

Этот документ с сайта:

[https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-01\\_2.pdf](https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-01_2.pdf)

**Московский государственный университет  
им. М.В. Ломоносова**

Ю.П. Ампилов, А.А. Герт

## **Экономическая геология**

*Допущено УМО по классическому университетскому образованию в качестве учебного пособия для студентов и магистрантов, обучающихся по направлению 020300 Геология*

МОСКВА, «Геоинформмарк», 2006

Данная книга является фактически первым учебным пособием, посвященным экономическим аспектам геологии и недропользования.

Рассмотрены различные методы геолого-экономического анализа и стоимостной оценки месторождений полезных ископаемых и участков недр. В книге присутствует большое количество оригинальных авторских разработок, опробованных в различных районах. Учебный материал условно разбит на 8 крупных тем, к каждой из которых имеются контрольные вопросы и задачи для самостоятельного решения.

Пособие предназначено для студентов и магистрантов геологических факультетов университетов и слушателей факультетов переподготовки. Оно будет также полезно специалистам, занимающимся инвестиционным проектированием в области поисков, разведки и освоения месторождений полезных ископаемых, а также для оценщиков, специализирующихся на оценке участков недр.

This book is actually the first textbook devoted to the economic aspects of geology and subsurface management. Different methods of geological-economic analysis and costs evaluation of mineral deposits and portions of subsurface are presented in the book. Here you can also find a great number of original authorial solutions tested in different areas. Educational material is conditionally subdivided into 8 big themes. Each of them contains quizzes and exercises for individual solution.

This textbook is designed for students and undergraduates of geological specialties and retraining students. It will be also useful for those experts, who are engaged in investment planning in the field of mineral deposits' searching, exploration and development and for appraisers, engaged in the estimation of subsoil plots.

Рецензенты:

*доктор экономических наук П.Б. Никитин (ВНИИГАЗ)*

*доктор экономических наук, профессор Б.В. Робинсон (НГУЭИ)*

© Ампиров Ю.П., Герт А.А.

<http://www.ampilov.ru>

e-mail: [Y\\_ampilov@vniigaz.gazprom.ru](mailto:Y_ampilov@vniigaz.gazprom.ru)

[gert@sniiggims.ru](mailto:gert@sniiggims.ru)

☎+7 495 3559558; Fax: +7 495 3559558

**Yu. P. AMPILOV, A. A. GERT**

# **ECONOMIC GEOLOGY**

Permitted by methodical department of classical university education  
as a text-book for students of geological specialities

**Moscow, “Geoinformmark”, 2006**

Словосочетание «Экономическая геология» пока нигде широко не употребляется, и такой предмет еще официально не значится в учебных планах ВУЗов. Тем не менее, видимо настало время, когда отдельные элементы знаний в области геологии и разработки полезных ископаемых с одной стороны и финансово-инвестиционного анализа с другой, следует объединить в одну учебную дисциплину с этим или похожим по смыслу названием.

Дело в том, что задача экономической оценки участков недр стала крайне актуальной. С одной стороны, в такой оценке заинтересовано государство, выдающее лицензии на право пользования недрами и рассчитывающее получать доходы в бюджет в виде разовых и регулярных доходов и платежей. С другой стороны, в ней заинтересован инвестор-недропользователь, намеревающийся вкладывать средства в разведку и добычу полезных ископаемых и оценивающий свои возможные доходы и риски в долгосрочной перспективе.

Среди узкого круга исследователей, занимающихся этими вопросами, уже в определенной мере сложилось мнение о том, как на данном этапе должна в большинстве случаев проводиться такая оценка.

Однако проблема стала настолько широкой и серьезной, что ее решение как на федеральном, так и на региональном уровне требует подготовки специальных кадров, владеющих существом данного вопроса, в том числе и в управленческих звеньях государственной системы недропользования.

ВУЗы России пока что не готовят специалистов такого профиля, да и специальная литература по данному направлению существует преимущественно в виде ведомственных методических рекомендаций, большинство из которых устарело.

В этой связи нами ранее были опубликованы две книги по этой тематике: «Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска» (М., Геоинформцентр, 2002) и «Стоимостная оценка недр» (М., Геоинформмарк, 2003). Однако

они рассчитаны преимущественно на специалистов и вряд ли могут служить учебным пособием в изучении нового курса, находящегося на стыке нескольких дисциплин. Ведь для корректной экономической оценки месторождений и участков недр необходимо владеть знаниями в нескольких областях, а именно:

- геологии и оценке запасов,
- технологии разведки и добычи полезных ископаемых,
- инвестиционного анализа и т.д.

Сейчас в большинстве компаний подобная работа организована примерно так. Одна группа специалистов рассчитывает извлекаемые ресурсы или запасы (о разнице между ними – в главе 2), передает их второй группе, которая приблизительно оценивает добычные возможности объекта, нимало не интересуясь точностью и достоверностью рассчитанных величин запасов и физических свойств полезного ископаемого. А ведь они могут быть известны с большими погрешностями даже при относительно хорошей разведанности месторождений.

Составленный примерный график добычи по годам с рассчитанными объемами сопутствующих работ и обустройства передается далее группе экономистов.

Эта группа в свою очередь рассчитывает необходимые затраты на доразведку и обустройство, выручку от реализации продукции по годам добычи, налоги, платежи и т.п. Составляется прогнозный денежный поток, в котором учитываются все эти затраты и поступления, и вычисляются его стандартные характеристики: чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, дисконтированный срок окупаемости, индекс рентабельности. Все эти расчеты обычно делаются в предположении, что расценки на все виды работ, цена на реализуемое сырье, существующая на момент оценки налоговая база и другие параметры не изменятся в течение десятилетий, на которые рассчитывается проект, в то время как они весьма изменчивы даже в течение одного года.

В итоге, результат может быть весьма далеким от реальности и по нему может быть принято ошибочное решение. Но почему? Вроде бы каждый на своем рабочем месте все делал правильно и добросовестно, а получилось как в известной интермедии Аркадия Райкина: отдельно к пуговицам, карманам и рукавам претензий нет, а «костюмчик не сидит».

Для того, чтобы такого не происходило, необходимо готовить специалистов, имеющих профессиональные представления и навыки в каждой из этих областей. И логичнее начать с геологов, стоящих в самом начале этой «цепочки».

Данный учебник представляет собой фактически первую попытку решить эту триединую задачу. Справедливости ради следует упомянуть прекрасный учебник А.Л. Дергачева и др. «Финансово-экономическая оценка минеральных месторождений», М., МГУ, 2000, частично освещающий эти проблемы для твердых полезных ископаемых, который может служить хорошим подспорьем в изучении некоторых разделов.

В то же время мы попытались подготовить учебный курс под названием «Экономическая геология» с несколько иными акцентами и существенной практической направленностью. При этом мы старались излагать некоторые относительно сложные вопросы максимально просто и доступно, по возможности не прибегая к помощи сложных формул и строгих выкладок. Для восприятия материала достаточно математической подготовки в объеме средней школы.

Выражаем искреннюю благодарность своим коллегам за дружеское участие и конструктивное обсуждение некоторых вопросов – д.э.н. П.Б. Никитину, д.э.н., проф. В.И. Назарову, д.г.-м.н. проф. В.И. Старостину, д.г.-м.н. Б.В.Сенину, к.э.н. О.Г. Немовой, к.э.н. Н.А. Супрунчик, к.э.н. Н.В. Глуховой, к.г.-м.н. Ю.Ю. Воробьеву, к.г.-м.н. М.Я Зыкину, к.г.-м.н. В.А. Коткину, к.г.-м.н. А.Н. Тимонину, к.г.-м.н. Я.И. Штейну, а также декану геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова, члену-корреспонденту РАН, проф. Д.Ю. Пуцаровскому, благодаря инициативе и

настойчивости которого курс «Экономическая геология» стал с 2005 г. читаться в Московском университете.

Особую благодарность выражаем научному сотруднику СНИИГГИМСа Ксении Волковой, оказавшей существенную помощь в подборе и компоновке материала.

Надеемся, что эта книга будет полезной не только студентам и магистрантам геологических и экономических специальностей, но и исследователям, занимающимся оценкой ресурсов и запасов полезных ископаемых, проектированием их разработки и оценкой эффективности освоения, а также инвесторам, намеревающимся вкладывать средства в бизнес, связанный с разведкой и освоением недр.

С уважением

*Ю.П. Ампилов, профессор, доктор физико-математических наук*

*А.А. Герт, профессор, доктор экономических наук*

март 2006, Москва-Новосибирск

## Введение.

Прежде всего надо определить объект исследований, предмет, цели и задачи «экономической геологии».

*Объектом исследований в данной дисциплине следует считать земные недра, как и в геологии.*

Но если в геологии мы интересуемся, прежде всего, строением земных недр, включая тектонику, стратиграфию того или иного района, его генезис и т.п., то в «экономической геологии» для нас будут важны другие свойства геологической среды. Те же самые перспективные рудные или нефтегазоносные комплексы, месторождения или объекты будут интересовать нас не как геологические образования, а как источник получения дохода. В этой связи *предмет «экономической геологии» можно определить как исследование геологических объектов и их дифференциация по экономической привлекательности.*

Но сама по себе такая дифференциация объектов важна лишь в том случае, если она преследует *цель: выявление рентабельных месторождений и участков недр.*

Из данной цели вытекают и несколько основных задач как для государства – собственника недр, так и для недропользователей – различных фирм и компаний, ведущих разведку и разработку полезных ископаемых за собственные средства и на свой риск.

Во-первых, это планирование доходов бюджета от эксплуатации недр в виде различных налоговых поступлений на ближайшую и отдаленную перспективу. Во-вторых, это проведение четкой государственной стратегии по управлению фондом недр, организация конкурсов-аукционов в соответствии с очередностью и привлекательностью объектов, а значит и планирование геологоразведочных работ и т.п. В-третьих, это экономический и технологический мониторинг ресурсов и запасов, поскольку в связи с изменением цен на сырье, конъюнктуры рынка, появлением новых технологий добычи или



обогащения объекты, бывшие нерентабельными, могут перейти в разряд рентабельных и наоборот.

В связи с этим довольно четко обрисовываются основные отличия экономической геологии от классической геологии, несмотря на то, что объекты исследования у них во многом общие. Одно из этих отличий как раз и заключается в том, что с точки зрения классической геологии объект, сформировавшийся в геологической истории, на протяжении жизни человечества является статическим (неизменным), если он не разрабатывается, в то время как с точки зрения экономической геологии его ценность постоянно меняется.

Основным аналитическим инструментом экономической геологии, как мы увидим позднее, является инвестиционный анализ. Однако и в сравнении с ним экономическая геология также имеет существенные особенности и отличия. Вот лишь некоторые из них.

1) Большая величина *горизонта расчета* – периода, на который рассчитывается инвестиционный проект. В геологии это иногда многие десятки лет, охватывающие периоды разведки, эксплуатации и ликвидации (консервации) объекта. Но не только это важно. Ведь такие же или сопоставимые сроки характеризуют и другие области инвестиционного проектирования, например, судостроение, гидроэнергетику и т.п.

2) Сложность и своеобразие каждого природного объекта (месторождения), что не позволяет существенно унифицировать расчеты и анализ в отличие от промышленного проектирования.

3) Изменчивость условий эксплуатации объекта на протяжении его разработки. Это включает с одной стороны геолого-технологические характеристики (рост, стабилизация и падение добычи, переход на освоение более бедных руд и первичных отвалов и т.п.). С другой стороны это изменение экономических условий на протяжении периода освоения объекта: цен на продукцию, условий сбыта, налогового окружения и т.д.

В первом приближении основные цели и задачи экономической геологии можно свести к оценке стоимости участков недр, содержащих полезные ископаемые.

Сама по себе задача стоимостной оценки полезных ископаемых, находящихся в недрах, является неоднозначной, сложной и многоплановой и во многих случаях требует нестандартных решений. Поэтому невозможно в данный момент дать ее всесторонний анализ.

До недавнего времени расчеты такого рода называли геолого-экономической или просто экономической оценкой ресурсов и запасов полезных ископаемых. Фактически, это триединый процесс, объединяющий, во-первых, оценку извлекаемых ресурсов или запасов полезного ископаемого, во-вторых, расчет планируемых показателей добычи и, в-третьих, - расчет эффективности освоения оцениваемого объекта.

Во многих случаях термин «геолого-экономическая оценка» толковался по-разному различными исследователями, поэтому на заседании рабочей группы экспертов МПР РФ в конце 2002 г. было принято решение узаконить термин «Стоимостная оценка». Согласно «Методическим указаниям...» [66] *стоимостная оценка - это ожидаемая величина чистого дисконтированного дохода, который может быть получен в результате разработки оцениваемых запасов и ресурсов.*

Нельзя сказать, что это совершенное определение, но в нем выражена суть стоимостной оценки, основанной на доходном подходе. Среди оценщиков известны и другие методы, и, прежде всего, сравнительный и затратный (см. тему 1), но они в контексте стоимостной оценки объектов недропользования имеют подчиненное значение.

Сам процесс расчета стоимостной оценки месторождения или участка недр можно назвать геолого-экономическим анализом.

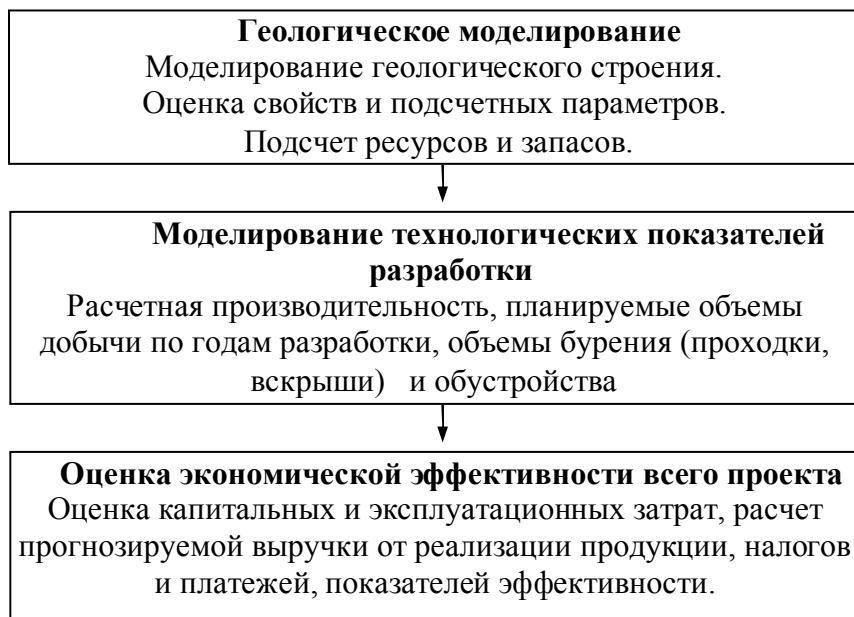
На рисунке 1 представлена стандартная схема геолого-экономического анализа. Главное ее достоинство состоит в простой логике, доступности для понимания и относительной несложности расчетов.

А вот перечень недостатков и ограничений такой схемы значительно шире. В ней каждый из трех этапов является достаточно самостоятельным и относительно изолированным от других, в то время как результаты “внутри” этапов далеко не так однозначны.

Так, относительная погрешность оценки извлекаемых запасов даже для простых в геологическом плане и хорошо разведанных месторождений составляет не менее 20%, а в большинстве типичных случаев она значительно выше.

Схемы разработки месторождения могут быть весьма разнообразными, а расчетные показатели производительности существенно отличаться от реальных.

*Рис.1. Стандартная схема геолого-экономического анализа*



И, наконец, принятые в расчетах прогнозные цены на конечную продукцию (как правило, на длительный период) в реальности подвержены значительным колебаниям даже в

течение года, а параметры налогообложения, равно как ставки акцизов и пошлин, меняются каждые год-два, а то и чаще, а в расчетах они фиксированы на десятки лет.

Все это свидетельствует об условности получаемых стоимостных оценок, которые могут существенно изменяться в довольно широких пределах. Да и сама проблема стоимостной оценки недр является сравнительно новой и недостаточно проработана как в теоретическом, так и в практическом плане.

Цель данной книги - наметить самые общие подходы к ее решению в различных условиях. При этом основное внимание уделено практическим вопросам стоимостной оценки. Детальная проработка теоретических аспектов данной проблемы – дело ближайшего будущего.

Все вышеизложенное позволяет говорить об экономической геологии как о самостоятельной дисциплине, имеющей свой предмет, а также специфические цели и задачи исследований.

## **Тема 1. Общие принципы стоимостной оценки полезных ископаемых, находящихся в недрах.**

### **1.1. Цели и задачи стоимостной оценки недр. Основные понятия и определения.**

Необходимость стоимостной оценки участков недр отражена в Законе «О недрах», где в статье 23 предписывается ее использовать в двух аспектах: 1) в государственном регулировании отношений недропользования и 2) в решении задач развития минерально-сырьевой базы. (*Примечание: в 2006 г. планируется принять новую редакцию «Закона о недрах», проект которой уже подготовлен правительством*). Будем считать это двумя главными целями стоимостной оценки, хотя в такой постановке эти цели представляются «весьма туманными». Однако никаких более конкретных определений и положений о сути и методах стоимостной оценки там не приводится. Поэтому первоначально обсудим некоторые понятия и попытаемся более четко сформулировать практические цели стоимостной оценки.

Если придерживаться определения стоимостной оценки, данной во введении, то фактически стоимостная оценка объекта (месторождения, залежи, лицензионного участка и т.д.) представляет собой выручку, которую получил бы инвестор, продав по сегодняшней цене то количество полезных ископаемых, которое может быть извлечено из недр имеющимися в данный момент техническими средствами, за вычетом всех капитальных и эксплуатационных затрат, которые он при этом понесет. При этом все будущие доходы и затраты с помощью операций дисконтирования приводятся к текущему моменту времени, на который проводится оценка. Выше мы уже говорили о некоторых условностях такой оценки, однако на первых порах будем ее придерживаться.

Объектами оценки могут выступать как уже открытые или разрабатываемые месторождения полезных ископаемых или их части, так и отдельные участки недр, содержащие неоткрытые

ресурсы полезных ископаемых, хотя понятно, что в последнем случае задача стоимостной оценки становится весьма трудноразрешимой.

Согласно «Закону об оценочной деятельности» оценку различных объектов, в том числе и участков недр, должен выполнять *независимый оценщик* – субъект оценочной деятельности, обладающий требуемой подготовкой, опытом и квалификацией, который оказывает услуги по оценке и имеет на то соответствующие права в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В данный момент сложилась парадоксальная ситуация с оценщиками недр. С одной стороны, оценочные компании, имеющие соответствующие лицензии и занимающиеся, преимущественно, оценкой недвижимости, не имеют, как правило, ни малейшего представления о запасах и ресурсах полезных ископаемых как об объектах оценки. С другой стороны, исследовательские организации и специалисты геолого-экономического профиля не знакомы с оценочной деятельностью и не имеют на то соответствующих лицензий. Вероятно, после выхода в свет данной книги ситуация изменится в лучшую сторону прежде всего за счет того, что специалисты-оценщики смогут разобраться в принципах геолого-экономического анализа.

*Заказчиками* оценки участков недр может выступать как государство в лице федеральных и территориальных органов управления государственным фондом недр, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, так и собственно недропользователи и иные заинтересованные лица.

Определить величину стоимостной оценки можно лишь путем имитационного моделирования всего процесса разведки, разработки, обустройства месторождения, добычи и реализации продукции (включая иногда обогащение и технологический передел). При этом должны быть обоснованы геологические, технологические, экологические, экономические и другие показатели, характеризующие этот процесс.

Значение стоимостной оценки запасов и ресурсов участка недр при определенных условиях можно отождествить со стоимостью права пользования недрами данного участка.

Все расчеты по стоимостной оценке объекта следует проводить лишь в пределах *рентабельного срока* – периода времени до того момента, начиная с которого чистый недисконтированный доход принимает только отрицательные значения. В случае отсутствия понятия рентабельного срока для объекта оценки следует руководствоваться иными способами, о которых речь пойдет несколько позднее.

*Стоимостью запасов и ресурсов участка недр* – следует считать суммарную стоимость запасов и ресурсов объектов, расположенных в пределах участка и имеющих положительную стоимостную оценку.

В принципе, стоимостной оценке должны подлежать все объекты государственного фонда недр, вовлеченные в государственное регулирование отношений недропользования и учитываемые при решении задач развития минерально-сырьевой базы. Согласно статьи 2 Закона РФ «О недрах» к таким объектам относятся используемые участки недр и неиспользуемые части недр в пределах территории Российской Федерации и ее континентального шельфа.

Однако на практике стоимостная оценка выполняется в настоящее время на государственном уровне лишь для участков, выставляемых на конкурсы-аукционы. При этом практически единственной целью стоимостной оценки является определение величины т.н. *бонуса* – стартового платежа, который должен уплатить недропользователь государству за осуществление права на добычу на этом участке.

В других случаях стоимостная оценка выполняется самими недропользователями преимущественно для целей перепродажи прав друг другу на те или иные месторождения и участки, либо при слиянии или поглощении добывающих компаний для определения цены сделок с такими активами, каковым является право на пользование участком недр.

При различных видах оценок могут использоваться и различные виды стоимости. Так, согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 06.07.2001 г №519 «Об утверждении стандартов оценки» при осуществлении стоимостной оценки используются следующие виды стоимости:

- рыночная;
- виды стоимости, отличные от рыночной, в т.ч.: инвестиционная, для целей налогообложения (инвентаризационная, нормативная), утилизационная, специальная.

Ниже приведены краткие характеристики видов стоимости.

*Рыночная стоимость объекта* – наиболее вероятная цена, по которой объект оценки может быть отчужден на открытом рынке в условиях конкуренции, когда стороны сделки действуют разумно, располагая всей необходимой информацией, а на величине цены сделки не отражаются какие-либо чрезвычайные обстоятельства.

*Инвестиционная стоимость* предполагает оценку объекта только на основе информированности и деловых возможностей конкретного инвестора. Инвестиционная стоимость объекта с точки зрения внешнего инвестора-покупателя называется внешней стоимостью объекта. Инвестиционная стоимость объекта с точки зрения его владельцев и с учетом их планов называется стоимостью объекта как есть.

*Внутренняя (фундаментальная) стоимость* предполагает оценку объекта сторонним независимым оценщиком на основе его собственной информированности и представлении о деловых возможностях инвестора (что не исключает предоставления оценщику по его требованию необходимой для оценки информации, которую он будет корректировать).

*Нормативная (инвентаризационная) стоимость* может рассчитываться специально оговоренным и утвержденным соответствующими отраслевыми документами способом. Она может использоваться для целей учета объектов недропользования, в т.ч. для целей налогообложения.



В дальнейшем, в данной книге в контексте стоимостной оценки мы будем вести речь преимущественно о рыночной стоимости.

## 1.2. Методы стоимостной оценки недр.

При стоимостной оценке различных объектов (оборудование, недвижимость, право собственности и т.д.) независимые оценщики пользуются различными методами и приемами. Наиболее известны следующие методы:

- затратный,
- сравнительный,
- доходный,
- метод опционов.

**Затратный подход**, используемый при стоимостной оценке, основан на определении затрат, необходимых для восстановления либо замещения объекта оценки, с учетом его износа;

Поскольку ценность месторождения или участка недр определяется находящимися в нем полезными ископаемыми, то использование затратного подхода для определения стоимости права пользования недрами бессмысленно. В самом деле, полезные ископаемые в большинстве своем являются невозстановливаемыми природными ресурсами. В связи с этим оценка недр с использованием затратного подхода не производится.

Другое дело, когда затратный подход может быть использован в качестве вспомогательного, например, при определении стоимости замещения добывающей инфраструктуры на разрабатываемом месторождении или участке недр. Но в этом случае он дает лишь необходимые элементы для расчета и не может дать величины стоимостной оценки месторождения.

**Сравнительный подход** представляет собой совокупность методов стоимостной оценки, основанных на сравнении объекта оценки с объектами-аналогами, в отношении которых имеется

информация об их стоимости. Главным принципом определения стоимости объекта является анализ цен недавних сделок купли-продажи схожих по своим характеристикам (сравнимых) объектов и внесение поправок в эти цены, компенсирующие отличия между оцениваемым и сравнимым объектом.

Данный подход, бесспорно, хорош тем, что базируется, преимущественно, на рыночных данных и отражает реальную текущую практику покупателей и продавцов. В то же время основной его недостаток в том, что он основан на прошлых событиях и не берет в расчет «будущие ожидания». При практической его реализации вызывает затруднения поиск данных по сопоставимым аналогам, а также значительный субъективизм в учете целого ряда поправок.

Применение его к стоимостной оценке месторождений или участков недр проблематично прежде всего по причине того, что прямые сделки с месторождениями в настоящее время в России законодательно не предусмотрены, а «распродажу» объектов недропользования на конкурсах-аукционах вряд ли можно назвать рыночной, поскольку в них участвуют лишь несколько претендентов. В то же время сравнительный метод может применяться условно или справочно, например, для сравнения удельных показателей (стоимости 1 т запасов нефти) при осуществлении сделок с акциями нефтяных компаний.

**Доходный подход** – совокупность методов оценки стоимости объекта, основанных на определении ожидаемых доходов от использования объекта оценки. При этом будущие доходы оцениваются и суммируются с учетом времени их появления. Иначе говоря, приемлемая для любого потенциального инвестора стоимость объекта, определенная согласно доходному подходу к оценке, представляет собой сумму всех приведенных по фактору времени доходов от инвестиции (за вычетом понесенных в соответствующие периоды расходов), которые может получить владелец объекта в результате наиболее эффективного его использования. Т.е. действующий принцип состоит в том, что за объект заплатят по максимуму столько, сколько он сможет принести дохода.

Инвестиции, осуществленные ранее в объект прежним владельцем, не имеют, таким образом, отношения к цене объекта.

Преимущества доходного подхода состоят в том, что только он единственный учитывает будущие ожидания относительно затрат, цен, инвестиций и включает в себя рыночный аспект, поскольку требуемая ставка дисконта определяется рынком. При сложившейся практике он является основным при стоимостной оценке объектов недропользования, хотя и он не лишен недостатков.

**Метод опционов** в стоимостной оценке объектов стал применяться сравнительно недавно – в начале 80-х годов, хотя понятие опциона в спекулятивных сделках с ценными бумагами появилось несколько раньше.

*Опцион - это контракт, дающий его владельцу право (но не обязывающий) купить или продать определенное количество товара в будущем по цене, зафиксированной в день покупки опциона.*

Покупатель опциона в обмен на право его использования платит его продавцу определенную сумму денег - премию.

Опцион имеет силу до заранее установленной даты, называемой датой завершения (исполнения) или *датой экспирации*.

По назначению опционы делятся на опционы-CALL (право на покупку) и опционы-PUT (право на продажу). В России до революции на биржевом языке такие контракты назывались, соответственно, с премией на прием (call) или с премией на сдачу (put).

Владелец опциона может им и не воспользоваться, если это будет ему невыгодно в сложившейся рыночной ситуации до наступления даты экспирации. При этом он понесет убытки в размере не более уплаченной премии. Продавец же опциона обязан исполнить опцион, т.е. продать (в случае опциона call) или купить (в случае опциона put) реальный товар, если этого потребует владелец опциона.

*Инвестор приобретает опцион CALL, если ожидает повышения курса ценной бумаги (повышения стоимости товара) или опцион PUT, если рассчитывает на их понижение.*

Более подробные сведения об опционах приведены в наших работах [11,12].

При оценках участков недр используются только колл-опционы.

В начале 70-х годов Ф.Блэк и М.Шольц, представив опцион как комбинацию базового актива (например, акции) и займов для приобретения этого актива, получили формулу для определения стоимости опциона. В [61] анализируется возможная реализация такого подхода, согласно которому:

$$\text{Стоимость права} = P e^{-yt} * N(d_1) - EX * e^{-rT} * N(d_2),$$

где  $d_1 = [ \ln ( P / EX ) + ( r - y + \sigma^2 / 2 ) T ] / ( \sigma T^{0.5} )$

$$d_2 = d_1 - \sigma T^{0.5}$$

$N(d)$  – накопленная вероятность нормального распределения, равная вероятности того, что аргумент функции нормального распределения будет меньше  $d$ ;

$t$  – продолжительность периода от момента принятия решения о начале работ на месторождении (участке недр) до получения и реализации товарного продукта;

$y$  – ежегодная доля денежного потока в общем денежном потоке освоения месторождения (участка недр);

$\sigma$  – стандартное отклонение стоимости портфеля запасов полезных ископаемых на объекте;

$P$  – стоимость планируемых к разработке запасов полезных ископаемых (за вычетом потерь).

Цена исполнения  $EX$  равна сумме издержек по вводу месторождения в эксплуатацию (предынвестиционные затраты, строительно-монтажные работы, приобретение оборудования и др.) и эксплуатационных затрат. Срок опциона  $T$  равен периоду оработки запасов (или срок лицензии). Параметр  $r$ , как и в

случае финансового опциона, представляет безрисковую процентную ставку на период  $T$ .

В общем случае методика опционов позволяет учесть «эффект управления» проектом. Так, многие месторождения и участки недр, находящиеся в распределенном фонде недр, при доходном подходе дают отрицательные значения, в то время как при корректировке с помощью опционов получают положительную стоимостную оценку. Более подробно практика применения опционов рассмотрена в работах [12,61].

Одним из достоинств метода опционов является отсутствие необходимости использования такого субъективного показателя, как норма дисконта – метод опционов оперирует безрисковой процентной ставкой  $r$ , а риск учитывается посредством использования стандартного отклонения стоимости запасов  $\sigma$  на объекте (что, кстати, тоже весьма непросто).

Несмотря на некоторые достоинства, метод опционов при стоимостной оценке месторождений и участков недр имеет подчиненное значение в сравнении с доходным методом. Он может быть использован для оценки прав на разработку объектов, освоение которых нецелесообразно при существующих экономических условиях (рыночной конъюнктуре, действующей системе налогообложения и др.). В подготовленных ГКЗ в 2006 г. методических рекомендациях использование метода опционов не предусмотрено.

### **1.3. Обзор отечественного опыта оценки экономической эффективности освоения ресурсов и запасов полезных ископаемых**

Экономической оценкой минеральных ресурсов занимались очень многие российские исследователи, начиная, пожалуй, с профессора Граумана, который в 1908 году опубликовал в журнале “Золото и платина” статью, в которой к категории промышленных запасов относил те, которые “возможно извлечь с выгодой” известными способами и средствами при существующих налогах. Этот принцип фактически дожил до наших дней в неизменном

виде и составляет основу всех известных современных методик. В работе [65] дается исторический и экономический анализ большинства методов, поэтому нет необходимости подробно рассматривать их здесь. Ниже даются лишь некоторые выдержки из этого обзора.

За прошедший с начала 20 века период были различные мнения и течения по поводу принципов экономической оценки недр, но на сегодняшний день наиболее употребительны те методы, которые дают в денежном выражении предполагаемый доход от добытой продукции с учетом фактора времени, т.е. доход, приведенный к текущему моменту с помощью дисконтирования (см. главу 3):

$$R = \sum_{t=1}^T \frac{Z_t - S_t}{(1+r)^t}, \quad (1.1)$$

где T - расчетный период оценки месторождения от года проведения оценки t=1 до года отработки запасов t=T;

$Z_t$ - ценность годовой продукции;

$S_t$  - сумма капитальных и эксплуатационных затрат, осуществляемых в t-м году эксплуатации;

r - норматив для приведения разновременных затрат и результатов (ставка дисконтирования).

В 80-е - 90-е годы на базе этих принципов разрабатывались отраслевые методики, учитывающие особенности конкретных видов природных ресурсов и их свойства. Способы, положенные в их основу, сходные. Основные различия в составе затрат и платежей, входящих в  $S_t$ . (Примечание: В период плановой экономики во многих расчетах присутствовали т.н. замыкающие затраты. Это довольно абстрактное понятие, связанное с общественно необходимыми затратами на тот или иной вид работ. В рыночной экономике этот термин практически не употребителен).

Разработчиками таких методических документов стали отраслевые научно-исследовательские институты, имевшие статус головных: ВНИГРИ [70-72] (В.И.Назаров., В.Д.Наливкин, П.Б.Никитин, Э.А.Енгальчев, А.А.Ильинский и др.), ВНИИОЭНГ

[28-30] (М.М.Уманский, М.С.Рохлин, И.Х.Абрикосов, И.И.Рыженков и др.), ВНИПИморнефтегаз (А.И.Перчик, Л.Б.Берман, И.Б.Басович), ВНИИ и др.

Разработанные во ВНИГРИ "Методические рекомендации..." [71] были одной из первых отраслевых работ по рассматриваемой проблеме, но не имели официального статуса. Авторы исследовали особенности освоения морских месторождений нефти и газа и построили общую схему расчетов применительно к отрасли.

Данная работа представляла значительный научный интерес вследствие своей новизны и обоснованного решения многих поставленных задач, хотя отдельные ее положения в дальнейшем пересматривались.

Первой утвержденной Министерством нефтяной промышленности СССР была "Временная методика..." [28], разработанная во ВНИИОЭНГ. В ней изложены принципы оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений, имеющих соответствующие категории запасов, показана зависимость от группы факторов.

Экономическая оценка месторождения определена как народнохозяйственный эффект (в денежном выражении) от использования его запасов с учетом фактора времени.

В данной методике четко определены стоимостные критерии ценности углеводородов, представлены как капитальные вложения, так и текущие издержки; исключены из расчетов вложенные ранее средства и уже извлеченные запасы.

В последующих работах ВНИГРИ [70] и ВНИИОЭНГ [29] объектом оценки являются прогнозные и перспективные ресурсы нефти и газа, причем в первом случае речь идет об углеводородных ресурсах Мирового океана. Министерством нефтяной промышленности и Министерством геологии СССР была утверждена только методика ВНИИОЭНГ.

В "Методических рекомендациях..." [72], отмечая в качестве особенности освоения морских месторождений их высокую капиталоемкость, для экономической оценки

прогнозных ресурсов предлагается использовать показатели не абсолютного, а относительного эффекта, характеризующие ожидаемую величину эффекта с каждого рубля капитальных вложений, направленных на их освоение. Таким образом, экономическая оценка ресурсов нефти и газа основывается на определении ожидаемой экономической эффективности капитальных вложений, необходимых для их промышленного освоения.

В расчетных формулах в составе капитальных вложений и эксплуатационных издержек учтены расходы на разведку и добычу нефти (газа). Если в качестве стоимостного критерия выступают мировые цены на нефть - к затратам на разведку и добычу добавляется соответствующая транспортная составляющая.

"Временная методика..." ВНИИОЭНГ [29] предназначена для перспективного планирования и основана на количественной оценке прогнозных и перспективных ресурсов углеводородов. Для расчета экономической оценки предложена модернизированная формула, из которой следует, что добыча углеводородов начинается строго после завершения цикла геологоразведочных работ. Приведение затрат и результатов производится к 1-му году добычи. Транспортная составляющая исключена.

В методике сохранен порядок расчета удельных показателей - деление ожидаемого эффекта на дисконтированный объем добычи. Для прогнозных расчетов отдельные составляющие капитальных вложений и эксплуатационных затрат чрезмерно детализированы.

В 1986 году Министерством нефтяной промышленности СССР была утверждена еще одна работа - "Временная методика геолого-экономической оценки и классификации запасов и ресурсов нефти" /30/, которая предназначена для проведения экспресс-оценки, в других случаях рекомендовалось использовать [28] и [29].

В дополнении к "Временной методике..." [29] были выпущены методические рекомендации по ее применению [70], в которых сохранены все положения и даны необходимые пояснения для выполнения корректных расчетов.

С разницей менее чем в один год Министерство нефтяной промышленности СССР утверждает две



специализированные методики [76,77], разработанные отраслевыми институтами - ВНИПИморнефтегаз и ВНИПИшельф для морских месторождений нефти и газа.

В отличие от рассмотренных выше методических документов, в [76] уточнена форма учета расходов на геологоразведочные работы, что отражено в формуле экономической оценки.

В методике [77] было расширено количество вариантов приведения затрат и доходов и введено много дополнительных показателей.

В период ее разработки в экономике страны происходили изменения, направленные на усиление экономических стимулов (1-я и 2-я модель хозрасчета и т.д.). В этих условиях требовалось совершенствование системы экономических показателей и критериев. Многие из предложенных дополнительных показателей не прошли апробации в тот период и не были востребованы в дальнейшем, поскольку уже не вписывались в новую систему экономических отношений.

В последней редакции "Временные методические указания по экономической оценке ресурсов нефти и газа" ВНИГРИ вышли в 1993 году [32]. В них были внесены только те изменения, которые по мнению авторов учитывают новые экономические условия - налоги и платежи, предусмотренные новым российским законодательством; цены на добываемые углеводороды и попутные компоненты взамен замыкающих затрат; некоторые методы минимизации расходов (совмещение функций разведочного и эксплуатационного бурения); однозначное определение момента приведения разновременных затрат и результатов (дата проведения количественной оценки); расчет внутренней нормы рентабельности для инвестора.

Одним из авторов большинства упомянутых документов является В.И. Назаров [78], который внес заметный вклад в теорию и методику экономической оценки недр. Современные принципы экономической оценки запасов и ресурсов углеводородов на шельфе наиболее полно и последовательно развиты в работах П.Б. Никитина [82-85]. Большой опыт

практических расчетов по оценке экономической эффективности конкретных морских проектов принадлежит Н.В. Глуховой [40,41].

В рассмотренных выше методических документах обоснованы принципы и методы экономической оценки месторождений (ресурсов) нефти и газа. Разработана общая схема расчетов и структура затратной составляющей, направления использования согласованных критериев. Аргументирована целесообразность периодических расчетов в связи с изменениями внешних условий (экономических, технико-технологических и др.). Отмечена необходимость существования методик в двух вариантах - для месторождений и перспективных запасов и прогнозных ресурсов.

Действующие на сегодня Методические рекомендации по экономической оценке ресурсов [75] предписывают экономическую оценку локального объекта рассчитывать по следующей формуле:

$$R = \sum_{t=1}^T \frac{Z_t - S_{нрt} - S_{тt} - S_{дt} - S_{интt}}{(1+r)^t}, \quad (1.2)$$

где R – абсолютная величина денежной оценки;

T - расчетный период оценки месторождения от года проведения оценки t=1 до года отработки запасов t=T;

Z<sub>t</sub> - ценность годовой продукции;

S<sub>нрt</sub> - сумма затрат на поисково-разведочные работы, предстоящие в t-м году;

S<sub>дt</sub> - сумма предстоящих в t-м году затрат на добычу и охрану окружающей среды;

S<sub>тt</sub> - сумма предстоящих в t-м году затрат на магистральный и межпромысловый транспорт;

S<sub>интt</sub> - сумма предстоящих в t-м году затрат на создание инфраструктуры;

r - норматив для приведения разновременных затрат и результатов (ставка дисконтирования).

Результаты оценки по локальным объектам затем суммируются по нефтегазоносным комплексам и районам с последующим расчетом ценности недр по различным участкам.

