один сезон, бурение должно осуществляться в течение нескольких лет. Современные технические средства обеспечивают возврат буровой установки на точку бурения. Для наиболее удаленных и труднодоступных районов Восточной Арктики может применяться межсезонный отстой буровых установок в ледовый период.

Основная цель обустройства месторождения – создание эксплуатационной системы, обеспечивающей эффективный отбор его запасов. В мировой практике в настоящее время можно выделить три основных, принципиально отличающихся друг от друга способа обустройства морских месторождений:

- **первый** (наиболее традиционный) ориентирован на стационарные основания различного типа;
- **второй** базируется на использовании мобильных установок;
- **третий** основан на применении подводных эксплуатационных систем.

Применение мобильных установок допустимо только на свободной ото льда акватории. В результате география их использования ограничена юго-западной незамерзающей акваторией Баренцева моря и южными морями [17].

Весьма активно в настоящее время во всем мире развиваются подводные системы обустройства месторождений. Общее число скважин с подводным устьевым оборудованием составляет уже более 500. В Арктике подобных скважин нет. Не рассматриваются они и в зарубежных проработках систем обустройства арктических морских месторождений, хотя чрезвычайно высокая стоимость стационарных платформ должна именно здесь стимулировать использование подводных систем. В большинстве случаев эта задача вполне разрешима. Проблема состоит в возможности круглогодичного контроля и обслуживания подводных комплексов в ледовых условиях, и в первую очередь в обеспечении безопасности проведения всего комплекса работ.

Как показывает мировая практика, даже самые надежные системы эксплуатации могут дать сбой, который приведет к выбросу или фонтанированию скважин. Справиться с подобной ситуацией в ледовых условиях можно, по-видимому, только с помощью подводных систем технологического обслуживания. При этом остается нерешенной проблема сбора разлившейся нефти в ледовых условиях. Данная проблема носит глобальный характер и требует своего опережающего решения для всех способов обустройства месторождений.

Способ освоения морских ресурсов нефти и газа в экстремальных природно-климатических условиях, ориентированный на применение стационарных оснований, сегодня представляется наиболее реальным как с позиций технических возможностей, так и по срокам реализации. Мировой опыт в этой области ограничен пока глубинами моря порядка 30 м, однако уже существует целый ряд зарубежных, отечественных и совместных проработок, нацеленных на увеличение этих глубин на порядок (до 300 м) в средних и тяжелых ледовых условиях и до 70–100 м в очень тяжелых. Подобное положение позволяет рассматривать месторождения и структуры Печорского моря и шельфа Сахалина, большинство из которых расположено на глубинах моря до 30–40 м, в качестве реальных объектов освоения в ближайшей перспективе [6].

Также достаточно широко предполагается использовать в Арктическом регионе железобетонные гравитационные платформы. Кроме гравитационных оснований, в районах с тяжелым и средним ледовыми режимами возможно применение платформ с усиленным стальным опорным блоком.

Создание системы транспортировки продукции при освоении месторождений УВ континентального шельфа является одной из наиболее технически сложных проблем, от решения которой во многом зависят перспективы освоения ресурсов акватории. Выбор технологии и технических средств транспортировки УВ определяется совокупным влиянием целой группы факторов: географическое положение акватории, глубины моря, объем транспортируемой продукции, расстояние транспортировки и др.

В этом отношении применительно к освоению ресурсов газа выделяются две основные группы районов.

Первая группа – глубоководные районы с легкими и средними ледовыми условиями, к числу которых относится большинство районов Баренцева моря. Вторая группа – районы с относительно небольшими глубинами моря, тяжелыми и очень тяжелыми ледовыми условиями (шельфы Охотского, Печорского, Карского и восточно-арктических морей). К этой группе относится рассматриваемая в работе группа морских газовых месторождений.

Для второй группы районов характерны специфические проблемы прокладки газопроводов, связанные главным образом с преодолением достаточно протяженной, замерзающей мелководной зоны и выводом трубопроводов на сушу в условиях вечной мерзлоты. Сложность задачи усугубляется тем, что на малых глубинах происходит ледовое "выпахивание" дна. Это явление может наблюдаться на батиметрических отметках до 40–50 м. Наиболее интенсивно оно проявляется при глубинах менее 20–30 м, где глубина "выпахивания" может превышать 5,5 м. В результате этого возникает необходимость значительного заглубления трубопровода и установки дополнительных автоматических задвижек на случай его повреждения.

Вывод трубопроводов на берег осложняется в районах с вечной мерзлотой, где возникает необходимость принимать специальные меры по защите окружающей среды. Такие меры включают выемку траншей и создание гравийной бермы, в которую укладывают трубопровод, или сооружение свайно-эстакадного моста.

Практически нерешенным остается вопрос круглогодичного контроля и обслуживания трубопроводов на наиболее мелководных участках ледовых акваторий. Единственным выходом на сегодняшний день представляется дублирование систем, которое должно позволить проводить работы в наиболее благоприятное время года.

В целом создание транспортных систем, ориентированных на погрузочные терминалы, позволит избежать прокладки сухопутных трубопроводов значительной протяженности, а также решения весьма трудных в условиях мерзлоты задач, связанных с выводом морского трубопровода на сушу.

Таким образом, несмотря на значительную сложность, техническая проблема транспортировки нефти и газа с месторождений

континентального шельфа, по-видимому, разрешима. Однако для ее решения потребуются создание целого комплекса специальных технических средств, таких, в частности, как суда для укладки труб с заглублением, танкеры усиленного арктического и ледокольного классов.

Анализ состояния нефтегазовой инфраструктуры на прилегающей суше показывает, что в настоящее время морским регионом с наиболее развитой береговой инфраструктурой является сахалинский шельф. Здесь уже создана вся система по обеспечению эксплуатации наземных месторождений нефти и газа. Однако при этом освоение месторождений, разведанных на прилегающей акватории Охотского моря и многократно превышающих по своим запасам островные месторождения, потребует значительного расширения и наращивания имеющейся инфраструктуры. В первую очередь это касается создания системы массовой транспортировки продукции на внешний рынок.

Из остальных морских регионов наиболее близки к созданию необходимой инфраструктуры западно-арктические акватории. Освоение месторождений нефти Печорского моря в значительной мере связано со строительством регионального погрузочного терминала для загрузки танкеров ледового класса.

### ***Перспективы экспорта углеводородного сырья***

Объем экспорта морского углеводородного сырья России в долгосрочной перспективе зависит от возможностей сырьевой базы, темпов и объемов добычи нефти и газа в стране, конъюнктуры мировых нефтегазовых рынков.

Согласно оценкам, приведенным в Энергетической стратегии-2030, экспорт энергоносителей из России увеличится относительно достигнутого в настоящее время уровня на 36–38 %.

Россия является крупнейшим в мире экспортером газа. В настоящее время основной рынок сбыта российского природного газа – Западная Европа. Затем следует Центральная Европа, где российский газ занимает доминирующее положение.

В то же время емкость и растущий спрос на газ в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) делают актуальным "поворот" интересов газовой отрасли на восток. К 2020 г. ожидается увеличение экспорта российского газа до 230–245 млрд м<sup>3</sup> [4].



Фактический объем экспорта в дальнейшем зарубежье в перспективе будет зависеть от размеров текущего спроса на газ, уровня цен и степени рисков, которые будут нести производители.

Энергетические рынки стран СНГ и Европы в перспективе останутся основными рынками сбыта продукции российского ТЭКа. Расширение Европейского союза, экономический рост в странах ЕС и СНГ должны сыграть положительную роль в расширении российского экспорта на эти рынки.

Ожидается, что спрос на российские энергоресурсы в странах СНГ будет стабильным до 2015 г., а затем несколько возрастет, максимально – на 20–25 % (в оптимистическом варианте), к 2030 г. объемы его потребления увеличатся на 70 %. Средний годовой рост ожидается порядка 2,2 %, в то время как для нефти он составит 1,9 % в год. К 2030 г. доля газа в мировом потреблении первичной энергии составит в среднем 23,2 % [38].

Рынок стран Западной и Центральной Европы останется для России одним из крупнейших в предстоящие 20–25 лет. При условии взаимодействия реформируемого внутреннего рынка газа с либерализуемым газовым рынком Европы и с учетом перспектив формирования единого энергетического пространства российский экспорт нефти и газа в эту группу стран может составить в 2020 г. соответственно 150–160 млн т и 160–165 млрд м<sup>3</sup>.

Основными партнерами в экономическом сотрудничестве со странами АТР и Южной Азии останутся Китай, Республика Корея, Япония, Индия. Доля стран АТР в экспорте российской нефти возрастет с 3 % в настоящее время до 30 % в 2020 г., а природного газа – до 15 %. В среднесрочной перспективе экспортные поставки нефти в регионы Юго-Восточной Азии будут организованы из месторождений Восточной Сибири и сахалинского шельфа в объеме до 50–80 млн т в год [59].

Анализ конъюнктуры внутреннего и мирового рынков УВ дает основание полагать, что серьезных проблем со сбытом российской нефти в средне- и долгосрочной перспективе не предвидится; в меньшей мере это относится к газу. Более того, именно морские нефть и газ позволят обеспечить в полном объеме потребности рынка. Особенно актуальными станут поставки морского углеводородного сырья к 2020 г., когда добычные возможности Западной

Сибири существенно уменьшатся. К этому времени повысятся издержки на добычу нефти и газа из разрабатываемых в настоящее время гигантских месторождений Западной Сибири, и нефть и газ морских месторождений сравняются по рентабельности разработки с сухопутными.

Следует отметить большие возможности поставок природного газа на зарубежные рынки. Газовая промышленность России, обладающая крупнейшими в мире ресурсами природного газа на суше и море, а также мощной Единой системой газоснабжения, связывающей Россию со странами СНГ и Европы, и имеющая большое геополитическое значение для евроазиатского региона, объективно призвана оказать глубокое стратегическое воздействие на формирование международных энергетических отношений на рубеже XXI столетия. В качестве подтверждения этого достаточно привести тот факт, что доля России в общемировых ресурсах газа составляет 38 %, а в добыче – 27 %.

Международные рынки газа имеют ярко выраженный региональный характер. В настоящее время сформировалось три крупнейших рынка: европейский, североамериканский и восточноазиатский. Все они находятся в стадии дальнейшего развития, особенно восточноазиатский. Формируются еще два региональных рынка – южноамериканский и южноазиатский. Интернационализация мировых экономических отношений и дальнейшее развитие научно-технического прогресса в части транспортировки газа на сверхдальние расстояния приведут, по всей видимости, к постепенному сращиванию ряда региональных газовых рынков, особенно на Евроазиатском континенте, где со временем может сформироваться крупнейший в мире рынок сетевого газа.

Евроазиатское геополитическое положение России дает возможность строить свою работу с учетом дальнейшего формирования газовых рынков как стран Европейского сообщества, так и азиатских стран. Эти два рынка, сопряженные с газовой промышленностью России, находятся на совершенно различных стадиях, и характер их дальнейшего становления будет значительно отличаться друг от друга. Россия является одним из важнейших участников европейского рынка газа. Остальные региональные рынки газа находятся на значительном удалении от основных добываю-

щих центров РАО "Газпром", что сегодня объективно сужает возможности присутствия российского газа на этих рынках. Однако можно утверждать, что в перспективе Россия будет играть не меньшую роль и на азиатских газовых рынках. Это может быть связано как с экспортом российского газа, так и с непосредственным участием России в освоении газовых ресурсов стран Азии.

С вводом в эксплуатацию месторождений полуострова Ямал и российского арктического шельфа создаются предпосылки для поставки сжиженного газа на североамериканский и южноамериканский рынки. Это будет способствовать дальнейшей диверсификации российского газового рынка, а также более независимой и эффективной транзитной политике.

Цивилизованный способ перераспределения энергоресурсов между странами – реальное достижение XX в. В ближайшие десятилетия объемы глобальных энергетических потоков еще более возрастут, локальные и региональные энергетические рынки перерастут в трансконтинентальные. В результате человечество будет обладать более совершенной и надежной системой энергообеспечения. И природный газ должен сыграть здесь свою весомую роль. Но для этого нужно не только решить экономические и научно-технические проблемы, но осуществить соответствующие преобразования газовых компаний и определенную корректировку основных правил взаимоотношений партнеров на этих рынках.