В принципе, схема проста, понятна и логична. Но при ее практической реализации возникает целый ряд трудностей, которые могут обесценить значимость конечного результата. И прежде всего тот факт, что к оценке ресурсов применяется методика, фактически рассчитанная на конкретный проект. А между тем, оценка самих ресурсов углеводородов на данном этапе крайне неоднозначна и субъективна и может различаться, как мы уже отмечали, в несколько раз у различных исследователей. Параметры разработки этих ресурсов еще более гипотетичны, а цены на продукцию и на различные виды затрат, никак не могут быть более или менее точно спрогнозированы на десятки лет вперед.

Так, на момент оценки ресурсов нефти и газа Оренбургской области (01.01.2001) стоимость 1 метра эксплуатационного бурения у 5 различных компаний различалась более чем в 3 раза при сопоставимых глубинах и условиях: от 3 до 10 тысяч рублей, а стоимость 1 метра поисково-разведочного бурения находилась в интервале от 10 до 40 тысяч рублей. Так какие же стоимости брать в расчетах? Результат от этого зависит в решающей степени: объект оценки может получиться как высоко rentabelным, так и сильно убыточным. Принять в расчетах среднюю арифметическую стоимость из полученных нескольких значений некорректно, т.к. может оказаться, что с наиболее высокой или наиболее низкой стоимостью пробурена всего одна скважина в районе, а с какими-то стоимостями внутри интервала – десятки и сотни скважин. Можно было бы рассчитать средневзвешенное по объемам бурения, но для этого обычно нет данных, т.к. эта информация является конфиденциальной внутри компаний.

Сам собой напрашивается вывод о том, что надо задаться каким-то распределением стоимостей внутри интервала, причем таким, что вероятность крайних значений будет практически равна нулю, а вероятность каких-то промежуточных значений

довольно высокой. И это должно быть справедливо не только для стоимости бурения, а для всех показателей, участвующих в оценке: от величины ресурсов и параметров добычи, до стоимости оборудования, различных видов работ и конечной продукции. Но все это требует существенного дополнения действующих инструкций.

О возможных путях решения этой задачи кратко в дальнейших разделах.

Геолого-экономические расчеты при оценке запасов твердых полезных ископаемых традиционно проводятся с давних времен и являются неотъемлемой частью обоснования ТЭО кондиций. Стоимостная оценка месторождений и участков недр так же, как и в случае с углеводородами, может производиться преимущественно доходным методом. Существенный вклад в теорию и методику геолого-экономических расчетов на основе этого метода внесли труды В.М. Борзунова, Т.А. Гатова, Н.А. Быхова, А.Я. Каца, М.Н. Денисова, И.Д. Когана, Ю.Е. Капутина, Н.А. Хрущева и др. [23,25,33,51,53,59,109]. Большинство методических рекомендаций по экономике рудных месторождений и нерудного сырья за последние годы выпущено и подготовлено ВИЭМСом. Многие действующие нормативные документы по геолого-экономической экспертизе запасов подготовлены и утверждены ГКЗ [98,99].

#### **1.4. Вопросы нормативно-правового и инструктивно-методического обеспечения стоимостной оценки недр**

В настоящее время единственным нормативным документом, напрямую регулирующим вопросы стоимостной оценки недр, является Закон «О недрах» [88]. В статье 23.1 «Геолого-экономическая и стоимостная оценка месторождений полезных ископаемых и участков недр» данного Закона указано, что «государственное регулирование отношений недропользования и решение задач развития минерально-сырьевой базы осуществляются с использованием геолого-

экономической и стоимостной оценок месторождений полезных ископаемых и участков недр». Для методического обеспечения стоимостной оценки Закон предусматривает разработку и утверждение соответствующих методик по видам полезных ископаемых.

В настоящее время в Государственной думе ждет своего рассмотрения новая редакция закона «О недрах», одобренная правительством осенью 2005 г.

Работы над проектами методик стоимостной оценки осуществляются уже на протяжении ряда лет. Подготовлены проекты методик геолого-экономической и стоимостной оценок угольных месторождений, месторождений твердых полезных ископаемых (кроме угля и горючих сланцев). Коллективом авторов, включая авторов настоящей работы, в 2003 г. подготовлен проект ««Методики стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья» [66], за прошедшие два года Методика была доработана и прошла широкое обсуждение в Министерстве природных ресурсов РФ и в научных кругах.

На настоящий момент указанные методики пока официально не утверждены. В то же время, общая концепция стоимостной оценки месторождений полезных ископаемых и участков недр практически сформировалась и предусматривает проведение стоимостной оценки на основании действующих нормативных актов и инструктивно-методических документов в области недропользования, налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики, оценочной деятельности.

Концепция стоимостной оценки, как отмечалось выше, основывается на доходном подходе и использовании метода дисконтированных денежных потоков к определению рыночной стоимости объекта оценки, что соответствует как международным, так и российским стандартам оценки. Прежде всего это Федеральный закон «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» [86] и «Стандарты оценки, обязательные к применению субъектами оценочной деятельности» [101]. Использование этих нормативных актов

обязательно при проведении стоимостной оценки профессиональными оценщиками.

Стоимостная оценка объектов углеводородного сырья базируется на «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» [54, 55, 27]. Концепция стоимостной оценки нашла свое отражение в новой «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» [56], разработанной по поручению Министерства природных ресурсов РФ группой специалистов, с участием авторов настоящей работы. Новая классификация в настоящее время официально утверждена и вступает в действие с 2009 года. Одними из задач при её разработке являлись приближение к зарубежным классификациям, в частности, Общества инженеров-нефтяников (SPE)\*, и интеграция в международные стандарты оценки запасов. Новая классификация строится по трехмерной сетке, осями которой являются геологическая изученность, подготовленность к промышленному освоению и экономическая эффективность, и предусматривает выделение групп запасов и ресурсов по критерию промышленной значимости и экономической эффективности. При этом основой для отнесения оцениваемого объекта к одной из выделенных групп являются результаты стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья. Основными показателями, выступающими в качестве критериев классификации, являются такие результирующие показатели стоимостной оценки, как чистый дисконтированный доход и ожидаемая стоимость запасов.

При проведении стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья необходимо учитывать действующее «Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» [31]. Обоснование технологических показателей

---

\* Классификация SPE в настоящее время уже применяется российскими нефтяными компаниями для целей оценки своих запасов.

разработки должно осуществляться с учетом требований отраслевых регламентирующих документов (РД) [95,97], а также инструктивно-методических документов [48,49].

При обосновании экономических показателей наряду с требованиями отраслевых РД должно учитываться законодательство в области налогообложения в системе недропользования. Это, прежде всего, Налоговый кодекс РФ [79], регламентирующий порядок исчисления и уплаты НДС, разовых и регулярных платежей за пользование недрами, налога на добычу полезных ископаемых, на имущество, прибыль и т.п. Кроме того, это Таможенный кодекс РФ [103], регулирующий уплату таможенной пошлины и таможенных платежей при экспорте полезных ископаемых, а также другие законодательные и инструктивные документы.

В ряде статей налогового кодекса РФ предусмотрена возможность регулирования отдельных конкретных положений в порядке, определяемом Правительством РФ. На основании этого, например, Правительство издало постановление № 899 от 26.12.2001 «Об отнесении остаточных запасов полезных ископаемых к некондиционным», следствием чего является возможность освобождения на ограниченный период от налога на добычу некоторых добывающих предприятий.

В случае освоения объектов оценки на условиях соглашения о разделе продукции (СРП) необходимо учитывать требования Закона «О соглашениях о разделе продукции» [89] и налогового законодательства в области СРП. Реально механизм СРП в настоящее время используется лишь для некоторых объектов шельфа, где дополнительно следует принимать во внимание некоторые статьи закона «О континентальном шельфе».

При обосновании стоимости объектов оценки, показателей эффективности их освоения, выборе нормы дисконта, цен реализации необходимо руководствоваться действующими методическими рекомендациями и положениями в области оценки эффективности инвестиционных проектов [69,91].

## **Контрольные вопросы к теме 1.**

- 1.1. Сформулируйте предмет, цели, задачи и области применения «Экономической геологии».
- 1.2. Назовите основные составляющие элементы геолого-экономического анализа.
- 1.3. Назовите виды стоимости материальных объектов, используемые при различных видах оценок.
- 1.4. Каковы основные способы оценки материальных объектов и нематериальных активов и в чем их суть?
- 1.5. Сформулируйте основной принцип стоимостной оценки участка недр, содержащего полезные ископаемые.
- 1.6. Каким федеральным законом РФ предусмотрена стоимостная оценка месторождений и участков недр?
- 1.7. Какие законы и нормативные акты РФ имеют отношение к геолого-экономическому анализу и стоимостной оценке недр?



## **Тема 2. Ресурсы и запасы полезных ископаемых как объекты геолого-экономического анализа.**

Геологическая среда устроена достаточно сложно, и ее изучение требует длительного времени и определенных материальных затрат. Этот процесс собственно и называется геологоразведкой.

Понятно, что рассчитать экономическую ценность объекта гораздо легче, если про него (объект) много известно, а еще лучше, если уже имеется проект разработки месторождения. И совсем другое дело, когда речь идет о мало изученном участке, который выставляется на конкурс-аукцион. Рассчитать его экономическую привлекательность можно лишь исходя из некоторых гипотетических предположений о наличии тех или иных залежей на его территории. В первом случае речь идет о запасах полезного ископаемого, а во втором случае – о ресурсах. Для того, чтобы разобраться в особенностях таких расчетов надо первоначально изучить действующую классификацию ресурсов и запасов полезных ископаемых.

В мире существует достаточно много таких классификаций. Они различаются в разных странах. Более того, они могут различаться и в пределах одной страны в разных компаниях. Поэтому достаточно актуальной является задача выработки единых и всем понятных стандартов в этой области. Пока же эта задача является нерешенной, специалистам разных стран и компаний зачастую непросто понять друг друга, и необходимо иметь хотя бы примерные представления о соответствии различных категорий запасов и ресурсов.

Россия - одна из немногих стран, где такие классификации приняты и утверждены на государственном уровне. И хотя они несколько различаются по видам сырья (углеводороды, твердые полезные ископаемые, угли и горючие сланцы) есть некоторые общие моменты в методике разделения их на категории.

Под *запасами* понимается количество полезных ископаемых, которое находится в уже открытых или разрабатываемых залежах.

*Ресурсы* - это количество полезных ископаемых, которое еще не открыто, но на основании комплекса геолого-геофизических признаков и аналогий предполагается, что они существуют и будут рано или поздно открыты.

## **2.1. Основные категории ресурсов и запасов углеводородного сырья.**

В конце 2005 г. Министерство природных ресурсов утвердило новую классификацию запасов и ресурсов нефти и газа [56]. Она будет обязательной для недропользователей после переходного периода с 1 января 2009 г. А уже в настоящее время по этой классификации должны оцениваться месторождения и участки нераспределенного фонда. Для месторождений, на которые уже выданы лицензии, применяется старая классификация, утвержденная приказом по МПР № 126 от 07.02.2001, которая практически не отличается от принятой ранее в Советском союзе. Кратко на ней остановимся, а потом укажем на основные отличия вновь принятой классификации.

Запасы и ресурсы, находящиеся в недрах, называют геологическими, а ту их часть, которую можно добыть при существующих технологиях и технических средствах – извлекаемыми. В контексте экономических категорий под извлекаемыми запасами следует понимать такую часть запасов, извлечение которой из недр на дату подсчета экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды

Добытую часть запасов какого-либо месторождения называют накопленной добычей. Разрабатываемую в текущий момент времени часть запасов месторождения относят к категориям А и В (А - разрабатывается по утвержденному проекту разработки, В - по технологической схеме, как правило, в режиме опытно-промышленной эксплуатации). Запасы категории С<sub>1</sub> являются полностью разведанными запасами, промышленная нефтегазоносность которых доказана

результатами испытаний разведочных скважин. Запасы категории  $C_2$  – это неподтвержденная бурением часть запасов уже открытой залежи. Начиная с категории  $C_3$ , вместо термина запасы применяется термин ресурсы.  $C_3$  – перспективные ресурсы – это предполагаемое количество углеводородов в ловушке, подготовленной к поисковому бурению по результатам детальных геофизических работ.  $D_{1л}$  по сути те же предполагаемые локализованные ресурсы как и в  $C_3$ , но сама ловушка при этом считается лишь выявленной, но еще не подготовленной к поисковому бурению, а нефтегазоносность зоны, в которой находится ловушка, еще может быть окончательно не доказана. При этом продуктивность комплекса, в котором выявлена ловушка, должна быть установлена хотя бы в пределах нефтегазоносной области. Ресурсы категорий  $C_3$  и  $D_{1л}$  называют локализованными ресурсами. Ресурсы  $D_1$  – это предполагаемое количество углеводородов в зоне нефтегазонакопления. Т.е. при данном уровне изученности зоны эти ресурсы еще невозможно распределить по конкретным локальным объектам. И, наконец, ресурсы категории  $D_2$  означают предполагаемое количество углеводородов в нефтегазоносной провинции. Как видим, российская классификация достаточно жестко привязана к этапам изучения недр. В приведенной выше классификации существуют некоторые нюансы, которые иногда трактуются по-разному некоторыми исследователями.

Сумму всех ресурсов, запасов и накопленной добычи называют *начальными суммарными ресурсами*.

Сопоставить российскую классификацию с какой-либо из зарубежных или международных достаточно сложно, поскольку во многих странах и компаниях такая классификация основана на других принципах.

Так, в Норвегии – самой обеспеченной в Европе нефтью и газом стране – на государственном уровне принято деление всех запасов и ресурсов на 10 классов с номерами от 0 до 9 (классификация Норвежского нефтяного директората - NPD).

Логика построения этой системы заключается не в стадийности изучения недр, которая строго не соблюдается, а в перспективах вовлечения ресурсов или запасов в промышленное освоение.

При этом никак не классифицируются общие геологические запасы, а только извлекаемые. В нулевую категорию заносятся уже выработанные (добытые) запасы, в 1-ю категорию – разрабатываемые в настоящее время, во 2-ю категорию – те, для которых утверждена схема разработки и они начнут разрабатываться в ближайшее время, в 3-ю категорию – проект разработки которых находится на стадии утверждения. Начиная с 4-й категории, употребляется термин ресурсы, хотя по российским меркам категории с 4-й по 6-ю можно отнести к запасам. К 4-й и 5-й категории относят открытые ресурсы, рентабельное освоение которых возможно и, соответственно, проект разработки запасов находится в стадии разработки или решение о вовлечении в запасов в разработку еще не принято. В 6-ю категорию входят открытые ресурсы, разработка которых маловероятна либо по причине их весьма малых размеров, либо особой трудности извлечения, что делает их освоение нерентабельным в обозримой перспективе. К 7-й категории относятся ресурсы, разведываемые в настоящее время, оценка которых не завершена. К 8-ой категории относятся все уже картированные перспективные ресурсы. К последней 9-й категории относятся неоткрытые нелокализованные ресурсы.

Таким образом, можно отождествить российские категории А и В с первой категорией классификации NPD, а категорию С1 очень условно по количественным характеристикам с категориями 2+3 (может быть также +4+5+6 дополнительно). Категория С2 также не имеет прямой аналогии и может “содержаться” в категориях с 4-й по 6-ю. Категория С3 и D<sub>1Л</sub> более или менее соответствует категории 8. Категории D1 и D2 соответствуют категории 9.

Еще большее несоответствие в это условное сопоставление вносит тот факт, что российская классификация основана на чисто детерминистском подходе (т.е. все оценки однозначны), а

норвежская сопровождается тремя числами: минимальной (интегральная вероятность 90%), базовой (вероятность 50%), максимальной (вероятность 10%). Поскольку для российского специалиста непривычно оперирование такими цифрами, поясним, что в данном случае речь идет о вероятности превышения реальных запасов над полученными оценками. Т.е. при минимальной оценке вероятность ее превышения составляет 90%, а при максимальной – 10%. Технически получить такие оценки при современном компьютерном обеспечении весьма несложно.

Надо сказать, что в той же Норвегии нефтедобывающие компании, представляя в государственные органы балансовые запасы по классификации NPD, для внутренних целей могут использовать иное разделение ресурсов и запасов по категориям. Например, даже государственная нефтяная компания “Статойл” для своих целей делит все запасы и ресурсы на 10 категорий, внутри которых для открытых ресурсов есть подгруппы F(извлекаемые обычными способами) и M (извлекаемые с применением технологий повышения нефтеотдачи). Принцип классификации схожий с NPD – перспективы вовлечения запасов и ресурсов в разработку. При этом никак не классифицируются общие геологические запасы, а только извлекаемые.

В принципе, такой подход весьма прагматичен. Он позволяет и компаниям и государству планировать свои доходы на ближайшую и отдаленную перспективу.

На сегодняшний день наиболее согласованной в мире является классификация запасов, принятая в 1997г. на всемирном нефтяном конгрессе (WPC) по инициативе общества инженеров-нефтяников (SPE), к которой в 2000г. присоединилась Американская ассоциация геологов-нефтяников (AAPG). По ней термин “Начальные суммарные ресурсы” совпадает с аналогичным понятием в российской классификации. Они делятся на несколько групп согласно следующей таблице:

## Начальные суммарные ресурсы

Неоткрытые		Открытые			
		Условно-промышленные		Промышленные	
Неизвлекаемые	Перспективные	Неизвлекаемые	Контингентные	Запасы	Накопленная добыча

В данной таблице под запасами в терминах российской классификации понимается лишь извлекаемая часть запасов категорий А,В и частично С1 (только в зоне дренирования). Остальная часть запасов называется открытыми ресурсами. Под т.н. контингентными ресурсами понимают ту часть запасов (по российской терминологии), которая на момент оценки не может быть отнесена к извлекаемым по техническим или экономическим причинам, но при определенных условиях может быть введена в разработку.

Для всех запасов, а также контингентных и перспективных ресурсов приводится диапазон неопределенности в виде 3 оценок: минимальной, лучшей (базовой) и максимальной по уровням вероятности 90, 50 и 10% соответственно, аналогично тому, как это делается в классификации NPD. Для собственно запасов эти оценки условно считают доказанными (1P), доказанными + вероятными (2P), доказанными + вероятными + возможными (3P). Хотя эти же термины могут использоваться и при детерминированном подходе к запасам, что предусмотрено в классификации SPE.

Таким образом, найти точки соприкосновения российских и зарубежных систем классификаций запасов и ресурсов весьма непросто. Несмотря на ряд общих понятий, имеются расхождения по принципам классификации и по методам оценки запасов.

Не так давно в некоторых странах стала действовать в качестве официальной т.н. рамочная классификация ООН в различных национальных модификациях. Она первоначально была разработана для твердых полезных ископаемых и, прежде всего, для угля. Основной принцип ее заключается в том, что

учитывать следует 3 главных параметра (или 3 оси в пространственном графическом представлении): рентабельность освоения, освоенность месторождения, геологическая изученность.

Более подробный анализ этой проблемы не входит в нашу задачу, и мы отсылаем читателя к публикациям [9, 47, 57, 58, 75, 80, 81, 93, 94, 102]. Наиболее полное исследование различных подходов к классификации запасов и ресурсов углеводородов выполнено К.Э. Халимовым [105].

### Новая российская классификация углеводородного сырья.

В последние 3 года рабочей группой специалистов под руководством проф. Г.А. Габриэлянца велась работа над проектом новой российской классификации. В отдельные периоды авторы данного учебника также принимали в ней участие. Классификация, с одной стороны, должна унаследовать основные принципы существующей классификации, а с другой - приобрести черты наиболее распространенных зарубежных классификаций. До недавнего времени рамочная классификация ООН также рассматривалась данной рабочей группой в качестве основы для новой российской классификации. Однако данный подход встречал сопротивление со стороны крупных российских добывающих компаний, которые больше склонялись к апробированной ими при аудите запасов классификации доказанных запасов США. Это связано с тем, что Комиссия по ценным бумагам при Нью-Йоркской фондовой бирже является официальным куратором-реvisorом информации, публикуемой нефтяными компаниями, и требует соблюдения соответствующих стандартов. Российские компании, заинтересованные в иностранных инвестициях и котирующие свои акции на международном рынке, не могут не считаться с этим.

В итоге, в новой российской классификации фактически продемонстрировано большее «движение навстречу» международной классификации SPE, нежели рамочной классификации ООН, хотя при этом остается возможность применения при необходимости соответствующей

кодификации ООН при сопоставлении запасов. В рамках новой классификации, в основном, сохранен принцип деления запасов по степени геологической изученности и промышленного освоения, на который наложены характеристики экономической эффективности. Допускается также и применение вероятностных методов оценки.

В соответствии с утвержденной новой классификацией предусматривается выделение следующих категорий запасов углеводородов (рис. 2.1):

- А (достоверные) — разрабатываемые запасы залежи или ее части, разбуренной эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектным документом на разработку;
- В (установленные) — запасы разведанной, подготовленной к разработке залежи (или ее части), изученной сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренной поисковыми, оценочными, разведочными и опережающими эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа. К категории В относятся запасы участков залежей в зоне дренирования скважин, в которых получены промышленные притоки при испытании и (или) пробной эксплуатации;
- С1 (оцененные) — запасы части залежи, изученной достоверной сейсморазведкой или иными высокоточными методами в зоне возможного дренирования неопробованных скважин и примыкающие к запасам категорий А и В при условии, что имеющаяся геолого-геофизическая информация с высокой степенью вероятности указывает на промышленную продуктивность вскрытого пласта в данной части залежи;
- С2 (предполагаемые) — запасы в неизученных бурением частях залежи и в зоне дренирования транзитных неопробованных скважин. Знания о геолого-промысловых параметрах залежи принимаются по аналогии с изученной частью залежи, а в случае



необходимости, с залежами аналогичного строения в пределах данного нефтегазоносного региона.

Ресурсы нефти и горючих газов по геологической изученности подразделяются на категории D1 (локализованные), D2 (перспективные) и D3 (прогнозные):

- D1 (локализованные) - ресурсы нефти и горючих газов возможно продуктивных пластов в выявленных и подготовленных к бурению ловушках;
- D2 (перспективные) - ресурсы нефти и горючих газов литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур;
- D3 (прогнозные) - ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана.

Упраздняется категория локализованных ресурсов C3, а ее ближайшим аналогом становится категория D1, «поглощающая» в некотором смысле и бывшую подкатеорию D<sub>1</sub><sup>п</sup>.

Поскольку принятие новой классификации является чрезвычайно ответственным шагом, предстоит достаточно длительный переходный период до конца 2008, когда новая классификация будет применяться в опытном порядке и является обязательной лишь для оценки объектов нераспределенного фонда, выставляемых на конкурсы-аукционы. С 1 января 2009 г. она становится обязательной для всех недропользователей, имеющих лицензии на разработку месторождений. Соответственно, для стоимостной оценки нераспределенного фонда недр должна использоваться теперь новая классификация.

## **2.2. Развитие технологий оценки ресурсов и запасов нефти и газа.**

### Традиционные методы оценки ресурсов и запасов.

Ресурсы и запасы разных категорий имеют различную степень изученности и потому на разных стадиях поисков,

разведки и эксплуатации могут применяться различные методы их подсчета. Можно условно выделить следующие группы таких методов:

- метод удельных плотностей;
- метод аналогий;
- объемные методы;
- методы, основанные на анализе данных по эксплуатации.

Метод удельных плотностей применяется, в основном, для оценки нелокализованных ресурсов по подсчетным участкам и на ранних стадиях оценки локализованных ресурсов. Суть его заключается в том, что на относительно хорошо изученном участке, выбранном в качестве эталона, рассчитывается плотность запасов, т.е. количество запасов, приходящаяся на единицу площади. Затем на анализируемом участке используется эта плотность для расчета ресурсов выявленных локальных объектов путем умножения ее на площадь локального объекта, ресурсы которого рассчитываются. Ясно, что такие оценки являются слишком приблизительными по нескольким причинам:

во-первых, не всегда ясно какой участок можно выбрать в качестве эталонного, и зачастую адекватного эталонного участка просто нет;

во-вторых, когда участок выбран, неясно как определить его границы и, соответственно, площадь, а от этого в первую очередь зависит рассчитанная удельная плотность;

в-третьих, при определении плотности по эталону рекомендуется исключать наиболее крупные месторождения и неясно, какие именно и сколько;

в-четвертых, плотность ресурсов очень изменчива в горизонтальном направлении, и предположение о ее неизменности может быть несостоятельно и т.д.

В данном методе могут также использоваться дополнительные модификации: расчеты на среднюю структуру и т.п., но это не повышает существенно его точности и надежности. Метод в абсолютном большинстве случаев дает грубые ошибки.

Метод аналогий применяется для оценки ресурсов на основе перенесения характеристик месторождения-аналога на исследуемый локальный объект. При этом могут быть использованы различные вариации этого метода: расчет среднего дебита на скважину или расчет темпа отбора на единицу площади на аналоге и перенесение этих или иных параметров с некоторой коррекцией на другую площадь. Упомянутый выше метод удельных плотностей тоже можно условно считать разновидностью метода аналогий, поскольку в качестве аналога выступает плотность запасов. Однако оба этих метода весьма приблизительны и могут быть использованы для самых грубых оценок.

Основным методом оценки локализованных ресурсов и запасов является объемный метод и его разновидности. В конечном счете, объемный метод сводится к подсчету эффективного объема, занятого углеводородами в пределах области пространства, где находится открытая или прогнозируемая залежь. Обычно, по сейсмическим данным, скорректированным по результатам бурения, строится карта кровли залежи, а если залежь пластовая, то и ее подошвы. Затем внутри продуктивного интервала по принятому пороговому значению пористости и проницаемости выделяются коллекторы и неколлекторы - низкопористые и плохо проницаемые пропластки. Главная задача в рамках объемного метода - рассчитать внутри залежи, ограниченной поверхностью кровли, подошвы и водонефтяного (ВНК) или газоводяного контакта (ГВК) объем занятый коллекторами, исключив из него объем занятый неколлекторами. Этот объем называют эффективным насыщенным объемом. И с этого момента появляются различия в разных вариантах объемных методов.

В его классическом варианте, который существовал еще до широкого внедрения компьютеров в практику подсчета запасов, следующий этап состоял в построении карт эффективных насыщенных толщин. Эти толщины определялись по скважинам и соответствовали мощности коллекторов в пределах продуктивного интервала. Ясно, что их нулевое значение

совпадает с внешним контуром ГВК. Далее производилась ручная линейная интерполяция полученных значений и таким образом получалась требуемая карта. Чтобы рассчитать искомый объем далее следовало просто проинтегрировать по площади значения эффективных насыщенных толщин. Но поскольку таких возможностей не было, операцию интегрирования заменяли разбиением карты эффективных насыщенных толщин на несколько зон по изолиниям, в пределах которых считали эффективную толщину постоянной. Площади этих зон определяли по карте с помощью планиметра, затем их умножали на среднюю толщину зоны и таким образом получали объем зоны. Сложив объемы по зонам, получали эффективный насыщенный объем залежи. Из данного описания совершенно очевидно, где находятся основные источники ошибок. Во-первых, если скважин мало или всего лишь одна, карта эффективных насыщенных толщин является скорее гипотетической, чем реальной. Во-вторых, если даже допустить, что карта корректна, планиметрирование по зонам также вносит большие ошибки.

В случае недостатка скважин поступают обычно следующим образом. Строят карту общих насыщенных толщин, что сделать значительно легче, имея структурную карту кровли и положение контакта. По скважине определяют коэффициент песчаности - отношение мощности коллекторов к общей мощности продуктивного интервала (Net to Gross ratio). Затем карта общей мощности "умножается" на этот коэффициент и получается карта эффективной насыщенной мощности, по которой затем рассчитывают объем. Однако в этом случае также могут возникать большие ошибки, особенно в краевых частях залежи.

Данный вариант объемного метода может применяться также и для оценки эффективного насыщенного объема выявленной или подготовленной ловушки, в которой параметры заполнения и коэффициент песчаности берут по аналогии с соседними участками, на которых выполнено бурение.

В настоящее время нет никакой необходимости в проведении этих трудоемких и очень неточных процедур. Раздел “Волюметрия” - вычисление объемов и площадей имеется в любой компьютерной программе картографии и моделирования - CPS-3, ARCVIEW, MAPINFO, ZMAP+, SGM, IRAP(RMS) и т.п. и даже в некоммерческом и общедоступном пакете GS SURFER. Тем не менее, результаты планиметрирования по зонам до сих пор представляются в официальных подсчетных таблицах по запасам. Конечно, в наше время это выглядит неким архаизмом.

После того, как эффективный насыщенный объем  $V$  рассчитан тем или иным способом, требуется определить еще дополнительно несколько подсчетных параметров. Для подсчета запасов нефти это пористость  $K_p$ , нефтенасыщенность  $K_n$ , плотность нефти  $\sigma$ , пересчетный коэффициент  $\theta$  (коэффициент усадки). Если все эти параметры определены, то геологические запасы нефти  $Q_n$  вычисляются простым перемножением этих величин:

$$Q_n = V \times K_p \times K_n \times \sigma \times \theta \times \eta \quad (2.1)$$

Для расчета извлекаемых запасов надо умножить  $Q_n$  на коэффициент извлечения, который для нефтяных месторождений в зависимости от свойств нефти колеблется в интервале 0,2 - 0,5.

Для подсчета запасов газа формула имеет несколько иной вид:

$$Q_n = V \times K_p \times K_g \times F \times (P_{нач} \alpha_{нач} - P_{кон} \alpha_{кон}) \times \eta, \quad (2.2)$$

где  $K_g$  - газонасыщенность,  $F$  - температурная поправка для приведения газа к стандартной температуре 20°C,  $P_{нач}$  - начальное пластовое давление на середину залежи газа на дату расчета,  $P_{кон}$  - конечное среднее остаточное давление в залежи при установлении на устье нормального атмосферного давления,  $\alpha_{нач}$ ,  $\alpha_{кон}$  - поправки на отклонение газа от закона Бойля-Мариотта (обратная величина коэффициента сжимаемости) соответственно при давлениях  $P_{нач}$  и  $P_{кон}$ ,  $\eta$  - коэффициент газоотдачи.

Отметим, что в формулах (2.1) и (2.2) фигурируют средние величины подсчетных параметров для залежи в целом. А между тем при достаточной изменчивости свойств коллекторов определить их корректно в “ручном” варианте попросту невозможно. Обычно это делают простым арифметическим осреднением фактических данных или в лучшем случае “взвешивают” по площади. Однако, если свойства изменяются, т.е. являются функциями координат точки среды, то единственно правильной процедурой было бы взвешивать их по объему. Компьютерное же моделирование позволяет учесть свойства каждой ячейки модели, обеспеченной информацией и получить более объективную оценку запасов.

Следующий из методов подсчета - метод материального баланса - применяется для оценки запасов категорий А и В, т.е. уже находящихся в процессе разработки. Он основан на том, что вследствие изменения пластового давления в процессе разработки в пласте происходит непрерывное перераспределение нефти, газа и воды. Эти изменения описываются уравнением материального баланса. Подробнее данные вопросы освещены в [45,47].

Существуют также методы оценки запасов, основанные на анализе кривых падения добычи, используемые в опытным порядке в некоторых компаниях («Славнефть», ТНК).

В данном разделе мы упомянули лишь о детерминированных методах оценки ресурсов и запасов. Ниже мы остановимся на вероятностно-статистических методах, которые, по нашему мнению, дают более объективную информацию о величине запасов и ресурсов и показывают степень неопределенности таких оценок.

Поскольку все подсчетные параметры входят в результирующую формулу в виде произведения, то относительная погрешность результата будет равна сумме относительных погрешностей определения каждого из параметров. Например, если допустить, что подсчетные параметры известны очень точно, а именно так, как показано в таблице 2.1, то получается, что извлекаемые запасы нефти

можно оценить с погрешностью не лучше 24.5%. И это при том, что большинство параметров невозможно определить с такой высокой точностью, как в таблице, поскольку дисперсия (и коэффициент вариации) реальных значений по данным сейсморазведки (площадь), по данным ГИС и керна (мощность, пористость, нефтенасыщенность) и по аналогиям (пересчетные коэффициенты и коэффициент извлечения) значительно выше. К сожалению, действующие на сегодня в России инструкции подсчета запасов УВ при всем этом требуют однозначных оценок. Тем не менее, приведенная методика экспресс-оценки позволяет оперативно получать наиболее вероятные величины начальных суммарных ресурсов локального объекта и их вариации.

Таблица 2.1

№	Параметр	Наиболее вероятное значение	Абсолютная погрешность	Относительная погрешность, %
1	Площадь, км <sup>2</sup>	40	±1.0	2,5
2	Эффективная нефтенас. мощность, м	30	±1.0	3.33
3	Пористость,%	18%	±1.0%	5.55
4	Нефтенасыщенность,%	85%	±3%	3.53
5	Пересчетный коэффициент	0.91	±0.02	2.2
6	Плотность нефти	0.907	±0,007	0,77
7	Коэффициент извлечения	0.3	±0.02	6.67

Сумма 24,5%

Как показал наш опыт предшествующих работ, для целей проектирования разработки месторождений бывает весьма полезной комплексная оценка свойств резервуара, которая подразумевает разбиение площади на несколько зон, различающихся по фильтрационно-емкостным свойствам. Из возможных формализованных методов решения такой задачи мы выбрали ранее метод главных компонент или метод многофакторного анализа [2,3], которые в этом случае дают весьма близкие результаты. Однако сейчас кроме этого

используем для этой цели многомерный дискриминантный анализ, который по определению более подходит для решения задач такого класса [1,4,5]. В анализ для конкретной площади на этом этапе мы включаем оцифрованные карты эффективной нефтенасыщенной мощности, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. В результате площадь месторождения условно разделяется на несколько зон с разными значениями коэффициента качества  $K$ , который “учитывает” все вышеперечисленные свойства в разных пропорциях, определяемых матрицами собственных векторов и собственных значений

### Вероятностно-статистические методы оценки ресурсов и запасов.

Как мы отмечали ранее в этой главе, определить подсчетные параметры с высокой точностью невозможно, поскольку при оценке ресурсов они все основаны на аналогиях. Это же имеет место и при оценке запасов с той лишь разницей, что по мере увеличения категорий от  $C_2$  к  $C_1$ ,  $B$  и  $A$  достоверность таких оценок возрастает. Но для любого параметра существует тот предел точности его определения, превысить который невозможно по объективным причинам.

Так, открытая пористость одного и того же образца керна, измеренная несколько раз подряд, может изменяться, например, от 16 до 20%, а если говорить о нескольких десятках образцов, взятых практически из одного и того же интервала, то разница будет еще существеннее. Рассчитанная пористость по данным интерпретации каротажа скважин может иметь еще больший разброс в зависимости от методов каротажа и параметров осреднения кривых и не совпадать с измеренной на образцах. Выбор порогового значения пористости, по которому разделяются коллекторы и неколекторы, также зачастую невозможно строго обосновать, а потому его величина во многом субъективна. А это в свою очередь означает, что величина эффективной толщины, которая напрямую зависит от порогового значения открытой пористости, также определяется очень неточно. Все вышесказанное касается результатов расчетов в одной отдельно взятой скважине, а если говорить об



учете закономерности изменения этих параметров в межскважинном пространстве, то понятно, что такие оценки не только весьма приблизительны, а попросту очень грубы.

Площадь структуры, определяемая чаще всего по структурным картам, полученным по данным сейсморазведки, скорректированным с учетом бурения, тоже часто имеет немалые погрешности. Так, площадь продуктивности одного из месторождений Печорского моря по данным интерпретации *одних и тех же* сейсмических материалов 3D, выполненной разными интерпретаторами, составила соответственно 41,4 и 52,6 кв. км, т.е. различается больше, чем на четверть. И это не связано с техническими ошибками, а является следствием неоднозначности в корреляции сейсмических горизонтов, хотя они здесь представляют довольно отчетливые опорные отражения. Как результат, объем залежи, зависящий от площади продуктивности и эффективной толщины, обе из которых весьма неточны, рассчитывается с еще большими погрешностями, которыми никак нельзя пренебречь даже при весьма хорошей изученности месторождения. Что касается других коэффициентов, входящих в подсчетные формулы (2.1), (2.2), то они еще менее определяемы. А потому рассчитать запасы месторождения, не говоря уже о ресурсах, с той точностью, которая приводится в официальных отчетных таблицах, объективно невозможно. Об этом не раз говорили многие исследователи [93,102], но голоса их до сих пор не вполне услышаны. Действующая система, предполагающая однозначные оценки, безграмотна даже с точки зрения школьника-семиклассника, который, выполняя лабораторную работу по физике, знает, что в ответе надо указать относительную и абсолютную погрешность результата. Совершенно очевидно, что существующую в России систему следует дополнить хотя бы минимальным набором параметров, характеризующих достоверность оценок запасов и ресурсов. Как было отмечено в разделе 2.1, в большинстве стран и добывающих компаний такие системы действуют. В новой

русской классификации также предусматривается в качестве справочной информации приводить такие оценки.

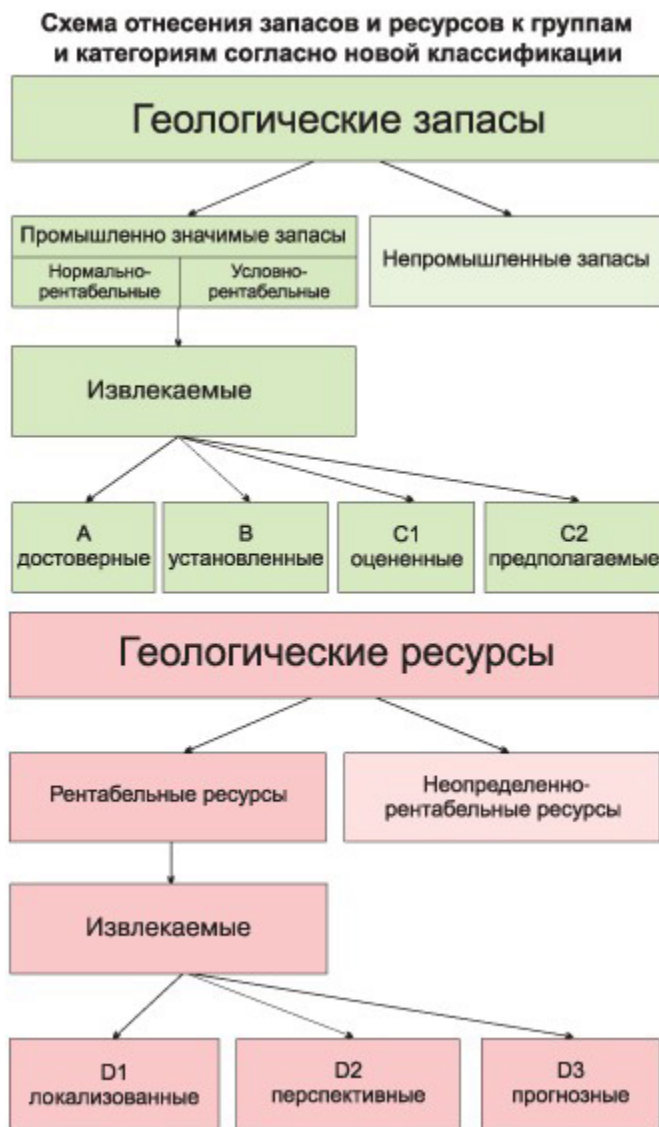
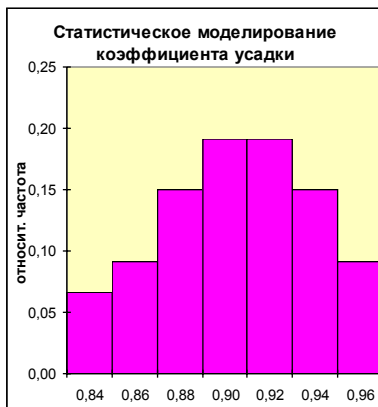
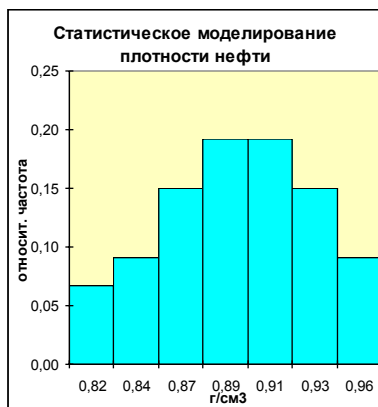
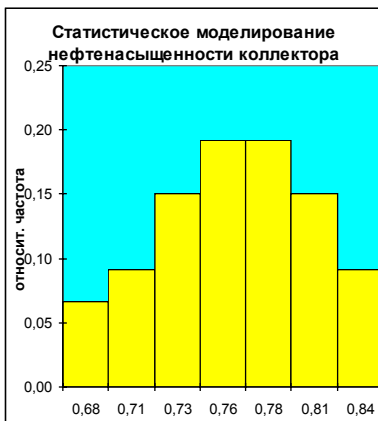
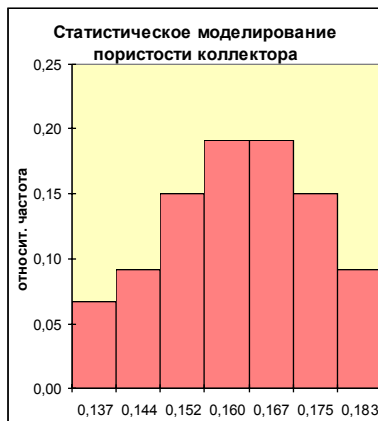
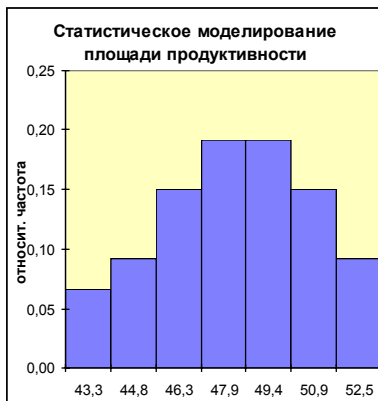
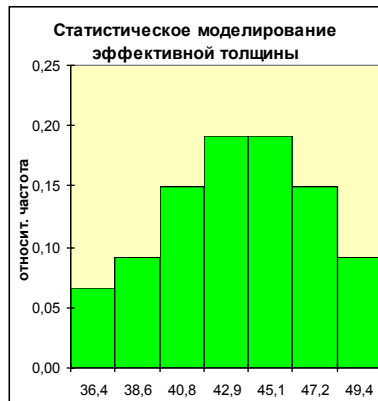


Рис. 2.1. Примерная схема новой классификации углеводородов.



*Рис.2.2. Гистограмма распределения подсчетных параметров при вероятностной оценке НСР нефтяной залежи*

Наиболее простой и разумный путь, который используется во многих подобных системах оценок, – независимое имитационное статистическое моделирование каждого из подсчетных параметров в заданных интервалах, определяемых погрешностью оценок этих самых параметров. Тогда результат подсчета будет представлен в виде гистограммы, где по оси абсцисс отложены интервалы оценки запасов, а по оси ординат – частота попадания оценок в соответствующий интервал. Если они пронормированы на общее количество статистических испытаний, то эта гистограмма будет фактически представлять собой плотность вероятности оценок запасов, а график накопленной (интегральной) вероятности будет характеризовать вероятность того, что реальные запасы окажутся больше, чем запасы в текущем интервале.

По этому графику можно определить любые “пороговые” оценки ресурсов или запасов, задавшись “порогом” интегральной вероятности. Например, 90% - минимальная оценка, 50% - лучшая или базовая, 10% -максимальная. Такие пороги приняты в большинстве зарубежных систем.

Сказанное иллюстрируется двумя рисунками. На рис.2.2 приведены гистограммы параметров, влияющих на оценку начальных суммарных ресурсов нефтяной залежи (НСР): пористость, нефтенасыщенность, коэффициент песчаности, плотность нефти и т.д. Всего с помощью генератора случайных чисел было получено 1000 реализаций с заданным нормальным распределением по каждому параметру.

На рис. 2.3 приведена гистограмма оценок НСР данного объекта, полученная по результатам имитационного моделирования с распределением подсчетных параметров в соответствии с рисунком выше. Из нее видно (по графику интегральной вероятности, правая шкала), что лучшая (базовая) оценка составляет 64,6 млн.т, минимальная (90% или 0,9) - 46,5, а максимальная (0,1) – примерно 82,7 млн.т. Такой небольшой разброс оценок может иметь место на стадиях изученности

месторождения, соответствующих российским оценочным категориям С1 и выше.

И даже в этом случае вариациями величины НСР нельзя пренебречь – они существенны. Кроме того, в этом примере даже вариации подсчетных параметров заданы в пределах теоретически возможной точности их измерения или расчета, которая на практике не достигается. Если бы мы добавили к этому вариации всех параметров, имеющих значение при подсчете, мы получили бы еще большую неопределенность в оценке общих объемов залежи. Это значит, что результирующая гистограмма была бы еще менее остронаправленной и более “размытой”.

В реальности запасы даже самого хорошо изученного месторождения с самым простым геологическим строением не могут быть оценены с относительной погрешностью, лучшей, чем 10-20% и об этом надо помнить и отражать это в официальных таблицах.

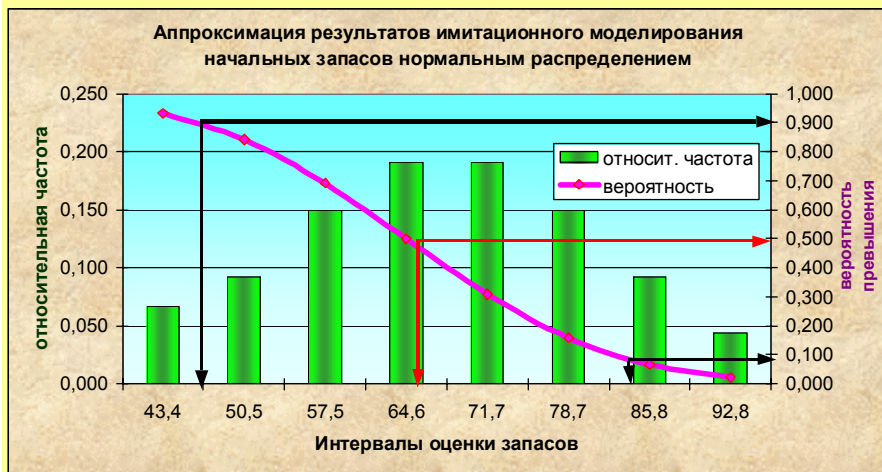
По сути, находящиеся сейчас на государственном балансе запасы, полученные в результате детерминированных оценок, должны примерно соответствовать базовой оценке (50% интегральной вероятности) при условии, что они рассчитывались при средних значениях подсчетных параметров.

Очевидно, что чем более точно нам известны подсчетные параметры, тем более определенной является оценка запасов. На рис. 2.5 показано, как выглядели бы гистограммы подсчета запасов одного и того же месторождения газа и графики интегральной вероятности, если считать, что по мере его изучения неопределенность в оценке его параметров уменьшалась в соответствии с таблицей 2.1.1.

По детерминированной оценке извлекаемые запасы нефти: **65,5** млн.т

## Количественные характеристики вероятностной оценки запасов нефти:

С вероятностью 90% запасы нефти превысят величину P90= **46,5** млн.т  
 С вероятностью 50% запасы нефти превысят величину P50= **64,6** млн.т  
 С вероятностью 10% запасы нефти превысят величину P10= **82,7** млн.т



По результатам имитационного статистического моделирования при нормальном распределении подсчетных параметров получены следующие параметры оценки:

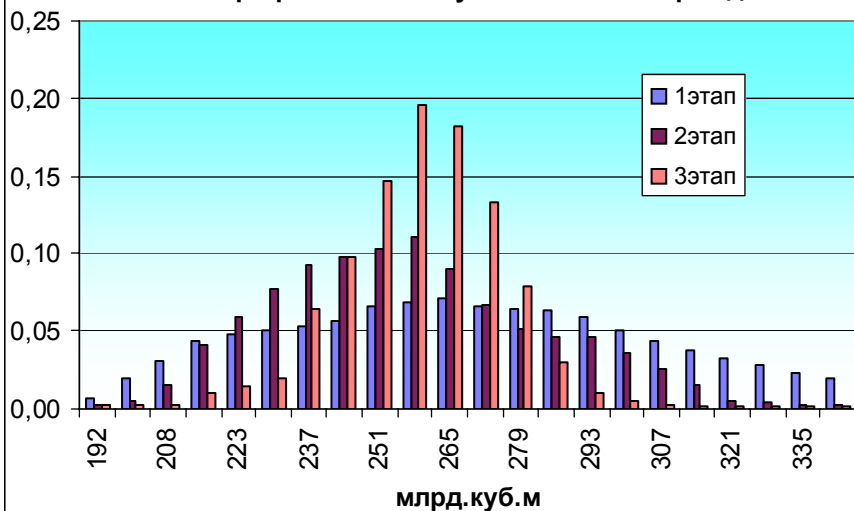
коэффициент вариации = **0,22**  
 стандартное отклонение = **14,1** млн.т

**Извлекаемые ресурсы нефти с учетом стандартного отклонения составят:**

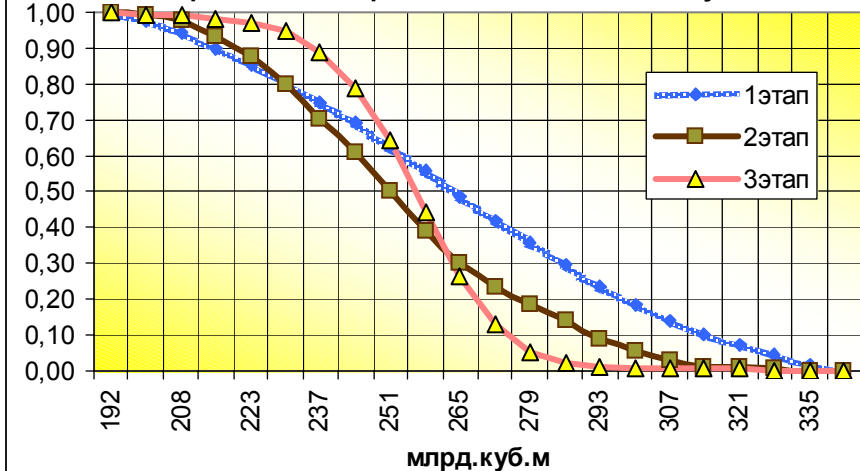
**64,6 ± 14,1** млн.т

*Рис. 2.3. Пример вероятностной оценки запасов нефтяной залежи.*

**Частота событий попадания в интервал оценки запасов при различной изученности месторождения**



**Графики вероятностей оценки запасов месторождения на различных этапах его изучения**



*Рис.2.4. Вероятностная оценка запасов газа при различной степени изученности месторождения.*

*Табл.2.1.1. Интервалы оценки подсчетных параметров на различных этапах изучения месторождения.*

Подсчетный параметр	Интервал достоверности оценок по этапам изучения месторождения		
	1 этап	2 этап	3 этап
Пористость	15-21	16-20	16-18
Коэф-т песчанности	0,6-0,9	0,65-0,85	0,7-0,8
Газонасыщенность	0,55-0,95	0,6 – 0,8	0,72 –0,80
Начальное пластовое давление	205 – 226	210 – 224	212 – 216
Пластовая температура	36 - 44	38 - 42	40 – 42
Поправка на отклонение от идеального газа	1,1 – 1,2	1,12-1,18	1,15-1,17

Если на графиках на оси ординат отметить уровни вероятности, принятые в большинстве международных классификаций - 90%, 50% и 10%, то на оси абсцисс соответствующие значения дадут минимальную, лучшую (базовую) и максимальную оценку запасов на каждом этапе изучения месторождения.

Очень условно можно было бы предположить, что 1 этап соответствует состоянию подготовки запасов по категории  $C_2$ , второй –  $C_1$ , третий –  $A+B$ . В таблице 2.1.2, представленной ниже, отчетливо видно, как снижается неопределенность оценки запасов в этом примере по мере увеличения точности оценок подсчетных параметров.

*Табл.2.1.2. Вероятностные оценки запасов на различных этапах изучения месторождения.*

Оценка	1 этап	2 этап	3 этап
Минимальная (P1)	216	221	235
Базовая (P2)	263	252	255
Максимальная (P3)	315	290	270



Для того, чтобы практически выполнить любые из приведенных выше расчетов, не нужно иметь каких-то серьезных и дорогостоящих компьютерных программ. Грамотный специалист, понимающий суть вопроса, без особого труда построит такую цепочку, даже пользуясь стандартными встроенными функциями общедоступной системы MS EXCEL. Возможно также использовать приближенные аналитические методы, не требующие компьютерных программ (см. раздел 6.4).

Кроме имитационного статистического моделирования (методы Монте-Карло) можно было бы оценивать локализованные ресурсы и запасы в условиях неопределенности параметров с помощью способов, основанных на теории нечетких множеств [47]. В принципе, в большинстве случаев такие оценки были бы сопоставимы. Просто изложенные здесь методы более понятны и привычны международному геологическому сообществу. Поскольку сейчас наступают времена, когда наиболее крупные и капиталоемкие проекты будут предметом совместной деятельности, следует скорректировать и несколько дополнить нашу российскую систему классификации и подсчета, чтобы разговаривать на одном языке с возможными партнерами.

В заключение данного раздела следует сказать несколько слов о вероятностных методах, лежащих в основе разделения неоткрытых ресурсов углеводородов на прогнозируемые месторождения и залежи различной степени крупности. Это несколько иная область геологической науки.

При решении задачи о прогнозировании размеров (запасов) неоткрытых месторождений исходят из предположения о том, что в пределах нефтегазоносных бассейнов или крупных нефтегазоносных районов количество мелких месторождений значительно больше, чем средних и крупных. Наиболее подходящим для описания этой ситуации считается широко известное распределение Парето, применяемое в различных областях естествознания. В

приложении к рассматриваемой задаче в упрощенном виде оно будет выглядеть так:

$$N(Q) = \beta Q^{-\alpha}, \text{ где}$$

-  $N$  - число месторождений с запасами, превышающими  $Q$ ,

-  $\alpha$  и  $\beta$  определяются исходя из анализа размеров уже открытых месторождений в анализируемом районе.

Если прологарифмировать это выражение, получим

$$\ln N = \ln \beta - \alpha \ln Q,$$

что означает линейную связь (с угловым коэффициентом  $\alpha$ ) между логарифмом запасов и логарифмом количества месторождений с более крупными запасами.

Впервые распределение Парето для этих целей использовано, по-видимому Мандельбротом в 1962г. С тех пор за рубежом такой подход с различными усовершенствованиями применяется для прогнозирования количества и размеров неоткрытых месторождений в относительно хорошо изученных районах. В отечественных исследованиях этот подход развивался в работах А.Э. Конторовича, В.И. Шпильмана, В.И. Демина, М.С. Моделевского и др. В качестве плотности вероятностей в нем используется усеченное распределение Парето. В настоящее время этот подход в определенном смысле узаконен и соответствующая методика вошла в официальный документ Министерства природных ресурсов [75]. Там изложены основные элементы этой методики и потому мы не будем на них подробно останавливаться. Результаты разделения ресурсов нефтегазоносных районов на прогнозируемые месторождения различной крупности используются нами в алгоритмах экономической оценки ресурсов (глава 7).

## Геологические риски при оценке локализованных ресурсов.

Понятие геологического риска пока “не прижилось” в отечественной геологической литературе и не является общепринятым. Различные исследователи понимают под ним не совсем одно и то же.

Известны различные определения понятия "риск". В наиболее общем виде риск может быть определен как вероятность осуществления некоторого нежелательного события. Существуют различные виды риска в зависимости от объекта, рискованность которого оценивается.

Геологический риск при оценке локального объекта в данном контексте можно определить как вероятность того, что реальные геологические запасы окажутся ниже ожидаемого уровня или фильтрационно-емкостные характеристики будут хуже тех, что использовались при оценке ресурсов или запасов.

Геологический риск, ассоциируемый с локальным объектом, и степень его изученности связаны обратной зависимостью. Чем выше изученность, тем меньше риск получить неверную оценку ресурсного потенциала объекта. С другой стороны, риск есть мера неопределенности: больше неопределенность в оценке параметров - больше риск и наоборот. Т.е. здесь зависимость прямая. Это становится совершенно ясным из следующего примера. Допустим, что один объект изучен детальной сейсморазведкой и разведочной скважиной, подтвердившей его продуктивность, а другой лишь выявлен по сейсмическим данным. Ясно, что в первом случае речь может идти лишь о вариациях фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в области продуктивности объекта в каких-то пределах. Во втором случае объект может оказаться как совершенно пустым, так и продуктивным. Т.е. его ресурсы могут изменяться от нуля до каких-то конечных величин, определяемых емкостью ловушки и максимально возможными ФЕС для данного района. Ясно, что геологический риск во втором случае намного выше.

Будем различать локальный и зональный риск. Зональный риск конкретного локального геологического объекта - это доля риска этого объекта в составе перспективной зоны или района. Этот аспект мы оставим за рамками данной темы, поскольку он требует дальнейшего тщательного исследования.

Локальный риск относится к конкретному объекту, рассматриваемому изолированно, а не в составе зоны или района, и измеряется дисперсией возможных исходов относительно ожидаемых ресурсов или запасов этого объекта (или ФЕС). Поэтому он может быть оценен с помощью различных мер рассеяния: размах вариации, дисперсия, среднее квадратическое (стандартное) отклонение и т.д. Наиболее предпочтительной мерой оценки локального риска объекта является коэффициент вариации его главных геологических характеристик. Чем выше перечисленные величины, и прежде всего коэффициент вариации, тем выше геологический риск, связываемый с данным локальным объектом.

Те же рассуждения можно отнести к оценке каждого отдельного свойства: пористости, эффективной толщины, объема, коэффициента заполнения ловушки и т.д., но это уже более частные характеристики геологического риска.

Напомним в связи с этим основные соотношения из математической статистики на конкретном примере, где рассмотрим эти показатели.

*Пример. Дать сравнительную оценку геологического риска, ассоциируемого с локальными объектами А и В, имеющими следующие характеристики:*

Объект	Оценка ресурсов (запасов)	млн. т	Вероятность оценки
А	оптимистическая	28	0.3
	наиболее вероятная	15	0.5
	пессимистическая	0	0.2
В	оптимистическая	19	0.3
	наиболее вероятная	14	0.6
	пессимистическая	10	0.1

Решение. Из этой таблицы видно, наиболее вероятная оценка по А - 15 млн. т (0.5), а по В - 14 млн. т (0.6). Но этого недостаточно для сравнительной оценки риска.

Рассчитаем первоначально среднеожидаемую оценку по А и В.

$$K_a = \sum_{i=1}^3 k_i p_i = 0.3 \times 28 + 0.5 \times 15 + 0.2 \times 0 = 15.9 \text{ млн. т}$$

$$K_B = \sum_{i=1}^3 k_i p_i = 0.3 \times 18 + 0.6 \times 14 + 0.1 \times 12 = 15.0 \text{ млн. т}$$

Размах вариации:

$$R_a = k_{\max} - k_{\min} = 28 - 0 = 28$$

$$R_B = 18 - 12 = 6$$

Дисперсия (вариация) :

$$s_a^2 = \sum_{i=1}^3 (k_i - k_0)^2 \times p_i = (28 - 15.9)^2 \times 0.3 + (15 - 15.9)^2 \times 0.5 + (0 - 15.9)^2 \times 0.2 = 94.77$$

$$s_B^2 = \sum_{i=1}^3 (k_i - k_0)^2 \times p_i = (18 - 15)^2 \times 0.3 + (14 - 15)^2 \times 0.6 + (12 - 15)^2 \times 0.1 = 4.2$$

Стандартное отклонение:

$$s_a = (94.77)^{1/2} = 9.89; \quad s_B = (4.2)^{1/2} = 2.05$$

Коэффициент вариации:

$$V_a = s_a / K_a = 9.89 / 15.9 = 0.62; \quad V_B = s_B / K_B = 2.05 / 15 = 0.14.$$

Проведенные расчеты показывают, что несмотря на несколько большие среднеожидаемые начальные суммарные

ресурсы геологический риск, связанный с объектом А, является существенно более высоким по всем показателям.

Если оценок запасов было не три, а больше, как в предыдущем разделе, суть от этого не меняется. При таких расчетах предполагается распределение оценок по нормальному закону. Как мы отметили, степень неопределенности количественно можно определить через коэффициент вариации ресурсов. Для относительно хорошо изученных объектов он невелик - (0-0,2), для среднеизученных - 0,1 - 0,4, для слабоизученных - от 0,3 до 1 и более. Интервалы значений пересекаются, т.к. многое зависит от сложности объекта.

Отметим, что в данной постановке геологический риск связан с неопределенностью геологической модели и не зависит от абсолютной величины запасов или ресурсов УВ. Это означает следующее. Если допустить, что геологическая модель известна абсолютно точно (а такого не бывает даже после окончания разработки месторождения), то коэффициент вариации, а значит и локальный геологический риск будет равен нулю. Сравнивая рассчитанную таким образом меру неопределенности локальных объектов между собой будем условно ранжировать эти объекты по степени геологического риска.

В то же время следует отметить, что рассчитанная таким образом мера риска лишь косвенным образом связана с инвестиционным риском, который в свою очередь зависит также от абсолютной величины ресурсов, наличия инфраструктуры, стоимости конечной продукции и многих других факторов. Однако это отдельный вопрос, который будет обсужден в теме 4.

Возможны еще несколько подходов к оценке геологического риска. Часто под геологическим риском понимают вероятность отрицательного результата при поисках месторождения [114]. Согласно такому подходу вероятность выявления в пределах локального объекта промышленного месторождения определяется произведением вероятностей существования различных геологических факторов:

$$\rho_n = \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot \rho_3 \dots \rho_n,$$

где  $\rho_1$  - вероятность существования структуры или вероятность подтверждения структурного плана бурением,  $\rho_2$  - вероятность существования коллектора,  $\rho_3$  - вероятность существования покрышки,  $\rho_4$  - вероятность наличия углеводородов в ловушке и т.п. Тогда вероятность отрицательного результата составит величину  $\rho_p = (1 - \rho_n)$ . При этом самый трудный вопрос - как определить эти вероятности? Обычно это делают экспертно, т.е. достаточно субъективно. Так, если принять, что все перечисленные выше вероятности достаточно высоки и составляют 0,8, то вероятность обнаружения залежи составит  $\rho_n = \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot \rho_3 \cdot \rho_4 = 0,8^4 = 0,41$ , а риск будет равен  $1 - 0,41 = 0,59$ , т.е. он достаточно велик, вероятность получения отрицательного результата свыше 50%.

### Основные проблемы классификации и подсчета запасов УВ.

Как видно, принятая в России классификация запасов и ресурсов, как старая, так и новая, непосредственно связана со стадийностью геологоразведочных работ. В этом одно из ее преимуществ. В то же время главным недостатком является то, что этот подход предполагает однозначные детерминированные оценки запасов и ресурсов всех категорий, в то время как степень их достоверности различается многократно. Расчетные значения запасов А, В, С1 могут отличаться от реальных на 10-30%, а ресурсы С3-D2 – в несколько раз, и это никак не учитывается при таком подходе. Более того, такая система породила сознательное завышение некоторыми подсчетчиками в конъюнктурных целях ресурсов и запасов низких категорий с последующим применением понижающих коэффициентов перевода из одной категории в другую. По некоторым районам и комплексам эти коэффициенты составляют 0,3-0,5 и менее, в то время как при относительно объективной оценке они должны находиться примерно в интервале 0,8 – 1,2. И это только при одном шаге перевода в “соседнюю” сверху категорию. В результате нередко создаются ситуации, когда управленцы высшего звена, незнакомые с такой спецификой подсчета и ориентирующиеся только на общие цифры ресурсов, принимают

ошибочные стратегические решения, приводящие крупные компании к убыткам, а государство к неоправданным расходам и недополучению налогов и платежей. Выход – в широком применении и “узаконивании” вероятностно-статистических методов оценки на государственном уровне. Многие российские исследователи неоднократно ставили этот вопрос [93,94,102].

В данной книге мы обратили внимание на эту проблему в связи с общим подходом к экономической оценке ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности исходной информации. В последующих главах книги предложено несколько модификаций способов и компьютерных программ и приведены некоторые примеры их применения.

Будем надеяться, что состоявшееся утверждение новой российской классификации углеводородного сырья и последующее ее внедрение в практику снимет некоторые накопившиеся проблемы в этой области и будет способствовать развитию и оптимизации отношений в системе недропользования.

### **2.3. Классификация запасов твердых полезных ископаемых.**

При разведке и разработке месторождений твердых полезных ископаемых большое значение имеют т.н. параметры кондиций – набор показателей, характеризующих горно-геологические условия залежей. После того как параметры кондиций утверждены, подсчет запасов становится делом техники. Однако, кондиции рассматриваются лишь на сравнительно поздних стадиях изучения месторождений, а запасы и ресурсы разных категорий оцениваются на любых стадиях. Категорийность запасов и ресурсов практически совпадают с таковыми в классификации углеводородов, а для запасов идентичны и буквенные обозначения. Детально разведанные и разрабатываемые – категории А, В и С1. При этом запасы категории А и В отвечают участкам детализации разведываемых месторождений, а запасы категории С1 отличаются от них меньшей плотностью разведочных скважин.



Запасы категории С2 изучены существенно меньше, либо они объективно не могут быть изучены детально из-за очень сложного строения. Для твердых полезных ископаемых в классификации определены четыре группы сложности месторождений, которые достаточно тесно увязаны с категориями (см. приложение). Так, к категории А фактически могут быть отнесены лишь детально разбуренные участки месторождений 1-й категории сложности (самые простые). В то же время при 4-й категории сложности запасы месторождения можно изучить лишь до состояния категории С2 и только на отдельных участках детализации – до С1.

Как и в углеводородах, в твердых полезных ископаемых имеется и понятие «ресурсы». Ресурсы подразделяются на 3 категории.

*Прогнозные ресурсы категории  $P_1$*  учитывают возможность выявления новых рудных тел полезного ископаемого на рудопроявлениях, разведанных и разведываемых месторождениях.

*Прогнозные ресурсы категории  $P_2$*  учитывают возможность обнаружения в бассейне, рудном районе, узле, поле новых месторождений полезных ископаемых, предполагаемое наличие которых основывается на положительной оценке выявленных при крупномасштабной геологической съемке и поисковых работах проявлений полезного ископаемого, а также геофизических и геохимических аномалий, природа и возможная перспективность которых установлены единичными выработками.

*Прогнозные ресурсы категории  $P_3$*  учитывают лишь потенциальную возможность открытия месторождений того или иного вида полезного ископаемого на основании благоприятных магматических, стратиграфических, литологических, тектонических и палеогеографических предпосылок, выявленных в оцениваемом районе при средне- и мелкомасштабном региональном геологическом изучении недр, дешифрировании космических снимков, а также при анализе результатов геофизических и геохимических исследований.

Экономическую оценку ресурсов твердых полезных ископаемых проводить не принято, что вполне логично. Оцениваются лишь запасы.

Кроме категорий в классификации твердых ископаемых едва ли не большее значение придается балансовой принадлежности запасов, что является скорее экономическим, нежели геологическим понятием. Ниже в таблице 2.2 схематически сведены основные геолого-экономические принципы классификации.

Балансовые запасы условно подразделяются на 2 подгруппы:

*Подгруппа «а» балансовые* - запасы, извлечение которых на момент оценки экономически эффективно в условиях конкурентного рынка.

*Подгруппа «б» балансовые* - запасы, извлечение которых на момент оценки не обеспечивает экономически приемлемую эффективность их разработки, но освоение которых становится экономически возможным при осуществлении со стороны государства специальной поддержки недропользователя в виде налоговых льгот, субсидий и т.д.

Забалансовые запасы также подразделяются на 2 подгруппы:

*Подгруппа «а» забалансовые* – запасы, отвечающие требованиям, предъявляемым к балансовым запасам, но использование которых на момент оценки невозможно по горнотехническим, правовым, экологическим и другим обстоятельствам.

*Подгруппа «б» забалансовые* - запасы, извлечение которых на момент оценки нецелесообразно вследствие низкого содержания полезного компонента, малой мощности рудных тел, сложности условий их отработки или переработки, но использование которых возможно в ближайшем будущем в результате повышения цен на минеральные ресурсы или при технических достижениях, снижающих издержки.

Табл. 2.2.

Технико-экономическая изученность	Геологическая изученность – категории запасов и ресурсов			
	A, B, C1 (детальная разведка)	C2	P1	P2 P3
<b>Разведанные месторождения</b> ТЭО постоянных и/или эксплуатационных кондиций	1. Балансовые (экономические), «а» и «б» 2. Забалансовые (потенциально-экономические)		Балансовая	
<b>Оцененные месторождения</b> ТЭО временных кондиций (ТЭД) или укрупненный ТЭР на основе аналогии с другими сходными месторождениями	1. Балансовые (экономические), «а» и «б» 2. Забалансовые (потенциально-экономические), «а» и «б»		принадлежность	
<b>Начальная оценка</b> ТЭС на основе геологически обоснованных представлений о размерах и условиях залегания известных рудных тел			обычно не квалифицируется	

**Российская классификация запасов и ресурсов твердых полезных ископаемых**

Ресурсы твердых полезных ископаемых (категории  $P_1$ - $P_3$ ), как правило, не подлежат стоимостной оценке в отличие от запасов.

В приложении приведена официальная действующая классификация запасов твердых полезных ископаемых, разработанная и принятая в 1997 г. с учетом новых рыночных условий хозяйствования. При ее разработке имелась также в виду новая рамочная классификация ООН, с которой российская классификация достаточно уверенно корреспондируется. При этом для сопоставления запасов применяется соответствующая кодификация. Код состоит из трех цифр, соответствующих трем составляющим «осям» классификации. На рис. 2.5. схематично представлена объемная «развертка» такой «трехосной» классификации.

В последние 2 года в научно-исследовательских институтах МПР – ЦНИГРИ, ВИЭМСе, а также в ГКЗ предпринимаются попытки разработки новой классификации запасов твердых полезных ископаемых. Однако до настоящего времени (март 2006г.) эти проекты не утверждены и продолжает действовать классификация в редакции 1997 г.

*E* — ось экономической эффективности (1 — экономические запасы; 2 — потенциально экономические запасы; 3 — возможно экономические запасы);

*F* — ось экономической и технологической изученности (1 — детальная оценка (ТЭО) и/или горный доклад; 2 — предварительная оценка (ТЭД, ТЭР); 3 — начальная оценка на основе геологических параметров);

*G* -ось геологической изученности (1 — детальная разведка; 2 — предварительная разведка; 3 — поиски; 4 — рекогносцировка)

В таблице 2.3 дается сводка основных классов запасов с применением кодификации в рамках рамочной классификации ООН.

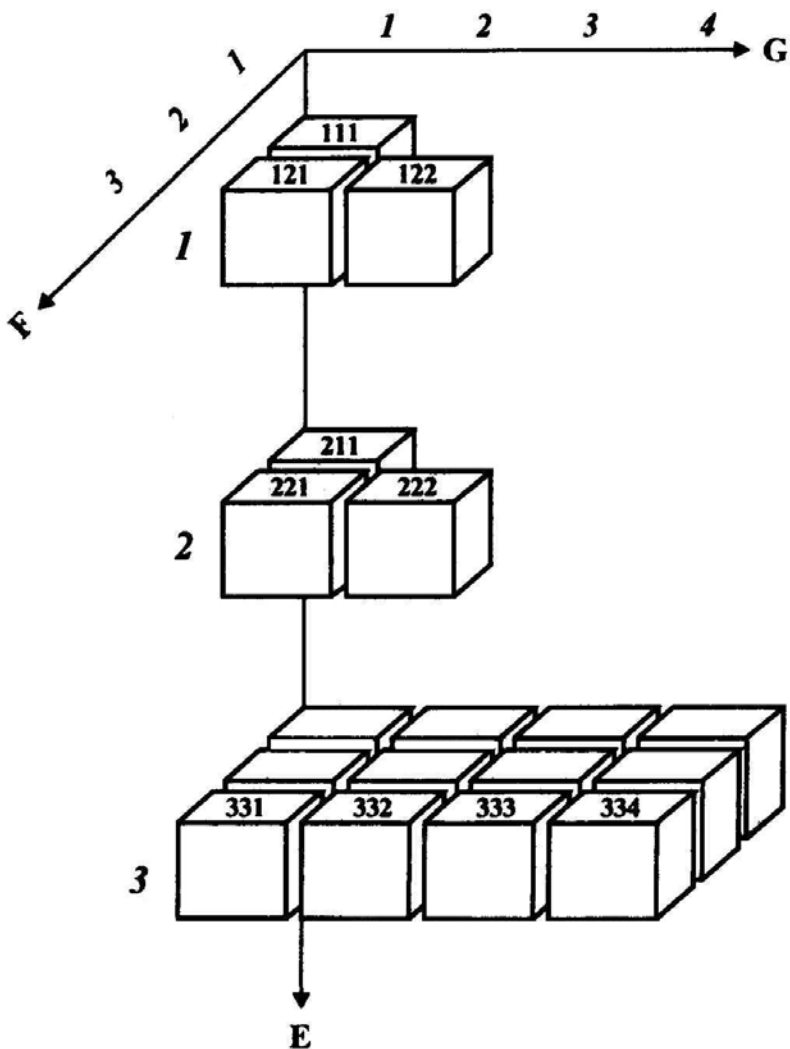


Рис. 2.5. Схема трехмерной «развертки» кодифицированных классов для рамочной классификации ООН.

Табл. 2.3. Кодификация запасов в рамочной классификации ООН.

Ось экономической эффективности (E)	Ось экономической и технологической изученности (F)	Ось геологической изученности (G)	Код
Экономические	Детальная оценка (ТЭО)	Детальная разведка	111
Экономические	Предварительная оценка	Детальная разведка	121
Экономические	Предварительная оценка	Предварительная разведка	122
Потенциально экономические	Предварительная оценка (ТЭД, ТЭР) и/или Горный доклад)	Детальная разведка	211
Потенциально экономические	Предварительная оценка (ТЭД, ТЭР)	Детальная разведка	221
Потенциально экономические	Предварительная оценка (ТЭД, ТЭР)	Предварительная разведка	222
Возможно экономические <sup>1</sup>	Начальная оценка на основе геологических параметров	Детальная разведка	331
Возможно экономические <sup>1</sup>	Начальная оценка на основе геологических параметров	Предварительная разведка	332
Возможно экономические <sup>1</sup>	Начальная оценка на основе геологических параметров	Поиски	333
Неопределенная экономичность	Начальная оценка на основе геологических параметров	Рекогносцировка	334
<sup>1</sup> От экономических до потенциально экономических.			

Первая цифра означает положение классифицируемого объекта на экономической оси E, вторая – на оси F технико-экономической изученности, третья – на оси G – геологической

изученности. Как видно, российская классификации твердых полезных ископаемых позволяет произвести такую кодификацию и сопоставление запасов.

## **2.4. Методы оценки запасов твердых полезных ископаемых.**

Методы подсчета запасов твердых полезных ископаемых существенно более разнообразны по сравнению с аналогичными расчетами для углеводородного сырья и имеют ряд специфических особенностей в зависимости от видов полезного ископаемого и геологического строения месторождения.

В литературе упоминается свыше 20 методов подсчета запасов, но многие из них представляют собой разновидности одного и того же способа. Эта ситуация проанализирована И.Д. Коганом в [59]. Ниже приводятся некоторые из его выводов. Например, принципиально не отличаются между собой методы вертикальных параллельных сечений, горизонтальных сечений, непараллельных сечений и линейный метод. Метод геологических блоков является частным случаем среднеарифметического способа подсчета запасов. Несущественны различия между методами треугольников и четырехугольников и т.д.

Многие методы подсчета запасов не получили практического развития вследствие их сложности, громоздкости и трудоемкости. К числу их в первую очередь следует отнести методы изолиний, изогипс, «средней образующей».

Многими исследователями неоднократно указывалось, что точность и достоверность запасов определяются главным образом геологической изученностью и фактическими данными разведки и гораздо меньше зависят от применяемых способов подсчета. Вместе с тем совершенно очевидно, что геологические интерпретации всегда менее точны, чем математические расчеты. Из этого следует, что геологические обоснования, имеющие решающее значение для определения цифр запасов, должны производиться со всей тщательностью и с продуманным использованием всех проведенных на месторождении

исследований. Сам же подсчет запасов должен быть по возможности простым. Неоднократные сопоставления запасов, подсчитанных различными методами, показали, что общие цифры мало отличаются друг от друга, если использованы одни и те же исходные данные и если число разведочных пересечений достаточно велико.

Одним из простейших является *среднеарифметический* способ подсчета запасов. Как следует из его названия, он основан на вычислении средних мощностей рудного тела и содержаний в нем полезных компонентов путем суммирования данных по всем пересечениям и деления их на число пересечений. Эти средние величины путем умножения на подсчетную площадь дают запасы руды и металлов. Главный его недостаток в том, что при неравномерном распределении оруденения и изменчивой мощности рудных тел запасы отдельных участков, так же как и содержания ценных компонентов в рудах, могут существенно отличаться от вычисленных средних величин.

При *методе ближайшего района* вокруг каждой выработки оконтуривается площадь ее влияния (делением расстояний до ближайших выработок пополам) и на эту площадь распространяется среднее содержание и мощность, полученные по выработке. Таким образом, запасы блока и его качественная характеристика опираются на одно лишь пересечение рудного тела. Между тем известно, что каждая отдельная выработка в большинстве случаев не представительна для большой площади, так как достаточно пройти в нескольких метрах от нее другую выработку, чтобы получить иные содержания и мощности. *Методы треугольников и четырехугольников* мало отличаются от приведенного; в них блоки опираются соответственно на три и четыре пересечения рудного тела, что также явно недостаточно для обоснованного подсчета запасов этих блоков.