К настоящему времени на европейском газовом рынке произошли серьезные изменения – ужесточение конкурентной борьбы среди основных экспортеров природного газа в условиях либерализации рынка, на котором явно прослеживается тенденция превышения предложения над спросом, по крайней мере, в краткосрочной и среднесрочной перспективе. Совершенствование процессов развития и образования газовых рынков рассматривается в увязке с реализацией Европейской энергетической хартии. Страны Европейского сообщества проводят единую политику энергетической безопасности, предусматривающую необходимость энергоснабжения. Российская газовая промышленность учитывает это при взаимодействии со странами европейского газового рынка. Вместе с тем, мы полагаем, что предельно возможная доля одного поставщика в основном должна определяться его надежностью и ресурсной обеспеченностью газовой промышленности.

Газовые проекты всегда требовали широкого участия правительственных органов в принятии решений, поскольку нуждались в долгосрочных гарантиях, очень важных как для поставщиков, так и для потребителей. По мере усложнения и удорожания проектов сохранение такого положения будет весьма актуально. Более того, могут потребоваться какие-то новые формы межгосударственных отношений для реализации крупных трансконтинентальных газовых проектов. Так, одной из проблем являются транзитные ставки на транспортировку газа, которые могут оказать решающее влияние на его межконтинентальные потоки. Эти ставки сейчас настолько велики, что природный газ в Европе может оказаться неконкурентным по сравнению с другими топливами. Один из возможных путей решения данной проблемы – совместная разработка механизма перераспределения прибыли между поставщиками газа и его транспортировщиками.

В ближайшие 15–20 лет для России наиболее важными и прогнозируемыми из экспортных рынков остаются рынки стран Европы, включая европейские страны СНГ и Балтию, которые превратились из внутренних рынков в Газовый рынок стран СНГ и Балтии. Для Украины, Белоруссии и Молдавии, а также для стран Балтии российский газ – практически основной источник газоснабжения. В закавказские страны СНГ он подается за счет перераспределения туркменского газа. Такое положение сохранится и в последующие годы [18].

К наиболее крупным импортерам российского газа на рынках СНГ относятся Украина и Белоруссия. Поставки российского газа в эти государства, также в Молдавию и страны Балтии, осуществляются по созданной ранее в СССР Единой системе газоснабжения. Нынешний уровень поставок газа в страны СНГ и Балтии будет возрастать по мере их выхода из экономического кризиса. Более 25 лет Россия поставляет природный газ в европейские страны. В начале 90-х годов рынок российского газа в странах Центральной и Восточной Европы в связи с экономическим спадом несколько уменьшился. В последние годы здесь начался рост газопотребления. С выходом государств этого региона из экономического кризиса потребность в импорте газа, несмотря на намечаемые

меры по снижению энергоемкости валового внутреннего продукта, к 2010 г. может возрасти на 30–50 млрд м<sup>3</sup> по сравнению 1995 г.

В настоящее время основным источником газоснабжения стран Западной Европы является собственная добыча газа. Имеющийся дефицит покрывается импортом из России и Алжира. В будущем эта тенденция сохранится. В ближайшие 10–15 лет в этом регионе конкурентом российскому может стать ближневосточный газ. Тем не менее, РАО "Газпром" рассчитывает, что российский газ сможет выдержать конкуренцию, и его поставки на этот рынок возрастут. В целях обеспечения предусмотренного роста поставок российского газа в Европу и повышения их надежности начато строительство системы магистральных газопроводов Ямал–Европа. Этапы реализации этого проекта сформированы таким образом, чтобы можно было наиболее гибко и экономически эффективно реагировать на возможные изменения рынка газа как в России, так и в зарубежных странах.

Для обеспечения потребности стран Юго-Восточной Европы (включая Турцию) в российском газе предусматривается реконструкция действующих и строительство новых транзитных газотранспортных мощностей на территории Румынии, Болгарии, Турции, Греции и ряда других стран. Один из ныне проектируемых газопроводов мощностью до 16 м<sup>3</sup>/год соединит Россию и Турцию через Черное море, что позволит не прибегать к транзитным услугам третьих стран. Назначение Североевропейского проекта, который сейчас изучается, – обеспечение поставок газа в страны Северо-Западной Европы путем его транспортировки из России в Западную Европу через Финляндию, Швецию и Данию. И если это окажется экономически целесообразным, то будут приняты меры для проектирования, финансирования и строительства Североевропейского газопровода.

На масштабы экспорта природного газа из России в Европу будет оказывать влияние конкуренция как между газом и нефтепродуктами, а также другими энергоносителями, так и между различными поставщиками газа. При этом оба вида конкуренции, которую российскому газу предстоит преодолеть, будут определяться уровнем цен. По ценовому фактору и надежности поставок для европейского потребителя российский газ окажется предпочти-

тельной газа из других регионов мира (иранского, ближневосточного и нигерийского газа).

За пределами 2020 г. можно предположить формирование новых рынков, в том числе для российского газа. В первую очередь, это связано с ожидаемым ростом спроса на газ в Испании, Португалии, Греции и некоторых других западно-европейских странах. Вместе с тем, рост затрат на разработку новых месторождений в отдаленных труднодоступных районах, высокие тарифы на транспортировку газа приводят к тому, что РАО "Газпром" осторожно подходит к освоению новых рынков и увеличению поставок газа.

Спрос на газ в странах Восточной Азии (в первую очередь в Японии, Республике Корея и КНР) обусловлен прежде всего экологическими причинами, в частности, необходимостью наращивания энергопотребления без дальнейшего техногенного воздействия на окружающую среду. Перспективы роста потребления газа здесь будут во многом определяться конкурентоспособными ценами и надлежащей степенью надежности поставок. Как только возрастет доступность газа, спрос может очень быстро увеличиться.

В ближайшей перспективе страны Восточной Азии будут по-прежнему удовлетворять свои потребности в газе в основном за счет импорта сжиженного природного газа (СПГ). В настоящее время рассматривается несколько проектов, предусматривающих поставки российского газа в страны Восточной Азии. В Иркутской области намечается создание нового газодобывающего центра. В перспективе на базе этого центра и месторождений сопредельных юго-западных районов Республики Саха возможно формирование крупной газодобывающей базы, связанной магистральными газопроводами не только с южными районами Восточной Сибири и Дальнего Востока России, но и с Китаем, КНДР, Республикой Корея и, возможно, Японией. В последние годы была сформирована восточная газовая база России – на шельфе о. Сахалин. Здесь в 2010 г. добывалось примерно 20 млрд м<sup>3</sup> газа, из которых половина поступает российским потребителям, а вторая половина экспортируется. В перспективе, после 2012 г., газовые потоки, берущие начало на западе (север Иркутской области, юго-запад Республики Саха) и на востоке (шельф о. Сахалин), могут стать основой единой газотранспортной системы востока России. Она будет

обеспечивать газом не только огромную территорию от Иркутска до Владивостока, но и подавать в государства азиатско-тихоокеанского региона до 50 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

### ***Анализ воздействия морского нефтедобывающего комплекса на окружающую среду***

Освоение морского нефтегазового месторождения осуществляется в несколько этапов, включающих геолого-геофизические изыскания по поиску перспективных структур, содержащих нефть и газ, проведение разведочно-поисковых (поисково-оценочных) буровых работ по вскрытию продуктивных пластов этих структур, подготовку и обустройство месторождений (строительство платформ и бурение с них эксплуатационных скважин, оборудование месторождений технологическими сооружениями по добыче, сбору, подготовке и транспорту нефти и газа), период эксплуатации месторождений и их ликвидацию [6]. На каждом из этих этапов, особенно при несоблюдении природоохранных требований и соответствующего законодательства, возможно нанесение вреда различным компонентам морской среды. Негативные последствия в результате загрязнения окружающей среды могут проявляться в изменении ее качества, деградации естественных экологических систем и истощении природных ресурсов.

К основным видам воздействия морского нефтегазодобывающего комплекса на окружающую среду относятся:

- физическое загрязнение (превышение теплового, акустического, электромагнитного и других полей, нарушение естественных норм различных физических параметров и качества среды обитания – изменение гранулометрического состава и структуры донного осадка, увеличение мутности воды, изменение характера водообмена и гидродинамических условий, создание искусственных субстратов и т.д.);

- химическое загрязнение (изменение естественных химических свойств, а также проникновение химических веществ, ранее отсутствовавших или влияющих на изменение естественного фона до уровня, превышающего обычную норму – воздействие углеводородного сырья и продуктов его переработки, технологических растворов, пластовых вод, бытовых и промышленных стоков и т.п.; изменение рН, содержание солей и кислорода в воде и т.д.);

▪ биологическое загрязнение (проявляется в проникновении в естественные экосистемы или технологические устройства чуждых для них: животных, растений и микроорганизмов, а также в нарушении взаимосвязи живых и неживых элементов природной среды, взаимодействующих как единое целое и связанных между собой обменом веществ и энергией). Это воздействие носит комплексный характер и проявляется в форме физических, химических и биологических нарушений в водной толще морской среды, на дне и частично в атмосфере.

Сравнительно слабое и локальное воздействие на окружающую среду при конструктивной надежности и безаварийной эксплуатации производственных объектов связано также с разведочно-поисковыми буровыми работами. К числу основных источников загрязнения и экологической опасности при этом относятся отработанные буровые растворы (промывочные жидкости), особенно на нефтяной основе, и буровые шламы.

В практике поисково-оценочного бурения и других подобных работ наибольшее распространение получили два основных типа буровых композиций: буровые растворы на водной основе (наиболее предпочтителен в экологическом плане) и буровые растворы на нефтяной основе. Типичной картиной распространения сбрасываемых в море буровых растворов являются дрейфующие по течению шлейфы замутненной воды (тонкозернистой взвеси). Полученные в последние годы результаты исследований подтверждают быстрое разбавление сбрасываемых в море буровых растворов на водной основе и отсутствие заметных экологических последствий. Как правило, происходит их быстрое (в течение секунд и минут) разбавление с кратностью до  $10^4$ – $10^5$  раз на расстояниях в пределах 100–200 м от точки сброса.

Гранулометрический, минералогический и химический состав буровых шламов сильно меняется в зависимости от типа горных пород, через которые проходит скважина, от режима бурения, рецептуры бурового раствора, а также технологии и оборудования для отделения и очистки шлама. В зависимости от этих факторов, а также глубины скважины и диаметра ствола количество бурового шлама может меняться в широких пределах – от 500 до 1000 т на каждую скважину. По сравнению с объемами сброса буровых



растворов этот показатель меньше в 2–3 раза. Поведение шлама в морской среде примерно аналогично распространению твердой фазы буровых растворов. Как правило, в месте сброса формируется зона высокого содержания взвеси, которая чаще всего разделяется на два шлейфа – придонный (основная масса твердой фазы отходов распространяется с течениями в виде мутного потока и оседает в 50–100 м от места сброса) и поверхностный (тонкодисперсная взвесь дрейфует вдоль течения, постепенно разбавляется в толще воды и чаще всего исчезает из видимости на расстояниях до 1 км).

Сброс в море буровых шламов и растворов обычно вызывает следующие негативные последствия;

- повышение мутности воды и нарушение жизнедеятельности планктонных и бентосных организмов-фильтратов;
- физическое воздействие на дойные организмы (захоронение в грунте эпифауны) и изменение условий их существования (ухудшение кислородного режима, нарушение биотопов);
- перестройку видовой структуры донных сообществ (при длительных сбросах);
- интоксикацию бентосных организмов (при сбросах нефтедержащих буровых отходов).

Это воздействие носит, как правило, местный характер, располагаясь в непосредственной близости от места сброса – в пределах до 100–200 м при бурении одиночных разведочных скважин. Зона повышенных, опасных для морской биоты, концентраций ограничена в основном 30–50 м от буровой установит. При длительных (многолетних) буровых работах отдельные негативные эффекты могут проявляться на удалении до нескольких километров от промысловых платформ. Наибольшей чувствительностью реагирования на присутствие буровых растворов отличаются ранние (эмбриональные и личиночные) стадии развития большинства видов морской фауны, особенно ракообразных.

Обустройство морских нефтегазовых месторождений представляет собой совокупность взаимосвязанных технологических систем, обеспечивающих кустование скважин, сбор, подготовку и транспортирование нефти, газа и воды, поддержание пластового давления, электроснабжения, систему жизнеобеспечения, охрану окружающей среды и другие виды деятельности. По сравнению

с другими этапами освоения характер и масштаб экологических воздействий здесь наиболее обширен.

Главным источником и основным фактором негативного воздействия на окружающую среду при всех видах строительных работ в море (установка платформ, подводно-технические работы, прокладка трубопроводов, дноуглубление) является перемещение (перераспределение) донных грунтов. В результате этих операций и процессов неизбежны изменение условий обитания бентоносных и пелагических сообществ из-за физического нарушения структуры осадков и морфологии дна, взмучивания грунтов и сброса (дампинга) донных осадков, а также переотложения осадочного материала на дне. Наиболее сильные вредные воздействия при строительстве платформ, трубопроводов и других сооружений морского нефтегазового комплекса проявляются для бентосных форм, хотя в этом случае ожидаемые негативные эффекты не должны достигать порога популяционных реакций в условиях острого стресса.[15, 19, 89].