В результате многолетней практики наибольшее распространение получили два метода подсчета запасов рудных месторождений — *метод геологических блоков* и *метод параллельных сечений*. Они относительно просты и при



правильном применении позволяют достаточно хорошо учитывать геологические особенности месторождений и фактические данные разведки. Выделяемый в литературе метод эксплуатационных блоков по существу является разновидностью указанных двух методов: при большой мощности рудных тел подготовленные к добыче блоки подсчитываются параллельными горизонтальными сечениями, а при малой мощности - теми же приемами, какие применяются при способе геологических блоков.

### Метод геологических блоков.

Сущность его состоит в том, что на проекции рудного тела - вертикальной, горизонтальной или параллельной ему наклонной - выделяется ряд подсчетных блоков. По выработкам, входящим в их контур, вычисляются средние для блоков мощности рудного тела и содержания в них полезных компонентов.

Объем блока устанавливается как произведение площади, замеренной по проекции рудного тела, на среднюю мощность, тоннаж руды — умножением на объемный вес, а запасы металлов — исходя из вычисленного среднего их содержания. Таким образом, метод геологических блоков отличается простотой и не требует больших затрат времени. Практически это среднеарифметический подсчет, который может быть выполнен при любом расположении выработок независимо от степени их равномерности и расстояний между пересечениями рудного тела.

Бесспорно, приемлемым этот метод является для рудных тел простого строения с выдержанными мощностями и относительно равномерным распределением оруденения.

### Метод параллельных сечений

Метод параллельных сечений наиболее распространен при подсчете запасов рудных месторождений, так как большей частью они отличаются весьма изменчивой морфологией и очень неравномерным распределением оруденения. При этом способе тело полезного ископаемого разбивается на ряд блоков,

расположенных между параллельными линиями разведочной сети.

В зависимости от применявшейся сети геологоразведочных или эксплуатационно-разведочных работ сечения могут быть вертикальными или горизонтальными.

Достоинством метода параллельных сечений является то обстоятельство, что он позволяет четко отразить все геологические особенности месторождения: морфологию тел полезных ископаемых, распределение отдельных типов и сортов руд, характер изменения минерализации по падению, простиранию и мощности. Этот метод дает возможность подсчитывать запасы при крайне сложных контурах залежей, наличии перемежающихся рудных и безрудных прослоев.

Рассмотрим один из примеров. Для сравнительно простых месторождений 1-й и частично 2-й группы сложности с четкими геологическими границами методика подсчета практически совпадает с объемным методом при подсчете запасов углеводородов. По данным опробования в скважинах определяются мощности рудоносных прослоев в точке соответствующей скважины или выработки, содержание полезного компонента (или компонентов) и т.д. Плотность (объемная масса) руды обычно принимается постоянной для всего тела. Произведение этих параметров перемножается с элементом площади, на которую распространяются параметры по скважине и результаты суммируются по всей площади проекции рудного тела на горизонтальную плоскость.

Иногда применяется еще более упрощенный вариант подсчета запасов на единое рудное тело. Обычно он используется в тех случаях, когда достаточно четко может быть оконтурено рудное тело либо по геологическим границам, либо по бортовому содержанию.

Ниже приведен пример подсчета запасов этим методом на месторождении *А* в Восточной Сибири. На данной стадии изученности, достаточно четко выделяется единое компактное рудное тело, висячем и лежащем боку которого по скважинам

отмечаются отдельные кондиционные интервалы, среди практически пустых пород. Мощность тела уменьшается по мере увеличения бортового содержания с 0,5 до 1,0 г/т. Подсчет запасов ограничен на глубине, где мощность рудного тела резко уменьшается и соответственно во много раз возрастает объем вскрыши. Глубина подсчета запасов, таким образом, ограничена принятой экономически обоснованной глубиной карьера.

Подсчет запасов произведен по данным опробования скважин. Данные по канавам применялись только для отрисовки выхода рудного тела и соответственно границы подсчетного контура на поверхности.

Площадь проекций рудного тела измерялась на плане масштаба 1:2000 методом разбивки их на элементарные фигуры.

Среднее содержание золота по каждой скважине определялось как средневзвешенное на длину проб, отобранных по рудному телу. Вертикальная мощность рудного тела принималась равной сумме длин проб, включенных в подсчет запасов.

Запасы определяются по формуле:

$$Q = S M_v \delta C,$$

где Q - запасы золота, кг,

S - площадь проекции рудного тела на горизонтальную плоскость, тыс.м<sup>3</sup>, δ- объемная масса руды. принята равной 2,4т/м<sup>3</sup>. M<sub>v</sub>- средняя вертикальная мощность рудного тела. м. C - среднее содержание золота по рудному телу, г/т.

Результаты подсчета запасов по рудному телу при трех вариантах бортового содержания (0,5, 0,7, 1,0 г/т) приведены ниже в таблице.

Варианты бортового содержания, г/т	Площадь, тыс.м <sup>2</sup>	Средняя мощность, м	Объем рудного тела, тыс.м <sup>3</sup>	Объемная масса ру- ды, т/м <sup>3</sup>	Запасы руды, тыс. т	Среднее содержание золота. г/т	Запасы золота, кг
0,5	232,6	31.8	7396,7	2.4	17752	1,52	26983
0.7	232.6	30.9	7187,3	2,4	17250	1,55	26738
1,0	206.8	27,05	5593,9	2,4	13425	1,79	24032

Данные расчета средних параметров по скважинам и разведочным профилям мы здесь не приводим.

Подсчет запасов на данном месторождении был дополнительно выполнен методом среднего арифметического с проекцией рудного тела на горизонтальную плоскость. Он был произведен с применением коэффициента рудоносности, т.е. на «прессованную» мощность рудных тел. Такая методика подсчета может применяться для более сложных месторождений, как правило, 3 и 4 группы по классификации ГКЗ, когда оконтуривание рудных тел возможно на стадии эксплуатационной разведки.

Существует также большая группа геостатистических методов подсчета запасов [51], применяемых обычно в условиях недостаточной изученности относительно сложных месторождений.

## Контрольные вопросы к теме 2.

- 2.1. В чем различие между ресурсами и запасами полезных ископаемых?
- 2.2. Назовите и охарактеризуйте основные категории запасов и ресурсов углеводородного сырья.
- 2.3. Сформулируйте понятие начальных суммарных ресурсов для углеводородных объектов.

- 2.4. Сопоставьте на качественном уровне категории запасов и ресурсов углеводородов в различных зарубежных и международных классификациях.
- 2.5. Основные отличительные особенности новой российской классификации углеводородного сырья.
- 2.6. Методы подсчета ресурсов и запасов углеводородов.
- 2.7. Геологические риски и вероятностные методы оценки ресурсов и запасов нефти и газа.
- 2.8. Принципы рамочной классификации ООН.
- 2.9. Категории сложности месторождений твердых полезных ископаемых.
- 2.10. Категории запасов и ресурсов твердых полезных ископаемых и их отличительные особенности.
- 2.11. Методы подсчета запасов месторождений твердых полезных ископаемых.

### 3.1. Понятие временной стоимости денег. Операции наращивания и дисконтирования.

С течением времени стоимость денег меняется. Этот непреложный факт все мы могли ощутить на себе особенно во время сильнейшей инфляции 92-94 г., да и после известных событий 17 августа 1998 вновь наступил аналогичный период. Но даже в странах со стабильной рыночной экономикой деньги со временем обесцениваются с темпом 2-4% в год.

Если все же допустить существование идеализированного варианта с нулевой инфляцией, деньги все равно будут иметь цену. В условиях развитой рыночной экономики с совершенной конкуренцией всегда будет существовать рынок ссудных капиталов, что означает возможность получить кредит под определенный процент и использовать его с большей выгодой, т.е. получить большую прибыль, с которой можно будет безболезненно для заемщика уплатить этот процентный платеж за пользование капиталом.

Количественные закономерности и соотношения, возникающие в краткосрочных и долгосрочных финансовых операциях, и являются предметом изучения и анализа в финансовой математике.

Временную стоимость денег можно рассматривать в двух аспектах: с точки зрения обесценивания денег и с точки зрения скорости обращения капитала. Ниже приводятся два примера, иллюстрирующие это утверждение.

*Пример 3.1. Предприятие имеет 18 млн.рублей свободных средств. Какова будет покупательная способность этого количества денег через год при темпе инфляции 15% в год?*

*Решение. Ответ на этот вопрос получим после проведения элементарной арифметической операции:*

$$18 / (1 + 0.15) = 18 / 1.15 = 15.65 \text{ млн. руб.}$$

Т.е, если предприятие никак не будет использовать временно свободные средства, через год оно на них сможет купить меньше сырья, материалов, оборудования и т.п.

*Пример 3.2.* Предприятие имеет возможность участвовать в деловой операции, которая может принести доход 12 млн.рублей через 2 года или по 6 млн.руб в конце каждого года . Какой вариант предпочтительнее?

Даже на житейском уровне ясно, что второй вариант выгоднее хотя бы потому, что полученные через год 6 млн.рублей можно снова вложить в дело для получения дополнительного дохода.

Однако ответ на этот вопрос не будет столь очевидным, если изменить условия задачи. Что лучше: 12 млн.рублей через 2 года или 5 млн.рублей через год и 6 млн.рублей через 2 года? Это зависит от процентной ставки, которая может быть использована в данной операции.

Рассмотрим логику простейшей финансовой операции. Заемщик берет у кредитора в долг сумму PV(present value) на время t, а возвращать надо сумму FV(future value). Абсолютная величина (FV-PV) мало что говорит. Для характеристики операции используют относительные величины, которые могут измеряться в долях единицы или в процентах:

*темп прироста*

(процентная ставка, процент, доходность):

$$p_t = \frac{FV - PV}{PV} \quad (\times 100\%) \quad (3.1)$$

*темп снижения*

(дисконт, учетная ставка):

$$d_t = \frac{FV - PV}{FV} \quad (\times 100\%) \quad (3.2)$$

Соотношения между процентной ставкой  $p_t$  и дисконтом  $d_t$ :

$$p_t = \frac{d_t}{1 - d_t} \qquad d_t = \frac{p_t}{1 + p_t} \quad (3.3)$$

Из приведенных соотношений (3.1 - 3.3) следует, что  $r_t$  всегда больше  $d_t$ . При небольших значениях этих параметров различия могут быть невелики. Так, если процентная ставка  $r_t$  составляет 8%, то дисконт  $d_t = 0.08/(1+0.08) = 0.074$  или 7.4%. В то же время при  $r_t = 80\%$   $d_t = 44.4\%$ .

В любой простейшей финансовой сделке всегда присутствуют три величины, две из которых заданы, а одна является искомой.

Процесс, в котором задана исходная сумма и процентная ставка, в финансовых вычислениях называют процессом наращивания.

Процесс, в котором задана ожидаемая в будущем к получению (возвращаемая) сумма и коэффициент дисконтирования (учетная ставка), называют процессом дисконтирования. Схематически это изображено ниже.

<b>Настоящее</b>	процесс	<b>Будущее</b>
Исходная сумма, процентная ставка	наращивание ----->	Возвращаемая сумма
Приведенная сумма	дисконтирование <-----	ожидаемая к по- лучению сумма, учетная ставка

Для лучшего понимания операции дисконтирования при изучении дальнейшего материала рассмотрим еще один простейший пример. Здесь и далее, если ничего дополнительно не оговаривается, будет подразумеваться схема сложных процентов. Т.е. в конце каждого периода проценты прибавляются к остатку вклада, и в следующем периоде процент начисляется уже на эту общую сумму. Кроме того для упрощения записей проценты будут выражаться в долях единицы, а именно 15% будет записываться как 0,15 и т.п.

*Пример 3.3. Сколько денег следует положить на срочный валютный депозит в банке сроком на 3 года под 12% годовых, чтобы в конце срока получить \$1000?*



В учебных целях решим задачу в общем виде. Если мы положим в банк сумму  $C_0$ , то при ставке  $p$  годовых, через год на счете окажется сумма:

$$C_0(1+p).$$

Через два года:

$$C_0(1+p)(1+p) = C_0(1+p)^2,$$

а через  $n$  лет соответственно:

$$C_0(1+p)(1+p)(1+p)\dots = C_0(1+p)^n.$$

И эта сумма известна и составляет, например, величину  $R$ :

$$C_0(1+p)^n = R, \text{ откуда находим:}$$

$$C_0 = R \frac{1}{(1+p)^n} = R \text{ FM2}(p,n),$$

$$\text{где FM2}(p,n) = \frac{1}{(1+p)^n}, \quad (3.4)$$

Подставляя в выражение для  $C_0$  значения  $R=1000$ ,  $p=0,12$  и  $n=3$ , получим \$712.

Множитель  $\text{FM2}(p,n)$  как видим, зависит от процентной ставки и количества периодов. Его значения протабулированы в финансовых таблицах во всех финансовых справочниках предыдущих лет, в том числе в сокращенном виде в нашем пособии (см. приложение). Сейчас, конечно, при наличии компьютеров на каждом рабочем месте необходимость в этих таблицах отпала, но в учебных целях ими по-прежнему пользуются. Его называют приведенной стоимостью разового единичного платежа. Без вычислений его можно найти в таблице  $\text{FM2}$  в приложении: для данных значений  $p$  и  $n$  его величина составит 0,712.

Из примера выше следует, что сумма в \$1000 через 3 года эквивалентна при данных условиях сумме \$712 сегодня. \$1000

через 3 года – это все равно, что \$712 сегодня. Т. е. приведенная (дисконтированная) величина \$1000 составляет \$712.

Дисконтированная величина – это фундаментальное понятие в инвестиционном анализе.

### 3.2. Элементы теории денежных потоков. Понятие об аннуитетах

Денежными потоками будем называть последовательность денежных сумм  $C_1, C_2, \dots, C_n$ , генерируемую в течение ряда временных периодов в результате реализации какого-либо проекта или функционирования того или иного вида активов.

При анализе элементарных денежных потоков будем пользоваться следующими допущениями:

1) элементы потока  $C_i$  могут быть независимыми, либо связанными между собой определенными алгоритмами;

2) элементы денежного потока однонаправлены (для простоты);

3) поступления имеют место либо в начале, либо в конце, они не распределены внутри периода. В первом случае поток называют *пренумерандо*, во втором – *постнумерандо*.

Отрицательные элементы денежного потока рассматриваются как оттоки денежных средств, положительные – как поступления (притоки). Реальные денежные потоки с притоком и оттоком средств могут получаться простейшими линейными комбинациями элементарных потоков.

Оценка денежного потока может выполняться в рамках решения двух задач:

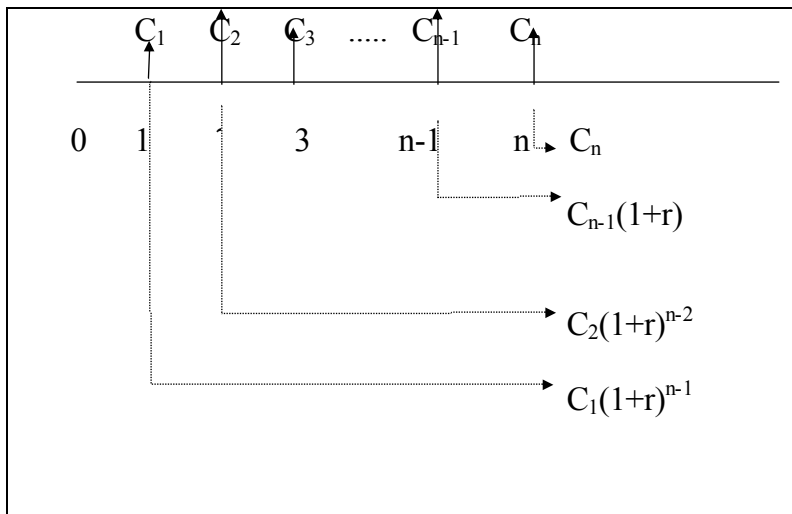
а) прямой, т.е. с позиции будущего (схема наращивания)

б) обратной, т.е. с позиции настоящего (схема дисконтирования)

При оценке потоков предполагается капитализация по схеме сложных процентов.

Пусть  $C_1, C_2, C_3, \dots, C_n$  – денежный поток постнумерандо,  $r$  – ставка дисконтирования. Требуется найти стоимость данного денежного потока с позиции будущего (прямая задача) и с позиции настоящего (обратная задача).

*Прямая задача потока постнумерандо:* требуется найти стоимость потока на конец периода  $n$ , когда реализуется схема наращеня. Следующий рисунок иллюстрирует логику решения прямой задачи.



Будущая стоимость - сумма наращенных поступлений:

$$FV = C_1(1+r)^{n-1} + C_2(1+r)^{n-2} + \dots = \sum_{k=1}^n C_k(1+r)^{n-k}$$

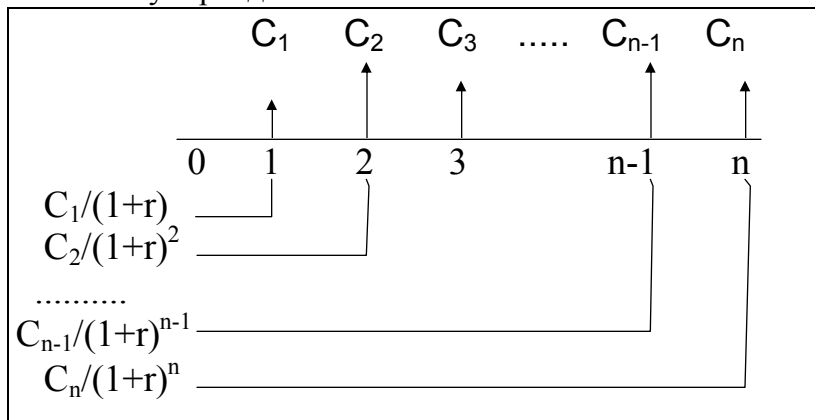
*Обратная задача потока постнумерандо* предполагает оценку потока на текущий момент, т.е. на начало периода 0.

Поток, все элементы которого с помощью дисконтирующих множителей приведены к одному моменту времени (к настоящему) называются приведенным.

$$\frac{C_1}{1+r}, \frac{C_2}{(1+r)^2}, \dots, \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

Приведенные величины можно суммировать

Это поясняется представленной ниже схемой, из которой ясно, как рассчитывается приведенная величина денежного потока постнумерандо:



$$PV = \sum_{k=1}^n \frac{C_k}{(1+r)^k} \quad \text{или} \quad PV = \sum_{k=1}^n C_k FM2(r, k) \quad (3.5)$$

*Пример 3.4. Рассчитать приведенную стоимость денежного потока постнумерандо: 12, 15, 9, 25 при ставке дисконтирования 12%*

Решение приводится в следующей таблице:

Год	денежный поток	дисконтный множитель $r=12\%$	приведенный поток
1	12	0.8929	10.71
2	15	0.7972	11.96
3	9	0.7118	6.41
4	25	0.6355	15.89

**Всего: 61 44.97**

Теперь проведем аналогичные выкладки для потока пренумерандо.

*Прямая задача потока пренумерандо. Будущая стоимость:*

$$FV = \sum_{k=1}^n C_k (1+r)^{n-k+1} \quad (3.6)$$

Очевидно, что поскольку денежные поступления пренумерандо находятся на счете один дополнительный период по сравнению с постнумерандо, все формулы для него отличаются дополнительным множителем  $(1+r)$ :

$$FV_{pre} = FV_{pst}(1+r)$$

*Обратная задача потока пренумерандо* - приведенный поток:

$$C_1, \frac{C_2}{(1+r)}, \frac{C_3}{(1+r)^2}, \dots, \frac{C_n}{(1+r)^{n-1}}$$

$$PV = \sum_{k=1}^n \frac{C_k}{(1+r)^{k-1}} = (1+r) \sum_{k=1}^n C_k FM2(r, k-1) \quad (3.7)$$

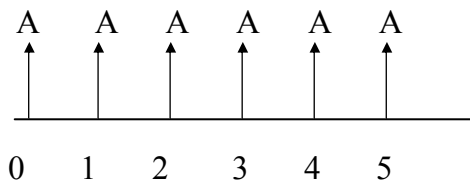
Если бы в примере 3.4 был задан поток пренумерандо, то его приведенная стоимость вычислялась бы следующим образом:

$$PV_{pre} = PV_{pst}(1+r) = 44.97 * 1.12 = 50.37$$

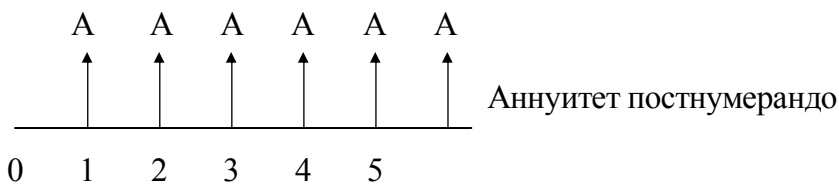
Понятие об аннуитетах. Аннуитет - частный случай денежного потока с постоянной величиной платежа:

$$C_1 = C_2 = \dots = C_n = A$$

Как и обычные денежные потоки, аннуитеты подразделяются на две группы: пренумерандо и постнумерандо в зависимости от срока поступления платежа в начале или в конце периода.



Аннуитет пренумерандо.



Пример аннуитета пренумерандо - денежные вклады в начале каждого месяца для накопления необходимой суммы для крупной покупки.

Пример аннуитета постnumerандо – ежемесячная квартплата в конце месяца.

Исходя из определения, аннуитет пренумерандо представляет собой числовую последовательность:

$$A, A(1+r), A(1+r)^2, \dots, A(1+r)^{n-1}$$

Это не что иное, как геометрическая прогрессия со знаменателем  $q=1+r$ . Сумма членов геометрической прогрессии составляет величину:

$$S_n = \frac{q^n - 1}{q - 1} = \frac{(1+r)^n - 1}{r}$$

Эта величина протабулирована в финансовых таблицах и обозначается  $FM3(r,n)$ , где  $r$  - процентная ставка в долях единицы, а  $n$  - число периодов начисления. Однако для наших дальнейших целей она не потребуется и потому ее не приводим.

Обратная задача для аннуитета постnumerандо сводится к вычислению следующего приведенного потока:

$$PV_{pst} = A \sum_{k=1}^n \frac{1}{(1+r)^k} = A \left( \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r} \right) = A FM4(r,n) \quad (3.8)$$

Дисконтирующий множитель  $FM4$ , как и мультиплицирующий множитель  $FM3$ , протабулирован в

финансовой таблице (приложение) в зависимости от ставки дисконтирования  $\gamma$  и количества периодов начисления  $n$ .

### Метод депозитной книжки.

Другая наглядная интерпретация срочного аннуитета и его полезное практическое приложение - метод депозитной книжки, когда на остаток вклада начисляются сложные проценты. Одновременно производится регулярное снятие со счета постоянной суммы. Схематически это выражается так:

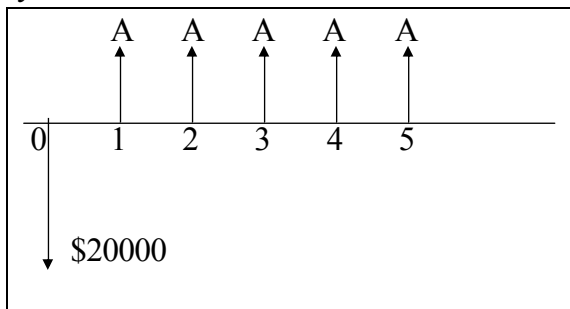
Сумма + сложный процент - снятие регулярной  
постоянной величины

Вначале в снимаемой сумме преобладают проценты, а затем и часть основной суммы.

*Пример 3.5. В банке получена ссуда на 5 лет в сумме 20000\$ под 13% годовых по схеме начисления сложного процента на непогашенный остаток. Возвращать нужно равными суммами в конце каждого года. Определить величину годового платежа и составить амортизационный план (график погашения).*

Решение.

Если обозначить за  $A$  величину искомого годового платежа, то данный финансовый контракт можно представить в виде следующей схемы.



Для лучшего понимания логики метода депозитной книжки целесообразно рассуждать с позиции кредитора. Для

банка данный контракт представляет собой инвестицию в размере 20000 дол., т.е. отток денежных средств, что и показано на схеме. В дальнейшем в течение пяти лет банк будет ежегодно получать в конце года сумму А, причем каждый годовой платеж будет включать проценты за истекший год и часть основной суммы долга. Так, поскольку в течение первого года заемщик пользовался ссудой в размере 20000 дол., то платеж, который будет сделан в конце этого года, состоит из двух частей: процентов за год в сумме 2600 дол. (13% от 20000) и погашаемой части долга в сумме (А-2600) дол. В следующем году расчет будет повторен при условии, что размер кредита, которым пользуется заемщик, составит уже меньшую сумму по сравнению с первым годом, а именно: (20000 - А + 2600). Отсюда видно, что с течением времени сумма уплачиваемых процентов снижается, а доля платежа в счет погашения долга возрастает. Из схемы на рисунке видно, что мы имеем дело с аннуитетом постнумерандо, о котором известна его текущая стоимость, процентная ставка и продолжительность действия. Для нахождения А можно пользоваться формулой:

$$20000 = FM4(13\%,5)*A = 3.517*A, \text{ т.е. } A = 5687 \text{ долларов.}$$

Амортизационный план представлен в следующей таблице:

Год	Остаток ссуды на начало года	годовой платеж	В том числе		Остаток на конец года
			% за год	часть долга	
1	20000	5687	2600	3087	16913
2	16913	5687	2199	3488	13425
3	13425	5687	1745	3942	9483
4	9483	5687	1233	4454	5029
5	5029	5687	654	5029	0

Данная таблица позволяет ответить на целый ряд дополнительных вопросов, представляющих определенный интерес для прогнозирования денежных потоков. В частности, можно рассчитать общую сумму процентных платежей,



величину процентного платежа в  $k$ -м периоде, долю кредита, погашенную в первые  $k$  лет и т.п.

### Оценка аннуитета с изменяющейся величиной платежа.

В связи с инфляцией арендодатель часто прибегает к периодическому увеличению платежа, компенсирующему негативное влияние изменения цен. Следующий пример иллюстрирует это.

*Пример 3.6. Аренда участка земли на 10 лет. Арендная плата по схеме постнумерандо на следующих условиях: первые 6 лет по 10 млн.руб., последние 4 года - по 11 млн.руб. Оценить приведенную стоимость договора, если процентная ставка, используемая аналитиком, равна 15%*

Возможны 2 способа решения.

1) Сумма двух аннуитетов : 1.  $A=10$  на 10 лет

2.  $A=1$  на 4 года, но при этом надо будет его дисконтировать ещё на 6 лет, т.к. он будет оценён с позиции начала седьмого года.

$$PV_1 = 10 \sum_{k=1}^{10} \frac{1}{(1+0.15)^k} + 1 * \sum_{k=1}^4 \frac{1}{(1+0.15)^k} * (1+0.15)^{-6} =$$

$$= 10FM4(15\%, 10) + 1 * FM4(15\%, 4) * FM2(15\%, 6) = 10 * 5.019 + 1 * 2.855 * 0.432 = 51.42$$

2) Разность двух аннуитетов:

$A=11$  и продолжительность 10 лет

$A=1$ , начавшись в 1 году, заканчивается в 6-м году.

$$PV = 11 \sum_{k=1}^{10} \frac{1}{(1+0.15)^k} - 1 \sum_{k=1}^6 \frac{1}{(1+0.15)^k} = 11FM4(15\%, 10) - 1FM4(15\%, 6) =$$

$$= 11 * 5.019 - 1 * 3.784 = 51.42$$

Для бессрочного аннуитета продолжительностью 50 и более лет прямая задача смысла не имеет. Обратная задача сильно упрощается:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \sum_{k=1}^n \frac{1}{(1+r)^k} = \frac{1}{r}$$

$$S = \frac{a}{1-q} ; a = \frac{1}{1+r} ; q = \frac{1}{1+r} ; S = \frac{1}{(1+r)[1-1/(1+r)]} =$$

$$= \frac{1}{r(1+r)/(1+r)} = \frac{1}{r} ;$$

$$PV = \frac{A}{r} \quad (3.9)$$

*Пример 3.7. Определить текущую стоимость бессрочного аннуитета с ежегодным поступлением 420руб., если предлагаемый банком процент по срочным вкладам равен 14% годовых.*

$$PV = 420/0.14 = 3000 \text{руб.}$$

### Оценка денежных потоков при изменяющихся процентных ставках.

Во всех предыдущих формулах фигурировала неизменная ставка дисконтирования в период всего действия аннуитета. Однако в реальности ставки периодически меняются. Для аннуитета это можно учесть следующим образом:

$$FV_n = A_0 + A_0(1+r_1) + A_0(1+r_1)(1+r_2) + \dots + A_0(1+r_1) \dots (1+r_n) = A_0 \sum_{k=1}^n \prod_{i=1}^k (1+r_i)$$

$$PV = A_0 + \frac{A_0}{1+r_1} + \frac{A_0}{(1+r_1)(1+r_2)} + \dots + \frac{A_0}{(1+r_1)\dots(1+r_n)}$$

$$PV = A_0 \sum_{k=1}^n \frac{1}{\prod_{i=1}^k (1+r_i)} \quad (3.10)$$

*Пример 3.8.* В настоящее время ставка по срочным вкладам составляет 20% годовых, а в последующие 3 года в связи с уменьшением инфляции прогнозируется ее ежегодное снижение на 2% в год. Рассчитайте что предпочтительнее при этих условиях: 1000 руб. сейчас или 1800 руб. через 4 года?

Решение. В данном случае это не аннуитет, а разовая операция. Если исходить из обратной задачи, следует привести 1800 руб к настоящему времени следующим образом:

$$\frac{1800}{(1+0.20)(1+0.18)(1+0.16)(1+0.14)} = \frac{1800}{1.8725} = 961 \text{ руб.},$$

что меньше, чем 1000 рублей сегодня.

*Пример 3.9.* В настоящее время ставка по срочным вкладам составляет 20% годовых, а в последующие 2 года в связи с уменьшением инфляции прогнозируется ее ежегодное снижение на 2% в год. Рассчитайте что предпочтительнее при этих условиях: 1000 руб. сейчас или гособлигация, номиналом 1000 руб., погашаемая через 3 года, по которой гарантируется 15% годовых?

Решение. Приводим все будущие поступления по облигации к сегодняшнему дню - дисконтируем. Это ежегодные процентные выплаты по облигации в размере 150 руб (15% от

номинала) и сама номинальная стоимость в размере 1000 руб, которые будут получены через 3 года.

$$\frac{150}{(1+0.2)} + \frac{150}{(1+0.2)(1+0.18)} + \frac{150 + 1000}{(1+0.2)(1+0.18)(1+0.16)} = 931 \text{ руб.}$$

Это меньше, чем 1000 рублей. Следовательно, приобретать облигацию нецелесообразно. Выгоднее положить деньги в банк.

### 3.3. Основные показатели эффективности инвестиционных проектов

#### Статические и динамические методы оценки инвестиционных проектов.

Вкладывая средства в различные сферы производства и бизнеса, инвестор преследует цель получить от них отдачу в виде дохода и приумножения капитала. Поскольку различные сферы вложения средств имеют свою специфику, необходимо выработать такие критерии, по которым их можно было бы относительно корректно сравнить между собой. В этом смысле можно было бы считать безразличным куда вкладывать деньги: в организацию нового производства или покупку акций и других ценных бумаг уже функционирующих предприятий, давая им тем самым дополнительные средства для расширения своего производства и получения прибыли. Те в свою очередь делились бы с инвестором этой прибылью в виде дивидендов и процентов по ценным бумагам. Инвестор к тому же может продать их в любой момент по более выгодной цене, если рыночная стоимость этих бумаг будет возрастать.

Инвестиционные проекты различаются по степени риска: наименее рискованны проекты, выполняемые по государственному заказу; наиболее рискованны проекты, связанные с созданием новых производств и технологий.

Поскольку в данном курсе мы интересуемся экономической привлекательностью участков недр, мы будем

под инвестициями понимать вложения денежных средств в разведку и освоение выявленных и прогнозируемых месторождений полезных ископаемых. В то же время все формулы и выводы будут справедливы для любых инвестиционных проектов, будь то строительство нового ресторана или фабрики или покупка ценных бумаг, приносящих регулярный доход в виде процентов или дивидендов.

*Методы оценки эффективности инвестиций можно определить как способы, с помощью которых определяется выбор между двумя или несколькими вариантами вложения средств на относительно длительный период, исходя из предварительно установленного критерия выбора.*

Использование методики измерения экономической эффективности требует предварительного определения основных понятий, характеризующих любой инвестиционный процесс.

Доходный метод, выбранный нами в теме 1 в качестве основного, заключается в «приведении» будущих (проектируемых) доходов и затрат к текущему моменту времени. Стоимость объекта по нему определяется исключительно на основе тех доходов, которые он способен в будущем принести своему владельцу.

Ниже для неподготовленного читателя (имеющего, как правило, геологическое или горнотехническое образование) в упрощенном варианте приводятся основные сведения из теории инвестиционного анализа, позволяющие понять суть доходного метода.

Использование методики измерения экономической эффективности требует предварительного определения основных понятий, характеризующих любой инвестиционный процесс.

*Инвестиционные средства* - начальные капитальные вложения  $S_0$ , которые необходимо осуществить.

*Инвестиционные затраты* - все расходы, возникающие в процессе осуществления проекта. Обозначаются  $S_k$ , где  $k$  -

номер инвестиционного цикла, в котором понесены затраты (как правило, один цикл - это один год).

*Доходы от инвестиций* - все денежные поступления от инвестиций. Обозначаются  $R_k$ , где  $k$  - номер инвестиционного цикла, в котором получены доходы.

Основные экономические показатели, используемые при оценке эффективности.

Различают статические и динамические методы оценки. Статические методы не учитывают изменения стоимости денег с течением времени или учитывают это не в полной мере. Важнейшим показателем при таком подходе является срок окупаемости проекта, т.е. тот срок, когда доходы, полученные от проекта, превысят сумму вложений, т.е.  $\Sigma R > \Sigma C$ .

*Пример 3.10. Проект требует начальных капвложений в размере \$400 тыс. и дополнительных затрат в размере \$100 тыс. в течение первого года, после чего для его функционирования, начиная со 2-го года, потребуются текущие издержки в размере \$50 тыс. ежегодно. Начиная со 2-го года, он будет приносить ежегодно \$200 тыс. дохода с учетом всех налогов. Определить срок окупаемости и коэффициент эффективности.*

Для удобства представим движение всех средств в виде следующей таблицы:

Номер года	Капзатраты	Текущие издержки	Доходы	Накопленные затраты	Накопленные доходы
0	400		0	400	0
1	100		0	500	0
2		50	200	550	200
3		50	200	600	400
4		50	200	650	600
5		50	200	700	800
6		50	200	750	1000
7		50	200	800	1200
8		50	200	850	1400

Из нее видно, что сумма доходов превысит сумму затрат через 5 лет. Это и будет приблизительно сроком окупаемости. Для того, чтобы рассчитать его точнее, надо определить тот период, в который сумма доходов составит 700 тыс.\$, а не 800 тыс.\$. Т.е. в последний год необходимы поступления в размере \$100 тыс., а не \$200 тыс. При равномерном поступлении средств в течение года для этого необходимо:  $100/200 = 0.5$  года. Таким образом, срок окупаемости проекта 4.5 года.

Такие оценки лишь очень приблизительно отражают соотношение затрат и доходов, поскольку и те и другие, как правило, значительно растянуты во времени, в течение которого происходит изменение их реальной стоимости. В этом смысле динамические методы позволяют сопоставить затраты и доходы, произведенные в разные периоды времени и привести их к одному сроку (как правило к началу финансирования проекта). Ключевыми показателями при этом являются следующие:

1. Чистая современная стоимость **NPV** (Net Present Value);
2. Индекс рентабельности **PI** (Profitability Index);
3. Внутренняя норма прибыли **IRR** (Internal Rate of Return);
4. Срок окупаемости **PP** (Payback Period).

Рассмотрим кратко эти показатели, сохраняя вышеприведенные обозначения. При этом будем базироваться на тех кратких сведениях из теории денежных потоков, которые мы рассматривали в разделе 3.2.

По сути, инвестиционный проект - это денежный поток из затрат  $C_i$  и доходов  $R_i$ , распределенных во времени.

**Чистая современная стоимость (NPV).** Другое часто встречающееся русскоязычное название этого показателя - чистый приведенный эффект или чистый дисконтированный доход (ЧДД).

NPV рассчитывается с помощью коэффициентов дисконтирования:

$$NPV = -C_0 + \frac{R_1 - C_1}{1+r} + \frac{R_2 - C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{R_n - C_n}{(1+r)^n}, \quad (3.11)$$

где  $r$  - ставка дисконтирования, выраженная в долях единицы,  $n$  - число лет осуществления проекта.

$NPV$  показывает сегодняшнюю стоимость проекта с точки зрения будущих затрат и доходов.

Если  $NPV < 0$ , то в случае принятия проекта инвестор понесет убыток;

если  $NPV = 0$ , то в случае принятия проекта благосостояние инвестора не изменится, но в то же время объемы инвестиций возрастут;

если  $NPV > 0$ , то в случае принятия проекта благосостояние инвестора увеличится.

*Пример 3.11. Рассмотрим тот же пример и рассчитаем для него  $NPV$  если бы проект длился 5 лет при ставке дисконтирования 10% годовых:*

$$NPV_5 = -400 + \frac{-100}{1.1} + \frac{(200-50)}{1.21} + \frac{(200-50)}{1.33} + \frac{(200-50)}{1.46} + \frac{(200-50)}{1.61} = -\$58,65 \text{ тыс}$$

Оказывается, с учетом временной стоимости денег проект не только не окупается за 5 лет, но и является убыточным с точки зрения момента начала финансирования.

Рассчитаем далее  $NPV$  проекта за 6, 7 и 8 лет:

$$NPV_6 = -58.65 + \frac{(200-50)}{(1.1)^6} = \$26,0 \text{ тыс.}$$

$$NPV_7 = -58.65 + \frac{(200-50)}{(1.1)^6} + \frac{(200-50)}{(1.1)^7} = \$103,0 \text{ тыс.}$$

Для 8 лет получим результат \$172,9.

Таким образом, чистая современная стоимость проекта с такими характеристиками будет положительной лишь в том случае, если он будет осуществляться не менее 6 лет.



Обратите внимание на то, что если оценивать проект статическим методом, то он через 7 лет формально покажет превышение доходов над расходами в размере не 103 тыс. \$, а 400 тыс.\$ . Это лишний раз подтверждает крайнюю ограниченность статических методов оценки, которые приемлемы в лучшем случае для коротких базовых периодов размером в месяц или квартал на срок не более года.

Отметим еще один важный момент. Ставка дисконтирования, в качестве которой может выступать среднерыночная норма прибыли или цена капитала или ставка безрисковых вложений, может меняться из года в год. Тогда формула для NPV будет выглядеть следующим образом:

$$NPV = -C_0 + \frac{R_1 - C_1}{1+r_1} + \frac{R_2 - C_2}{(1+r_1)(1+r_2)} + \dots + \frac{R_n - C_n}{(1+r_1)(1+r_2)\dots(1+r_n)},$$

(3.12)

где  $r_k$  - ставка дисконтирования в  $k$ -м периоде,  $k=1,2,\dots,n$ .

**Индекс рентабельности** показывает во сколько раз приведенные (дисконтированные) доходы превышают приведенные затраты:

$$PI = \frac{\sum_{m=1}^k \frac{R_m}{(1+r)^m}}{\sum_{m=1}^n \frac{C_m}{(1+r)^m}},$$

(3.13)

Критерий PI характеризует доход на единицу затрат; именно этот критерий наиболее предпочтителен, когда необходимо упорядочить независимые проекты для создания оптимального портфеля в случае ограниченности сверху общего объема инвестиций.

Если  $PI > 1$ , проект следует принять,

PI < 1, проект следует отвергнуть,  
PI = 1, любое решение.

*Пример 3.12. Рассчитаем показатели PI для того же примера за 5, 6 и 7 лет.*

Для упрощения расчетов воспользуемся математическим аппаратом для аннуитетов и дисконтирующими множителями FM2 и FM4 (см. разделы 3.1-3.2)

Приведенные затраты составляют:

$$\Sigma C_5 = 400 + 100FM2(10\%,1) + 50FM2(10\%,1)FM4(10\%,4) = 400 + 100 * 0,909 + 50 * 0,909 * 3,17 = 634,98 \text{ тыс. \$}$$

Приведенные доходы за 5 лет:

$$\Sigma R_5 = 200FM2(10\%,1)FM4(10\%,4) = 576,3 \text{ тыс. \$}$$

$$\text{Индекс рентабельности: } PI_5 = 576,3 / 634,9 = 0,91$$

Величина PI превысит 1 только если проект с такими характеристиками будет осуществляться не менее 6 лет:

$$\Sigma C_6 = \$663,2$$

$$\Sigma R_6 = \$689,2$$

$$PI_6 = 689,2 / 663,2 = 1,04$$

**Внутренняя норма прибыли.** Другие встречающиеся названия данного показателя - внутренний уровень доходности, внутренняя норма доходности (IRR, ВНД).

Под внутренней нормой прибыли понимается ставка дисконтирования, которая уравнивает приведенные доходы и расходы, т.е. при которой NPV=0. Следовательно, IRR можно найти из условия:

$$\sum_{m=1}^k \frac{R_m}{(1+r)^m} = \sum_{m=1}^n \frac{C_m}{(1+r)^m} \quad (3.14)$$

В этом уравнении все известно за исключением ставки дисконтирования  $r$ . Найденное значение  $i$  и будет равняться IRR.

Критерий IRR показывает максимальный уровень затрат, который может быть ассоциирован с данным проектом. Т.е. если цена капитала, привлекаемого для финансирования проекта, больше IRR (иначе говоря, внутренняя норма прибыли меньше реальной ставки дисконтирования), то проект может быть выполнен только в убыток, а следовательно, его надо отвергнуть.

Можно рассчитать ВНД с помощью встроенных функций MS EXCEL. Существует метод приближенной оценки IRR, для которого достаточно простого калькулятора с арифметическими операциями. Для этого надо найти NPV проекта при двух различных ставках дисконтирования, причем таких, что при одном значении ставки  $r_1$  NPV положительно, а при другом  $r_2$  NPV отрицательно. Тогда внутреннюю норму прибыли можно приблизительно рассчитать следующим образом:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV(r_1)}{NPV(r_1) - NPV(r_2)} (r_2 - r_1) \quad (3.15)$$

Точность вычислений обратно пропорциональна длине оценочного интервала  $(r_2 - r_1)$ . Чтобы увеличить точность вычислений после первой оценки, можно сделать следующее приближение, «сузив» на следующем шаге этот интервал в окрестности первого найденного значения.

Если внутренняя норма прибыли меньше реальной ставки дисконтирования, то проект может быть выполнен только в убыток, а следовательно, его надо отвергнуть.

*Пример 3.13. Сделаем приблизительный расчет этого показателя для того же проекта при сроке его реализации 5 лет. В результате предыдущих вычислений мы знаем, что  $NPV(10\%) = -58.6$ , т.е. в качестве  $r_2$  можно взять 10% (или 0.1). Чтобы не делать сложных вычислений возьмем в качестве  $r_1 = 0\%$  Тогда будем иметь чисто статический случай*

$$NPV(0) = -400 - 100 \cdot 50\% \cdot 4 + 200 \cdot 4 = 100$$

Подставляем эти значения в формулу:

$$IRR = 0 + \frac{100}{100 - (-58.6)} (10 - 0) = 6.3\%$$

Чтобы оценить эту величину более точно, следовало бы повторить данные расчеты, например, для 5 и 8%. Однако и данной точности для принципиальных оценок, как правило, достаточно. Т.е. интервал  $(r_1, r_2)$  в 10% в большинстве ситуаций позволяет оценить IRR с абсолютной погрешностью не хуже 1-2%. Точное значение в данном примере составляет 5,7%. Т.е. абсолютная ошибка всего 0,6%.

Если проект с такими характеристиками будет продолжаться 6 или 7 лет, то ВНД составит соответственно 11,6% и 15,4%. При этом ЧДД при ставке дисконтирования 10%, как следует из расчетов в примере 3.11, составляет \$26 тыс. и \$103 тыс. соответственно.

Отметим одну особенность показателя внутренней нормы прибыли. Для его расчета не нужно думать о ставке дисконтирования, которую надо принять для оценки эффективности проекта. Этот показатель является характеристикой самого денежного потока, ассоциируемого с проектом.

**Срок окупаемости (PP – payback period).** В примере из таблицы срок окупаемости составил 4.5 года. Однако, как было показано выше, с учетом временной стоимости денег он равен 6 годам. В этом случае его называют дисконтированным сроком окупаемости. Он показывает число базовых периодов, за которое исходная инвестиция будет полностью возмещена за счет генерируемых проектом притоков денежных средств. Обычно базовый период – год. Чаще всего расчет идет по годам, однако можно выделять и дробную часть года, если абстрагироваться от исходного предположения, что приток

денежных средств при стандартном расчете инвестиционного проекта по умолчанию относится на конец года.

**Соотношения между критериями эффективности.** (По В.В.Ковалеву, 1996). Показатели NPV, IRR, PI, CC связаны очевидными соотношениями:

если  $NPV > 0$ , то одновременно  $IRR > CC$  и  $PI > 1$ ;

если  $NPV < 0$ , то одновременно  $IRR < CC$  и  $PI < 1$ ;

если  $NPV = 0$ , то одновременно  $IRR = CC$  и  $PI = 1$ ,

где CC – ставка дисконтирования, используемая в проекте.

Ставка дисконтирования, с которой оценивается проект, может меняться (как правило, в сторону увеличения) в силу разных обстоятельств. Это означает, что проект, принимаемый при одних условиях, может стать невыгодным при других. Различные проекты неодинаково реагируют на увеличение ставки. Так, проект, в котором основная часть притока денежных средств падает на первые годы его реализации, т.е. возмещение сделанных инвестиций осуществляется более интенсивно, в меньшей степени чувствителен к удорожанию цены за пользование источником средств.

Коэффициент дисконтирования, используемый для оценки проектов с помощью методов NPV, IRR, PI, должен соответствовать длине периода, заложенного в основу инвестиционного проекта (например, годовая ставка берется только в том случае, если длина периода – год).

Применение методов оценки и анализа проектов предполагает множественность используемых прогнозных оценок и расчетов. Чем протяженнее во времени проект, тем более неопределенными и рискованными становятся притоки денежных средств последних лет его реализации.

Критерий NPV: (а) отражает прогнозную оценку изменения экономического потенциала предприятия в случае принятия рассматриваемого проекта; (б) аддитивен в пространственно-временном аспекте, т.е. NPV различных проектов можно суммировать для нахождения общего эффекта. При расчете NPV, как правило, используется постоянная ставка

дисконтирования, однако при некоторых обстоятельствах (например, ожидается изменение уровня учетных ставок), могут использоваться различные по годам ставки дисконтирования.

Критерий IRR: (а) показывает лишь максимальный уровень затрат, который может быть ассоциирован с оцениваемым проектом, в частности, если IRR двух альтернативных проектов больше цены привлекаемых для их реализации источников средств, то выбор лучшего из них по критерию IRR невозможен; (б) не обладает свойством аддитивности, т.е. IRR двух проектов нельзя складывать;

Критерий PP: (а) не учитывает влияние доходов последних периодов, выходящих за пределы срока окупаемости; (б) не делает различия между проектами с одинаковой суммой кумулятивных доходов, но разным распределением ее по годам; (в) не обладает свойством аддитивности; (г) в отличие от других критериев позволяет давать оценки, хотя и грубые, о ликвидности и рискованности проекта.

При анализе альтернативных проектов критерии NPV, PI, IRR могут противоречить друг другу, т.е. проект, принятый по одному критерию, может быть отвергнут по другому. Две основные причины определяют возможные противоречия между критериями:

-масштаб проекта, т.е. элементы денежных потоков одного проекта значительно (на один или несколько порядков) отличаются от элементов второго проекта;

-интенсивность потока денежных средств, т.е. приходится ли основная доля общей суммы денежных поступлений преимущественно на первые или преимущественно на последние годы жизни проекта. В случае противоречия рекомендуется брать за основу критерий NPV.

Критерий NPV является наиболее универсальным и предпочтительным при анализе инвестиционных проектов, поскольку именно он характеризует возможный прирост благосостояния инвестора. Основным недостатком критерия NPV

в том, что это абсолютный показатель, а потому он не может дать информации о так называемом "резерве безопасности проекта". Имеется в виду следующее: если допущена ошибка в прогнозе денежного потока, насколько велика опасность того, что проект, который ранее рассматривался как прибыльный, окажется убыточным?

Информацию о "резерве безопасности проекта" дают критерии IRR и PI. Так, при прочих равных условиях, чем больше IRR по сравнению с ценой капитала проекта, тем больше "резерв безопасности".

Если речь идет о стоимостной оценке месторождения, то в качестве затрат  $C_k$  выступают капитальные вложения в освоение месторождения и текущие эксплуатационные затраты по добыче полезных ископаемых, а в качестве  $R_k$  – доходы от реализации конечного продукта: нефти, газа, руды, концентрата и т.п. Конкретные модели денежных потоков приведены в главах 4 и 5.

Фактически стоимостная оценка месторождения или участка недр в рамках доходного подхода может быть приравнена к величине ЧДД (NPV) при обоснованной величине ставки дисконтирования.

### **3.4. О выборе ставок дисконтирования.**

Наиболее важный показатель эффективности проектов с точки зрения стоимостной оценки месторождений и участков недр является чистый дисконтированный доход (ЧДД или NPV). Однако его величина в решающей степени зависит от ставки дисконтирования. Обратимся к тому же примеру 3.11 для случая реализации его в течение 7-летнего срока.

Результирующий поток «доходы минус затраты» выглядит следующим образом (см. таблицу к примеру 3.10):

-400 -100 150 150 150 150 150 150

Для 10%-й ставки мы получили величину \$103 тыс. Для нулевой ставки (статическая оценка: деньги во все периоды имеют одинаковую ценность) ЧДД находится простым

алгебраическим суммированием доходов и затрат. Это следует из выражения (3.11), в котором  $r=0$ . В результате получим:

$$-400 - 100 + 150 \cdot 6 = 400.$$

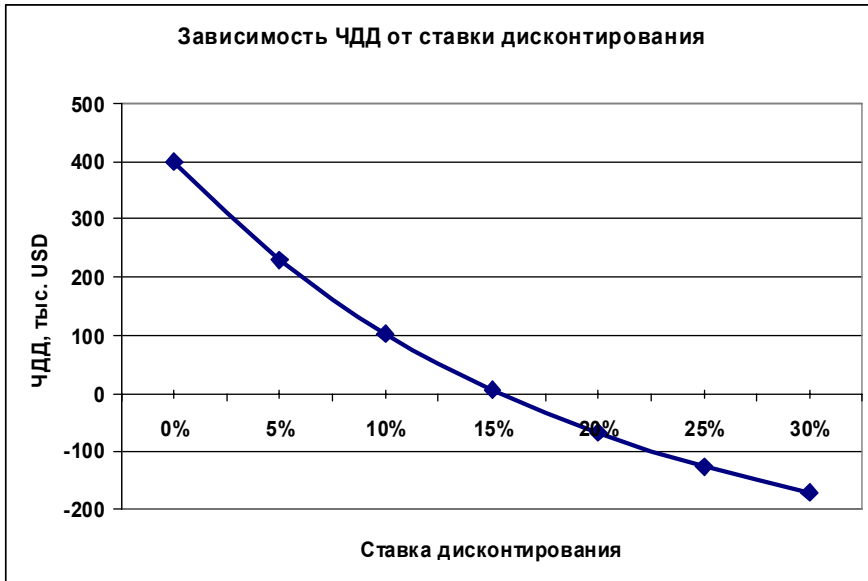
Найдем величину ЧДД при других ставках дисконтирования с шагом 5%. Можем воспользоваться дисконтирующими множителями из таблиц в приложении:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}(r) &= -400 - 100 \times \frac{1}{(1+r)} + \frac{150}{(1+r)} \sum_{i=1}^6 \frac{1}{(1+r)^i} = \\ &= -400 - 100\text{FM2}(r,1) + 150\text{FM2}(r,1)\text{FM4}(r,6). \end{aligned}$$

Результаты представлены в таблице ниже.

Ставка	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
ЧДД	400	230	103	7	-68	-126	-170

Далее на рисунке эта зависимость изображена графически.





Видно, что величина результирующего ЧДД при увеличении ставки существенно снижается и с некоторого момента становится отрицательной. При ставке 15,4% ЧДД принимает нулевое значение. По определению это и есть внутренняя норма доходности проекта, а приведенные построения можно считать графическим способом ее определения в дополнение к приближенной итерационной формуле (3.16).

Так из каких же соображений следует выбирать ставку дисконтирования, если она столь важна для конечного результата? Как мы видели в начале данной темы у инвестора всегда есть возможность ничего не делать с имеющимися у него свободными средствами, кроме как банально положить их под небольшие проценты в надежный банк или поместить в государственные ценные бумаги. Эта ставка альтернативных безопасных вложений и принимается в качестве безрисковой ставки дисконтирования. Она обычно и используется при оценке инвестиций в различные финансовые активы: корпоративные и государственные ценные бумаги и т.п.

При оценке бизнеса в различных областях зачастую используются сложившиеся ставки дисконтирования, ассоциируемые обычно с приемлемым корпоративным уровнем рентабельности или с возможностью безопасного вложения временно свободных средств в уже действующие мощности и предприятия. Так, в горнорудной промышленности, анализируя возможности вложения средств в доразведку и обустройство нового месторождения руды, запасы и качество которой известны лишь приблизительно, вы обычно думаете о доходности, связанной с покупкой пая уже действующего аналогичного предприятия, которому требуется лишь небольшая модернизация для расширения производства. Ожидаемая годовая доходность ваших вложений во второй практически безрисковой ситуации и будет для вас ориентиром для выбора ставки дисконтирования.

Логика выбора ставки дисконтирования практически всегда основывается на безрисковой ставке альтернативных вложений плюс «надбавка за риск». Ниже – простейший пример.

*Пример 3.14. На вашем счете в банке 2 млн.руб. Банк платит 18% годовых. Вам предлагают войти всем капиталом в организацию венчурного предприятия. Представленные экономические расчеты показывают, что через 6 лет ваш капитал утроится. Стоит ли принимать это предложение?*

Решение. Сначала рассмотрим ситуацию с позиции будущего:

$$k_6 = k_0(1+r)^6 = 2(1+0.18)^6 = 2 * 2.7 = 5.4 \text{ млн.руб.}$$

Если нет никаких дополнительных данных, то предложение о вложении средств в предприятие кажется заманчивым, т.к. сулит 6 млн. рублей через 3 года вместо 5,4. Однако организация нового дела всегда связано с повышенным риском, который следует учесть. Финансовый консультант рекомендует учесть риск путем введения премии в размере 5%:  $18+5=23\%$ . При такой ставке дисконтирования будущие 6 млн. рублей, приведенные к сегодняшнему дню составят:

$$PV = \frac{6}{(1+0.23)^6} = 6FM2(0.23,6) = 1.73 \text{ млн.руб.}$$

т.е. предложение с учетом риска невыгодно

За рубежом (а теперь и в России) существуют специализированные консалтинговые компании, которые занимаются данными вопросами. Ниже приведем примерную шкалу, весьма распространенную в США в 80-х годах 20 века. С небольшими модификациями она в ряде случаев может применяться и сейчас. Допустим, базовая безрисковая ставка дисконтирования – 5% годовых, исходя из доходности государственных облигаций с 30-летним сроком погашения.

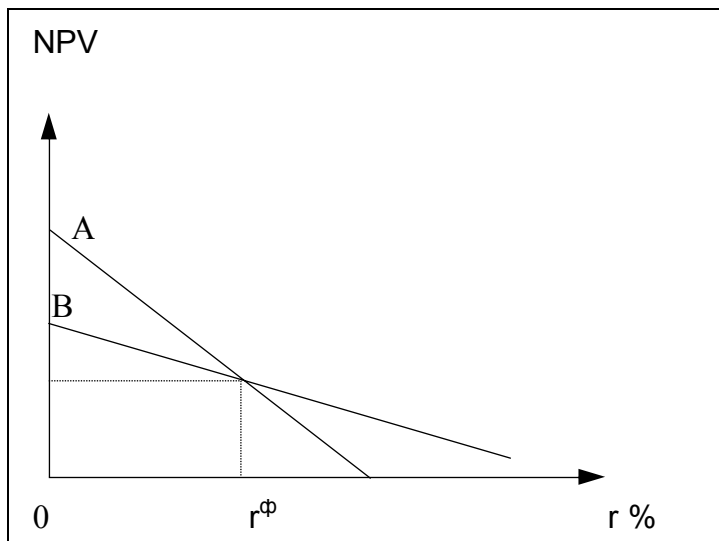
Тип инвестиций	надбавка за риск	итоговая ставка
<i>Замещающие инвестиции 1 категории.</i> Небольшая модернизация без изменения технологического процесса.	3%	8%
<i>Замещающие инвестиции 2 категории.</i> Усовершенствование технологического процесса с заменой морально устаревшего оборудования без изменения выпускаемого ассортимента.	5%	10%
<i>Замещающие инвестиции 3 категории.</i> Существенная модернизация действующего производства и возможные изменения в ассортименте выпускаемой продукции без изменения общей направленности производства.	6-9%	11-14%
<i>Новые инвестиции 1 категории.</i> Новые методы производства с возможной сменой вида бизнеса или выпуском неизвестного ранее товара.	9-11%	14-16%
<i>Новые инвестиции 2 категории.</i> Прикладные научные исследования и поиск новых технологий производства.	11-14%	16-19%
<i>Новые инвестиции 3 категории.</i> Фундаментальные научные исследования, результат которых заранее неизвестен.	15-20%	20-25%

Нечто похожее может использоваться и сейчас с поправкой на современные условия. Эти задачи обычно решаются специализированными финансовыми аналитиками в соответствующих компаниях. О применяемых ставках дисконтирования в геолого-экономическом анализе в следующих главах данного учебного пособия (тема 6).

### Анализ альтернативных проектов. Точка Фишера.

При анализе проектов с сопоставимыми денежными потоками конечный результат в очень большой степени зависит от ставки дисконтирования. При одной ставке более предпочтительным по критерию NPV является один проект, при другой ставке - другой проект. Если эти проекты к тому же являются альтернативными, то вопрос о выборе для финансирования одного из них является очень непростым, поскольку выбор ставки дисконтирования часто также представляет собой непростую задачу, особенно если при этом

принимать во внимание возможную инфляцию и риск проекта. В этой связи весьма полезной бывает найти для этих двух проектов такую ставку дисконтирования, при которой результат по критерию NPV будет одинаков. Такая пограничная точка называется «точкой Фишера».



На этом рисунке приведены зависимости NPV от  $r$  для двух гипотетических проектов A и B. При ставке дисконтирования  $r < r^{\Phi}$  более выгодным является проект A, при ставке  $r > r^{\Phi}$  более выгоден проект B. В точке Фишера ( $r = r^{\Phi}$ ) проекты идентичны по главным показателям эффективности.

Для того чтобы определить точку Фишера, надо поступить следующим образом:

1) найти «разностный» проект вычитанием одного проекта из другого (т.е. денежные потоки одного проекта из другого в соответствующие периоды);

2) вычислить внутреннюю норму прибыли разностного проекта одним из способов.

*Пример 3.15. Приведены данные о двух альтернативных инвестиционных проектах:*

<b>A</b>	<b>-95</b>	<b>90</b>	<b>52</b>	<b>10</b>
<b>B</b>	<b>-85</b>	<b>10</b>	<b>50</b>	<b>100</b>

*Рассчитать точку Фишера. Исходя из результата сделать выбор при  $r = 8\%$  и при  $r = 18\%$  не делая прямых расчетов NPV по исходным проектам..*

Решение. Рассчитываем разностный проект, вычитая вторую строчку из первой (можно сделать и наоборот):

$$-10 \quad 80 \quad 2 \quad -90$$

Рассчитываем IRR этого проекта вторым приближенным способом.

1-я итерация:

$$NPV(0\%) = -18$$

$$NPV(20\%) = -10 + 80/1.2 + 2/1.2^2 - 90/1.2^3 = -10 + 66.7 + 1.4 - 52.1 = 6.0$$

$$(-18)$$

$$IRR_1 = 0 + \frac{(-18 - 0)}{-18 - 6} (20 - 0) = 15\%$$

2-я итерация. Возьмем в  $r_1 = 10\%$ , а  $r_2$  оставим  $20\%$ :

$$NPV(10\%) = -10 + 80/1.1 + 2/1.1^2 - 90/1.1^3 = -10 + 72.7 + 1.65 - 67.6 = -3.25$$

$$(-3.25)$$

$$IRR_2 = 10 + \frac{(-3.25 - 10)}{-3.25 - 6} (20 - 10) = 13.5\%$$

Удовлетворимся данным уровнем точности и будем считать что точка Фишера для этих двух проектов достигается при  $r^{\Phi} = 13.5\%$ . Таким образом при ставке дисконтирования  $8\%$  выгоден проект В, а при ставке  $18\%$  выгоден проект А.

Примечание: если Вы испытываете затруднения в определении какой из проектов выгоднее при ставке дисконтирования, меньшей точки Фишера, мысленно подставьте  $r=0\%$  в оба проекта и тогда их NPV(0) будет равна алгебраической сумме денежных потоков. В нашем случае для А:  $-95+90+52+10=57$ , а для В:  $-85+10+50+100=75$ , что больше, чем 57. Следовательно при  $r < r^{\Phi}$  выгоднее В, а при  $r > r^{\Phi}$  ситуация меняется и выгоднее А.

Рассмотренные в данной теме инструменты финансово-инвестиционного анализа используются в дальнейшем при

стоимостной оценке выявленных месторождений полезных ископаемых и перспективных участков недр.

### Контрольные вопросы и задачи по теме 3.

3.1. Предприятие имеет  $X$  млн.рублей свободных средств. Какова будет покупательная способность этого количества денег через год при темпе инфляции  $p\%$  в год?

Номера вариантов																			
0	1		2		3		4		5		6		7		8		9		
X	P	X	p	X	p	X	p	X	p	X	p	X	p	X	p	X	p		
11	9	19	10	21	12	17	20	23	30	27	25	32	30	44	50	24	15	43	20

3.2. На вашем счете в банке 2 млн.руб. Банк платит 18% годовых. Вам предлагают войти всем капиталом в организацию венчурного предприятия. Представленные экономические расчеты показывают, что через 6 лет ваш капитал утроится. Стоит ли принимать это предложение? Надбавка за риск  $n\%$ .

Номера вариантов																			
0	1	2		3		4		5		6		7		8		9			
n	P	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p		
4	19	7	16	8	15	6	17	4	18	3	20	9	14	3	21	10	13	10	12

3.3. Что более предпочтительно: получить \$2000 сегодня или \$5000 через  $n$  лет, если ставка дисконтирования  $p\%$  годовых?

Номера вариантов																			
0	1		2		3		4		5		6		7		8		9		
n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p		
3	30	3	35	4	25	4	30	5	20	5	25	6	16	6	20	7	14	7	15

3.4. Рассчитайте текущую стоимость каждого из приведенных ниже денежных поступлений, если коэффициент дисконтирования равен  $p\%$ : а) 5млн.руб., получаемые через три года; б) 50 млн.руб., получаемые через 10 лет.

Номера вариантов									
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
p	P	p	p	p	p	p	p	p	p
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

3.5. Фирме нужно накопить \$2 млн., чтобы через  $n$  лет приобрести здание под офис. Наиболее безопасным способом накопления является вклад в сберегательный банк по ставке  $p\%$  годовых при

полугодовом начислении процентов и прибавлением их к остатку вклада. Каким должен быть первоначальный вклад фирмы?

Номера вариантов																			
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9										
п	р	п	р	п	р	п	р	п	р										
6	10	7	8	10	8	9	8	5	10	10	12	4	12	6	14	5	12	6	8

3.6. Рассчитать приведенную стоимость денежного потока постнумерандо: 13, 11, 9, 21 при ставке дисконтирования  $p\%$ .

Номера вариантов									
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
р	р	р	р	р	р	р	р	р	р
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

3.7. Вам предлагают сдать в аренду участок на 3 года и выбрать один из двух вариантов оплаты: а) 10 млн.руб. в конце каждого года, б) 35 млн.руб в конце трехлетнего периода. Какой вариант предпочтителен, если банк дает  $p\%$  годовых по вкладам?

Номера вариантов									
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
р	р	р	р	р	р	р	р	р	р
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25

3.8. В банке получена ссуда на  $n$  лет в сумме 30000\$ под  $p\%$  годовых по схеме начисления сложного процента на непогашенный остаток. Возвращать нужно равными суммами в конце каждого года. Определить величину годового платежа.

Номера вариантов																			
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9										
п	р	п	р	п	р	п	р	п	р										
10	16	11	17	12	18	13	19	14	20	15	21	9	22	8	23	7	24	6	25

3.9. Участок сдан в аренду на  $n$  лет. Сумма годового платежа (схема постнумерандо) \$1000, причем каждые пять лет происходит индексация величины платежа на 10%. Рассчитайте текущую цену договора на момент его заключения, если банковская процентная ставка равна  $p\%$ .

Номера вариантов																			
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9										
п	р	п	р	п	р	п	р	п	р										
10	9	15	10	20	11	15	12	10	13	15	14	20	15	15	16	10	17	15	18

3.10. В настоящее время ставка по срочным вкладам составляет 20% годовых, а в последующие годы в связи с уменьшением инфляции прогнозируется ее ежегодное снижение на 2% в год. Рассчитайте что предпочтительнее при этих условиях: 1000 руб. сейчас или гособлигация, номиналом 1000 руб., погашаемая через  $n$  лет, по которой гарантируется  $p\%$  годовых?

Номера вариантов																			
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9										
p	N	P	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n		
22	4	21	4	20	2	19	3	18	4	17	3	16	2	15	3	14	2	13	3

3.11. Г-н N желает приобрести пенсионный контракт, по которому он мог бы получать ежегодно по \$7000 в течение оставшейся жизни. Страховая компания, используя таблицы смертности, оценила, что в среднем такой клиент сможет прожить  $n$  лет, и установила ставку дисконтирования  $p\%$  годовых. Сколько нужно заплатить за контракт?

Номера вариантов																			
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9										
p	N	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n	p	n		
5	15	6	20	5	18	7	10	8	12	6	15	8	25	9	20	8	15	8	16

3.12. Строительная компания намеревается разрабатывать месторождение строительного песка карьерным способом. Требуемый объем начальных инвестиций –  $P$  млн. рублей в течение первого года подготовительных работ. Запасов хватит на 5 лет добычи, начиная со 2-го года. Среднегодовой чистый доход за вычетом налогов составит  $r$  млн. рублей. Определите целесообразность этой инвестиции, если приемлемая норма прибыли составляет 12% годовых.

Номера вариантов																			
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9										
r	P	r	P	r	P	r	P	r	P	r	P	r	P	r	P	r	P		
5	15	6	20	5	18	7	25	8	31	6	23	8	29	9	38	8	34	4	16

3.13. Проект, требующий инвестиций в размере \$110000, предполагает получение годового дохода в размере \$30000 на протяжении шести лет. Оцените целесообразность такой инвестиции, если ставка дисконтирования – 15%.

3.14. Проект, рассчитанный на восемь лет, требует инвестиций в размере \$75000. В первые три года никаких поступлений не ожидается, однако в последующие 5 лет ежегодный доход составит



\$30000. Следует ли принять этот проект, если ставка дисконтирования равна 15%?

3.15. Величина требуемых инвестиций по проекту равна  $\$X$ ; предполагаемые доходы: в первый год –  $\$Y$ , в последующие 8 лет – по  $\$3600$  ежегодно. Оцените целесообразность принятия проекта, если цена капитала  $r\%$ .

№ вар-та	X	Y	p
0	18000	1500	10%
1	20000	4000	9%
2	17000	2000	8%
3	16000	3000	7%
4	19000	2500	6%
5	25000	2700	11%
6	23000	1300	12%
7	22000	1900	13%
8	21000	1100	14%
9	24000	1200	15%

3.16. Найдите внутреннюю норму прибыли денежного потока приблизительными расчетами на калькуляторе:

вариант	денежный поток			
0	-100	130	15	
1	-98	95	50	
2	-100	50	70	
3	-98	95	50	
4	-85	35	60	
5	-5	-3	14	7
6	-5	4	1	3
7	-6	4	2	3
8	-7	3	4	5
9	-8	3	5	4

3.17. Вы приобрели грузовик-рефрижератор за  $\$X$  и намереваетесь окупить свои затраты, сдав его в аренду фирме, занимающейся торговлей мясopодуктами. Каков должен быть размер ежемесячной арендной платы, чтобы ваши затраты окупились не более, чем за  $n$  лет, если альтернативный безрисковый бизнес мог бы Вам принести не менее  $r\%$  в месяц в валюте? Ликвидационную стоимость грузовика по истечению  $n$  лет во внимание не принимать. Указание: воспользуйтесь методом депозитной книжки.

№ вар-та	X	n	p
0	25000	2	2
1	22000	2,5	2
2	24000	2	3
3	18000	1,5	2
4	21000	2	3
5	25000	1,5	2
6	23000	2,5	1
7	22000	2	2
8	21000	1,5	3
9	24000	3	1

3.18. Приведены данные о двух проектах (млн. руб.):

№ варианта	Проекты					
0	П1	-10	5	3	2	4
	П2	-10	2	3	5	4
1	П1	-10	6	4	3	2
	П2	-10	2	3	6	4
2	П1	-12	7	3	2	4
	П2	-12	2	3	7	4
3	П1	-11	6	3	2	4
	П2	-11	2	3	4	6
4	П1	-13	8	3	2	4
	П2	-13	2	3	8	4
5	П1	-12	7	4	2	3
	П2	-12	2	3	7	4
6	П1	-11	5	4	2	3
	П2	-11	2	3	5	4
7	П1	-13	9	3	2	4
	П2	-13	2	4	9	3
8	П1	-14	10	3	2	4
	П2	-14	2	3	10	4
9	П1	-13	8	3	2	5
	П2	-13	2	3	8	5

Не делая специальных расчетов, ответьте на вопросы: а) одинаковы ли IRR этих проектов или нет; б) если IRR различны, какой проект имеет большее значение IRR и почему. Ответы обоснуйте, не производя расчетов.

3.19. Величина инвестиции – 1 млн.руб.; прогнозная оценка генерируемого по годам дохода (тыс.руб.): 344; 395; 393; 322. Рассчитайте значения показателя IRR, если цена капитала 10%.

3.20. Рассматриваются два альтернативных проекта:

№ варианта	Проекты	$p_1$	$p_2$
0	А -80 90 45 9	8	14
	Б -85 10 50 100		
1	А -100 95 45 9	7	15
	Б -100 15 50 100		
2	А -90 90 45 9	8	16
	Б -90 10 50 100		
3	А -110 90 45 20	7	14
	Б -110 10 60 100		
4	А -120 90 45 15	6	13
	Б -120 10 55 100		
5	А -75 90 35 10	8	12
	Б -80 10 50 100		
6	А -92 90 48 9	7	13
	Б -88 10 50 100		
7	А -79 90 45 5	8	14
	Б -82 10 50 100		
8	А -77 90 45 9	7	14
	Б -86 20 50 100		
9	А -86 84 45 9	8	15
	Б -91 10 50 100		

Рассчитать точку Фишера. Исходя из результата сделать выбор при  $r = p_1\%$  и при  $r = p_2\%$ , не делая прямых расчетов NPV.

## **Тема 4. Геолого-экономический анализ и стоимостная оценка ресурсов и запасов углеводородного сырья.**

### **4.1. Порядок проведения стоимостной оценки запасов и ресурсов полезных ископаемых.**

Рекомендуемый в данном разделе порядок стоимостной оценки для объектов углеводородного сырья фактически полностью применим и для твердых полезных ископаемых.

В качестве объектов стоимостной оценки могут выступать как разрабатываемые месторождения и залежи, так и неиспользуемые пока участки недр, содержащие запасы и ресурсы полезных ископаемых. При наличии на участке недр нескольких объектов, они могут рассматриваться как отдельные объекты оценки. При этом стоимостная оценка проводится в два этапа. На первом этапе осуществляется оценка отдельных объектов, выделенных в пределах участка недр, на втором этапе результаты по объектам суммируются, и осуществляется оценка участка в целом. При этом в ряде случаев при наличии утвержденной программы развития региона или иных проектных документов суммирование может производиться с учетом фактора времени - планируемых сроков ввода оцениваемых объектов в разработку.

Как отмечалось ранее под стоимостью объекта (прав пользования объектом) понимается потенциальный доход, который может быть получен в результате его эксплуатации. В условиях свободного рынка стоимость определяется как наиболее вероятная цена, по которой объект оценки может быть передан в использование на открытом рынке в условиях конкуренции, когда стороны сделки действуют разумно, располагая всей необходимой информацией, а на величине цены сделки не отражаются какие-либо чрезвычайные обстоятельства (рыночная стоимость).

Количественным показателем стоимостной оценки в рамках применяемого доходного метода является ожидаемая величина чистого дисконтированного дохода, который может

быть получен в результате разработки оцениваемых запасов и ресурсов углеводородного сырья.

При выполнении стоимостной оценки запасов и ресурсов должны быть выполнены следующие требования:

1. Для определения стоимости объектов оценки необходимо провести комплексное исследование, содержащее обоснование геологических, технологических, экологических, экономических и других показателей, характеризующих процесс их изучения и освоения (геолого-экономическую оценку). На основании этих данных определяются стоимость и показатели эффективности освоения объектов оценки с учетом количества и качества полезных ископаемых, условий их залегания, транспортной и иной инфраструктуры, условий добычи и переработки, возможных цен и условий реализации, налогообложения и других наиболее значимых факторов.

2. При подготовке исходных данных для проведения стоимостной оценки должны быть учтены:

2.1. Основные характеристики объектов оценки, влияющие на затраты и результаты их освоения, к которым относятся геолого-технологические параметры объектов оценки (объем и структура запасов, свойства коллектора, характеристики продуктивных пластов, химико-технологические свойства добываемого сырья и др.), определяющие технологию подготовки и разработки запасов полезного ископаемого.

2.2. Экономико-географические параметры территории, где расположены объекты оценки (климатические условия, наличие объектов инфраструктуры, удаленность от потребителей добываемого сырья и др.), которые определяют структуру и объем затрат на их освоение.

2.3. Условия рынка, в которых будет происходить освоение объектов оценки, (рынок сбыта продукции, цены реализации, темп инфляции, ставка банковского процента и др.), определяющие величину дохода,

который может быть получен в перспективе в результате освоения объектов.

2.4. Условия недропользования, на которых будет вестись освоение объектов оценки (параметры действующего в России законодательства в области недропользования, система налогообложения добывающих предприятий, условия финансирования и др.), определяющие распределение ожидаемого дохода между участниками этого процесса.

2.5. Вероятностный характер геолого-технологических параметров объектов оценки и их уточнение в процессе разведки, а также возможности изменений ситуации, как в области законодательства, так и на рынке.

3. Учитывая, что количественный показатель стоимостной оценки представляет собой ожидаемую величину чистого дисконтированного дохода, который может быть получен в результате разработки оцениваемых объектов, процесс расчетов по стоимостной оценке включает:

3.1. Обоснование технико-экономических показателей на всех стадиях освоения объектов (разведка, добыча, транспортировка, переработка, реализация продукции, создание (расширение) транспортной и иной инфраструктуры и др.), что позволяет оценить их стоимость с позиций итоговой экономической эффективности.

3.2. Прогноз и анализ денежных потоков, включающих все связанные с освоением оцениваемых объектов денежные поступления за расчетный период в определенных экономических условиях, на основе которых рассчитывается основной показатель стоимостной оценки – чистый дисконтированный доход.

3.3. Расчет показателей эффективности разработки оцениваемых объектов для всех участников процесса недропользования, имеющих право на получение дохода

(государства в целом, субъекта Федерации, недропользователя).

4. При выборе средств и инструментов для поведения расчетов по стоимостной оценке месторождений (залежей) необходимо учитывать следующее:

4.1. Технические и программные средства для стоимостной оценки должны обеспечивать оперативность и достоверность прогнозных расчетов.

4.2. Выбор количественных методов и программных средств для стоимостной оценки осуществляется в зависимости от степени изученности оцениваемых объектов. Для прогнозирования технологических и экономических показателей разработки изученных объектов (запасы промышленных категорий) следует использовать модели, регламентированные отраслевыми РД.

4.3. Результаты расчетов и анализа показателей стоимостной оценки должны быть ориентированы на принятые в мировой практике универсальные формы их представления и интерпретации, а показатели и документы понятны как российским участникам отношений недропользования, так и иностранным инвесторам.

5. Стоимостная оценка должна базироваться на запасах, учтенных Государственным балансом.

6. Материалы проведения стоимостной оценки должны содержать все данные, позволяющие осуществить экспертизу представленных документов.

7. Все исходные данные, используемые при стоимостной оценке, должны быть приведены к моменту ее проведения.

Порядок проведения стоимостной оценки месторождений (залежей) углеводородного сырья соответствует основным стадиям их освоения и включает:

- геологическую характеристику участка недр, содержащего запасы месторождений (залежей) полезных ископаемых,
- прогноз показателей процесса подготовки запасов,
- обоснование технологических показателей добычи,
- обоснование капитальных и текущих затрат на подготовку запасов, добычу и транспортировку добытой продукции,
- обоснование и анализ показателей эффективности,
- вероятностную стоимостную оценку и определение показателей риска.

Расчетный период при определении технико-экономических показателей должен охватывать весь жизненный цикл реализации проекта изучения и освоения объекта оценки. На последующих этапах расчета определяется рентабельный срок разработки, и показатели стоимостной оценки рассчитываются за этот период. При необходимости в конце периода стоимостной оценки предусматривается ликвидация промысла. В общем случае в качестве шага расчета в пределах расчетного периода целесообразно принять один год.