Прокладка трубопроводов также сопряжена с изъятием и перемещением больших количеств грунтов, взмучиванием водных масс и с неизбежным нарушением биотопов донных организмов. Эти работы влияют не только на изменение морфологии и структуры дна, но и создают препятствия для подвижных бентосных форм, особенно для беспозвоночных.

При обустройстве морских нефтегазовых месторождений негативное воздействие на окружающую среду может быть связано также с шумами и вибрациями от буровых и энергетических установок, сбросом бытовых сточных вод и твердых отходов с платформ, подводных модулей и обслуживающих судов, несанкционированным выбросом (сбросом) и утечкой добываемого сырья и т.д.

Значительное влияние на морскую среду и биоту при обустройстве месторождений, как уже указывалось, оказывают бурения эксплуатационных скважин. Воздействие на морские организмы экстремальных (природных и техногенных) повышений содержания взвеси проявляется в снижении интенсивности фотосинтеза, поражения органов фильтрации, ухудшение условий питания и размножения, изменение поведения, а также в физиологических стрессах и гибели. Характер этих эффектов и их последствия

сильно варьируют в зависимости от состава, дисперсности и концентрации взвешенного материала, времени воздействия, систематической принадлежности организмов, их стадии развития и биотопа (водная толща, грунт). В целом экологические последствия от сброса в море буровых растворов и сопутствующих шламов при бурении скважин, а также при строительных работах на грунте, обычно ограничиваются кратковременными, локальными и обратимыми нарушениями в планктоне и бентосе. По характеру проявления эти нарушения относятся к острым стрессам и аналогичны тем нарушениям, которые возникают при взмучивании донных осадков во время штормов. Экологически допустимый порог содержания взвеси составляет около 10 мг/л при ее постоянном присутствии в воде и не более 50 мг/л при кратковременных (не более 5 суток) природных и антропогенных повышении мутности воды.

Таким образом, в дополнение к буровым растворам и шламам на этапе эксплуатации морских нефтегазовых месторождений появляется еще один весьма специфический вид отходов – пластовые воды. В количественном отношении они намного превосходят все остальные виды отходов, а сброс в море пластовых вод относится к наиболее масштабному и распространенному виду воздействия на морскую среду. Объемы их извлечения и сброса меняются в очень широких пределах – от 10 до 10 000 куб. м<sup>3</sup> в сутки и более для платформ с большим числом продукционных скважин (до 50–100). Пластовые воды отмечаются высокой изменчивостью химического состава, что определяется разнообразием геологических структур и горных пород геохимических провинций, в пределах которых формируются эти воды и откуда они извлекаются в процессе добычи нефти и газа. Кроме того, природные пластовые воды, как правило, смешиваются с технологическими водами на ранних стадиях добычи, транспортировки и первичной обработки нефтегазовых углеводородов, что делает их состав еще более многокомпонентным и изменчивым [64, 92, 93].

Пластовые воды в море ведут себя аналогично буровым растворам: быстро разбавляются в водных массах за счет адвективного переноса и турбулентного перемешивания. По разным оценкам, степень их разбавления составляет сотни раз в непосредственной близости от места сброса и  $10^3$ – $10^6$  раз на расстояниях более 100 м

от платформы [55, 82]. И хотя пластовые воды менее токсичны по сравнению с буровыми растворами, однако длительные (многолетние) сбросы и большие объемы этих вод, а также присутствие в них остатков нефти (обычно более 20–40 мг/л) и сильная изменчивость их химического состава делают этот вид отходов одним из существенных факторов экологической опасности (особенно в мелководных районах с ограниченным водообменом).

К негативным экологическим воздействиям пластовых вод на этапе эксплуатации добавляются загрязнения, поступающие в окружающую среду от транспортных, технологических и других операций, возникающих неисправностей оборудования, утилизации и переработке газа и т.д. Однако при нормальной работе добывающих и технологических комплексов на месторождениях и транспортных систем углеводородов воздействие на окружающую среду в этот период также должно быть незначительным. Более ощутимые негативные экологические проявления характерны для районов интенсивной и длительной разработки морских нефтегазовых месторождений. Они весьма изменчивы и специфичны в зависимости от конкретных условий и влияют на местные нарушения численности и структуры бентосных сообществ (до 1 км и более от источников загрязнения). Реальное воздействие морского нефтегазового комплекса на рыбную отрасль заключается не столько в загрязнении, сколько в сокращении (отчуждении) рыбопромысловых акваторий и физических помехах для траловых операций за счет сооружения платформ, прокладки подводных трубопроводов и других видах нефтедобывающей деятельности на шельфе [85, 90] (табл. 3.2).

Таблица 3.2

**Виды экологического воздействия на разных этапах освоения морских нефтегазовых месторождений [19]**

| Этапы освоения                  | Вид деятельности  | Характер воздействий  | Масштаб воздействия         |
|---------------------------------|---|---|-----------------------------|
| 1                               | 2   | 3   | 4                           |
| Геолого-геофизические изыскания | Сейсмические съемки, отбор грунта и поверхностное бурение | Помехи рыболовству и другим отраслям морского хозяйства, увеличение мутности воды, изменение granulometric composition и структуры донных осадков, технологические сбросы | Локальное и кратковременное |

| 1  | 2  | 3  | 4   |
|--|--|--|---|
| Поисково-разведочные буровые работы и эксплуатационное бурение | Операции с передвижными буровыми установками, проходка и оборудование скважин, их опробование и испытание  | Изменение физических параметров морского дна, сбросы буровых и других отходов, повышение мутности воды, выбросы в атмосферу выхлопных газов и продуктов сжигания пластовых флюидов   | Слабое и локальное  |
| Обустройство месторождений                                     | Установка платформ, подводно-технические работы, прокладка трубопроводов, строительство береговых терминалов, бурение, деятельность средств обеспечения, судоходство | Физическое нарушение среды, взмучивание и сброс (дампинг) донных осадков, нарушение среды обитания бентоса, сбросы отходов, загрязнения от судов и обеспечивающих систем, нарушение стабильности вечной мерзлоты, утечки газа из пластов | Наибольшее воздействие по сравнению с другими этапами освоения                |
| Эксплуатация месторождений                                     | Буровые, транспортные и другие операции, ремонт и обслуживание оборудования и коммуникаций, утилизация, переработка газа   | Забор значительных объемов воды на технологические нужды, сбросы буровых отходов и пластовых вод, несанкционированные разливы и выбросы, физическое загрязнение, изменение условий существования гидробионтов, выбросы в атмосферу       | Достаточно существенное, особенно при несоблюдении природоохранных требований |
| Ликвидация месторождений                                       | Демонтаж платформ и трубопроводов, консервация скважин и другие операции   | Последствия взрывных работ, нарушения на пне и в толще воды  | Сравнительно ограниченное   |

Таким образом, можно констатировать следующее:

1. Начальные суммарные ресурсы газа по оценке ЗапСибНИГНИ измеряются в пределах акватории Обской и Тазовской губ в размере почти 6,3 трлн м<sup>3</sup>.

2. В соответствии со степенью геолого-геофизической изученности и распределением запасов и ресурсов углеводородов в акватории Обской и Тазовской губ первоочередной для освоения

выступает зона сочленения Обской и Тазовской губ, расположенная вблизи от развитой инфраструктуры газодобычи Ямбургского газоконденсатного месторождения, поэтому открытые и вновь выявляемые здесь залежи и месторождения нефти и газа можно быстро ввести в разработку.

3. При разработке залежей газа, приуроченных к сеноманальб-аптским отложениям, которые выявлены или будут открыты в акваториях Обской и Тазовской губ и на прилегающих участках суши, можно достичь добычи газа на месторождениях региона до 50–60 млрд м<sup>3</sup> за год. Это позволит восполнить почти на треть снижающиеся уровни добычи газа на Ямбургском месторождении.

4. Практически не обеспечена средствами для бурения наиболее мелководная часть акватории до 20 м. Опыт бурения при малых глубинах моря на российском континентальном шельфе ограничен неудачной попыткой использования в качестве погружной установки затопленного и усиленного бетоном судна "Севастополь".

5. Подводные системы обустройства месторождений не рассматриваются для обустройства арктических морских месторождений, хотя использование таких систем снизит стоимость проекта и обеспечит безопасность при выбросе и фонтанировании скважин.

6. Для Обской губы характерны специфические проблемы прокладки газопроводов, связанные главным образом с преодолением достаточно протяженной, замерзающей мелководной зоны и выводом трубопроводов на сушу в условиях вечной мерзлоты. Сложность задачи усугубляется тем, что на малых глубинах происходит ледовое "выпахивание" дна.

7. По оценкам Института энергетики и финансов, природный газ будет самым динамичным видом первичного топлива, и к 2030 г. объемы его потребления увеличатся на 70 %. Средний годовой рост ожидается порядка 2,2 %, в то время как для нефти он составит 1,9 % в год. К 2030 г. доля газа в мировом потреблении первичной энергии составит в среднем 23,2 %.

8. С точки зрения ценообразования, рынки газа в мире пока носят ярко выраженный региональный характер, и цены на них существенно различаются (примерно на 25 %). Рынки сетевого (трубопроводного) газа в перспективе сохранят региональный характер.

9. Имеющееся несовпадение сложившейся региональной структуры потребления природного газа и размещения запасов ведет к усилению роли мировой торговли природным газом. С 2000 по 2010 г. доля импортируемого газа в его потреблении увеличилась с 19 до 23 %.

10. На каждом этапе освоения морского нефтегазового месторождения, особенно при несоблюдении природоохранных требований и соответствующего законодательства, возможно нанесение вреда различным компонентам морской среды. Негативные последствия в результате загрязнения окружающей среды могут проявляться в изменении ее качества, деградации естественных экологических систем и истощении природных ресурсов.

### **3.2. Инвестиционный проект освоения группы морских газовых месторождений Обской губы**

В настоящее время одним из главных приоритетов политики ОАО «Газпром» по развитию сырьевой базы и добычи углеводородного сырья на Арктическом шельфе России может стать освоение группы газовых месторождений, расположенных в Обской губе Карского моря (м. Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Чугорьяхинское и Обское), включая развитие производства и поставок газа в сжиженном виде (СПГ), что выводит диверсификацию экспорта на межконтинентальный уровень.

С целью обеспечения ускоренной подготовки запасов газа и ввода в разработку месторождений предусматривается проведение поисково-разведочных работ в два этапа. В первый этап с плавучих буровых установок проводится подготовка запасов энергетического газа по сеноман-альбским и аптским отложениям. Во второй этап со стационарных добычных платформ проводится бурение поисково-разведочных скважин на глубокие горизонты готерив-валанжина и нижней-средней юры с целью выявления залежей углеводородов и подготовки их запасов. На период 2003–2010 гг. по объектам Обской и Тазовской губ ОАО «Газпром» планирует опоскование и подготовку к освоению запасов только энергетического газа сеноман-альб-аптских отложений.

В соответствии с принятой стратегией обустройство газовых месторождений Обской и Тазовской губ осуществляется для до-

бычи и поставки газа в систему магистральных газопроводов ЕСГ России через Ямбургскую головную компрессорную станцию. Поэтому товарный газ должен удовлетворять требованиям ОСТ 51.40-93 и соответствовать необходимому уровню давления на входе в компрессорную станцию.

Обустройство рассматриваемых месторождений можно осуществить как с применением стационарных морских сооружений, так и подводных добычных комплексов, причем вышеперечисленные природные факторы оказывают различное влияние на выбор способа освоения месторождения.

Освоение месторождений Обской и Тазовской губ ОАО «Газпром» предполагает осуществлять с помощью блок-кондукторов или гравитационных двухсекционных платформ, которые состоят из фундаментной подставки, выполняемой индивидуально для каждой точки установки платформы, и универсального опорного блока, изготавливаемого серийно для всех месторождений.

Группа месторождений, расположенных в Обской губе Карского моря, является крайне перспективной для освоения. В эту группу входят такие месторождения, как Северо-Каменомыское, Каменомыское-море и Чугорьяхинское месторождения. Месторождения этой группы располагаются в акватории Обской губы Карского моря. Глубина моря на данном участке примерно 6 м. Район расположения месторождения характеризуется сложными климатическими условиями (затрудненная ледовая обстановка), удаленностью от суши и транспортной системы региона.