Рекомендуемый выше порядок оценки целесообразно регламентировать для централизованных оценок на федеральном и региональном уровне. На корпоративном уровне для своих собственных оценок недропользователи вправе допускать некоторые отступления от данного порядка, исходя из своих представлений о запасах, затратах, ценах и т.п. Однако общий смысл выполняемых оценок и расчетов останется прежним.

#### **4.2. Схематическая модель денежного потока при проектировании поисков, разведки и освоения ресурсов нефти и газа**

Практически все российские экономисты, занимающиеся оценкой эффективности инвестиций в поиски и освоения нефтяных и газовых месторождений, используют



детерминированную модель денежных потоков в рамках инвестиционного проекта. Т.е. применяются методы и приемы инвестиционного анализа, рассмотренные в предыдущей теме. Это значит, что предполагаются фиксированные объемы поисково-разведочных работ, эксплуатационного бурения и обустройства, фиксированные по годам объемы добычи, и, наконец, фиксированные цены на различные виды работ и отпускаемую продукцию. Ясно, что эти предположения несостоятельны, и мы не раз критиковали такой подход в наших работах. Тем не менее, эти допущения помогают понять суть инвестиционного процесса и получить простейшие оценочные результаты, которые могут быть использованы для сравнительного анализа инвестиционной привлекательности объектов. Кроме того, большинство регламентных документов [69,76] предписывают выполнять экономическую оценку на основе детерминированной модели инвестиционного проекта. Рассмотрим основные этапы, составляющие этот процесс на примере гипотетического перспективного объекта. Для определенности предположим, что срок от начала поисково-разведочных работ до окончания рентабельного освоения составит 25 лет. Именно на такой период предполагается выдавать т.н. сквозные лицензии на участки недр потенциальным инвесторам. Министерство природных ресурсов от имени государства выставляет на конкурс (тендер) лицензионные участки. Допустим, некий инвестор (недропользователь) выиграл этот тендер и получил лицензию на изучение и освоение недр в пределах этого участка. При этом он представлял программу работ на этом участке на весь срок. Инвестор наверняка делал для себя некие экономические расчеты, на основании которых он и решил, что данный участок для него привлекателен. Суть этих расчетов укладывается в понятие детерминированной модели инвестиционного проекта по выявлению и освоению прогнозируемого месторождения. Будем считать каждый год инвестиционным периодом.

Условно можно разбить весь 25-летний срок на 4 этапа (см. табл. 4.1).

*Таблица 4.1. Примерное содержание работ по инвестиционным периодам*

<i>Инвест. период</i>	<i>Наименование этапа</i>	<i>Примерное содержание работ, затраты и доходы</i>
<i>ИП1</i>	<i>Этап геологического изучения объекта</i>	<i>Плата за тендерную документацию и лицензию. Проектирование ГРП.</i>
<i>ИП2</i>		<i>Поисковая сейсморазведка 2D.</i>
<i>ИП3</i>		<i>Поисковое бурение и выявление м-я.</i>
<i>ИП4</i>		<i>Детализационная сейсморазведка 2D и 3D.</i>
<i>ИП5</i>		<i>Разведочное бурение.</i>
<i>ИП6</i>	<i>Этап подготовки к эксплуатации</i>	<i>Оценка запасов по категории С1.</i>
<i>ИП7</i>		<i>Начало эксплуатационного бурения.</i>
<i>ИП8</i>		<i>Подготовка промысловой инфраструктуры: стр-во дорог, прокладка трубопроводов, ЛЭП, наземных сооружений.</i>
<i>ИП9</i>		<i>Опытно-промышленная эксплуатация.</i>
<i>ИП10</i>		
<i>ИП11</i>	<i>Эксплуатационный этап</i>	<i>Выход на максимальный проектный уровень добычи. Бурение дополнительных добывающих и нагнетательных скважин для поддержания уровня добычи. Природоохранные и прочие мероприятия.</i>
<i>ИП12</i>		
<i>ИП13</i>		
<i>ИП14</i>		
<i>ИП15</i>		
<i>ИП16</i>	<i>Этап падающей Добычи</i>	<i>Регламентный ремонт скважин.</i>
<i>ИП17</i>		<i>Замена и ремонт нефтепромыслового оборудования.</i>
<i>ИП18</i>		<i>Мероприятия по интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи.</i>
<i>ИП19</i>		
<i>ИП20</i>		
<i>ИП21</i>		
<i>ИП22</i>		
<i>ИП23</i>		
<i>ИП24</i>		
<i>ИП25</i>		<i>Ликвидационные работы.</i>

В первый этап недропользователь проводит геологическое изучение объекта. Даже если месторождение было выявлено, например, по результатам геологоразведочных работ в предыдущие годы, требуется детализировать его строение и доразведать залежь, чтобы более 70% запасов были переведены

в категорию С<sub>1</sub>. При формировании денежного потока надо учесть, что при получении лицензии недропользователь платит взнос (бонус) за право пользования недрами в размере не менее 10% от среднегодовой стоимости извлекаемой продукции. Этот взнос можно отнести на инвестиционный период ИП1. Сюда же относятся затраты по проектированию геологоразведочных работ. Сами же работы начнутся, вероятнее всего, не ранее, чем в периоде ИП2. Если на лицензионном участке не выявлены локальные объекты, обычно, следует первоначально провести поисковые сейсморазведочные работы 2Д. Объем необходимых работ определяется, исходя из площади участка и размеров предполагаемых локальных объектов – так, чтобы расстояние между профилями было меньше, чем линейные размеры предполагаемых структур, и они не были пропущены. Затраты на проведение работ по выявлению структур или неструктурных ловушек относятся на периоды ИП2-ИП3.

Далее в периоды ИП-3, ИП-4 производится поисковое бурение.

На выявленных по результатам поисковой сейсморазведки 2Д структурах проводятся детализационные сейсморазведочные работы 2Д по плотной сети профилей или в случае сложного геологического строения – сейсморазведка 3Д. Эти работы могут проводиться в периоды ИП3 – ИП5. После выявления залежей поисковым бурением и подготовки структур детальной сейсморазведкой в периоды ИП3 – ИП5 проводится разведочное бурение

Если перечисленные работы по геологическому изучению рассчитаны на разведку залежей в нескольких горизонтах, то применяются коэффициенты удешевления [76].

В данном примере мы предполагаем, что первый этап занимает 5 лет. Мы исходим из того, что до недавнего времени МПР выдавало на этот срок лицензии на геологическое изучение. Однако в реальности для мелких участков этот период может быть меньше, а для крупных – больше.

Следующий этап подготовки к эксплуатации в табл. 4.1 условно обозначен как 5-летний, занимающий инвестиционные периоды ИП6-ИП10.

В этот период выполняется основной объем эксплуатационного бурения. Необходимое количество добывающих и нагнетательных скважин рассчитывается по формулам, приведенным в главе 3. Объем капитальных затрат на бурение определяется далее в разделе 4.5. Причем на этот этап приходится от 70 до 100% этих затрат, распределенных равномерно по периодам ИП6-ИП10. На этот же этап приходится основной объем затрат на внутрипромысловое обустройство, включающее в себя приобретение и монтаж промыслового промоборудования, прокладку трубопроводов и дорог, обвязку скважин, строительство промбазы, УКПГ (для газовых месторождений), инженерное обеспечение, природоохранные мероприятия и т.п. Объем капитальных затрат на обустройство может рассчитываться двояко:

- путем прямого расчета, исходя из нормативов по видам затрат, приходящихся на 1 добывающую или нагнетательную скважину в данном районе;

- путем фиксированного процента от общей стоимости эксплуатационного бурения (процент определяется для каждого вида затрат, исходя из опыта работ в этом районе).

Первый способ чаще применяется для экономических оценок уже разведанного месторождения, второй – при экономической оценке ресурсов и запасов низких категорий.

Без большой потери общности при расчетах можно распределить равномерно все капитальные затраты на обустройство по годам этого этапа (в нашем случае ИП6-ИП10).

На этом же этапе по мере разбуривания и подготовки инфраструктуры может начинаться и добыча. Т.е., кроме затрат, которые в общем денежном потоке идут со знаком “минус”, начинается поступление выручки от реализации нефти или газа, которая равна количеству добытого сырья, умноженному на цену реализации. Эта величина в свою очередь при расчетах примерно пропорциональна количеству добывающих скважин,

вводимых в эксплуатацию. При расчете дохода величина выручки уменьшается на величину уплачиваемых налогов и платежей, зависящих от объема добычи: НДС, акцизы, налог на добычу и проч. (Примечание: на федеральном уровне экономической оценки ресурсов налоги и платежи согласно [76] могут не учитываться, и тогда речь может идти о совокупном доходе инвестора и государства).

По мере нарастания добычи на этом же этапе инвестор должен учесть и эксплуатационные расходы (текущие издержки). Они так же могут оцениваться либо через прямой расчет: на тонну добываемой нефти, объем закачанной воды, на каждую работающую скважину и т.п., либо более схематично – как ежегодный процент от накопленных капитальных затрат. Логика второго подхода очевидна – чем больше произведено капитальных затрат, тем больше введено в эксплуатацию производственных мощностей, и тем больше требуется эксплуатационных расходов. По опыту разрабатываемых месторождений получается, что ежегодные эксплуатационные расходы составляют в разных условиях от 5 до 8% от суммы накопленных к данному моменту капитальных затрат. Этот упрощенный подход вполне можно использовать при экономической оценке ресурсов.

Прямой расчет в таких условиях не даст более точных результатов ввиду большой неопределенности в оценке извлекаемых запасов и прогнозных объемов добычи. В эксплуатационные расходы могут включаться и затраты на транспортировку нефти или газа до потребителя. Либо они показываются отдельно.

На третьем этапе эксплуатации, который в данном примере занимает 5 лет (ИП11-ИП15), все затраты и доходы рассчитываются так же, как и в предыдущем периоде. Основными отличительными особенностями этапа являются следующие:

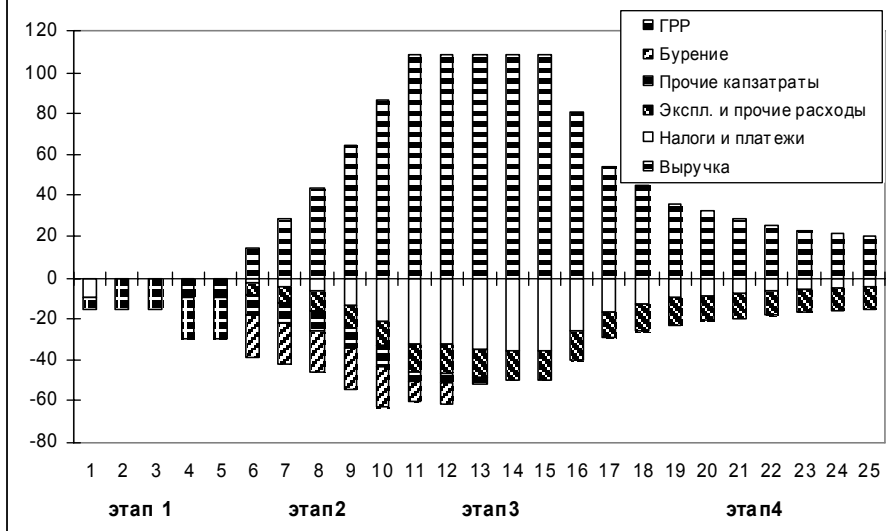
- капитальные затраты незначительны: бурится оставшаяся часть (до 20-30%) добывающих или нагнетательных скважин для поддержания максимальной добычи, сопровождаемая их

- обустройством, при необходимости вводятся дожимные компрессорные станции (ДКС) на газовых месторождениях;
- максимальный объем ежегодной добычи и максимальная выручка от реализуемой продукции;
  - максимальный объем эксплуатационных расходов, связанных с добычей и транспортировкой.

Наиболее длительным является последний 4-й этап. Он характеризуется почти полным отсутствием капитальных затрат, поскольку весь промысел с развитой инфраструктурой уже давно функционирует (на газовых месторождениях на этом этапе вводятся ДКС). Но объем эксплуатационных затрат, несмотря на падающую добычу, практически не уменьшается, поскольку возрастает объем и частота ремонтных работ на скважинах, проводятся всевозможные мероприятия по интенсификации добычи и т.д.). В данном примере длительность этого периода – 10 лет (ИП16-ИП25), но обычно он занимает больший срок, особенно на нефтяных месторождениях. В экономических оценках, как правило, ограничиваются рентабельным сроком эксплуатации, т.е. за расчетный период принимается та длительность проекта, когда годовая выручка от реализации продукции еще превышает сумму ежегодных эксплуатационных расходов, налогов и платежей.

Таким образом, модель денежного потока, отражающего процесс разведки и освоения месторождений нефти и газа, состоит из оттока денежных средств на капитальные затраты и эксплуатационные расходы и притока средств от реализации продукции. Дополнительно в этой модели следует учитывать в виде оттока средств различные налоги и платежи (акцизы, НДС, плата за добычу, налог на прибыль и т.п.), ставки по которым зачастую меняются, но принимаются в расчетах на момент оценки. Краткий обзор налогов, применяемых в недропользовании, приведен в п. 4.7 данной книги. На рис. 4.1 графически показана примерная модель денежного потока, о котором шла речь выше.

**Рис.4.1. Составляющие денежного потока по инвестиционным периодам**



В следующих разделах 4.3-4.6 приводятся методы оценки необходимых объемов работ и соответствующих затрат на разведку и освоение оцениваемого объекта.

### 4.3. Прогноз показателей геологоразведочного процесса

Подготовленными для промышленного освоения считаются месторождения (залежи) или части месторождений (залежей) нефти и газа, в структуре которых извлекаемые запасы углеводородного сырья категории  $C_1$  составляют не менее 80 % и до 20 % категории  $C_2$  [95]. Для подготовки запасов промышленных категорий ( $C_1$ ) из запасов и ресурсов менее изученных категорий, проводятся геологоразведочные работы (ГРП).

Для достижения большей эффективности в изучении месторождений, необходимо соблюдать этапы и стадии ГРП [31]:

- *Региональный этап.* Выполняется для прогноза нефтегазоносности при геолого-экономическом анализе

запасов и ресурсов региона. Результатом проведения работ является оценка прогнозных ресурсов категории  $D_1$  и  $D_2$ .

- *Поисково-оценочный этап* состоит из следующих стадий:
  - Выявление и подготовка объектов к поисковому бурению. На этой стадии на территории с прогнозными ресурсами категории  $D_1$  проводятся сейсморазведочные работы, в результате которых выявляются и подготавливаются к поисково-оценочному бурению объекты с ресурсами  $C_3$ .
  - Поиск и оценка месторождений. Проводится бурение и испытание поисково-оценочных скважин на объектах с перспективными ресурсами  $C_3$ . В случае успеха геологоразведочных работ ресурсы  $C_3$  переводятся в категорию  $C_2$  и частично  $C_1$ .
- *Разведочный этап* предназначен для разведки предварительно оцененных запасов  $C_2$ . Информация, полученная в результате проведения разведочных работ, используется для составления технологической схемы разработки месторождения (залежи) углеводородного сырья.

Расчет объемов различных видов ГРП проводится на основе ряда исходных параметров, характеризующих существующую и необходимую для подготовки запасов промышленных категорий, изученность участка, изменение объемов запасов и ресурсов при переводе их из категории в категорию и пр.

Прирост извлекаемых запасов в результате геологоразведочных работ определяется исходя из коэффициентов подтверждаемости запасов и ресурсов при переходе из категории в категорию и коэффициента извлечения углеводородов. Коэффициенты подтверждаемости при переходе от запасов категории  $C_1$  к запасам категорий А и В не применяются, так как прирост запасов этих категорий не связан с геологоразведочными работами.

Объемы ГРП, необходимые для подготовки запасов



промышленных категорий, рассчитываются отдельно для каждого из выделенных объектов оценки. Чтобы избежать завышения затрат на геологоразведочные работы, в том случае, когда залежи разных продуктивных горизонтов отдельных объектов оценки перекрывают полностью или частично друг друга в плане, объемы работ корректируются с учетом того, что часть поисковых и разведочных скважин, а также площадных сейсморазведочных работ одновременно изучают несколько объектов.

Предлагаемый алгоритм расчета прогнозных показателей программы геологоразведочных работ по подготовке запасов нефти и газа промышленных категорий на оцениваемом объекте составлен на основе утвержденных положений, регламентирующих процесс поиска и разведки месторождений нефти и газа и устанавливающих наиболее рациональную последовательность различных видов работ. Учтены также методические рекомендации по классификации ресурсов и запасов углеводородов и переводу их из одной категории в другую [27, 75, 93, 95].

Определяются по видам объемы геологоразведочных работ, необходимые для перевода всех имеющихся на оцениваемом объекте ресурсов в запасы промышленной категории  $C_1$  и прирост запасов промышленных категорий после проведения всего комплекса ГРР.

Определение объемов ГРР по видам в динамике определяется этапом и стадией геологического изучения, о которых было рассказано выше. Кроме того, вариант выполнения программы геологоразведочных работ и динамика прироста запасов зависят от необходимой степени изученности объекта к моменту ввода в эксплуатацию и производственных мощностей предприятия:

- максимально возможный годовой объем сейсморазведочных работ 2Д, тыс. пог. м;
- максимально возможный годовой объем сейсморазведочных работ 3Д, км<sup>2</sup>;

- максимально возможный годовой объем поисково-разведочного бурения, тыс. м.

Основные виды работ определяются по формулам:

1) Объем поисковых сейсморазведочных работ 2D для выявления структур:

$$V_{ПСП} = (R_{Д1} - R_{Д1}^0) * S_{Д1},$$

где  $R_{Д1}^0$  и  $R_{Д1}$  – плотность информационной сети сеймопрофилей на землях с ресурсами  $Д1$ , существующая и необходимая для выявления прогнозируемых объектов, соответственно, м/км<sup>2</sup>,

$S_{Д1}$  – площадь земель с ресурсами категории  $Д1$ , км<sup>2</sup>.

2) Объем детализационных сейсморазведочных работ 2D для подготовки выявленных структур к поисковому бурению:

$$V_{ДСР}^{Д1} = (R_{С3} - R_{Д1}) * Q_{Д1} * \frac{K_{Д1}}{Z_{С1}}, \quad \text{если } V_{ПСП} > 0$$

$$V_{ДСР}^{Д1} = (R_{С3} - R_{Д1}^0) * S_{Д1}, \quad \text{если } V_{ПСП} = 0$$

где  $R_{С3}$  – плотность детализационной сети сеймопрофилей 2D, которая необходима для подготовки объектов категории  $С3$  к бурению, м/км<sup>2</sup>;

$Q_{Д1}$  – геологические ресурсы нефти (газа) категории  $Д1$ , млн. т (млрд. м<sup>3</sup>);

$K_{Д1}$  – коэффициент перевода ресурсов категории  $Д1$  в категорию  $С3$ , доли ед.;

$Z_{С1}$  – прогнозная средняя плотность запасов промышленных категорий, млн. т/км<sup>2</sup> (млрд. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>);

3) Объем поисково-оценочного бурения для опоискования и оценки подготовленных перспективных объектов (открытия месторождений):

$$V_{ПБ} = (N_{С3} + N_{Д1}) * N_{СКВ} * L,$$

где  $N_{С3}$  – число подготовленных объектов категории  $С3$ ;

$N_{Д1}$  – число выявленных объектов категории  $С3$ , которые могут быть получены из имеющихся прогнозных

ресурсов категории Д<sub>1</sub>;

$N_{СКВ}$  – среднее число поисковых и оценочных скважин, необходимое для оценки одного объекта категории С<sub>3</sub>;

$L$  – средняя глубина поисково-разведочных скважин, м .

4) Объем разведочного бурения для подготовки открытых месторождений углеводородного сырья к промышленному освоению:

$$V_{PB} = \left[ \frac{S_{C_2} + S_{C_3+D_1}}{R_{C_1}} \right] * L - \left( [N_{C_3} * K_{C_3}] + [N_{D_1} * K_{C_3}] \right) * N_{СКВ} * L,$$

где  $S_{C_2}$  – площади земель с запасами категории С<sub>2</sub>, км<sup>2</sup>;

$$S_{C_3+D_1} = \frac{\left( [N_{C_3} * K_{C_3}] * \frac{Q_{C_3}}{N_{C_3}} + [N_{D_1} * K_{C_3}] * Z \right)}{Z_{C_1}}$$

– площадь земель с запасами категории С<sub>2</sub>, которые могут быть получены из имеющихся ресурсов категорий С<sub>3</sub> и Д<sub>1</sub>;

$R_{C_1}$  – плотность сети разведочного бурения на землях с запасами С<sub>1</sub>, км<sup>2</sup>/скв.;

$K_{C_3}$  – коэффициент успешности поисков при оценке ресурсов С<sub>3</sub>, доли ед.;

$$Z = \frac{Q_{D_1}}{N_{D_1}}$$

– средний размер прогнозных объектов категории Д<sub>1</sub>, млн. т (млрд.м<sup>3</sup>);

5) Объем сейсморазведочных работ 3D на этапе поиска и разведки залежей:

$$V_{3D}^{C_3+C_2} = \frac{(Q_{D_1} * K_{D_1} + Q_{C_3})}{Z_{C_1}} * U_{C_3} + (S_{C_2} + S_{C_3+D_1}) * U_{C_2},$$

где  $U_{C_3}$  и  $U_{C_2}$  – доли площади нефтегазоносности, на которых необходимо провести сейсморазведку 3D при опоисковании и разведке объектов соответственно, %.

6) Прирост запасов промышленных категорий (кат. С<sub>1</sub>), который может быть получен из имеющихся запасов и ресурсов:

$$Q_{C2+C3+D1} = \left( [N_{D1} * K_{C3}] * Z + [N_{C3} * K_{C3}] * \frac{Q_{C3}}{N_{C3}} + Q_{C2} \right) * K_{C2}$$

где  $Q_{C2}$  – геологические запасы нефти и газа категории  $C_2$ , млн. т или млрд. м<sup>3</sup>;

$K_{C2}$  – коэффициент подтверждаемости запасов категории  $C_2$ , доли ед.

7) Объем сейсморазведочных работ 3D на этапе разработки объекта:

$$V_{3D}^{C1} = \frac{Q_{C1} + Q_{C2+C3+D1}}{Z_{C1}} * U_{C1},$$

где  $U_{C1}$  – доля площади земель с запасами  $C_1$ , на которой на которой необходимо проведение сейсморазведки 3D, %.

8) Общий объем извлекаемых запасов углеводородов промышленных категорий на оцениваемом объекте, который может быть получен при условии выполнения программы геологоразведочных работ в полном объеме:

$$Q_0 = (Q_{C1} + Q_{C2+C3+D1}) * K_{ИЗВ}$$

где  $Q_{C1}$  – геологические запасы нефти и газа категории  $C_1$ , млн. т или млрд.м<sup>3</sup>;

$K_{ИЗВ}$  – технологический коэффициент извлечения запасов, доли ед.

9) Число поисково-разведочных скважин, передаваемых в эксплуатацию:

$$N_{СКВ} = \left[ \frac{V_{ПБ} + V_{РБ} * d_{СКВ}}{L} \right],$$

где  $d_{СКВ}$  – доля поисково-разведочных скважин, переходящих в добывающие, %.

Определение годовых объемов ГРП и соответствующая динамика прироста запасов углеводородов ведется на основе полученных значений общих объемов работ и вышеуказанных параметров, задающих вариант выполнения программы ГРП.

При этом соблюдаются следующие условия:

- перевод ресурсов из категории  $D_1$  в категорию  $C_3$  происходит в результате проведения на них поисковых и детализационных сейсморазведочных работ;

- перевод ресурсов из категории  $C_3$  в категорию  $C_2$  происходит в результате проведения на них поисково-оценочного бурения;

- перевод запасов из категории  $C_2$  в категорию  $C_1$  происходит в результате проведения на них разведочного бурения;

- годовой объем переводимых в следующую категорию запасов и ресурсов определяется исходя из доли годового объема определенного вида ГРП в общем объеме данного вида ГРП с учетом соответствующего коэффициента перевода,

- при ограничении годовых объемов сейсморазведочных работ в первую очередь осуществляется поисковая сейсморазведка, а затем детализационная;

- при ограничении годовых объемов поисково-разведочного бурения в первую очередь производится поисковое бурение, а затем разведочное;

- при ограничении годовых объемов сейсморазведочных работ 3D сейсморазведка осуществляется поочередно от менее изученных категорий запасов и ресурсов к более изученным;

- ввод оцениваемого объекта в промышленную эксплуатацию происходит при достижении соотношения запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$  равного  $\frac{q}{(100 - q)}$ , где  $q$  – заданная степень изученности объекта.

- после ввода объекта в разработку геологоразведочные работы продолжаются до выполнения всего намеченного объема и достижения полной изученности месторождения.

Результирующие показатели процесса подготовки запасов, необходимые для проведения дальнейших расчетов по стоимостной оценке и геолого-экономического анализа, включают:

- объемы геологоразведочных работ по видам в динамике,
- прирост геологических и извлекаемых запасов углеводородов,
- число поисково-разведочных скважин, передаваемых в эксплуатацию.

Рассмотрим пример.

*Пример 4.1. Компании А необходимо составить план проведения ГРП на лицензионном участке площадью 3 тыс. км<sup>2</sup>. На территории участка прогнозируются ресурсы категории Д<sub>1</sub> в размере 50 млн. т. Плотность сейсморазведочных профилей составляет 1000 м/км<sup>2</sup>, коллектор залегает на глубине 2700 м, прогнозное число перспективных объектов – 2. Прогнозная средняя плотность запасов промышленных категорий в данном районе составляет 0,3 млн. т/км<sup>2</sup>. Компания в год может выполнять не более 2000 погонных км сейсморазведочных профилей 2D и 8,1 тыс. м поисково-разведочного бурения.*

По оценкам специалистов компании для выявления и подготовки к поисковому бурению перспективных ресурсов (кат. С<sub>3</sub>) необходимо увеличить плотность сети сейсмопрофилей 2D до 2000 м/км<sup>2</sup>, на каждом полученном перспективном объекте пробурить 1 поисково-оценочную скважину. Плотность сети разведочного бурения должна достигнуть 15 км<sup>2</sup>/скв. По опыту работы компании в данном регионе коэф-т перевода ресурсов категории Д<sub>1</sub> в категорию С<sub>3</sub> составляет 1, коэф-т успешности поискового бурения – 0,5, коэф-т подтверждаемости запасов категории С<sub>2</sub> – 0,5.

#### Решение

На участке выделены ресурсы категории Д<sub>1</sub>. Следовательно компании надо выполнить поисково-оценочный и разведочный этап процесса ГРП.

Для выявления и подготовки структур необходимо провести сейсморазведочные работы 2D в следующем объеме:

$$V_{ДСР} = (2000 \text{ м/км}^2 - 1000 \text{ м/км}^2) * 3000 \text{ км}^2 = 3000 \text{ км}$$

Данный объем превышает годовые возможности компании, следовательно, в первый год компания выполнит 2000 пог. м сейсмопрофилей и оставшиеся 1000 пог. м – во второй. На

третий год компания может приступать к поисково-оценочному бурению. Рассчитаем его необходимый объем:

$$V_{ПБ} = (0 + 2) * 1 * 2700 \text{ м} = 5400 \text{ м}.$$

Производственные мощности компании позволяют пробурить обе поисковые скважины (по одной на каждый прогнозный объект) в один третий год. Следовательно, разведочное бурение можно начать с четвертого года. Посчитаем необходимые объемы разведочного бурения. Сначала найдем средний размер прогнозных объектов категории Д<sub>1</sub>:

$$Z = 50 \text{ млн. т} / 2 \text{ объекта} = 25 \text{ млн. т}.$$

Площадь земель с запасами категории С<sub>2</sub>, которые могут быть получены из имеющихся ресурсов категории Д<sub>1</sub> составит:

$$S_{С3+Д1} = \frac{0 + [2 * 0,5] * 25 \text{ млн. т}}{0,3 \text{ млн. т} / \text{км}^2} = 83,3 \text{ км}^2.$$

Необходимый объем разведочного бурения равен:

$$V_{РБ} = \left[ \frac{0 + 83,3 \text{ км}^2}{15 \text{ км}^2 / \text{скв}} \right] * 2700 \text{ м} - (0 + [2 * 0,5]) * 1_{\text{СКВ}} * 2700 \text{ м} = 13500 \text{ м}.$$

Так как производственные мощности компании позволяют в год бурить не более 8100 м поисково-разведочного бурения, разведочные работы, будут проводиться в течение 2-х лет: в четвертый год от начала ГРП будет пробурено 8100 м, в пятый – оставшиеся 5400 м.

Таким образом, план ГРП на лицензионном участке, будет следующий:

Год	Сейсморазведка 2D, пог. км	Бурение, м	
		поисковое	разведочное
1	2000	0	0
2	1000	0	0
3	0	5400	0
4	0	0	8100
5	0	0	5400
<b>Итого</b>	<b>3000</b>	<b>5400</b>	<b>13500</b>

Принятая в конце 2005г. новая классификация ресурсов и запасов углеводородов [56, см. также раздел 2.1] может несколько изменить приведенный выше алгоритм оценки, но не принципиально. Категории С3 в новой классификации нет. Она фактически включена в состав категории локализованных ресурсов D1. Запасы бывшей категорий С1 условно подразделяются на установленные – категория В (вблизи испытанных скважин) и оцененные – примыкающие к В (между скважинами), а также в непосредственной близости от неиспытанных скважин, вскрывших продуктивные коллекторы. (по данным ГИС). Большая часть запасов категорий С2 попадет в предполагаемые (также С2). Проведенные нами оценки запасов по нескольким месторождениям показывают, что сумма запасов по новым категориям В+С1 все же несколько меньше, чем величина запасов по «старой» категории С1. Однако данная классификация полностью вступает в силу с 1 января 2009 г. Пока же она будет применяться для участков нераспределенного фонда.

Изложенные выше принципы перевода ресурсов и запасов в более высокие категории на основании проведенных геологоразведочных работ применимы к модели планомерного изучения территорий преимущественно за счет средств госбюджета. Такая модель безусловно пригодна для плановой экономики, каковая у нас была в недавнем прошлом. В настоящее время недропользователи, имеющие лицензии на отдельные участки, зачастую ведут разведку, пропуская несколько стадий. Временное положение [31,92] фактически не выполняется уже много лет. Кроме того, какая-то статистика по коэффициентам перевода ресурсов и запасов между категориями набрана по старым районам нефтегазодобычи и для наиболее перспективных малоизученных территорий непригодна. Тем не менее, несмотря на все эти условности, вышеизложенные принципы позволяют более или менее корректно выполнить основную задачу – оценить объемы и стоимость необходимых геологоразведочных работ.



#### **4.4. Принципы расчета показателей разработки нефтяных и газовых месторождений.**

При расчете различных экономических показателей эффективности освоения выявленных и прогнозируемых месторождений углеводородов требуется сделать некоторые предположения о параметрах их разработки, темпах годового отбора, дебитах скважин и т.п. Иначе выполнить экономическую оценку ресурсов или запасов невозможно. Это вторая составная часть триединой задачи геолого-экономического анализа (см. рис. 1 во введении).

В соответствии с действующими регламентами [95, 97] основной задачей проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений является сопоставление технико-экономических показателей различных вариантов с целью выявления наиболее эффективного.

Уровень достоверности оценки эффективности конкретного варианта разработки в первую очередь зависит от степени изученности данного месторождения.

В 2000 г. ЦКР Минэнерго РФ приняла регламент по построению постоянно действующих моделей месторождений (ПДГТМ) [96]. Сегодня основным способом создать геологическую основу ПДГТМ является построение трехмерной геологической модели. В такой модели пласт представляется с помощью детальной трехмерной сетки, которая заполняется параметрами, отражающими пространственное распределение коллекторских свойств и литологических типов пород. Геологическая модель в составе ПДГТМ должна быть как можно более детальной, чтобы точно локализовать имеющиеся в разрезе скважин коллекторы различных типов.

Гидродинамическая (фильтрационная) модель является второй составляющей ПДГТМ. Фильтрационное моделирование выполняется с помощью программ, реализующих численное решение системы уравнений в частных производных, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов (комбинация закона Дарси и уравнения сохранения

массы) с учетом их взаимодействия с породой, межфазных явлений и фазовых переходов.

Наиболее часто используются программы трехфазной фильтрации, известные как программы нелетучей нефти (black oil model). В таких программах рассматриваются три фильтрующихся флюида: вода, нефть, газ. Программы многокомпонентной фильтрации учитывают изменение компонентного состава флюидов, их физических свойств и предусматривают учет массообмена вследствие фазовых превращений.

На сегодняшний день подходы к гидродинамическому моделированию практически устоялись и продукты основных поставщиков (Shlumberger (Eclipse), Landmark (VIP), Roxar (MORE) и т. д.) гидродинамических моделей во многом схожи.

Однако на этапе создания модели месторождение находится в начальной стадии разработки, поэтому объем исходной информации и степень ее достоверности, как правило, недостаточны для проведения расчетов по трехмерной сеточной модели.

Единственным критерием истинности геологической и фильтрационной моделей является их способность к *адекватному воспроизведению истории разработки*, что может быть осуществлено лишь при значительном уровне разбуренности и многолетней эксплуатации месторождения.

Соответственно, для объектов, вскрытых несколькими разведочными скважинами, а тем более для структур, обозначенных лишь по сейсмическим данным, проведение расчетов на подобных моделях не приводит к заметному увеличению точности прогноза разработки. Поэтому для объектов с низкой степенью изученности можно использовать упрощенные алгоритмы.

В данной теме очень кратко и схематично изложены основные принципы расчета параметров разработки, необходимые для последующего экономического анализа. Они несколько различаются для нефтяных и газовых месторождений и потому выделены в самостоятельные подразделы.

#### 4.4.1. Принципы расчета показателей разработки нефтяных месторождений

Разработка нефтяных месторождений обычно включает в себя 3 основных этапа:

- 1) этап нарастающей добычи;
- 2) этап постоянной максимальной добычи (так называемая “полка”);
- 3) этап падающей добычи.

Продолжительности этапов различны и могут варьировать в зависимости от пластового давления, свойств нефти, размеров месторождения и прочих факторов. Весь срок разработки может составлять от 20 до 40 лет и более. Обычно при геолого-экономическом анализе его берут равным 20-25 годам, поскольку на этот срок выдаются лицензии на добычу. Для морских месторождений он близок к сроку службы буровых платформ (до 30 лет).

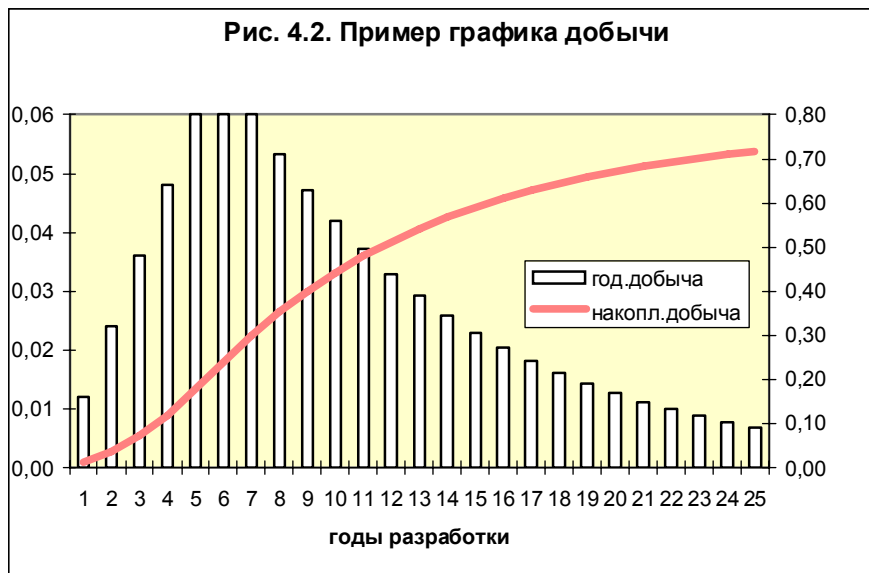
Продолжительность первого этапа, называемого еще этапом разбуривания месторождения или этапом подготовки к эксплуатации, определяется наличием парка буровых станков с определенной скоростью бурения. По мере строительства эксплуатационных скважин они могут переводиться в фонд добывающих скважин, если проведены все необходимые работы для приема продукции, организованы сборные пункты нефти или подведены трубопроводы и т.п. В это же время создается вся необходимая промысловая инфраструктура, прокладываются дороги, ЛЭП и т.д. На средних и крупных месторождениях данный этап может занимать от трех до десяти лет, в среднем пять-шесть, а на мелких он короче. Объем добычи в этот период возрастает от нуля до своего максимального значения.

Второй этап характеризуется постоянной максимальной добычей, обеспеченной вводом в эксплуатацию большинства проектных добывающих скважин. Ежегодно в этот период добывается 4-6% ( $s \approx 0,04 \div 0,06$ ) от извлекаемых запасов средних и крупных месторождений и до 10% от запасов мелких месторождений. При недостаточной энергии пласта применяется

система поддержания пластового давления (ППД), заключающаяся в нагнетании воды в пласт, которая вытесняла бы нефть и поддерживала бы рабочие дебиты скважин в приемлемом состоянии. В этом случае необходимо строительство дополнительных нагнетательных скважин. Для небольших месторождений часто применяют способы эксплуатации “на истощение” с помощью специальных насосов ШГН или ЭЦН без нагнетания воды. Длительность второго этапа для нефтяных месторождений обычно невелика – 2-3 года, редко больше. К его концу накопленная добыча составляет 30-40% от суммарных извлекаемых запасов нефти.

Самый длительный по времени – третий этап, который может растянуться на 20-30 лет. Обычно добыча падает довольно быстро – примерно в 1,5-2 раза за первые 5-6 лет этого этапа, а затем темп падения постепенно снижается и график добычи “выполаживается”, однако это опять же зависит от очень многих факторов.

**Рис. 4.2. Пример графика добычи**



На рис.4.2 представлена типичная диаграмма годовой и накопленной добычи (по оси ординат - доля от извлекаемых

запасов), на которой отчетливо видны все три этапа разработки месторождения.

Для дальнейших экономических оценок нужны прежде всего количественные характеристики параметров разработки для всех трех этапов. Они более или менее могут быть известны с приемлемой точностью на стадии составления проекта разработки месторождения, когда запасы, вовлекаемые в разработку подготовлены по категории не ниже  $C_1$ . Однако экономическая оценка по рекомендациям МПР [76] проводится и для ресурсов, для которых нет и не может быть каких-то достоверных оценок промысловых параметров. Во всех этих случаях их приходится брать по аналогии с известными месторождениями, хотя степень этой аналогии, да и величины самих ресурсов не могут быть хорошо обоснованы.