На первой стадии планируется разработка месторождения Северо-Каменномыское, как наиболее крупного из группы, общие запасы которого составляют по категориям C1+C2, – 491,4 млрд м<sup>3</sup>. В соответствии с предложениями Департамента стратегического развития ОАО «Газпром» (письмо № 01/0300-3365 от 30.12.2009 г.) ввод месторождения в разработку назначен на 2018 г. Возможность стабильной добычи – 15 лет, а рентабельной разработки – 50 лет. Одновременно с м. Северо-Каменномыское планируется ввод в эксплуатацию Чугорьяхинского месторождения. Запасы этого месторождения составляют 1,7 млрд м<sup>3</sup> соответственно. Этот лицензионный участок планируется обрабатывать с помощью подводных добычных комплексов. Планируемое количество добываемого на этих участках газа составит 0,7 млрд м<sup>3</sup> в год.



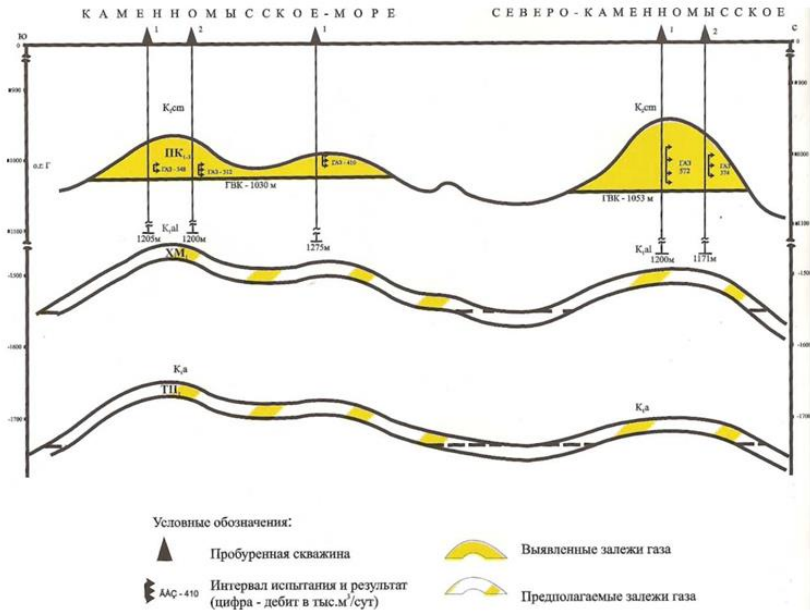


Рис. 3.3. Геологический разрез сеноман-аптских отложений через месторождения Каменномыское-море и Северо-Каменномыское



Рис. 3.4. Положение месторождений Каменномыское-море, Северо-Каменномыское и Чугурьяхинское относительно трубопроводной магистрали

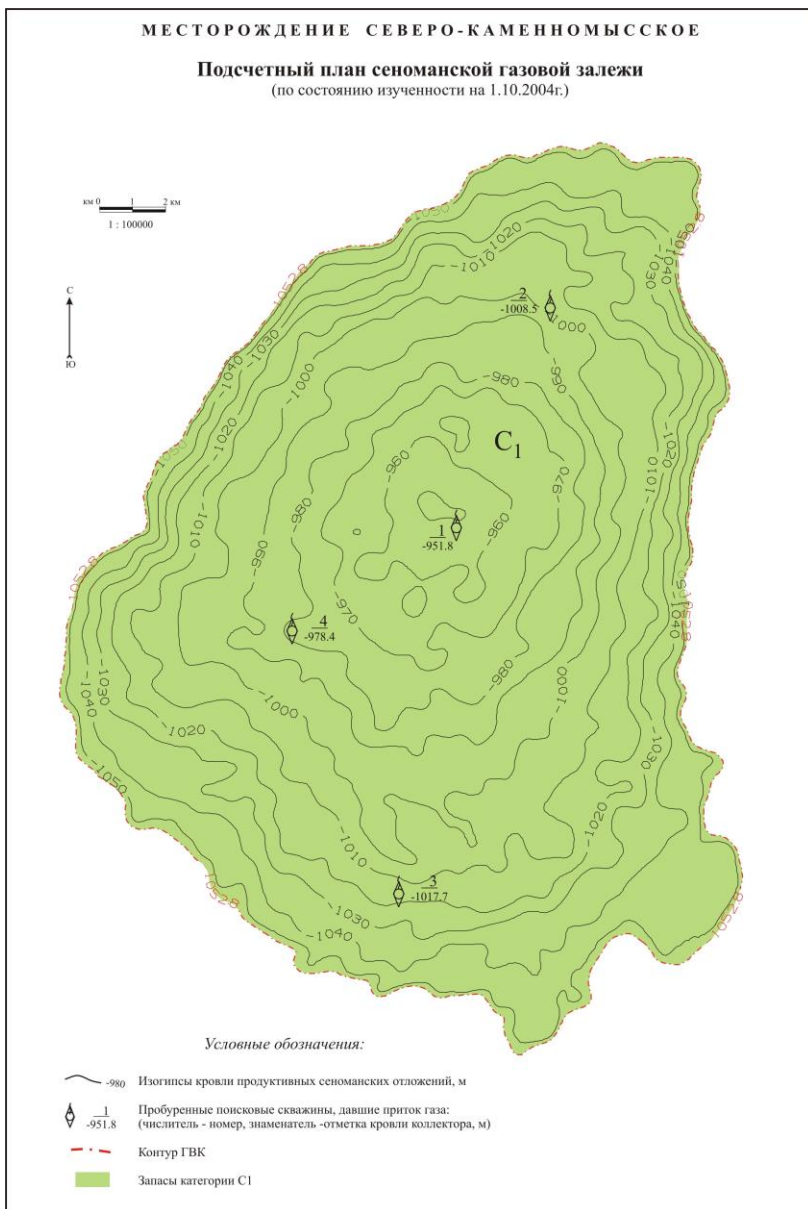


Рис. 3.5. Подсчетный план сеноманской газовой залежи месторождения Северо-Каменномыское

На второй стадии планируется обустройство и ввод в эксплуатацию месторождения Каменномысское-море, запасы которого по категориям C1+C2 составляют 253,9 млрд м<sup>3</sup>. Газ на этом месторождении также будет добываться с помощью буровой платформы плавучего типа, производительность добывающей платформы будет равна 10 млрд м<sup>3</sup> в год. Возможность стабильной добычи с заданной производительностью также составит 10 лет, а рентабельной разработки – 20 лет. Начало разработки планируется в 2019 г., а ввод месторождения в эксплуатацию с заданной производительностью – в 2022 г.

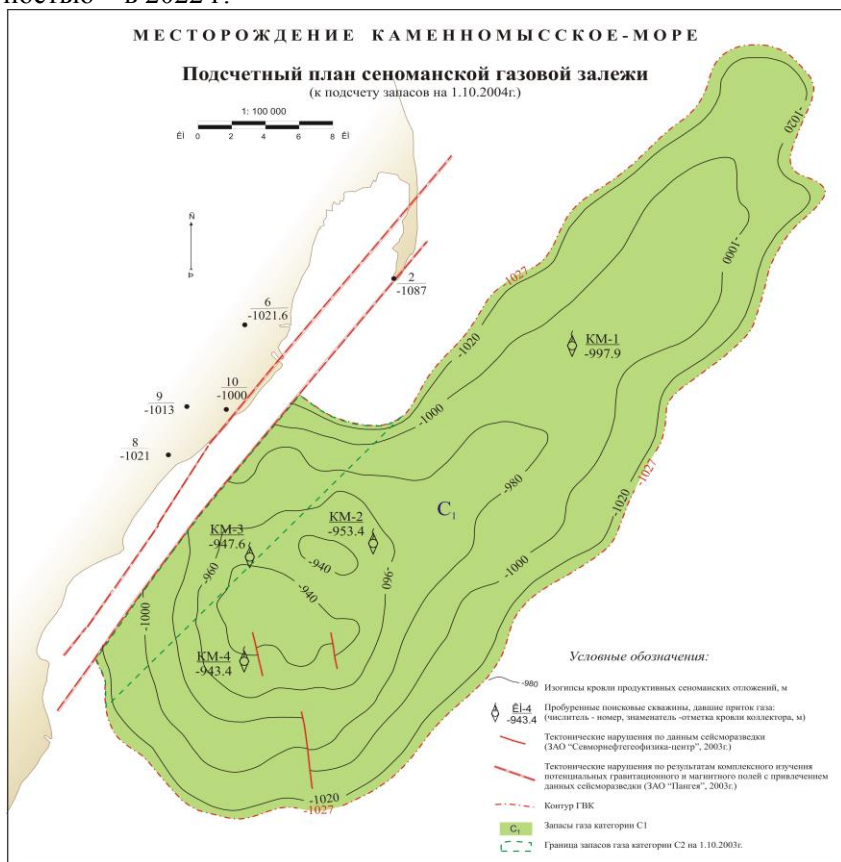


Рис. 3.6. Подсчетный план сеноманской газовой залежи месторождения Каменномысское-море

К 2022 г. необходимо будет также увеличить производственную мощность УКПГ и ДКС, что потребует дополнительных капиталовложений.

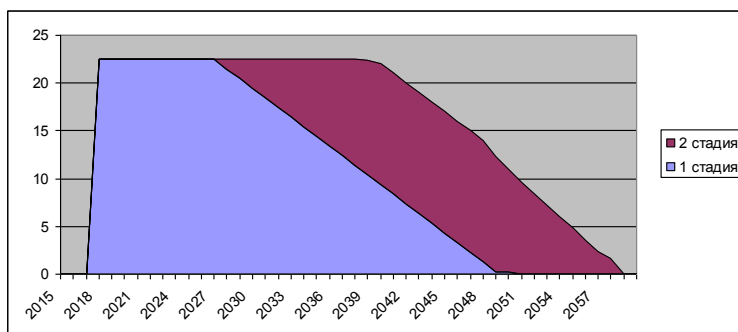


Рис. 3.7. Динамика добычи природного газа Каменномысской группы ГКМ

Средняя стоимость подводного трубопровода для безледовых условий составляет около 1 млн руб. за километр. Для арктических морей, вследствие удорожания как самого трубопровода, так и затрат на его прокладку в сложных ледовых условиях, она увеличивается примерно в два раза и составляет около 3,8 млн руб. за километр.

Таблица 3.3

**Суммарные капитальные вложения в обустройство Северо-Каменномысского месторождения, млн руб.**

| Направление затрат                                   | Всего            |
|--|------------------|
| <i>Морской добывающий комплекс</i>                   |                  |
| Строительство ЛСП                                    | 32 362,1         |
| Установка ПДК  | 4 925,3          |
| Морские трубопроводы                                 | 14 916,2         |
| Бурение скважин                                      | 23 174,9         |
| <i>Береговой комплекс</i>                            |                  |
| Строительство ДКС на м. Парусный                     | 7 022,0          |
| Строительство УКПГ на м. Парусный                    | 46 907,5         |
| Сухопутные трубопроводы                              | 32 844,9         |
| Дороги   | 6 333,5          |
| Инфраструктура                                       | 8 557,8          |
| <b>Всего по Северо-Каменномысскому месторождению</b> | <b>177 044,2</b> |

*Примечания:* УКПГ – установка комплексной подготовки газа; МЛСП – Морская Ледостойкая Стационарная Платформа; ПДК – производственно-добывающий комплекс; ДКС – Дожимная компрессорная станция.

Таблица 3.4

**Суммарные капитальные вложения в обустройство месторождения  
Каменномысское-море, млн руб.**

| Направление затрат                                | Всего            |
|---|------------------|
| <i>Морской добывающий комплекс</i>                |                  |
| Строительство ЛСП                                 | 34 287,3         |
| Ледостойкий блок-кондуктор 1                      | 4093,5           |
| Ледостойкий блок-кондуктор 2                      | 4093,5           |
| Ледостойкий блок-кондуктор 3                      | 4046,8           |
| Морские трубопроводы                              | 22 645,3         |
| Бурение скважин                                   | 31 549,0         |
| <i>Береговой комплекс</i>                         |                  |
| Увеличение производительности ДКС на м. Парусный  | 4218,2           |
| Сухопутные трубопроводы                           | 968,9            |
| <b>Всего по месторождению Каменномысское-море</b> | <b>105 902,5</b> |

Таблица 3.5

**Суммарные капитальные вложения в обустройство  
Чугорьяхинского месторождения, млн руб.**

| Направление затрат                                | Всего           |
|---|-----------------|
| <i>Морской добывающий комплекс</i>                |                 |
| Строительство ледостойкого блок-кондуктора ЛБК    | 4096,7          |
| Морские трубопроводы                              | 8576,5          |
| Бурение скважин                                   | 6807,0          |
| <b>Всего по месторождению Каменномысское-море</b> | <b>19 480,2</b> |

Общий объем инвестиций по проекту оценивается в 302,4 млрд руб. Основные затраты идут на сооружение морской транспортной системы. Из общей суммы долгосрочных инвестиционных затрат на освоение месторождений Каменномысской группы нужно направить:

- около 35 % средств на обустройство месторождений;
- 11 % – на строительство установки комплексной подготовки газа и дожимной компрессорной станции на м. Парусный;
- 6 % – в подводный трубопровод;
- около 3 % – в строительство инфраструктуры и дорог.

Капитальные вложения (302 426,9 млн руб.) рассматриваются по четырем статьям (рис. 3.8. и 3.9) – в обустройство месторождений (195 974,1 млн руб.), на создание инфраструктуры в размере 14 891,3 млн руб., на строительство УКПГ и ДКС и на строительство газопровода до Ямбурга (33 813,8 млн руб.).

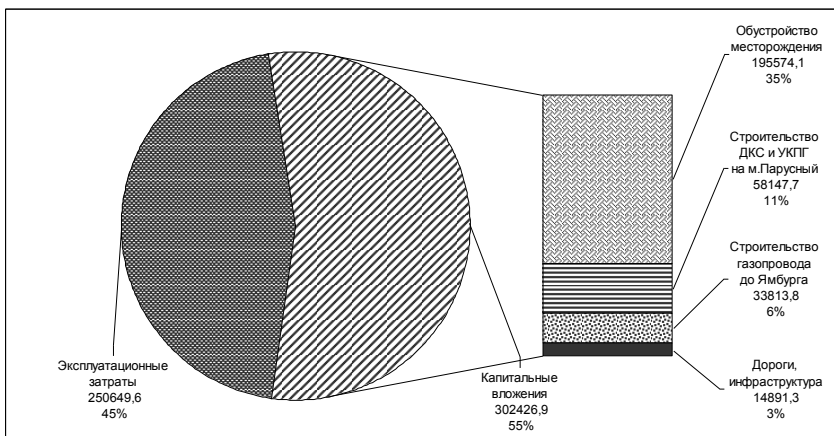


Рис. 3.8. Структура затрат на освоение Каменномысской группы месторождений

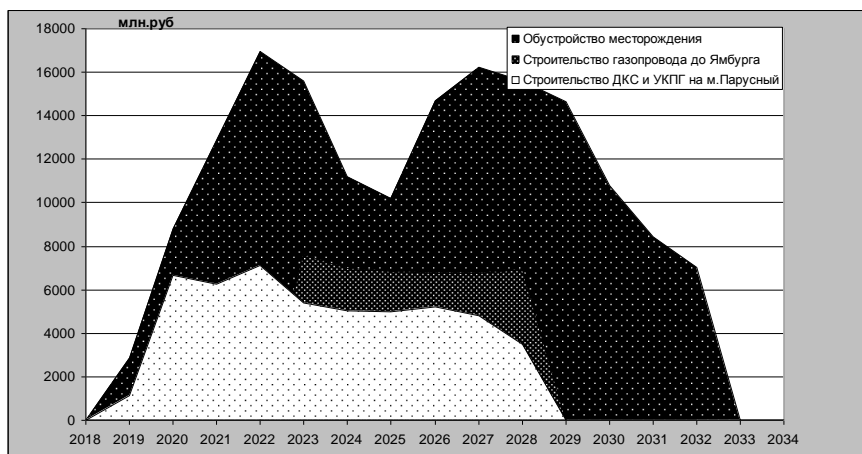


Рис. 3.9. Капитальные вложения в освоение месторождений Каменномысской группы

Оценка годовых текущих затрат выполнена по основным объектам морского и берегового комплексов.

Суммарные текущие затраты за период разработки Северо-Каменномысского месторождения определены в размере 135 950,0 млн руб., текущие расходы по МДК – 90 894,8 млн руб., по содержанию объектов берегового комплекса – 90 894,8 млн руб.

Освоение Северо-Каменномысского и Чугорьяхинского месторождения предполагается при совместном использовании берегового комплекса.

Общие текущие расходы по обслуживанию морского добывающего комплекса Чугорьяхинского месторождения составили 124 780,95 млн руб.

За весь период разработки месторождения Каменномысское-море текущие затраты по обеспечению и обслуживанию морского добывающего комплекса – 88 631,9 млн руб., по содержанию БК – 602,2 млн руб. Общая сумма текущих расходов – 89 234,1 млн руб.

Суммарные текущие затраты за период разработки Каменномысской группы месторождений определены в размере 250 649,6 млн руб.

**Ликвидационные расходы.** Оценка затрат по выводу из эксплуатации оборудования, которое подлежит ликвидации, представлена в табл. 3.6.

Таблица 3.6

**Ликвидационные затраты по месторождениям  
Обской и Тазовской губ, млн руб.**

| Наименование объектов                         | Итого    |
|---|----------|
| Северо-Каменномысское месторождение           | 18 484,7 |
| Чугорьяхинское месторождение                  | 7264,2   |
| Месторождение Каменномысское-море             | 26 953,1 |
| Всего по месторождениям Каменномысской группы | 52 702,0 |

Анализ чувствительности было решено проводить двумя существующими методами в сочетании.

**Метод опорных точек.**

Рассмотрим основные факторы, от которых зависит эффективность инвестиционного проекта освоения Каменномысской группы месторождений. Основные данные по проекту приведены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

**Основные данные по проекту, млн руб.**

|  |                              |
|--|------------------------------|
| Объем инвестиций                       | 302 426,4                    |
| Объем добычи природного газа           | 21 млрд м <sup>3</sup> в год |
| Текущие затраты                        | 31 266,4 в год               |
| Ежегодный денежный поток от реализации | 49 023,85 в год              |
| Срок реализации проекта                | 40 лет                       |

Далее оценим NPV проекта и при помощи функции «Поиск решения» найдем искомые значения основных факторов, при которых NPV проекта будет равно 0.

Проведя анализ чувствительности по методу опорных точек, мы получили следующие значения (табл. 3.8).

Таблица 3.8

**Таблица чувствительности для факторов риска проекта освоения  
Каменномысской группы месторождений**

| Фактор риска                      | Ожидаемое значение по проекту | Критическое значение (опорная точка), млн руб. | Критическое изменение |
|-----------------------------------|-------------------------------|--|-----------------------|
| Размер инвестиций, млн руб.       | 302 426,4                     | 525 980,8207                                   | 73,9 %                |
| Объем добычи, млрд м <sup>3</sup> | 840                           | 718,85   | -14,4 %               |
| Текущие затраты, млн руб.         | 1 250 656                     | 1 699 122,963                                  | 35,8 %                |
| Ставка дисконта                   | 10 %                          | 16,4 %   | 64 %                  |
| Налог на прибыль                  | 20 %                          | 37,5 %   | 87,5 %                |

Итак, проект чувствителен практически ко всем факторам риска. Однако наибольшую чувствительность эффект от проекта проявляет к рыночным (текущим затратам) и техническим (объем добычи) оценкам. Это значит, что для данного проекта важны не только маркетинговые оценки рынка, прежде всего прогнозы цен на газ, но и технологическая обеспеченность функционирования проекта. Поэтому именно рыночным, операционным и технологическим рискам необходимо уделить наибольшее внимание при формировании стратегии управления рисками проекта.

#### ***Метод рациональных диапазонов, или зависимостей.***

Для проведения анализа чувствительности данным методом требуется определить ключевые показатели-факторы, от которых зависит успешная реализация проекта. При освоении месторождений Обской губы такими факторами являются ставка налога, объем добычи и ожидаемая цена от реализации природного газа. Данные показатели изменяем в диапазоне от -30 до +20 % и находим NPV для каждого изменения. Оцениваем эластичность NPV при изменении этих параметров (табл. 3.9) и представляем полученные данные в виде графика (рис. 3.10), на котором по оси X отложено изменение в процентах базового параметра, а по оси Y – значение NPV при измененном значении параметра.



Таблица 3.9

### Определение эластичности и чувствительности факторов риска

| Переменные     |      | Эластичность NPV | Чувствительность (важность) | Возможность прогнозирования |
|----------------|------|------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Ставка налога  | 20%  | 0,660939599      | низкая                      | высокая                     |
|                | 10%  | 0,660939599      | низкая                      | высокая                     |
|                | -10% | 0,660939599      | низкая                      | высокая                     |
|                | -20% | 0,660939599      | низкая                      | высокая                     |
|                | -30% | 0,660939599      | низкая                      | высокая                     |
| Объем добычи   | 20%  | 3,873459241      | средняя                     | средняя                     |
|                | 10%  | 3,873459241      | средняя                     | средняя                     |
|                | -10% | 3,873459241      | средняя                     | средняя                     |
|                | -20% | 3,873459241      | средняя                     | средняя                     |
|                | -30% | 3,873459241      | средняя                     | средняя                     |
| Ожидаемая цена | 20%  | 4,068917772      | высокая                     | низкая                      |
|                | 10%  | 4,087734478      | высокая                     | низкая                      |
|                | -10% | 4,012467655      | высокая                     | низкая                      |
|                | -20% | 4,03128436       | высокая                     | низкая                      |
|                | -30% | 4,037556596      | высокая                     | низкая                      |

Изменение NPV проекта освоения Каменномысской группы месторождений при изменении результирующих факторов

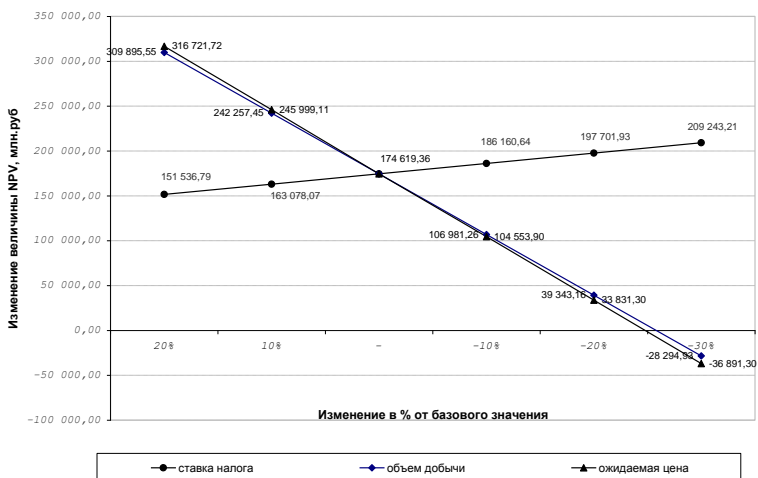


Рис. 3.10. Анализ чувствительности NPV проекта освоения Каменномысской группы месторождений

По результатам проведенного исследования можно сделать следующий вывод. Наиболее рисковыми в данном случае являются параметры «Ожидаемая цена» и «Объем добычи», поскольку они обладают наибольшей эластичностью NPV (4,06 и 3,87 соответственно). При изменении данных параметров всего на – 10 %, NPV проекта снизится более чем на 40 %. А при неудачном развитии событий и снижении этих параметров на 30 % проект становится убыточным.

### **Риск-анализ инвестиционного проекта методом сценариев**

Проведём риск-анализ инвестиционного проекта методом сценариев. Рассмотрим возможные сценарии реализации инвестиционного проекта. Для этого установим ключевые факторы проекта, оказывающие значительное влияние на показатель эффективности – NPV. В нашем случае это факторы: ставки налогов; объём добычи, цена продукции.

По исследованиям, проведенным рядом организаций и институтов, можно выделить несколько сценариев развития проекта, которые будут наиболее вероятными с точки зрения сложившейся ситуации на мировом рынке углеводородных ресурсов [19, 21, 22].

#### ***Сценарий по прогнозным оценкам ИНЭИ РАН:***

На фоне увеличения потребления природного газа, оценивая прогноз, сделанный ИНЭИ РАН, можно сделать следующие выводы конкретно для оцениваемого проекта:

- увеличение спроса на природный газ послужит предпосылкой для увеличения объемов добычи на месторождении на 12,5 %;
- увеличение цен на природный газ в странах Европы является большим преимуществом для проекта, поскольку около 55 % добываемого на месторождениях Обской губы газа будет отправляться на экспорт (цена экспортируемого газа увеличится на 15,7 %);
- увеличение потребления природного газа вызовет незначительное увеличение налоговых ставок (налоги увеличатся на 5,3 %).

#### ***Сценарий по прогнозным оценкам компании ВР***

Особый акцент компания ВР делает на увеличение спроса на сжиженный газ. В связи с этим, поскольку переработка газа на морских месторождениях Обской губы вестись не будет, добыча на этих месторождениях будет снижена на 21,5 %, цены на природный газ, по мнению аналитиков из ВР, также будут снижены (–12,8 %), а налоговые ставки будут подняты на 6,8 %.