Ключевыми параметрами при подсчете являются количественные характеристики графика добычи и прогнозные дебиты скважин. Если по аналогии с открытыми в районе добычи месторождениями, принята длительность периодов нарастающей добычи  $t_1$ , постоянной добычи -  $t_2$ , падающей добычи -  $t_3$  и уровень постоянной максимальной добычи  $s$ , то в функция объема добычи  $Q(t)$  в каждый из этих периодов выглядит так:

$$\begin{aligned} Q(t) &= O_r \times s \times (t/t_1) && \text{в период } t_1; \\ Q(t) &= O_r \times s && \text{в период } t_2; \\ Q(t) &= O_r \times s \times \exp\{-\beta[t-(t_1+t_2)]\} && \text{в период } t_3; \end{aligned} \quad (4.1)$$

где  $O_r$  – извлекаемые (recoverable) запасы или ресурсы,  $s$  – относительная величина ежегодного отбора в период постоянной максимальной добычи;  $\beta$  - параметр спадания добычи, значения которого обычно находятся в интервале  $[0,1-0,2]$ .

Для дальнейшего наиболее важным является определить количество эксплуатационных скважин, необходимых для обеспечения параметров отбора, и график их бурения. В [75] предлагается несколько усложненный алгоритм, основанный на

расчете функции обводненности в зависимости от накопленной добычи, а также на учете соотношения вязкости нефти и воды и других параметров. Однако, на стадии оценок ресурсов и запасов низких категорий эти параметры попросту неоткуда взять, не иначе как придумать, поскольку даже на действующих месторождениях их нельзя рассчитать с достаточной точностью, чтобы пользоваться ими в качестве аналогов.

Думается, здесь следует поступить, с одной стороны проще, а с другой - правильнее. При предынвестиционных исследованиях, к каковым можно отнести геолого-экономический анализ, следует ориентироваться лишь на самые общие параметры. Единственным таковым наряду с графиком добычи (3.1) можно взять средний начальный суточный дебит скважин по нефти  $q_n$ . Тогда для обеспечения отбора  $Q_{гс}$  в период максимальной добычи потребуется  $N_e$  эксплуатационных скважин:

$$N_e = \frac{Q_{гс} * k_{рез}}{q_n * I * k_{экспл}}, \quad (4.2)$$

где  $I$  - количество рабочих дней в году,  $k_{экспл}$  - коэффициент эксплуатации скважин ( $\cong 0,8-1,0$ ),  $k_{рез}$  - коэффициент резерва скважин ( $\cong 1,0-1,1$ ). Бурение этого количества скважин следует равномерно распределить по годам периода  $t_1$ , а очень небольшую часть (менее 10%) - на период  $t_2$ .

Количество необходимых нагнетательных скважин  $N_n$  можно рассчитать через средний коэффициент отношения нагнетательных к количеству добывающих по данному типу месторождений в анализируемом районе. В [76] предлагается следующее соотношения между действующим фондом нагнетательных и эксплуатационных скважин:

$$N_n(t) = k_1 \times D^{k_2}(t) \times N_e(t) \quad (4.3)$$

$k_1$ ,  $k_2$  - эмпирические коэффициенты.

В принципе, то минимальное количество показателей разработки, о которых шла речь в данном разделе, может

обеспечить приблизительные расчеты экономической эффективности разведки и освоения прогнозируемого нефтяного месторождения.

В методическом руководстве МПР не нашла отражения возможность использования горизонтальных эксплуатационных скважин и других методов интенсификации добычи, с помощью которых иногда удается повысить дебит в несколько раз, хотя и их бурение зачастую обходится значительно дороже. Тем не менее, во многих случаях с их помощью можно добиться улучшения технологических и экономических показателей разработки. Их можно учесть в вышеприведенных расчетах через соответствующие коэффициенты повышения дебитов с корректировкой необходимого количества скважин.

При проектировании разработки морских месторождений дело обстоит несколько иначе. Базовым элементом морской добычи является буровая платформа, и в ней заранее проектируется фиксированное количество вертикальных и горизонтальных эксплуатационных скважин, которое может быть с нее пробурено.

#### **4.4.2. Принципы расчета показателей разработки газовых месторождений**

Добыча газа так же, как и нефти, характеризуется тремя этапами: нарастающей, стабильной и снижающейся добычи. Продолжительность этапов и их соотношение между собой тоже примерно соответствует таковому при разработке нефтяного месторождения с той лишь разницей, что продолжительность периода стабильной добычи (“полки”) на газовых месторождениях обычно несколько больше и может достигать 5-7 лет и более. Соотношения типа (4.1) можно применять и для описания темпов добычи газа. В то же время для описания объемов отбора газа в период падающей добычи вполне можно применить вместо экспоненты линейную зависимость. Определяющим здесь, как и вообще при разработке газовых месторождений, является давление: пластовое, забойное, устьевое, магистральное и т.д. Вся система обустройства

газового месторождения рассчитывается на подготовку газа и поддержание необходимого давления на входе в газопровод.

Отсюда, наряду с бурением эксплуатационных скважин важнейшим звеном в процессе разработки является строительство УКПГ и ДКС.

УКПГ - установка комплексной подготовки газа, где в зависимости от состава газа осуществляются различные операции: от простой осушки газа до разделения газа на различные компоненты, отделение конденсата и т.д.

ДКС – дожимные компрессорные станции – установки, повышающие давление газа до заданного уровня. В случае необходимости по мере падения давления на входе они могут наращиваться одна за другой “каскадами”, чтобы достичь требуемого давления для подачи газа в трубопровод.

И еще одной отличительной особенностью разработки газовых месторождений по сравнению с нефтяными является отсутствие в общем случае нагнетательных скважин. Они могут применяться лишь в каких-то особых исключительных случаях.

Количество необходимых эксплуатационных скважин может быть примерно оценено так же, как и ранее, по формуле (4.2) в расчете на среднюю скважину. Если наряду с вертикальными скважинами планируется использовать и горизонтальные, следует воспользоваться той же формулой раздельно для каждого фонда скважин, задавшись предварительно долей добытого газа, приходящегося на каждый фонд. Бурение скважин равномерно распределяется на период  $t_1$  и небольшая часть (менее 10-20%) на период  $t_2$ . Мощности УКПГ вводятся в эксплуатацию по мере нарастания добычи газа. Для определения сроков строительства и ввода ДКС и ее требуемой мощности необходимо сделать оценочный расчет падения давления по мере разработки месторождения на всех звеньях - от пласта до газопровода.

Падение пластового давления по мере разработки можно приблизительно описать следующей формулой:

$$P_{пл}(t) = P_0 \left[ 1 - \frac{K_0 \sum Q(t)}{K(t) Q_0} \right], \quad (4.4)$$



где  $P_0$  – начальное пластовое давление,  $K_0$  – начальный коэффициент сверхсжимаемости газа,  $Q_0$  – начальные запасы газа,  $P_{пл}(t)$ ,  $K(t)$  – текущее пластовое давление и коэффициент сверхсжимаемости,  $\Sigma Q(t)$  – накопленная добыча.

Пластовое давление и забойное давление различаются на величину депрессии. В методическом руководстве [76] предлагается рассчитывать забойное давление через фильтрационные коэффициенты  $A$  и  $B$  и начальный дебит с использованием операции извлечения квадратного корня:

$$P_z(t) = \sqrt{P_{пл}^2(t) - Aq_0 - Bq_0^2}, \quad (4.5)$$

где  $q_0$  – начальный дебит.

Однако практическая реализация такой схемы весьма затруднительна. Во-первых, даже на разрабатываемых месторождениях эти коэффициенты определяются с большими погрешностями (коэффициенты вариации доходят до 1 и более) и зачастую нет никаких оснований переносить их на прогнозируемые месторождения. Во-вторых, при типичных значениях этих коэффициентов часто под корнем получаются отрицательные значения, что приводит к остановке вычислительных программ. Фактически такая схема сводится к подбору таких значений  $A$  и  $B$ , которые дают положительную величину под корнем и реальную величину депрессии. Но подобранные таким образом значения не имеют ничего общего с измеренными где-либо коэффициентами. В действительности для целей геолого-экономического моделирования нам не нужны результаты таких вычислений. Депрессия – величина управляемая. Обычно ее стараются сделать больше, чтобы увеличить дебит скважины. Но с другой стороны, слишком большая величина депрессии приводит к разрушению забоя и преждевременному выходу скважины из строя. При прочих условиях в оценочных расчетах обычно принимают величину депрессии примерно 10% от пластового давления, т.е. забойное давление на 10% ниже пластового, которое в свою очередь

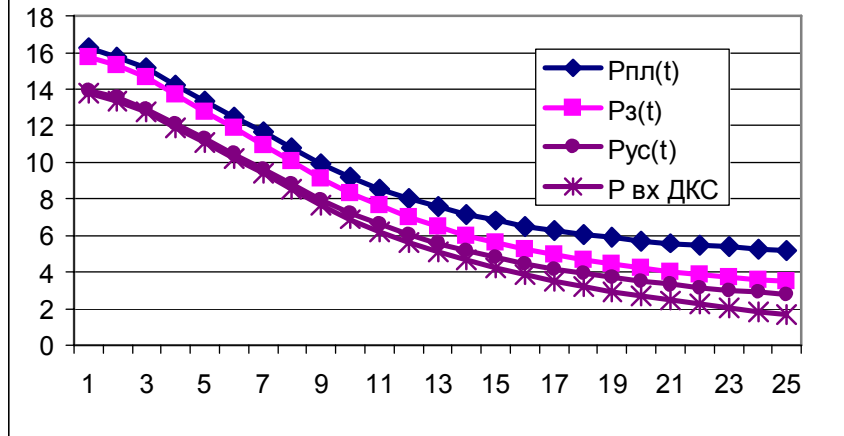
можно принять равным литостатическому (10МПа на каждый километр глубины прогнозируемой залежи), если нет сведений о наличии АВПД – аномально высоких пластовых давлений.

Далее давление уменьшается от забоя до устья скважины и такое уменьшение можно учесть с помощью известной формулы e2s:

$$P_y(t) = \frac{\sqrt{P_z^2(t) - \theta q_0^2}}{e^{2s}}, \text{ где } 2s = \frac{0,0683 \bar{\rho} L}{Z_{cp} T_{cp}} \quad (4.6)$$

Здесь  $Z_{cp}$  - коэффициент сверхсжимаемости на середину ствола,  $T_{cp}$  - средняя абсолютная температура газа в стволе,  $L$  - длина ствола скважины,  $\bar{\rho}$  - плотность газа по воздуху,  $\theta$  - коэффициент потерь в скважине, который в свою очередь также может быть рассчитан через  $Z_{cp}$ ,  $T_{cp}$ ,  $e^{2s}$  и внутренний диаметр трубы.

**Рис.4.3. Пластовое, забойное и устьевое давление по годам разработки (МПа)**



И, наконец, с помощью специального понижающего коэффициента (без использования радикалов), зависящего от длины шлейфов, можно оценить потери давления в шлейфах уже на поверхности земли. После всей этой цепочки расчетов можно увидеть, в какой год проектируемой эксплуатации давление

станет ниже требуемого для подачи в газопровод. С этого момента надо будет вводить ДКС, предусмотрев ее строительство на 1-2 года раньше.

На рис. 4.3 приведен пример расчета падения пластового, забойного, устьевого давления и давления на входе ДКС по годам разработки. Видно, что если требуется подавать в газопровод газ при давлении 70 ат, ДКС надо вводить на десятом году эксплуатации, а если рабочее давление в газопроводе 50 ат ( $\cong 5\text{Мпа}$ ), то на 13-м году.

Все эти алгоритмы использованы в созданных нами пакетах компьютерных программ геолого-экономического моделирования (глава 7).



*Рис. 4.4. Используемые алгоритмы моделирования показателей добычи.*

Степень детальности моделирования параметров добычи для экономических оценок зависит от разведанности

месторождения или участка. Для наиболее изученных объектов на стадии разработки проектных документов на разработку применяются мощные компьютерные системы гидродинамического моделирования: VIP, Eclipse, More и др. Для выявленных месторождений на стадии предварительных оценок, когда преобладающими являются запасы низких категорий, могут использоваться промежуточные более простые алгоритмы. А на стадии оценки локализованных ресурсов достаточно обходиться моделью «средней скважины». На рис. 4.4 приведена соответствующая схема использования средств моделирования показателей разработки на разных стадиях.

#### **4.5. Прогноз капитальных затрат на освоение**

На основании показателей, характеризующих программу геологоразведочных работ и технологию процесса разработки объекта углеводородного сырья, определяются прогнозные показатели капитальных и текущих затрат для различных типов объектов. Рассчитанные прогнозные значения затрат в динамике наряду с технологическими показателями используются в дальнейшем для расчета показателей эффективности освоения нефтяных и газоконденсатных объектов.

При проведении стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородов выделяются следующие направления капиталовложений – проведение геологоразведочных работ, эксплуатационное бурение, промышленное строительство, оборудование, не входящее в сметы строек, строительство внешнего трубопровода.

Обоснование капитальных вложений на освоение проводится отдельно для каждого из выделенных на участке недр объектов оценки. Затраты по тем элементам обустройства промыслов и транспортировки углеводородов, которые нельзя отнести полностью на отдельные объекты оценки, следует распределить между объектами определенным образом (пропорционально объемам добычи, числу скважин пр.) либо отнести полностью на основной (головной) объект если таковой

можно выделить на участке недр.

Для проведения расчетов в заданной структуре необходимо обоснование соответствующих удельных нормативов. Наиболее подходящей основой для определения экономических нормативов, необходимых для прогнозирования капитальных и текущих затрат на добычу нефти и газа, являются фактические данные о производственно-хозяйственной деятельности добывающего предприятия, на территории которого находится оцениваемый объект, либо предприятия, расположенного в том же районе. Если объект находится в неосвоенном регионе, в качестве аналога может быть принято какое-либо предприятие, функционирующее в другом регионе, а корректировка экономических нормативов может быть проведена исходя из соотношения величин производственных затрат по тем элементам, по которым они известны.

#### Расчет показателей затрат на подготовку запасов углеводородного сырья

Исходной информацией для расчета издержек на проведение геологоразведочных работ служат показатели, поступающие из блока прогноза показателей ГРП, описанного в разделе 4.3, и ряд нормативов:

- объем сейсморазведки 2Д в год  $t$  расчетного периода, тыс. пог. м –  $V_{2Д}^t$ ;
- объем сейсморазведки 3Д в год  $t$  расчетного периода, тыс. пог. м –  $V_{3Д}^t$ ;
- объем поисково-оценочного бурения в год  $t$  расчетного периода, тыс. м –  $V_{ПБ}^t$ ;
- объем разведочного бурения в год  $t$  расчетного периода, тыс. м –  $V_{РБ}^t$ ;
- стоимость сейсморазведочных работ 2Д, тыс. руб./пог. км –  $K_{2Д}$ ;
- стоимость сейсморазведочных работ 3Д, тыс. руб./км<sup>2</sup> –  $K_{3Д}$ ;
- стоимость поисково-оценочного и разведочного бурения, руб./м –  $K_{ПРБ}$ ;

- доля прочих работ (магниторазведка, гравиразведка, геохимическая съемка, научное обеспечение и др.) в стоимости геологоразведочных работ, % –  $G_{ПР}$ .

Показатели издержек на каждый год оцениваемого периода рассчитываются по следующим формулам:

1) Затраты на сейсморазведочные работы 2Д при подготовке запасов на объекте  $Z'_{2Д}$ :

$$Z'_{2Д} = V'_{2Д} * K_{2Д}$$

2) Затраты на сейсморазведочные работы 3Д при подготовке запасов на объекте  $Z'_{3Д}$ :

$$Z'_{3Д} = V'_{3Д} * K_{3Д}$$

3) Затраты на поисково-разведочное бурение при подготовке запасов  $Z'_{ПРБ}$ :

$$Z'_{ПРБ} = (V'_{ПБ} + V'_{РБ}) * K_{ПРБ}$$

4) Общие затраты на геологоразведочные работы при подготовке запасов  $Z'_{ГРР}$ :

$$Z'_{ГРР} = (Z'_{2Д} + Z'_{3Д} + Z'_{ПРБ}) * \left( 1 + \frac{G_{ПР}}{(1 - G_{ПР})} \right)$$

Суммарные затраты на подготовку запасов углеводородов определяются для каждого года периода проведения геологоразведочных работ.

*Пример 4.2. Рассчитаем затраты, которые должна понести компания А, на выполнение намеченных объемов ГРР в примере 4.1. По фактическим данным компании за предыдущий год затраты на сейсморазведочные работы 2Д составляют 100 руб./пог. м, затраты на поисково-разведочное бурение – 30000 руб./м, доля прочих работ в затратах на ГРР (кроме сейсмики и бурения) – 5 %*

### Решение

Для удобства представления информации составим

таблицу:

Год	Сейсмо-разведка 2D, пог. км	Бурение, м		Затраты, млн. руб.		Прочие работы, млн. руб.	Всего затрат на ГРП, млн. руб.
		Поис-ковое	Разведочное	в сейсмику	в бурение		
1	2000	0	0	200	0	10,5	210,5
2	1000	0	0	100	0	5,3	105,3
3	0	5400	0	0	162	8,5	170,5
4	0	0	8100	0	243	12,8	255,8
5	0	0	5400	0	162	8,5	170,5
<b>Итого</b>	<b>3000</b>	<b>5400</b>	<b>13500</b>	<b>300</b>	<b>567</b>	<b>45,6</b>	<b>912,6</b>

### Расчет показателей капитальных затрат на освоение нефтеносных объектов

Прогноз показателей издержек разработки нефтяного объекта в динамике проводится по следующим правилам:

Капитальные вложения в бурение по годам рассчитываются по формуле:

$$K^t_B = K^B_B * H * (n^t_D + n^t_H) + K^F_B * L_{ГОР} * n^t_D,$$

где  $K^B_B$  - стоимость бурения вертикальных нефтяных скважин, руб./м;

$H$  - глубина эксплуатационных скважин, м;

$n^t_D$  - число вновь вводимых добывающих скважин по годам расчетного периода;

$n^t_H$  - число вновь вводимых нагнетательных добывающих скважин по годам расчетного периода;

$K^F_B$  - стоимость бурения горизонтальной части нефтяных скважин, руб./м;

$L_{ГОР}$  - длина горизонтальной части ствола

При расчете капитальных затрат на обустройство объекта капиталовложения в нефтепромысловое строительство могут производиться либо по мере бурения новых скважин, либо до начала добычи за период обустройства.

$K^t_{СТР} = K_{СТР} * (n^t_D + n^t_H)$ , если  $t_{ОБС} = 0$ , т.е. нефтепромысловое строительство идет по мере бурения новых скважин,

$$K_{СТР}^t = \frac{\left( \sum_{t_0=1}^T \left( n_D^{t_0} + n_H^{t_0} \right) * K_{СТР} \right)}{t_{ОБС}}, \quad \text{если } t_{ОБС} > 0.$$

где  $K_{СТР}$  - норматив капитальных вложений в нефтепромысловое строительство в расчете на одну вновь вводимую скважину, тыс. руб./скв.;

$t_{ОБС}$  – период обустройства, лет;

$T$  - последний год разработки месторождения.

Капиталовложения в оборудование, не входящее в сметы строек, осваиваются пропорционально объему эксплуатационного бурения:

$$K_{ОБОР}^t = K_{ОБОР} * (H + L_{ГОР}) * n_D^t + H * n_H^t,$$

где  $K_{ОБОР}$  - норматив капитальных вложений в оборудование, не входящее в сметы строек, в расчете на метр проходки в эксплуатационном бурении, руб./м проходки.

Суммарные капиталовложения в обустройство в каждом году будут:

$$K_{ОБС}^t = K_{СТР}^t + K_{ОБОР}^t$$

Рассмотрим на примере.

*Пример 4.3. Рассчитать необходимый объем инвестиций в освоение месторождения, если по фактическим данным компании затраты на бурение 1 м эксплуатационной скважины составляют 10000 руб., вложения в нефтепромысловое строительство в расчете на 1 вновь вводимую скважину – 20000 тыс. руб., капвложения в оборудование, не входящие в сметы строек, – 8000 руб./м.*

*Данные по освоению месторождения приведены в таблице:*

Годы	Бурение скважин, шт.		Добыча, млн.т	
	экспл.	нагнет.	жидкости	нефти
1	7	0	0,063	0,063
2	6	0	0,125	0,125
3	8	6	0,197	0,188
4	3	0	0,210	0,188
5	3	1	0,225	0,188
6	0	0	0,223	0,172



Глубина эксплуатационных скважин равна 2500 м.

### Решение

Представим решение в виде таблицы:

Годы	Бурение скважин, шт.		Инвестиции в добычу нефти, млн. руб.			
	экспл.	нагнет.	бурение	нефтепром. стр-во	оборуд., не вход. в смету	всего
1	7	0	175,0	140,0	140,0	455,0
2	6	0	150,0	120,0	120,0	390,0
3	8	6	350,0	280,0	280,0	910,0
4	3	0	75,0	60,0	60,0	195,0
5	3	1	100,0	80,0	80,0	260,0
6	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого</b>			<b>850,0</b>	<b>680,0</b>	<b>680,0</b>	<b>2210,0</b>

Таким образом, затраты на освоение месторождения составят 2210 млн. руб.

Предполагается, что капиталовложения в линейную часть при строительстве нефтепровода осуществляются до начала добычи, возможно параллельно с завершающими стадиями геологоразведки или с обустройством месторождения в течение  $t_{НП}$  лет. Тогда ежегодные капиталовложения в течение этого срока будут:

$$K_{ЛЧ}^t = \frac{K_{ЛЧ} * S_{НП}}{t_{НП}},$$

где  $K_{ЛЧ}$  - норматив капиталовложений в строительство нефтепровода-подключения (линейная часть), тыс. руб./км;

$S_{НП}$  - протяженность нефтепровода-подключения к действующему магистральному трубопроводу, км;

$t_{НП}$  - срок строительства нефтепровода-подключения, лет

Остальные капиталовложения в строительство нефтепровода осваиваются пропорционально росту объемов транспортировки нефти:

$$K_{ТР}^t = \frac{(K_{НП} - K_{ЛЧ}) * S_{НП} * (Q_H^t - Q_H^{t-1})}{Q_0 * \theta_{МАХ}},$$

где  $K_{НП}$  - норматив капиталовложений в строительство нефтепровода-подключения (всего), тыс. руб./км;

$Q_H^t$  - объемы добычи нефти по годам расчетного периода, млн. т;

$Q_0$  - извлекаемые запасы нефти на объекте, млн. т;

$\theta_{МАХ}$  - максимальный темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %

Общие капиталовложения в освоение нефтяного объекта по годам составляют:

$$K^t = K_B^t + K_{ОБС}^t + K_{ЛЧ}^t + K_{ТР}^t$$

### Расчет показателей капитальных затрат на освоение газоконденсатных объектов

Капитальные затраты в бурение эксплуатационных скважин и строительство системы внешнего транспорта при освоении газоконденсатных объектов оцениваются по аналогии с нефтяными объектами.

При обустройстве месторождения основные капиталовложения в промысловое строительство могут производиться либо до начала добычи в течение заданного срока  $t_{ОБ}$ , либо по мере бурения новых скважин в случае нулевого периода обустройства.

$$K_{СТР}^t = (K_{ОБС} - K_{ОБВ} - K_{ОБОР}) * n_D^t, \quad \text{если } t_{ОБС} = 0,$$

$$K_{СТР}^t = \frac{\left( \sum_{t_0=1}^T n_D^{t_0} * (K_{ОБС} - K_{ОБВ} - K_{ОБОР}) \right)}{t_{ОБ}}, \quad \text{если } t_{ОБС} > 0.$$

Капитальные затраты в обвязку скважин  $K_{ОБВ}$ , доля которых составляет около 6 % общего норматива, осуществляются пропорционально вводу скважин.

$$K_{ОБВ}^t = K_{ОБВ} * n_D^t$$

Капитальные затраты в оборудование, не входящее в сметы строок  $K_{ОБОР}$ , доля которых составляет около 14 %

общего норматива, осваиваются пропорционально осуществлению затрат в промысловое строительство.

$$K_{ОБОР}^t = \frac{K_{СТР}^t}{K_{ОБС} - K_{ОБВ} - K_{ОБОР}} * K_{ОБОР}^t$$

Капитальные затраты в ДКС осваиваются частично в год ее ввода и частично пропорционально наращиванию мощности в соотношении примерно 40 % и 60 % по формуле:

$$K_{ДКС}^t = 0,4 * K_{ДКС}^t + 0,6 * K_{ДКС}^t * \max ( m^t - m^{t-1} ; 0),$$

где  $K_{ДКС}$  - капитальные затраты в единицу мощности ДКС;

$m^t$  - мощность ДКС по годам расчетного периода, тыс. кВт;

0,4 и 0,6 – доли капитальных затрат на ДКС, независимые и зависящие от ее мощности соответственно.

Суммарные капиталовложения в разработку газоконденсатного месторождения по годам составят:

$$K_{ДОБ}^t = K_{Б}^t + K_{СТР}^t + K_{ОБВ}^t + K_{ОБОР}^t + K_{ДКС}^t$$

Общие капиталовложения в освоение газоконденсатного объекта по годам составят:

$$K^t = K_{ДОБ}^t + K_{ЛЧ}^t + K_{ТР}^t$$

Для месторождений углеводородов, расположенных на территории **внутренних морских вод и континентального шельфа** Российской Федерации, в затратах на обустройство должны быть предусмотрены капитальные затраты на строительство гидротехнических сооружений, которые могут включать затраты на строительство платформ различного типа и подводных добычных комплексов. Кроме того, необходимо предусмотреть затраты на содержание вспомогательного обслуживающего флота и береговых сооружений (терминалов для загрузки танкеров и др.), затраты на которые являются общими и требуется их разделение по объектам, находящимся в одновременной разработке.

Капитальные вложения на создание региональной инфраструктуры при освоении месторождений нефти и газа

учитываются в тех случаях, если разработка оцениваемых объектов требует создания новых или дополнительных мощностей в региональной производственной структуре. Затраты на создание региональной инфраструктуры складываются из затрат на строительство новых межпромысловых и внепромысловых систем транспортировки нефти и газа, затрат на строительство железных и автомобильных дорог, линий электропередач, жилых комплексов с соответствующими инженерными сооружениями.

Для определения объемов, сроков работ и затрат по созданию инфраструктуры используются комплексные программы геологоразведочных работ, программы лицензирования нераспределенного фонда недр, региональные и генеральные схемы развития нефтяной и газовой промышленности. Стоимость работ по созданию отдельных элементов инфраструктуры определяется укрупненно по ценам, сложившимся в данном регионе на момент оценки.

Основные результирующие показатели на освоение нефтегазозоносного объекта, используемые на последующих этапах стоимостной оценки, включают:

- затраты на подготовку запасов нефти и газа на оцениваемом объекте в динамике,
- капитальные издержки в добычу нефти и газа в динамике, в том числе в бурение, промышленное строительство и оборудование, не входящее в сметы строек, ДКС,
- капитальные издержки во внешний транспорт нефти и газа и региональную инфраструктуру в динамике.

#### **4.6. Прогноз текущих издержек**

Расчет текущих издержек на освоение месторождений углеводородного сырья проводится на основании динамических таблиц, содержащих технологические показатели разработки: объемы добычи нефти, газа, конденсата, жидкости, фонд добывающих, нагнетательных и резервных скважин, виды и

количество геолого-технических мероприятий ГТМ, потребляемая мощность ДКС, объемы закачки рабочего агента в пласт (жидкость, попутный газ) и др. (см. раздел 4.4). Столь детальные расчеты возможны для хорошо изученных месторождений на стадии подготовки проектных документов.

Для слабоизученных объектов оценки возможен агрегированный расчет эксплуатационных затрат на добычу исходя из двух основных нормативов – условно-переменных затрат в расчете на единицу добычи нефти или природного газа и условно-постоянных затрат в расчете на действующий фонд скважин.

$$\mathcal{E}'_{ДОБ} = C_{ПЕР} * Q'_H + C_{ПОСТ} * n'_{ФД},$$

где  $C_{ПЕР}$ ,  $C_{ПОСТ}$  – нормативы условно-переменных и условно-постоянных затрат на добычу углеводородов в расчете на 1 тонну добытого сырья и 1 скважину действующего фонда скважин, соответственно;

$Q'_H$  – годовая добыча углеводородного сырья, млн. т УВВ;

$n'_{ФД}$  – фонд действующих добывающих скважин.

Текущие издержки на транспорт углеводородов определяются исходя из объемов перекачки.

$$\mathcal{E}'_{ТР} = C_{ТР} * Q'_T * S,$$

где  $C_{ТР}$  - удельные затраты на транспортировку углеводородов по собственному трубопроводу, руб./тыс.т\*км;

$Q'_T$  – годовые объемы транспортировки углеводородного сырья, млн. т;

$S$  - протяженность трубопровода-подключения, км.

В случае отсутствия необходимых данных в качестве норматива текущих затрат  $C_{ТР}$  может быть принят процент от удельных капиталовложений в строительство трубопровода в расчете на единицу его максимальной пропускной способности, равный 5 %.

$$C_{TP} = 0.05 * \frac{K_{TP}}{Q_{MAX}},$$

где  $K_{TP}$  – суммарные капиталовложения в строительство трубопровода-подключения, млн. руб.;

$Q_{MAX}$  – максимальный объем транспортировки углеводородов за период разработки, млн.т УВВ.

В случае оценки эффективности нефтедобычи при проведении ГТМ, рассчитываются затраты на их проведение.

$$\mathcal{E}'_{ГТМ} = K_{ГТМ} * n'_{ГТМ},$$

где  $K_{ГТМ}$  - стоимость проведения геолого-технического мероприятия на одной скважине для объектов с готовой технологией разработки, тыс. руб./скв.;

$n'_{ГТМ}$  - число скважин, на которых намечено проведение ГТМ, ед.

При этом текущие издержки в добычу за счет ГТМ включают только условно-переменные затраты.

При использовании на промысле ДКС, рассчитываются затраты на их обслуживание:

$$\mathcal{E}_{ДКС} = C_{ДКС} * m',$$

где  $C_{ДКС}$  - норматив текущих затрат в ДКС, руб./кВт;

$m'$  - мощность ДКС по годам расчетного периода, тыс. кВт.

Общие годовые текущие издержки на добычу и транспорт нефти составляют:

$$\mathcal{E}' = \mathcal{E}'_{ДОБ} + \mathcal{E}'_{TP} + \mathcal{E}'_{ГТМ} + \mathcal{E}_{ДКС}.$$

Затраты на ликвидацию промысла  $\mathcal{E}_{ЛИКВ}$  полностью относятся на последний год разработки месторождения.

*Пример 4.4. Рассчитаем текущие издержки на том же примере. Нормативы условно-постоянных и условно-переменных затрат в компании составляют 1730 тыс. руб./действ. скв. и 250 руб./т, соответственно.*

Решение представим в виде таблицы:

Годы	Бурение экспл. скважин, шт.	Фонд экспл. скважин	Добыча нефти, млн.т	Текущие издержки, млн. руб.		
				усл.-пост.	усл.-пер.	Всего
1	7	7	0,063	12,1	15,6	27,7
2	6	13	0,125	22,5	31,3	53,7
3	8	21	0,188	36,3	46,9	83,2
4	3	24	0,188	41,5	46,9	88,4
5	3	27	0,188	46,7	46,9	93,6
6	0	27	0,172	46,7	43,0	89,8
<b>Итого</b>				<b>205,9</b>	<b>230,5</b>	<b>436,4</b>

Обоснование эксплуатационных затрат для хорошо изученных месторождений (залежей) может быть выполнено в соответствии с табличными формами и требованиями отраслевых РД [95, 97].

При наличии необходимых исходных данных для обоснования нормативов возможен расчет эксплуатационных затрат на добычу в структуре, соответствующей стандартной структуре по статьям калькуляции, либо по элементам сметы. При этом статьи и элементы затрат разделяются на условно-постоянную часть, которая зависит от числа действующих скважин, и условно-переменную часть, которая зависит от объема добычи жидкости, нефти или природного газа.

Структура по основным статьям калькуляции включает:

- расходы на энергию по извлечению углеводородов,
- расходы по искусственному воздействию на пласт,
- заработная плата производственных рабочих,
- сбор и транспорт углеводородов,
- расходы по технологической подготовке нефти,
- расходы на компримирование газа,
- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования,
- затраты на обслуживание и капремонт гидротехнических сооружений для морских

месторождений,

- цеховые расходы,
- общепроизводственные расходы,
- прочие, включая затраты на страхование морских объектов.

Структура затрат по основным элементам сметы затрат включает:

- вспомогательные материалы,
- потери углеводородов,
- топливо,
- энергия,
- пар, вода,
- заработная плата,
- транспортные расходы,
- услуги по капитальному ремонту,
- услуги по текущему ремонту,
- прокат, лизинг, аренда,
- прочие, включая затраты на страхование морских объектов.

На основе динамических показателей капитальных и эксплуатационных затрат рассчитываются амортизационные отчисления и налоги, включаемые в себестоимость. При этом необходимо иметь в виду, что нормативы расчета текущих издержек не должны включать амортизационные отчисления и налоги, включаемые в себестоимость.

Помимо текущих затрат на добычу и транспорт нефти и газа и ликвидацию промысла, необходимо рассчитать амортизационные отчисления. **Амортизация** – процедура возмещения капитальных затрат с распределением их по годам предполагаемого периода эксплуатации.

Расчет амортизационных отчислений производится с учетом действующих регламентирующих документов [79, 87].



Исходной информацией для расчета амортизации являются следующие параметры:

- остаточная стоимость основных фондов в случае оценки эксплуатируемых объектов и среднегодовая сумма амортизации этих основных фондов,

- средние сроки полезного использования основных фондов по тем направлениям капитальных затрат, которые выделяются при прогнозировании издержек на освоение, а именно:

- эксплуатационное бурение (13 лет),
- промышленное строительство (15 лет),
- оборудование, не входящее в сметы строек (5 лет),
- дожимные компрессорные станции при оценке газоконденсатных объектов (25 лет),
- линейная часть трубопроводов (25 лет),
- прочие затраты в трубопроводы (6 лет).

Существуют разные способы начисления амортизационных расходов. Наиболее простой – списание стоимости основных фондов равными долями с момента начала эксплуатации фондов на протяжении всего срока использования.

Показатели амортизационных отчислений в динамике используются для прогнозирования показателей налогообложения, в том числе налога на прибыль.

Основные результирующие показатели эксплуатационных затрат на освоение нефтеносного объекта, используемые на последующих этапах стоимостной оценки, включают:

- текущие издержки на добычу нефти, ее транспортировку и проведение ГТМ,
- текущие издержки на добычу и транспорт газа и конденсата в динамике,
- затраты на ликвидацию нефтегазового промысла после окончания эксплуатации,
- амортизационные отчисления.

При стоимостной оценке ресурсов эксплуатационные расходы могут быть учтены очень схематично, поскольку на этом уровне нецелесообразно использовать фактические затраты на скважину по действующим месторождениям, тем более, что они сильно разнятся. Поэтому достаточно адекватно можно описать распределение во времени эксплуатационных затрат в виде ежегодного фиксированного процента от накопленных капитальных затрат. Для традиционных районов добычи этот процент достаточно высок (6-8% в год). Это приводит к тому, что эксплуатационные затраты за рентабельный период эксплуатации превысят капитальные в абсолютном выражении в 1,5-2 раза, что и наблюдается на действующих промыслах. В относительно новых районах, где капиталоемкость обустройства добычи выше, суммарные эксплуатационные расходы обычно сопоставимы с капитальными по величине.

#### **4.7. Основные налоги и платежи при разведке и освоении месторождений углеводородов**

При проведении оценки учитываются основные параметры существующей системы налогообложения, которая включает как федеральные, так и местные налоги и платежи. Расчет налогов и платежей осуществляется в соответствии с законодательными и инструктивными документами, регламентирующими порядок их исчисления и уплаты [79, 87]. В расчетах учитываются особенности исчисления всех установленных законодательством налогов и платежей.

В настоящее время при определении стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья учитываются следующие налоги (годовые ставки)

- Налог на добавленную стоимость (НДС) – 18%,
- Таможенные пошлины:
  - экспортная пошлина нефть рассчитывается в зависимости от цены нефти на внешнем рынке по шкале, установленной федеральными законами [79, 103]:

## Шкала таможенных пошлин на нефть

долл./т

Цена нефти на внешнем рынке		Ставки налога (фиксир. сумма+%)	
Границы интервалов			
нижняя	верхняя	фиксир. сумма	% от разницы с нижней границей
-	109.5	0.00	0%
109.5	146.0	0.00	35%
146.0	182.50	12.78	45%
182.5	-	29.20	65%

Ставки вывозных таможенных пошлин устанавливаются Правительством РФ на срок два календарных месяца на основе фактических цен на мировых рынках за предшествующие 2 месяца;

- экспортная экспортная пошлина на природный газ – 5 % в выручке,

- Единый социальный налог определяется в зависимости от налоговой базы (фонд оплаты труда - ФОТ на одно физическое лицо) по шкале, установленной федеральным законом [79]:

## Шкала единого социального налога

тыс. руб.

ФОТ на одно физическое лицо нарастающим итогом за год			
Границы интервалов		Ставки налога	
нижняя	верхняя	фиксир. Сумма	% от разницы
-	280.00	0.00	26%
280.00	600.00	72.80	10%
600.00	-	104.80	2%

- Отчисления на обязательное страхование от несчастных случаев рассчитываются как процент фонда оплаты труда, как правило, ставка налога составляет от 0,6 % до 1,7 %.
- Налог на добычу полезных ископаемых согласно федеральным законам [79]:
  - налог на добычу нефти начиная с 01.01.2007 – 16,5 % от стоимости добытой нефти за вычетом налогов в цене реализации и затрат на внешний транспорт, а до

31.12.2006 – 419 руб./т с коэффициентом ( $K_{ц}$ ), меняющимся в зависимости от динамики мировых цен на нефть:

$$K_{ц} = (Ц - 9) \times P / 261,$$

где Ц – средний за налоговый период уровень цен сорта нефти "Юралс" в долларах США за баррель;

P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации;

- налог на добычу свободного природного газа – 147 руб./тыс. м<sup>3</sup>;

- налог на добычу конденсата – 17,5 % от стоимости добытого сырья за вычетом налогов в цене реализации и затрат на внешний транспорт;

• Разовые и регулярные платежи за пользование недрами:

- платежи за право поиска полезных ископаемых устанавливаются органами управления субъектом Российской Федерации и согласно изменениям и дополнениям к Налоговому кодексу могут составлять от 120 до 360 руб./км<sup>2</sup>;

- платежи за право разведки полезных ископаемых также устанавливаются органами управления субъектом Российской Федерации и согласно федеральному закону от 29.05.2002 N 57-ФЗ (принят ГД ФС РФ 24.05.2002) могут составлять от 5000 до 20000 руб./км<sup>2</sup>;

• Налог на имущество начисляется на остаточную стоимость основных фондов (стоимость основных фондов за вычетом амортизационных отчислений) и составляет 2,2 % стоимости.