### ***Сценарий по оценкам ВТБ «Капитал»***

По оценкам данной компании, ситуация потребления газа будет иметь положительную окраску. Спрос на газ после 2013 г. будет только расти, что благоприятно скажется на предприятиях нефтегазового комплекса. Для инвестиционного проекта освоения Каменномысской группы месторождений можно сделать оптимистичный прогноз (добыча природного газа увеличится на 13,7 %, цены на природный газ увеличатся на 11,3 %, налоги уменьшатся на 12,1 % за счет уменьшения таможенной пошлины).

### ***Сценарий по оценкам Института энергетики и финансов***

Потребление природного газа, по оценкам Института энергетики и финансов, к 2030 г. будет составлять всего 22 % от мирового баланса потребления, а к 2050 г. сократится до 15 %. Для инвестиционного проекта освоения Каменномысской группы месторождений это обернется снижением добычи на 15,7 %. Кроме того, реализация природного газа месторождений этой группы будет осуществляться согласно следующим условиям: доля газа, идущего на экспорт, будет снижена с 45 до 36 % от общего количества добытого газа, что снизит ожидаемую цену реализации на 11,6 %. По мнению ведущих аналитиков Института энергетики и финансов, государство, чтобы поддержать в такой ситуации газодобывающие компании, снизит налоговые ставки на 5,8 %.

### ***Сценарий с «налоговыми каникулами»***

В соответствии с Государственной программой изучения и освоения шельфа РФ можно рассмотреть возможность максимального снижения налоговой нагрузки на инвестора для определения возможного интервала значений для показателей экономической эффективности.

Нормативы налогов и платежей, использованные при расчетах базового сценария и сценария с «налоговыми каникулами» представлены в табл. 3.10.

По оценкам экспертов из компании «Газпром», при упрощенной таким образом системе налогообложения, газодобывающая компания начнет раньше получать доход от реализации добытого природного газа. Принимая эти условия для проекта освоения группы газовых месторождений, расположенных в Обской губе Карского моря, можно сказать, что добыча увеличится на 7,8 %, и цена реализации газа будет повышена на 9,7 %.

Таблица 3.10

**Налоги и платежи базового сценария и сценария «налоговые каникулы»**

| Налоги и платежи                           | Ставка при действующей системе налогообложения | Ставка с учетом льгот                 |
|--|--|---------------------------------------|
| Таможенная пошлина                         | 30 %   | 20 % от действующих экспортных пошлин |
| Единый социальный налог (ЕСН)              | 26 % от ФОТ                                    | 26 % от ФОТ                           |
| Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) | 147 руб./тыс. м <sup>3</sup>                   | 0 руб./тыс. м <sup>3</sup>            |
| Налог на имущество                         | 2,2 %  | 0 %                                   |
| Начисление амортизации ускоренно           | Нет  | Коэффициент 2                         |
| Налог на прибыль                           | 20 %   | 18 %                                  |

Проанализировав прогнозы различных институтов и компаний в сфере энергетики, можно выделить наиболее вероятные сценарии развития событий для рассматриваемого проекта освоения месторождений Обской губы (табл. 3.11).

Проведённый экономико-статистический анализ проекта (табл. 3.12) позволяет сделать следующие выводы.

1. Наиболее вероятный NPV проекта (176 435,4 млн руб.) несколько выше, чем ожидают от его реализации (174 619,4 млн руб.).

2. Вероятность получения NPV меньше нуля равна 17 %, проект имеет достаточно сильный разброс значений показателя NPV, о чем говорят коэффициент вариации и величина стандартного отклонения, что характеризует данный проект как весьма рискованный. При этом несомненными факторами риска выступают снижение объёма добычи и цены реализации.

3. Цена риска ИП в соответствии с правилом «трёх сигм» составляет  $3 \cdot 20 \cdot 204,02 = 60 \cdot 612,06$  млн руб., что не превышает наиболее вероятный NPV проекта (176 435,4 млн руб.)

Цену риска можно также охарактеризовать через показатель коэффициента вариации. В данном случае коэффициент вариации равен 0,10. Это значит, что на рубль среднего дохода (NPV) от ИП приходится 10 копеек возможных потерь.

Таким образом, несмотря на то, что рискованность проекта является высокой, разработка данного проекта вполне целесообразна.

Таблица 3.11

**Сценарии развития событий для проекта освоения  
Каменномысской группы месторождений**

| Сценарии                         |   | Вероятности | NPV          |
|----------------------------------|---|-------------|--------------|
| 1                                | Сценарий по оценкам<br>ИНЭИ РАН <sup>1</sup>                          | 0,1         | 375138,5314  |
| Объем добычи                     | +12,5 %   |             |              |
| Ожидаемая цена                   | +15,7 %   |             |              |
| Ставка налога                    | +5,3 %  |             |              |
| 2                                | Сценарий по оценкам<br>ТНК-ВР <sup>2</sup>                            | 0,2         | -38071,24128 |
| Объем добычи                     | -21,5 %   |             |              |
| Ожидаемая цена                   | -12,8 %   |             |              |
| Ставка налога                    | +6,8 %  |             |              |
| 3                                | Базовый сценарий  | 0,2         | 174619,3559  |
| Объем добычи                     |   |             |              |
| Ожидаемая цена                   |   |             |              |
| Ставка налога                    |   |             |              |
| 4                                | Сценарий по оценкам<br>ВТБ КАПИТАЛ <sup>3</sup>                       | 0,2         | 377790,478   |
| Объем добычи                     | +13,7 %   |             |              |
| Ожидаемая цена                   | +11,3 %   |             |              |
| Ставка налога                    | -12,1 %   |             |              |
| 5                                | Сценарий по оценкам Инсти-<br>тута энергетики и финансов <sup>4</sup> | 0,2         | 3351,972457  |
| Объем добычи                     | -15,7 %   |             |              |
| Ожидаемая цена                   | -11,6 %   |             |              |
| Ставка налога                    | -15,8 %   |             |              |
| 6                                | "Налоговые каникулы" <sup>5</sup>                                     | 0,1         | 353834,2505  |
| Объем добычи                     | +7,8 %  |             |              |
| Ожидаемая цена                   | +9,7 %  |             |              |
| Ставка налога                    | особые условия  |             |              |
| Наиболее веро-<br>ятный сценарий |   |             | 176435,3912  |

<sup>1</sup> Данные представлены по материалам отчета Института энергетических исследований РАН на заседании Газового комитета НСФ в Москве 8 июня 2011 г.

<sup>2</sup> Данные представлены по материалам компании ВР: Прогноз развития мировой энергетики до 2030 г.

<sup>3</sup> Данные представлены по материалам Аналитический обзор компании ВТБ Капитал в 2011 г.

<sup>4</sup> Данные представлены по материалам доклада сотрудников Института энергетики и финансов В.И. Фейгина, Ю.Г. Рыкова «Технологические векторы в энергетике», Москва, 2011 г.

<sup>5</sup> По данным компании «Газпром».

Таблица 3.12

**Экономико-статистический анализ полученных данных**

|                                  |            |
|----------------------------------|------------|
| Среднее NPV                      | 207 777,22 |
| Отклонение                       | 20 204,02  |
| Коэффициент вариации             | 0,10       |
| $P(NPV \leq 0)$                  | 0,17       |
| $P(NPV < \text{среднее} - 10\%)$ | 0,33       |
| $P(NPV > \text{среднее} + 10\%)$ | 0,50       |

**Риск-анализ инвестиционного проекта  
методом имитационного моделирования**

На основании результатов анализа были отобраны наиболее важные переменные и получены значения NPV по трём опорным вариантам развития событий (наилучший, наихудший, базовый). Методом экспертных оценок были определены также вероятности реализации этих вариантов. Полученные результаты использовались как исходные данные для имитационного моделирования (табл. 3.13).

Таблица 3.13

**Ключевые параметры проекта**

| Показатели                      | Сценарий   |            |           |
|---------------------------------|------------|------------|-----------|
|                                 | наихудший  | наилучший  | вероятный |
| Объем добычи природного газа    | 588        | 1008       | 840       |
| Выручка от реализации продукции | 2707897,29 | 4642109,64 | 3868424,7 |
| Налоги и платежи                | 102132,072 | 175083,552 | 145902,96 |
| Размер инвестиций               | 211698,83  | 362912,28  | 302426,9  |
| Эксплуатационные затраты        | 175454,72  | 300779,52  | 250649,6  |

На основе исходных данных проводим имитацию. Для осуществления имитации рекомендуется использовать нормальное распределение, так как практика риск-анализа показала, что именно оно встречается в подавляющем большинстве случаев. Количество имитаций может быть сколь угодно большим и определяется требуемой точностью анализа. В данном случае ограничимся 500 имитациями.

При составлении модели Монте-Карло были использованы пять переменных, которые были выявлены в результате анализа чувствительности.

На основе полученных в результате имитации данных, используя стандартные функции MS Excel, проводим экономико-статистический анализ (табл. 3.14).

Таблица 3.14

**Экономико-статистический анализ результатов имитации**

| Имитационное моделирование            |              |
|---------------------------------------|--------------|
| Среднее значение                      | 179153,06    |
| Стандартное отклонение                | 94035,74     |
| Коэффициент вариации                  | 0,52         |
| Минимум                               | -136949,9019 |
| Максимум                              | 490817,82    |
| Число случаев NPV < 0                 |              |
| $P(E \leq 0)$                         | 19           |
| $P(E \leq \text{MIN}(E))$             | 0,00         |
| $P(E > \text{MAX}(E))$                | 0,00         |
| $P(M(E) + s \leq E \leq \text{max})$  | 16,00        |
| $P(M(E) - s \leq E \leq \text{M}(E))$ | 34,00        |

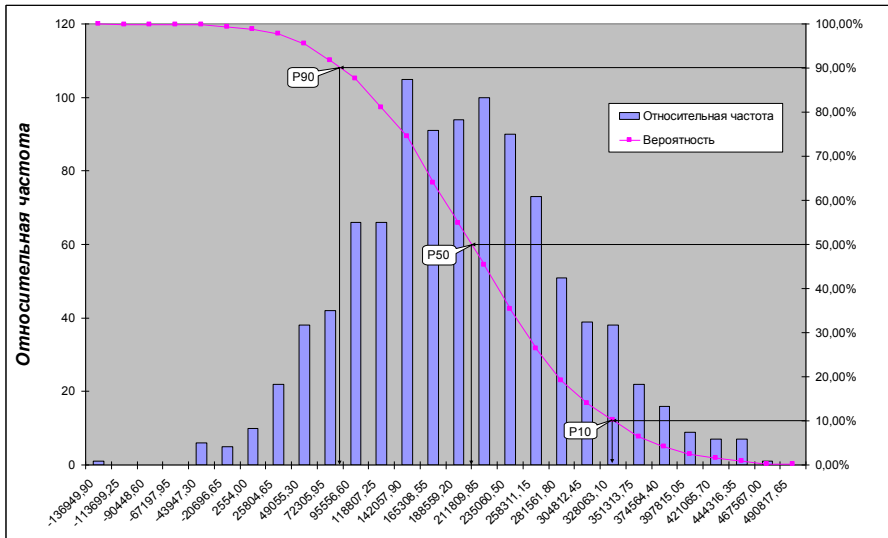


Рис. 3.11. Гистограмма проведения имитационного моделирования

**Имитационное моделирование продемонстрировало следующие результаты:**

1. Среднее значение NPV составляет 179 153,06 млн руб.
2. Минимальное значение NPV составляет -136 949,9019 млн руб.

3. Максимальное значение NPV составляет 490 817,82 млн руб.
4. Коэффициент вариации NPV равен 52 %.
5. Число случаев  $NPV < 0$  – 19.
6. Вероятность того, что NPV будет меньше нуля, равна 0,019.
7. Вероятность того, что NPV будет больше максимума, равна нулю.
8. Вероятность того, что NPV будет находиться в интервале  $[M(E) + s; \max]$ , равна 16 %.
9. Вероятность того, что NPV будет находиться в интервале  $[M(E) - s; M(E)]$ , равна 34 %.

### ***Оценим риск данного инвестиционного проекта.***

Для расчёта цены риска в данном случае используем показатель среднеквадратического отклонения –  $s$ , и матожидания –  $M$  (NPV). В соответствии с правилом «трёх сигм», значение случайной величины, в данном случае – NPV, с вероятностью, близкой 1, находится в интервале  $[M-3s; M+3s]$ . В экономическом контексте это правило можно истолковать следующим образом:

– вероятность получить NPV проекта в интервале  $[179\ 153,06 - 94\ 035,74; 179\ 153,06 + 94\ 035,74]$  равна 68 %;

– вероятность получить NPV проекта в интервале  $[179\ 153,06 - 188\ 041,48; 179\ 153,06 + 188\ 041,48]$  равна 94 %;

– вероятность получить NPV проекта в интервале  $[179\ 153,06 - 282\ 107,22; 179\ 153,06 + 282\ 107,22]$  близка к единице, т.е. вероятность того, что значение NPV проекта будет ниже 179 153,06 млн руб. ( $179\ 153,06 - 282\ 107,22$ ), стремится к нулю.

Таким образом, суммарная величина возможных потерь, характеризующих данный инвестиционный проект, составляет 282 107,22 млн руб. (что позволяет говорить о высокой степени рискованности проекта).

Иначе говоря, цена риска данного ИП составляет 282 107,22 млн руб. условных потерь, т.е. принятие данного инвестиционного проекта влечёт за собой возможность потерь в размере не более 282 107,22 млн руб.



### **3.3. Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта освоения группы морских газовых месторождений Обско-Газовской губы**

Оценка экономической эффективности освоения Каменномысской группы газовых месторождений, включая строительство экспортного газопровода, проводилась при уровне цен на природный газ на международных рынках в прогнозируемом периоде по данным компании «Газпром».

Определим объем эксплуатационных затрат. В структуру эксплуатационных затрат включены:

- вспомогательные материалы;
- топливо;
- энергетические затраты;
- заработная плата, основная и дополнительная;
- капитальный ремонт;
- прочие затраты;
- транспортные расходы при экспортной реализации;
- налоги, включаемые в себестоимость;
- роялти (9 % от стоимости лицензии на участок).

Эксплуатационные затраты на добычу газа определены в соответствии со среднерегиональными данными на основании публикуемых условий и цен конкурсов и аукционов.

Кроме того, с момента начала добычи газа в структуру эксплуатационных затрат включается налог на добычу полезных ископаемых. На 2009 г. ставка НДПИ составляет 147 руб. за 1000 м<sup>3</sup> природного газа.

Для объектов Обской губы в соответствии с условиями расчета показателей экономической эффективности освоения месторождений (письмо Департамента экономической экспертизы и ценообразования 01/1600/1700/2-467 от 13.03.2008 г.) при оценке эффекта принят прогноз цен на газ на входе в действующую газотранспортную систему и экспортных цен для месторождений Надым-Пур-Газовского района. Динамика цен приведена в табл. 11.1.

Для Каменномысской группы месторождений распределение газа принято в соответствии с проектом «Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2030 года», в соответствии с которым предполагается, что реализация газа будет осуществляться на внутреннем рынке (55 %), на экспорт (45 %).

Таблица 3.15

**Прогноз цен на газ для месторождений Обской губы**

| Годы   | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Цена газа на входе в ГТС, руб./1000 м <sup>3</sup> | 1544 | 1622 | 1701 | 1780 | 1859 | 1938 | 2095 | 2174 | 2332 | 2490 | 2490 | 2490 |
| Цена газа на экспорт, руб./1000 м <sup>3</sup>     | 6194 | 6307 | 6420 | 6532 | 6645 | 6758 | 6983 | 7095 | 7321 | 7546 | 7546 | 7546 |

Отметим в исследовании повышение цен на услуги по снабжению объекта электроэнергией, топливом и т.д., с учетом инфляции и неопределенности примем его равным 6 % в год.

Ставка дисконтирования, принятая для оценки данного инвестиционного проекта, принимается равной 10 %.

Величину налогооблагаемой прибыли определяем как выручку, уменьшенную на расходы. Налог на прибыль с 2009 г. составляет 20 %. При получении в расчетном году убытка налог на прибыль не выплачивается, а убытки не накапливаются и не переносятся на следующий год.

Оценка экономической эффективности освоения Каменномысской группы месторождений, включая строительство установки комплексной подготовки газа, дожимной компрессорной станции и экспортного газопровода, проводилась на период до 2040 г. Объем добычи газа на месторождениях Каменномысской группы составит примерно 840 млрд м<sup>3</sup>. При этом капитальные вложения оцениваются в размере 302 млрд руб., а эксплуатационные затраты – 250 млрд руб.

Результаты экономической оценки эффективности освоения Каменномысской группы месторождений представлены в табл. 3.16 и на рис. 3.12.

Подвергая рассмотрению проект освоения Каменномысской группы месторождений, можно сразу сказать, что компанией уже будут применяться два вида опционов: опцион на отсрочку, поскольку в настоящее время проект заморожен до наступления более благоприятной ситуации на рынке, и опцион на расширение, так как изначально предполагается разработка не одного, а целой группы месторождений.

Таблица 3.16

**Экономическая оценка освоения ресурсов природного газа  
Каменномысской группы месторождений**

| Показатель  | Ед. изм.            | За весь период | До 2030 г. | Сценарный метод | Имитационное моделирование |
|---|---------------------|----------------|------------|-----------------|----------------------------|
| Объем добычи газа   | млрд м <sup>3</sup> | 840            | 380        | 848,73          | 907,05                     |
| Выручка от реализации продукции                           | млн руб.            | 3868424,7      | 966417,9   | 3908656,28      | 4177240,52                 |
| Капитальные вложения                                      | млн руб.            | 302426,9       | 302426,9   | 305572,13       | 326569,59                  |
| Эксплуатационные затраты                                  | млн руб.            | 250649,6       | 75194,9    | 253256,35       | 270658,92                  |
| Отчисления на ликвидацию                                  | млн руб.            | 52702          | –          | 53250,10        | 56909,19                   |
| <b>Показатели эффективности инвестора</b>                 |                     |                |            |                 |                            |
| Чистый доход инвестора                                    | млн руб.            | 1958954,14     | 508144,46  | 1979327,24      | 2115337,18                 |
| Дисконтированный доход инвестора                          | млн руб.            | 174619,36      | 20754,59   | 176435,41       | 188559,22                  |
| Срок окупаемости затрат по NPV                            | лет                 | 2032           | –          | 2030            | 2028                       |
| Внутренняя норма доходности (IRR)                         | %                   | 16,4           | 11,2       | 16,57           | 17,7                       |
| Возможный ущерб   | млн руб.            |                |            | 60612,06        | 282107,22                  |
| Общий возможный доход                                     |                     |                |            | 115823,34       | -93548,02                  |
| <b>Поступления государству</b>                            |                     |                |            |                 |                            |
| Налоги и платежи государству                              | млн руб.            | 145902,96      | 32934,43   | 147420,34       | 157550,37                  |
| Дисконтированный доход государства при норме дисконта 10% | млн руб.            | 26543,68       | 14567,30   | 26819,73        | 28662,65                   |

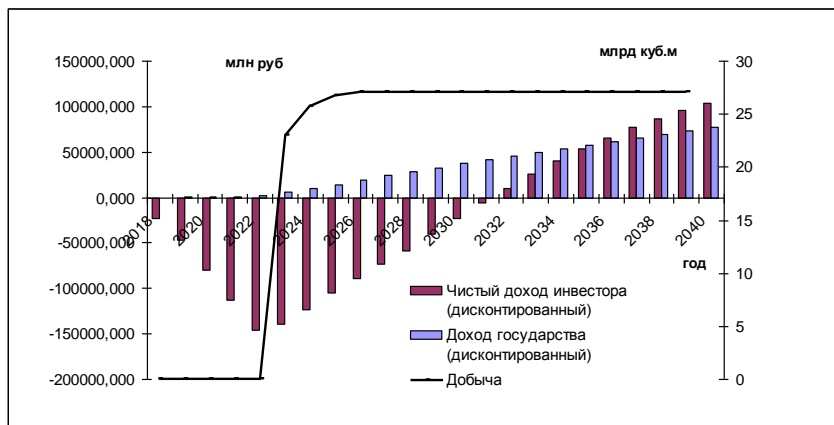


Рис. 3.12. Динамика добычи газа и движения основных денежных потоков при освоении Каменномысской группы месторождений

Кроме того, учитывая все факторы, можно выделить риски, присущие этому проекту, и определить, какие опционы могут быть применены для их снижения. Специфические риски, применяемые для них, реальные опционы и их расшифровки приведены в табл. 3.17.

Таблица 3.17

**Специфические риски и управление рисками на основе реальных опционов для Каменномысской группы месторождений**

| № | Объект риска | Риск  | Значение риска, % | Реальный опцион                    |
|---|--------------|---|-------------------|------------------------------------|
| 1 | Инвестиции   | $R_1$ (технологический риск)  | 2                 | Опцион переключения на другой план |
| 2 |              | $R_2$ (риск строительства добычных объектов с низкими качественными характеристиками)               | 2,5               | Опцион переключения на другой план |
| 3 |              | $R_3$ (риск не выполнения объемов строительства в срок)   | 3,5               | Опцион на отсрочку                 |
| 4 | Выручка      | $R_4$ (риск, вызываемый изменениями условий рынка сбыта)  | 7                 | Опцион на отсрочку                 |
| 5 | Добыча       | $R_5$ (риск потерь, вызываемый неточным определением объема запасов и коэффициентов газоизвлечения) | 6,5               | Опцион расширения                  |

Используя опцион расширения для предотвращения ущерба от риска, вызванного неточным определением объема запасов и коэффициентов газоизвлечения, мы считаем, что базисным активом в нашем случае является следующее в очереди месторождение, ценой исполнения – необходимые дополнительные инвестиции. Цене базисного актива эквивалентна стоимость приведённых денежных потоков к моменту реализации опциона, срок исполнения опциона – это срок, в течение которого возможно и экономически целесообразно провести расширение мощностей. На этапе инвестирования в первоначальный проект будут произведены дополнительные затраты на подведение коммуникаций с запасом на расширение мощностей и т.д. Данные затраты будут являться первоначальной стоимостью опциона расширения. Следует также предусмотреть принципиальную возможность финансирования дополнительных работ и закупок оборудования (например, за счет кредита).

Применяя реальные опционы, нам не потребуется делать дополнительных капитальных вложений в проект, однако грамотное распределение денежных потоков и возможность ускорять или замедлять по необходимости темпы развития эксплуатации проекта позволят минимизировать ущерб, который может быть нанесен предприятию, тем самым делая рискованный проект экономически выгодным для реализации.

Для оценки экономической эффективности с учетом выявленного ранее риска было принято решение использовать метод реальных опционов, который полностью отвечает принципам гибкости и прогнозирования, заявленным в первом защищаемом положении.

Проект освоения месторождений Каменномысской группы предусматривает поэтапный ввод месторождений в эксплуатацию: на первом этапе осваиваются месторождения Северо-Каменномысское и Чугорьяхинское (освоение этих месторождений предполагается при совместном использовании берегового комплекса), на втором этапе осуществляется ввод в эксплуатацию м. Каменномысское-море.

Освоение месторождений Северо-Каменномысского и Чугорьяхинского, запасы которых на данный момент могут покрыть объемы возможного спроса, представляется менее рискованным.

Кроме того, анализ рисков выявил вероятность наступления изменений на рынке природного газа (снижение цены, нестабильность экономической ситуации). Все это может способствовать задержке ввода в эксплуатацию м. Каменномыское-море. Однако при улучшении ситуации освоение данного месторождения вполне целесообразно.

При этом возможность инвестирования в освоение этого месторождения или отказа от него представляет некий опцион «колл», стоимость которого должна быть прибавлена к NPV проекта освоения только двух месторождений [15, 16].

Данная схема была использована при обосновании проекта освоения месторождений Каменномысской группы. Дерево решений по рассматриваемому проекту представлено на рис. 3.13:

1 вариант – осваиваются все месторождения группы в соответствии с графиком;

2 вариант – осваиваются только 2 месторождения;

3 вариант – при принятии 2-го варианта в момент времени  $T = t$  возможно освоение м. Каменномыское-море при благоприятной рыночной конъюнктуре или отказ от освоения в случае ухудшения ситуации на рынке.



Рис. 3.13. Дерево проектных решений освоения Каменномысской группы месторождений

Анализ схемы свидетельствует о том, что при реализации проекта с позиций учета стратегических альтернатив менеджмент проекта имеет возможность отложить время принятия решения о разработке м. Каменномысское-море до момента  $t = 1$ . В момент  $t = 1$  существует большая определенность относительно развития ситуации на рынке, руководство проекта располагает большим объемом достоверной информации.

Для определения стоимости проекта прежде всего необходимо определить, а при необходимости построить модель поведения рыночных цен фьючерсных контрактов на природный газ. Модель создается для предоставления в любой момент времени данных о распределении вероятностей цены на газ в данный момент с учетом цены на газ за предшествующий период. Затем на основе цены фьючерсных контрактов на природный газ оценивается денежный поток, причем на базе данных о волатильности за текущий или прошлый период определяется скорректированный на риск набор вероятностей. Далее этот денежный поток дисконтируется по безрисковой ставке. Расчет стоимости опциона на отсрочку представлен в табл. 3.17.

Таблица 3.17

**Расчет стоимости опциона на отсрочку**

|  |                     |
|--|---------------------|
| Текущая стоимость по ставке 10% от прогнозируемых денежных потоков с момента запуска проекта, за исключением затрат на запуск проекта и на научные исследования и разработки | 148 443,71 млн руб. |
| Цена исполнения (затраты на запуск проекта)  | 105 902,5 млн руб.  |
| Время истечения срока (длительность периода, на который может быть отложено принятие решения)  | 3 года              |
| Безрисковая ставка доходности (доходность государственных облигаций)   | 6 %                 |
| Волатильность (среднеквадратическое отклонение денежных потоков)   | 23,5 %              |
| Цена исполнения опциона  | 64 140 млн руб.     |

Таким образом, при эффективном гибком управлении проектом освоения морских газовых месторождений Каменномысской группы, используя такие инструменты, как опцион на расширение и опцион на отсрочку при поэтапном вводе в эксплуатацию месторождений группы, компания может получить дополнительный экономический эффект в размере 64 140 млн руб.

## **Выводы**

1. Согласно расчетам, в 2010–2015 гг. внутренний спрос будет расти в среднем на 1,9 % в год, в основном за счет роста потребления домохозяйствами, а также в незначительной степени – спроса со стороны промышленных предприятий, который отчасти будет удовлетворяться за счет более эффективного использования попутного газа. По оценкам, суммарное потребление газа в России, включая внутренний рынок и экспорт, к 2015 г. составит 817 млрд м<sup>3</sup>, а к 2020 г. достигнет 890 млрд м<sup>3</sup>. Основным потребителем природного газа с месторождений Обской губы является Европа, однако, не исключается возможность экспорта газа в Китай.

2. Исследование методических подходов к оценке рисков определило, что наиболее вероятные и точные результаты оценки рисков были получены методом сценариев (60 612,06 млн руб. условных потерь при вариации 10 %). Имитационное моделирование показало завышенные оценки и при определении показателя NPV (188 559,2 млн руб.), и при оценке условных потерь (282 107,22 млн руб.).

3. При обосновании экономической эффективности проектных мероприятий освоения Каменномысской группы месторождений с учетом риска установлено, что чистый дисконтированный доход составляет 176 573 млн руб., индекс доходности 1,1. Это свидетельствует об эффективности обоснованного проекта и позволяет в перспективе обеспечить хорошие экономические показатели как для компаний, так и для государства.

4. При исследовании эффективности управления проектом в условиях высокой неопределенности был использован метод реальных опционов. Данный метод позволяет предусмотреть возможности для изменения масштабов проекта и сроков его реализации. Наиболее целесообразным в данном случае представляется фазирование проекта, которое предусматривает поэтапное строительство и ввод месторождений в эксплуатацию и позволит получить дополнительный экономический эффект в размере 64 140 млн руб.



## **Заключение**

1. При оценке экономической эффективности освоения минеральных ресурсов морских месторождений Арктики России целесообразно использовать разработанную карту специфических рисков, которая отражает возможные риски на различных стадиях инвестиционного проекта с учётом его технико-экономических особенностей, ресурсных возможностей отрасли и волатильности рынков.

2. Проект создания морского добывающего производственного комплекса целесообразно использовать в качестве основного метода оценки рисков сценарный подход, использующий результаты прогнозных исследований конкретного сырьевого рынка ведущими научными организациями и добывающими компаниями, а также предусматривающий обязательное наличие сценария «налоговых каникул».

3. Экономическую оценку инвестиционного проекта освоения минерального и углеводородного месторождения необходимо проводить на основе многовариантных расчётов, показывающих влияние рисков на его доходность и возможный ущерб, а также учитывающих управленческую гибкость проекта путем использования метода реальных опционов и построения дерева проектных решений.

## Литература

1. Атлас «Геология и полезные ископаемые шельфов России. – М.: ГЕОС, 2004. – 425 с.
2. *Бондаренко С. С., Лубенский Л.А., Куликов Г.В.* Геолого-экономическая оценка месторождений подземных промышленных вод. – М.: Недра, 1988. – 203 с.
3. *Великанов Ю.С., Павлов А.Н., Костюк Л.А., Хан Ю.В.* Управление литодинамическими процессами в прибрежной зоне как позитивный экологический фактор при эксплуатации прибрежно-морских россыпей. В кн.: Сохраним наследие России. – СПб.: Сев-Зап. НИИ «Наследие», 2001, с. 163-173.
4. *Григорьев Г.С., Назаров В.И.* Геолого-экономический анализ состояния сырьевой базы углеводородов России // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2008, № 3.
5. *Дамодаран Асват.* Инвестиционная оценка. Инструменты и методы оценки любых активов. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2004. – 1339 с.
6. *Захаров Е.В., Холодилов В.А., Мандель К.А.* Основные результаты и перспективы развития работ по выявлению и освоению углеводородных месторождений на шельфе Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефт. и газ. месторожд., 2004, № 9, с. 23-27.
7. *Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф.* Проектные риски в нефтегазовой промышленности. – М.: Нефть и газ, 2005. – 236 с.
8. *Ильинский А.А., Волков Д.И., Череповицын А.Е.* Проблемы устойчивого развития системы газоснабжения Российской Федерации. – СПб.: Недра, 2005. – 292 с.
9. *Ильинский А.А., Мнацаканян О.С., Череповицын А.Е.* Нефтегазовый комплекс Северо-Запада России: стратегический анализ и концепции развития. – СПб.: Наука, 2006. – 474 с.
10. *Карцев А.А., Корюкина Н. Г.* Экономические аспекты геологоразведочных работ на шельфе арктических морей РФ // Матер. междунар. конф. «Нефть и газ Арктического шельфа – 2004».
11. *Кистеров К.В., Костюк Л.А.* Анализ распределения массы рыхлого осадка по гидравлической крупности // Межвуз. сб. «Литоология и литодинамика». – СПб., 1991.
12. *Костюк Л.А.* Новые технические средства и методы оценки условий седиментации: Автореф. дисс. ... д-ра техн. наук. – СПб., 2001.
13. *Кошелева В.А., Яшин Д.С.* Донные осадки Арктических морей России. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 1999. – 285 с.
14. *Крук М.Н.* Виды рисков при реализации инновационных проектов освоения морских углеводородных месторождений (на примере Каменномысское море) // Вестн. Акад. росс. энциклопед. № 1 (35). – Челябинск: Сити-принт, 2010, с. 24-28.
15. *Крук М.Н.* Механизм применения метода реальных опционов при оценке рисков инвестиционных проектов освоения морских нефтегазовых месторождений // Зап. Горн. ин-та, т. 195. – СПб.: СПб гос. горн. ун-т, 2012, с. 193-196.

16. *Крук М.Н.* Оценка и управление специфическими рисками проекта освоения Каменномысской группы месторождений с помощью реальных опционов // Уч. зап. РГГМУ, 2011, № 19, с. 164-168.
17. *Крук М.Н.* Риск – дело прогнозируемое // Нефть России. Спецвыпуск: Ресурсы шельфа–2011. – М.: Ойл пресс, 2011, с. 30-33.
18. *Крук М.Н.* Экономическая оценка проектных рисков при освоении морских газовых месторождений Обской губы: Автореф. дисс. ... канд. эконом. наук. – СПб., 2012.
19. *Крук М.Н.* Экономическая оценка рисков проекта освоения морских газовых месторождений Обской губы // Электронн. научн. журн. «Нефтегазовое дело», 2012, № 1 [http://www.ogbus.ru/authors/Kruk/Kruk\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Kruk/Kruk_1.pdf)
20. *Лимитовский М.А.* Инвестиционные проекты и реальные опционы на развивающихся рынках. – М.: Дело, 2004, с. 528.
21. *Назаров В.И., Калист Л.В.* Риски в системе управленческих решений по выбору направлений и объектов освоения морских углеводородных ресурсов // Нефтегаз. геология. Теория и практика, 2007, № 2.
22. *Назаров В.И., Калист Л.В.* Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти и газа акваторий морей России // Минер. ресурсы России. Экономика и управление, 2008, № 3, с. 26-31.
23. *Павлов А.Н., Табакаев Н.М.* Использование игровых моделей в задачах управления береговыми процессами // Тезисы докл. Междунар. симпоз. «Геологический мониторинг и проблемы геоэкологии Балтийского и Чёрного морей». – Л., 1990.
24. Российская Арктика: геологическая история, минерагения, геоэкология / Гл. ред. Д.А. Долин, В.С. Сурков. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 2002. – 960 с.
25. *Табакаев Н.М., Павлов А.Н.* Модели-аналоги в решении литодинамических задач верхней части шельфа // Межвуз. сб. «Литология и литодинамика». – СПб., 1991.

## Оглавление

|   |    |
|---|----|
| Введение .....  | 5  |
| Глава 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ РИСКОВ .....   | 7  |
| 1.1. Общие положения .....  | 7  |
| 1.2. Методы количественного анализа риска инвестиционных проектов .....   | 13 |
| 1.3. Анализ чувствительности критериев эффективности .....  | 15 |
| 1.4. Имитационное моделирование .....   | 14 |
| 1.5. Метод сценариев .....  | 21 |
| 1.6. Метод реальных опционов и возможности его применения в управлении рисками .....  | 23 |
| Выводы .....  | 32 |
| Глава 2. МИНЕРАГЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ .....  | 33 |
| 2.1. Общий обзор .....  | 33 |
| 2.2. Ориентировочная оценка запасов некоторых минералов в отложениях $Q_I - Q_{III}^{1-2}$ .....                                | 38 |
| Выводы .....  | 44 |
| Глава 3. ОЦЕНКА РИСКОВ ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОБСКОЙ ГУБЫ КАРСКОГО МОРЯ .....                               | 45 |
| 3.1. Анализ проблемы .....  | 45 |
| 3.2. Оценка риска инвестиционного проекта освоения группы морских газовых месторождений Обской губы .....                       | 71 |
| 3.3. Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта освоения группы морских газовых месторождений Обской губы ..... | 89 |
| Выводы .....  | 96 |
| Заключение .....  | 97 |
| Литература .....  | 98 |

## Contents

|  |    |
|--|----|
| Introduction .....   | 5  |
| Chapter 1. THEORETICAL BASIS OF RISK ASSESSMENT .....  | 7  |
| 1.1. General .....   | 7  |
| 1.2. Quantitative risk analysis of investment .....  | 13 |
| 1.3. Sensitivity analysis of performance criteria .....  | 15 |
| 1.4. Simulation modeling .....   | 14 |
| 1.5. Scenario method .....   | 21 |
| 1.6. Real options method and its application in Risk Management Conclusions .....  | 23 |
| Conclusions .....  | 32 |
| Chapter 2. MINERAGENY ARCTIC SEA .....   | 33 |
| 2.1. General Overview .....  | 33 |
| 2.2. Approximate estimate of reserves of some minerals in the sediments<br>$Q_I - Q_{III}^{1-2}$ .....                               | 38 |
| Conclusions .....  | 44 |
| Chapter 3. RISK ASSESSMENT FOR OFFSHORE GAS EXPLORATION<br>DEPOSITS Ob KARA SEA .....  | 45 |
| 3.1. Analysis of the problem .....   | 45 |
| 3.2. Risk assessment of the investment project of development of offshore gas<br>fields Ob .....                                     | 71 |
| 3.3. Evaluation of the economic efficiency of the investment project develop-<br>ment of offshore gas fields in the Gulf of Ob ..... | 89 |
| Conclusions .....  | 96 |
| References .....   | 97 |

Научное издание

Крук Марина Николаевна  
Павлов Александр Николаевич

ВОЗМОЖНОСТИ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ  
РИСКОВ ПРИ ОСВОЕНИИ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ  
АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ РОССИИ

Монография

*Редактор И.Г. Максимова  
Компьютерная верстка Н.И. Афанасьевой*

ЛР № 020309 от 30.12.96

---

Подписано в печать 29.11.13. Формат 60×90 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Гарнитура Times New Roman.  
Печать цифровая. Усл. печ. л. 6,4. Тираж 200 экз. Заказ № 250.  
РГГМУ, 195196, Санкт-Петербург, Малоохтинский пр., 98.  
Отпечатано в ЦОП РГГМУ

---

Книгу можно приобрести в издательстве и книжном киоске РГГМУ  
по адресу: 195196, Санкт-Петербург, Малоохтинский пр., 98.