• Местные налоги (на уборку территории, на содержание милиции, на нужды общеобразовательных учреждений и пр.) определяются индивидуально для каждого участка недр и составляют около 3-4 % суммарных затрат.

• Прочие налоги (арендная плата за землю, плата за воду, налог с владельцев транспортных средств и др.) могут

составлять 1-2 % суммарных затрат.

- Налог на прибыль рассчитывается на основе чистой прибыли. Чистая прибыль определяется путем вычета из выручки всех затрат, амортизационных отчислений, налогов. Ставка налога - 24% от прибыли.

#### **4.8. Прогноз показателей эффективности**

Как уже не раз отмечалось, в качестве главного инструмента стоимостной оценки объектов углеводородного сырья принят анализ будущих дисконтированных денежных потоков от их освоения. Экономические расчеты выполняются в соответствии с требованиями и рекомендациями существующих методик и регламентирующих отраслевых документов [69,97].

Проводится прогноз показателей денежных потоков в динамике (выручка, издержки, налоги, чистый доход и др.) и интегральных показателей эффективности освоения каждого из выделенных объектов оценки по каждому из возможных технологических вариантов освоения.

Для расчета показателей стоимостной оценки осуществляется прогноз денежных притоков (доходов от реализации конечной продукции, прочих и внереализационных доходов) и оттоков (затрат на проведение поисков и разведки, капитальных вложений, эксплуатационных затрат, налогов и платежей в бюджеты всех уровней). Определяется сальдо реальных денег как разница между притоками и оттоками.

На основе денежных потоков определяются интегральные показатели эффективности освоения объектов оценки. Оценивается общественная (социально-экономическая), коммерческая и бюджетная эффективность. Эти показатели используются для определения показателей стоимостной оценки в зависимости от целей ее проведения.

Исходной информацией для расчета финансовых показателей и показателей стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья служат технико-экономические показатели разведки и освоения объекта в динамике (разделы 4.3-4.6). В качестве исходной информации

при проведении стоимостной оценки необходимо определить **параметры, задающие рыночную ситуацию:**

- цены реализации углеводородов нефти на внутреннем и внешнем рынках,
- доли товарной продукции в общем объеме добываемого сырья,
- доли экспортируемой продукции в общем объеме реализуемого сырья,
- ставку дисконтирования,
- год приведения денежных потоков.

При определении горизонта расчета (расчетного периода) и его разделении на шаги, при выборе системы цен, ставки дисконтирования следует учитывать положения существующих методик.

Расчеты могут выполняться в реальных или прогнозных ценах в зависимости от направлений использования результатов стоимостной оценки.

*Реальными* называются цены, заложенные в проект без учета инфляции.

*Прогнозными* называются цены, ожидаемые (с учетом инфляции) на будущих шагах расчета.

*Дефлированными* называются прогнозные цены, приведенные к уровню цен фиксированного момента времени путем деления на общий базисный индекс инфляции.

При оценке эффективности участия в проекте рекомендуется использовать прогнозные цены. Для расчета интегральных показателей эффективности денежные потоки, определенные в прогнозных ценах, должны предварительно дефлироваться. В остальных случаях целесообразно проводить расчеты в реальных ценах (без учета инфляции).

### Основные показатели эффективности

Необходимо оценивать эффективность функционирования добывающего предприятия, создаваемого для освоения ресурсов оцениваемого объекта, как до, так и после налогообложения. Этот подход позволяет оценить роль налоговой системы в формировании результатов деятельности добывающей

компании и влияние возможных изменений в налоговой системе на показатели эффективности освоения объектов углеводородного сырья.

Предприятие получает прибыль в виде разницы между выручкой от реализации добытых углеводородов и суммой выплачиваемых им налогов и платежей и затратами на добычу и транспортировку нефти и газа. Государство получает доход в виде суммы налогов и платежей.

В результате расчетов определяются следующие финансовые показатели и показатели эффективности [22,24,108]:

- выручка от реализации продукции;
- доходы государства (сумма налогов и платежей, в том числе по видам налогов и платежей);
- чистая прибыль после налогообложения;
- недисконтированные чистые денежные поступления инвестора;
- потребность в привлечении внешних средств в проект;
- дисконтированные чистые денежные поступления инвестора;
- внутренняя норма рентабельности инвестора;
- срок окупаемости с учетом дисконтирования;
- индекс доходности дисконтированных инвестиций.

В качестве критериев эффективности рассматриваются общепринятые в мировой практике показатели: чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности, срок окупаемости (раздел 3.3).

Показатели эффективности определяются как за весь расчетный, так и за безубыточный период. Под **безубыточным периодом** понимается период до момента, начиная с которого чистый недисконтированный доход принимает только отрицательные значения. Если ни в одном году расчетного периода чистый недисконтированный доход предприятия не принимает положительного значения, это означает, что безубыточный период при разработке месторождения отсутствует. Суммарный чистый недисконтированный доход за

период безубыточной добычи может быть отрицательной величиной, если затраты на освоение месторождения в начале периода не успевают окупиться до его окончания.

На рисунке 4.5 показан в динамике основной показатель стоимостной оценки – чистый дисконтированный доход.

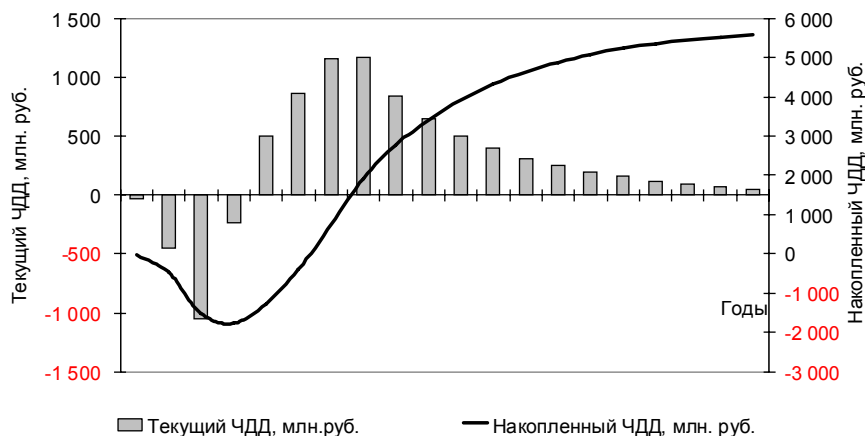


Рис.4.5. Чистый дисконтированный доход Инвестора

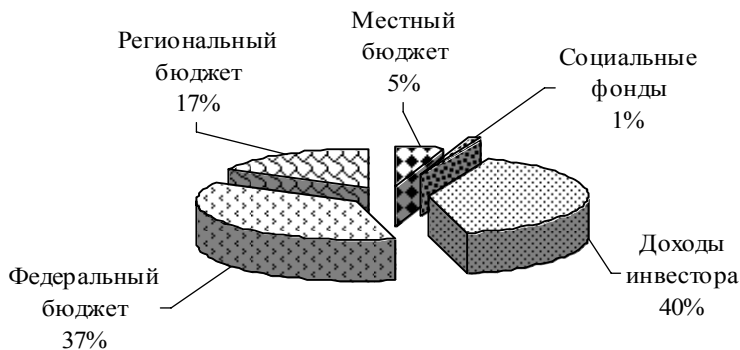


Рис.4.6. Распределение ЧДД между государством и инвестором



На рисунке 4.6 показан пример распределения чистого дисконтированного дохода между инвестором и государством, в том числе по уровням бюджета

Экономические расчеты проводятся по всем возможным технологическим вариантам разработки каждого оцениваемого объекта. На основании анализа прогнозных показателей эффективности (ЧДД инвестора и государства, срок окупаемости, ВНД и др.) осуществляется выбор наиболее эффективного варианта освоения, который можно рекомендовать как основной.

Наиболее эффективным считается вариант, обеспечивающий максимальное значение ожидаемого ЧДД. При принятии решения о выборе рекомендуемого варианта необходим также анализ и учет значений всех показателей эффективности.

#### Рекомендации по установлению нормы дисконта при решении различных типов задач

Результаты стоимостной оценки существенно зависят от принятой ставки дисконтирования. Величина этого показателя должна выбираться из соображения стоимости занимаемого капитала и прибыльности альтернативных проектов. Стоимость капитала характеризуется средневзвешенной процентной ставкой, рассчитанной для всех доступных источников инвестиций. Она может зависеть от срока и размера займа, его источника, а также от общеэкономических показателей: темп инфляции, ставка рефинансирования Центрального банка РФ, ставка LIBOR и т.д.

С точки зрения инвестора, ставка дисконтирования должна отражать возможную стоимость капитала, соответствующую такой прибыли инвестора, которую он мог бы получить от использования этого капитала в другом проекте при условии, что финансовые риски для обоих вариантов инвестирования одинаковы. То есть ставка дисконтирования является минимальной нормой дохода, ниже которой инвестиции в освоение запасов месторождения являются невыгодными.

Поскольку процесс освоения ресурсов нефти и газа связан с различного рода рисками, расчетная ставка дисконтирования ( $E$ ) должна определяться не только на основе представлений о нормальной прибыли, принятой в различных сферах бизнеса, но и обеспечивать покрытие рисков, то есть иметь две составляющие – базовую свободную от риска ставку ( $E_B$ ) и надбавку за риск ( $E_P$ ):

$$E = E_B + E_P$$

В качестве *базовой ставки* рекомендуется принимать среднюю доходность российских ценных бумаг на момент оценки.

Различают следующие ставки дисконтирования:

**Коммерческая ставка дисконтирования** используется при оценке коммерческой эффективности, определяется с учетом альтернативной эффективности использования капитала.

**Бюджетная ставка дисконтирования** используется при расчетах показателей бюджетной эффективности, отражает альтернативную стоимость бюджетных средств и устанавливается государственными органами, по заданию которых оценивается бюджетная эффективность.

**Социальная (общественная) ставка дисконтирования** используется при расчетах показателей общественной эффективности и характеризует минимальные требования общества к общественной эффективности проектов.

При решении задач на уровне государственных органов управления, касающихся условий лицензирования и налогообложения, а также классификации объектов углеводородного сырья по промышленной значимости, рекомендуется применение **коммерческой ставки дисконтирования с учетом риска**. При этом в качестве безрисковой ставки целесообразно использовать доходность российских ценных бумаг на момент оценки.

При обосновании эффективности комплексных инвестиционных проектов и целевых программ различного уровня, а также направлении бюджетных средств на воспроизводство минерально-сырьевой базы, рекомендуется

применение **федеральной бюджетной ставки дисконтирования с учетом риска**. В настоящее время в качестве безрисковой ставки для проектов, финансируемых за счет средств государственной поддержки, постановлением Правительства РФ от 22.11.97 г. № 1470 рекомендовано принимать ставку рефинансирования ЦБ РФ, скорректированную на объявленный Правительством РФ темп инфляции на текущий год. Эта ставка в настоящее время (март 2006) находится на уровне **4-5 %**. (12 % установленной ставки рефинансирования с декабря 2005 года за вычетом прогнозируемого уровня инфляции на 2006 год 7-8 %).

При проведении стоимостной оценки для решения задач регионального уровня и расчетах региональной эффективности социальная ставка дисконтирования, устанавливаемая централизованно, может корректироваться региональными органами управления.

Указанные ставки дисконтирования предполагают проведение расчетов по стоимостной оценке в реальных ценах (без учета инфляции).

#### **4.9. Экспресс-метод сравнительной оценки эффективности разведки и освоения альтернативных перспективных объектов углеводородного сырья (некоммерческий вариант)**

Проведение детальных экономических расчетов по схемам приведенным выше, вряд ли оправдано на стадии оценки ресурсов или даже запасов низких категорий. Тем не менее, потребности в экономических оценках возникают и на этой стадии. Для таких целей более подходящим является упрощенный подход, не требующий серьезных компьютерных вычислений. Для получения соответствующих расчетных формул до предела упростим модель денежного потока при разведке и освоении месторождения, приведенную в п.3.2. В качестве исходных данных будем оперировать лишь самыми общими параметрами, которые можно оценить хотя бы более или менее объективно:

$K$  – общая сумма капитальных затрат на разведку и освоение;

$v$  – коэффициент отношения общих эксплуатационных затрат к общим капитальным затратам (обычно в зависимости от района величина в составляет от 1 до 2)

$a$  – доля капитальных затрат, приходящихся на доэксплуатационный период: разведка, инфраструктура и т.п. (обычно  $a$  находится в интервале от 0,1 – 0,4)

$Q_u$  – величина извлекаемых ресурсов.

Кроме этого следует задаться еще несколькими параметрами:

$n$  – длительность периода до начала эксплуатационного разбуривания, лет

$m$  – длительность периода разбуривания (нарастающей добычи), лет

$k$  – длительность периода постоянной максимальной добычи

$l$  – длительность периода падающей добычи.

Эти обозначения используются в качестве переменных суммирования во всех соответствующих формулах данного раздела.

Все эти параметры так или иначе задаются при проектировании. Однако при сравнительном анализе нескольких прогнозируемых локальных объектов их можно считать приблизительно равными без большой потери общности. Так,  $n$  можно считать равным 5 годам, т.к. на этот срок обычно выдаются лицензии на геологическое изучение. Длительность разбуривания до достижения максимальной добычи также можно принять равной 5 годам (для малых месторождений существенно меньше). Эту же величину  $k = 5$  годам уместно принять и для периода “полки” для газовых месторождений и несколько меньше для нефтяных. И, наконец, период  $l$  можно считать равным примерно 10-15 годам, поскольку “сквозные” лицензии, разведку и освоение выдаются МПР России обычно на 25 лет.

Для дальнейших выкладок нам также придется задаться величиной максимального ежегодного отбора на “полке”  $Q_{\max}$  или относительной величиной годового отбора от извлекаемых

запасов в этот период  $s=Q_{\max}/Q_i$ . Обычно  $s=0,05-0,07$  и ее также можно принять постоянной для сравниваемых локальных объектов. С помощью всех этих параметров можно рассчитать дисконтированные затраты на разведку и освоение месторождения.



Рис.4.7. Схема затрат и доходов проекта разведки и освоения месторождения.

Что же касается доходов, то они получаются умножением отпускной цены на величину отбора продукции по годам и дисконтированием их, как и затрат, к моменту начала проекта. Приравняв приведенные доходы и затраты, получим условие безубыточности проекта без учета налогов и сборов:

$$\sum_{i=n+1}^N \frac{PQ_i}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^N \frac{C_i}{(1+r)^i} \quad (4.7),$$

где  $P$  – отпускная цена продукции,

$Q_i$  – величина отбора продукции в  $i$ -м году,  $N=n+m+k+l$  – общая длительность проекта,  $r$  – ставка дисконтирования. Выразив из (4.7) величину  $P$ , получим цену, обеспечивающую безубыточность проекта без учета налогообложения:

$$P \geq \frac{\sum_{i=1}^N C_i (1+r)^{-i}}{\sum_{i=n+1}^N Q_i (1+r)^{-i}} \quad (4.8)$$

Заметим, что в знаменателе (4.8) стоит дисконтированная добыча.

Данные соотношения не учитывают налогов и акцизов, поэтому полученные цены будут минимально возможными, обеспечивающими безубыточность государству и недропользователю, если бы они выступали в качестве единого инвестора. С точки зрения одного недропользователя они будут явно недостаточными, чтобы обеспечить ему прибыль. Поэтому данный подход позволит лишь сравнить разные объекты между собой: более выгоден тот, которому соответствует меньшая цена  $P(4.8)$ , обеспечивающая безубыточность его освоения в безналоговом режиме. Практика сравнения объектов без учета налогов является общепринятой в мире и потому здесь мы не отступаем от нее. В принципе, для грубых абсолютных оценок можно было бы учесть и налоговый режим для инвестора. Но встает вопрос, какой? Действующий сейчас? Но ведь он наверняка много раз изменится за 20-25 лет, на которые рассчитывается проект. А если предположить, что объект будет разрабатываться в режиме СРП, то неясно каковы будут конкретные параметры этого соглашения, которые являются индивидуальными для каждого месторождения и согласовываются государством и инвестором. На стадии оценки ресурсов о постановке этого вопроса не может быть и речи. Введение в рассмотрение этих неизвестных параметров предполагает их многовариантное моделирование, что подробно рассмотрено в следующих разделах.

Сейчас наша задача - создать экспресс-методику, позволяющую сравнивать экономическую привлекательность объектов, не имея под руками ничего, кроме карманного калькулятора или даже не имея и его.

С этой целью дальнейшие наши действия будут состоять в значительном упрощении выражения (4.8).

На предыдущем рисунке приведена схема, иллюстрирующая доходы и затраты в процессе осуществления проекта.

Примем допущения о том, что в первые  $n$  лет все капитальные затраты, которые составляют величину  $aK$ , распределены по годам равномерно по  $aK/n$  в каждый год. Это же допущение считаем справедливым и для следующих  $m$  лет, когда основными являются капзатраты на эксплуатационное бурение и обустройство. Тогда ежегодные затраты в этот период составляет  $(1 - a)K/m$ . Общая сумма дисконтированных капитальных затрат  $K_d$  составит при ставке дисконтирования  $r$ :

$$K_d = \sum_{i=1}^n \frac{aK}{n(1+r)^i} + \frac{1}{(1+r)^n} \sum_{i=1}^m \frac{(1-a)K}{m(1+r)^i} \quad (4.9)$$

Пользуясь дисконтирующими коэффициентами FM2 и FM4 (см. приложение), это выражение можно переписать так:

$$K_d = \frac{aK}{n} FM4(r, n) + \frac{(1-a)K}{m} FM4(r, m) FM2(r, n) \quad (4.10)$$

В разделе 3.3 приведены аналитические выражения для FM2 и FM4.

Общие эксплуатационные расходы за все время осуществления проекта согласно принятой нами модели составляют:

$$E = bK \quad (4.11)$$

Как видно из вышеприведенного рисунка в первые  $m$  лет эксплуатационные расходы нарастают пропорционально накопленным капитальным затратам и составляют по годам арифметическую прогрессию.

Введем коэффициент  $f$  равный доле ежегодных эксплуатационных расходов от накопленных капитальных затрат.

Накопленные капитальные затраты на  $(n+1)$ -й год составляют  $aK$ , а на конец периода они достигнут максимума –

К. Тогда суммарные эксплуатационные расходы  $E_m$  за период  $m$  будут равны сумме  $m$  членов арифметической прогрессии:

$$E_m = \frac{faK + fK}{2} m = \frac{fK(a+1)}{2} m \quad (4.12)$$

Ежегодные эксплуатационные расходы периода  $(k+l)$  будут постоянны и равны:

$$E_{kl} = fK \quad (4.13)$$

Для упрощения можно допустить, что они равномерно распределены по годам, не только в периоде  $k+l$ , но и в периоде  $m$  и тогда ежегодные эксплуатационные расходы этого периода составляют  $fK(a+1)/2$ .

Дисконтированные эксплуатационные расходы  $E_d$  составят:

$$E_d = \frac{1}{(1+r)^n} \sum_{i=1}^m \frac{fK(a+1)}{2(1+r)^i} + \frac{1}{(1+r)^{n+m}} \sum_{i=1}^{k+l} \frac{fK}{(1+r)^i} \quad (4.14)$$

или с использованием дисконтирующих множителей:

$$E_d = fK \left[ FM2(r, n) FM4(r, m)(a+1) / 2 + FM2(r, m+n) FM4(r, k+l) \right] \quad (4.15)$$

Формулы (4.14) и (4.15) получены с использованием норматива  $f$  – доли ежегодных эксплуатационных расходов от накопленных капитальных затрат. Он обычно составляет 0,05-0,08 (5-8%). В то же время при постановке задачи мы рассматривали параметр  $b$  – доля суммарных эксплуатационных расходов от суммарных капитальных затрат ( $b=1-2$ ), т.е. 100-200%. Найдем соотношение между ними, используя (4.11- 4.14):

$$\begin{aligned} E &= E_m + E_{kl} \\ bK &= \frac{fK(a+1)m}{2} + fK(k+l) \\ b &= f \left[ \frac{(a+1)m}{2} + k+l \right] \end{aligned} \quad (4.16)$$



Так, если  $f = 0,05$  (5% в год),  $m=5$  лет,  $k=5$  лет,  $l = 10$  лет,  $a=0,3$ , то  $b$  составит примерно 1,1 (110% от суммы капитальных затрат).

Заменяя в формуле (4.14)  $f$  на  $b$ , получим другое представление для дисконтированных эксплуатационных расходов:

$$E_d = K \frac{b}{(a+1)m/2 + k + l} \left[ \begin{array}{l} FM2(r, n)FM4(r, m)(a+1)/2 + \\ + FM2(r, m+n)FM4(r, k+l) \end{array} \right] \quad (4.17)$$

Оба выражения употребительны. При оценке морских объектов удобнее пользоваться коэффициентом  $f$ , а при оценке сухопутных –  $b$ .

Для практического использования формулы (4.8) осталось выразить дисконтированную добычу через извлекаемые запасы  $Q_u$  и темп отбора на “полке”. Как видно из того же рисунка отбор продукции условно разбивается на участки  $m$ ,  $k$  и  $l$ .

Соответственно, удобнее всего разбить расчет на эти участки и отдельно продисконтировать:

$$Q_d = (1+r)^{-n} \sum_{i=1}^m Q_i (1+r)^{-i} + (1+r)^{-(m+n)} \sum_{i=1}^k s Q_u (1+r)^{-i} + (1+r)^{-(m+n+k)} \sum_{i=1}^l Q_i (1+r)^{-i} \quad (4.18)$$

Вводя, как обычно, дисконтирующие множители, можно переписать эту формулу:

$$Q_d = FM2(r, n) \sum_{i=1}^m Q_i (1+r)^{-i} + FM2(r, n+m) Q_u s FM4(r, k) + FM2(r, n+m+k) \sum_{i=1}^l Q_i (1+r)^{-i} \quad (4.19)$$

Во втором слагаемом знак суммы заменяется стандартным множителем FM4, поскольку эта часть представляет собой аннуитет. В первом и третьем слагаемом величины  $Q_i$  представляют собой арифметическую прогрессию (в первом нарастающую, в третьем – убывающую), однако, каждая

величина  $Q_i$  дисконтируется на свой множитель FM2. Поэтому для получения общего выражения пришлось ввести дисконтирующие множители FM5 и FM6, представляющие собой произведение текущего индекса  $i$  или  $(n-i)$  на соответствующий дисконтирующий множитель FM2( $r,i$ ):

$$FM5(r,n) = \sum_{i=1}^n i(1+r)^{-i} ; FM6(r,n) = \sum_{i=1}^n (n-i+1)(1+r)^{-i} \quad (4.20)$$

Значения FM5 и FM6 протабулированы в таблицах в приложении.

И тогда выражение (4.19) запишется так:

$$Q_d = Q_u s [FM2(r,n)FM5(r,m)/m + FM2(r,n+m)FM4(r,k) + FM2(r,n+m+k)FM6(r,l)/l] \quad (4.21)$$

Таким образом, выражение для цены (4.8), обеспечивающей безубыточное освоение объекта, в общем виде выглядит так:

$$P \geq \frac{K_d + E_d}{Q_d}, \quad (4.22)$$

где вместо  $K_d$ ,  $E_d$ ,  $Q_d$  должны быть выражения (4.9), (4.14), (4.15), (4.19), (4.21).

Смысл этой формулы очевиден. Она приводит все будущие затраты и будущую добычу к текущему моменту времени. Это означает примерно следующее. Если было бы возможно сегодня одномоментно изъять запасы  $Q_d$ , затратив при этом  $K_d$  и  $E_d$  вместо того, чтобы тратить  $K$  и  $E$  за все годы разведки и освоения, то сегодняшняя цена  $P$  от продажи продукции обеспечила бы безубыточность этой операции.

Для практических целей следует получить более простые соотношения для наиболее типичных значений параметров. Возьмем  $n=5$ ,  $m=5$ ,  $k=3$ ,  $l=17$ , т.е. период геологического изучения и подготовки к эксплуатации 5 лет, период разбуривания и нарастающей добычи тоже 5 лет, период

постоянной добычи (“полки”) - 3 года, период падающей добычи - 17 лет. Итого весь период расчета - 30 лет, из которых 25 лет - разработка месторождения. На самом деле здесь период постоянной максимальной добычи - 5 лет, а не 3, т.к. по одному году с этим же уровнем добычи включено в периоды  $m$  и  $l$  для удобства расчетов.

Подставив числовые значения дисконтирующих множителей с этими параметрами и минимально возможной ставкой дисконтирования  $r=10\%$  в соотношения (4.10), (4.15), (4.21), (4.22), получим выражение для цены:

$$P \geq \frac{K}{sQ_r} \cdot \frac{0,2874(a + 1,6388) + 1,177f(a + 3,792)}{3,815} = \frac{K}{sQ} \lambda \quad (4.23)$$

Для того, чтобы воспользоваться вместо  $f$  отношением  $b$ , надо в этой формуле вместо  $f$  подставить выражение, получаемое из (4.16), которое при данных параметрах будет выглядеть так:

$$f = b/[3(a+1)+20]$$

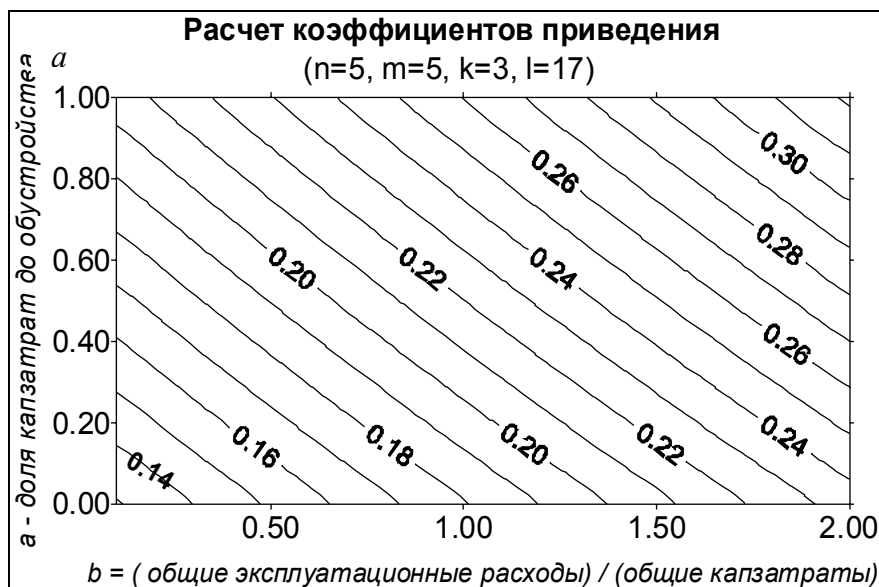
При расчетах следует контролировать величину накопленной добычи, чтобы за все годы эксплуатации она не превысила извлекаемых запасов, т.е.  $\sum Q_k \leq Q_n$ . Сделать это совсем несложно, т.к. в периоды  $m$  и  $l$   $Q_i$  представляют собой члены арифметической прогрессии, а в период  $k$  – это постоянные слагаемые. При данных параметрах это условие будет соблюдено, если  $s$  не превысит 0,066, т.е. в период максимальной добычи уровень годового отбора не должен быть выше 6,6%.

Из выражения (4.23) видно, что цена безубыточности  $P$  зависит от величины капзатрат  $K$ , приходящихся на единицу добываемой продукции в период максимальной добычи  $sQ$ . Сложный коэффициент  $\lambda$  при выражении  $K/sQ$  отражает распределение прогнозируемых затрат внутри проекта и является возрастающей функцией параметров  $a$  и  $b$  (или  $f$ ). Т.е. чем больше капзатрат приходится на начальную часть проекта и

чем больше норматив эксплуатационных расходов по отношению к капзатратам, тем выше должна быть цена безубыточности. Поскольку этот коэффициент является функцией двух переменных его легко протабулировать аналогично дисконтирующим множителям.

В приложении приведены таблицы коэффициентов приведения  $\lambda$ , полученных при указанных параметрах.

На рисунке 4.8 приведена соответствующая диаграмма, коэффициента приведения, рассчитанная по формуле (4.23).



*Рис.4.8. Палетка для определения коэффициентов приведения.*

Если зафиксировать цену реализации продукции  $P$ , то аналогичные выкладки приведут нас к тому, что мы несколько видоизменив выражения (4.22) и (4.23), получим формулу для экономической оценки прогнозируемого месторождения, которая фактически равна величине ЧДД в безналоговом режиме:

$$\text{ЧДД} = \text{PQ}_d - (\text{K}_d + \text{E}_d) = \text{PsQ} - \lambda \text{K} \quad (4.24)$$

Рассмотрим практический пример, с помощью которого можно понять принципы сравнительной экономической оценки проектов по величине цены безубыточности.

Пример 4.5. В зоне с установленной нефтеносностью прогнозируются 2 месторождения А и В со следующими характеристиками:

<u>Параметр месторождения</u>	<u>А</u>	<u>В</u>
<i>Извлекаемые запасы, млн.т</i>	7,9	4,2
<i>Глубина залежи, м</i>	2900	1900
<i>Прогнозируемый дебит, т/сут</i>	30	48
<i>Удаленность от нефтепровода, км</i>	43	29

Примерная стоимость поисково-разведочного бурения в этом районе при глубинах скважин 1,5 – 3 км - 17 тыс. руб./м, эксплуатационного – 8 тыс.руб/м. Стоимость обустройства и прочих капитальных затрат – 100% от общей стоимости эксплуатационного бурения. Строительство 1 км трубопровода местного значения обходится 3,5 млн.руб/км. Способ добычи - ШГН (на истощение). В данном районе общие эксплуатационные расходы за весь период освоения составляют 150% от общих капитальных затрат. Дайте рекомендации инвестору по выбору одного из участков для участия в тендере на получение лицензии на разведку и освоение, если длительность периодов разведки, нарастающей постоянной и падающей добычи одинакова в обоих случаях и составляет соответственно 5, 5, 3 и 17 лет .

Решение. В принципе по этим данным можно было бы провести развернутую экономическую оценку с компьютерным расчетом всех традиционных показателей эффективности, указанных в п.3.3. Однако сделаем выбор на основе изложенного экспресс- метода.

Для этого надо рассчитать коэффициент  $a$  и общие капитальные затраты, т.к. остальные параметры практически известны ( $b=150\%$  или  $1,5$ ,  $s$  берем  $6,5\%=0,065$ ).

В период до начала эксплуатационного бурения и обустройства (по нашей схеме это период  $n$ ) в капзатраты можно в большинстве случаев включить стоимость геофизических работ по выявлению структуры и стоимость поискового и разведочного бурения, если все эти работы выполняются самим инвестором. Для выявления структур с прогнозируемыми залежами этого класса крупности (3-10 млн.т) согласно методическим рекомендациям требуется пробурить не менее 1 поисковой и 2 разведочных скважин. Для геофизических работ требуется прямой расчет, но обычно они составляют не более 50% от стоимости поисково-разведочного бурения. Примем это положение для предварительных расчетов.

Рассчитываем стоимость этих работ периода  $n$ .

#### Объект А.

Стоимость одной скважины= $17\text{т.р} * 2900\text{м} = 49300$  т.р.

Стоимость 3 скважин (поисковая+2 разведочных) =  $49300 * 3 = 147900$  т.р.

Стоимость работ по выявлению структуры = 50% от  $147900 = 73950$  т.р. Итого стоимость геологоразведочных работ =  $221850$  т.р.

#### Объект В.

Стоимость одной скважины= $17\text{т.р} * 1900\text{м} = 32300$  т.р.

Стоимость 3 скважин (поисковая+2 разведочных) =  $32300 * 3 = 96900$  т.р.

Стоимость работ по выявлению структуры = 50% от  $96900 = 48450$  т.р. Итого стоимость геологоразведочных работ =  $145350$  т.р.

В следующий период эксплуатационного бурения и нарастающей добычи прокладывается и трубопровод до пункта подключения к нефтепроводу. Хотя его строительство может

начинаться и в конце периода  $n$  после открытия и оценки месторождения, отнесем эти затраты на период  $m$ , в котором он заканчивается. А до ввода трубопровода в эксплуатацию в начальный период добычи нефть может доставляться до пункта сбора нефтеналивным автотранспортом, но это уже относится на эксплуатационные расходы.

Рассчитываем стоимость капитальных затрат периода  $m$ .

### Объект А.

Рассчитываем количество эксплуатационных скважин, необходимых для обеспечения отбора  $s=6,5\%$  в год в период максимальной добычи.  $6,5\%$  от 7900 тыс.т = 513,5 тыс.т. При 350 рабочих днях в году, коэффициенте использования скважин = 0,9 и дебите 30 тонн в сутки надо иметь  $q$  скважин:

$$q = \frac{513500}{350 \times 0,9 \times 30} \cong 55 \text{ скважин.}$$

Из них 3 уже пробурены в процессе разведки и их можно перевести в эксплуатационные. Для бурения 52 скважин потребуется

$$8 \text{ т.р.} * 2900 * 52 = 1206400 \text{ т.р.}$$

Стоимость обустройства - 100% от этой суммы, т.е. 1206400 т.р.

$$\text{Стоимость трубопровода} = 3500 \text{ т.р.} * 43 \text{ км} = 150500 \text{ т.р.}$$

Итого капзатрат периода  $m$   $1206400 * 2 + 150500 = 2563300$  т.р., а всего капзатрат  $2563300 + 221850 = 2785150$  т.р.

Определяем величину  $a$  для объекта А:  
 $a = 221850 / 2785150 = 0,08$ .

### Объект В.

Аналогичные расчеты для объекта В при дебите 48 т/сутки дают:

$$q = \frac{4200000 \times 0,065}{350 \times 0,9 \times 48} \cong 19 \text{ скважин}$$

На бурение 19-3=16 эксплуатационных скважин потребуется 8 т.р.\*1900\*16=243200 т.р.

Стоимость обустройства - 100% от этой суммы, т.е. 243200 т.р.

Стоимость трубопровода = 3500\*29км=101500 т.р. Итого капзатрат периода  $m$  243200т.р.\*2+101500 т.р.=587900 т.р., а всего капзатрат 587900+145350=733250т.р. Определяем величину  $a$  для объекта В:  $a=143350/733250=0,195$ .

Теперь есть все данные для расчета коэффициента приведения  $\lambda$ , либо нахождения его из вышеприведенной диаграммы или таблиц в приложении. Получаем результаты:  $\lambda_A \cong 0,214$ ;  $\lambda_B \cong 0,223$ , после чего рассчитываем цены:

$$P_A = 0,214 * 2785150 / (0,065 * 7900) \cong 1161 \text{ руб/т};$$

$$P_B = 0,223 * 733250 / (0,065 * 4200) \cong 599 \text{ руб/т}.$$

Это фактически отпускные цены предприятия в месте подачи продукции в нефтепровод, т.к. затраты на дальнейшую транспортировку не учитывались в расчетах.

Несмотря на то, что прогнозируемое месторождение А почти в 2 раза крупнее, оно менее предпочтительно поскольку его цена безубыточности выше. Более того, после падения внутренних цен на нефть на рубеже 2001-2002 г. более, чем в 2 раза, она сопоставима с существовавшими на тот момент ценами внутреннего рынка. (Примечание: по состоянию на конец 2003г. «внутренние» цены достигают 3000 руб/т и выше). Понятно, что этот результат получен по причине того, что залежь В имеет меньшие глубины, больший дебит и требует меньших затрат на строительство трубопровода. Напоминаем, что данная цена рассчитана в безналоговом режиме, и характеризует совместный доход государства и инвестора. Для инвестора, уплачивающего налоги, эта цена будет убыточной. Чтобы получить ориентировочную цену, при которой инвестору будет выгодно разведывать и осваивать объект, можно взять в расчетах ставку дисконтирования 25-30%, что скомпенсирует



неучет налогов в данном экспресс-методе. Это можно сделать с помощью формул, полученных в данном разделе.

Метод очень удобен для приблизительных оценочных расчетов по укрупненным нормативам. Так, при проектировании освоения морских месторождений за рубежом применяется практика примерной оценки объемов капитальных вложений на основе массы проектируемых для этого сооружений и оборудования. При этом используется средний объем вложений на единицу массы (тонну металлоконструкций и т.п.). Особенностью проектирования на море является существенно больший объем капитальных затрат, приходящийся на период, предшествующий эксплуатационному бурению, поскольку строительство платформ существенно дороже, чем собственно бурение. Т.е. значение параметра  $a$  выше, чем 0,5, а суммарный объем эксплуатационных расходов не превышает, обычно, суммы капитальных затрат, т.е.  $b \leq 1$ .

С помощью полученных соотношений можно рассчитать таблицы и диаграммы для любых проектируемых графиков добычи и ставок дисконтирования. Однако в любом случае детерминированный подход будет иметь существенные объективные ограничения, поскольку нельзя достоверно прогнозировать стоимостные показатели на многие годы вперед.

Выход – в применении методов имитационного статистического моделирования для решения подобных задач, о чем речь в теме 6.

#### **Основные выводы по теме 4**

Все методы геолого-экономического анализа предполагают проведение моделирования процесса разведки, разработки и обустройства месторождений и связанных с этим затрат и получаемых доходов. При анализе ресурсов эти расчеты проводятся достаточно схематично на основании укрупненных обобщенных нормативов для того или иного района. При расчете крупности прогнозируемых месторождений и залежей используется известное распределение Парето.

Стоимостная оценка равна величине расчетного ЧДД (NPV) проекта, связанного с разведкой и освоением объекта оценки при обоснованной ставке дисконтирования и нулевых заемных средствах.

При стоимостной оценке ресурсов в качестве нижнего звена предусмотрены расчеты для элементарной прогнозируемой залежи - самостоятельного объекта разработки. Затем результаты локальных оценок суммируются по количеству типовых залежей и обобщаются по каждому комплексу и району. При оценке затрат на геологоразведочные работы (ГРР) учитываются коэффициенты успешности ГРР для каждого района и коэффициенты удешевления для залежей, выявляемых и оцениваемых попутно с базисными. Поскольку степень подтверждаемости ресурсов не так высока при их оценке рекомендуется также использовать методы учета неопределенности и риска (тема 6.)

Большинство данных расчетов может быть выполнено с помощью современных программных средств (тема 7).

#### **Контрольные вопросы и задачи по теме 4.**

- 4.1. Как соотносятся понятия геолого-экономической и стоимостной оценок?
- 4.2. Какой показатель является количественным выражением стоимостной оценки?
- 4.3. Назовите основные этапы проведения стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья.
- 4.4. Какие основные группы параметров необходимо учесть при подготовке исходных данных для стоимостной оценки?
- 4.5. Назовите основные составляющие денежного потока и их распределение по инвестиционным периодам.
- 4.6. Назовите этапы геологоразведочного процесса и основные виды работ на каждом из них?
- 4.7. На основании каких основных характеристик графика добычи углеводородного сырья можно определить объем его накопленной добычи за расчетный период?

4.8. Какие технологические показатели разработки объекта углеводородного сырья является наиболее значимыми для прогнозирования показателей капитальных и текущих затрат в его разработку?

4.9. Компания имеет лицензию на право геологического изучения и промышленного освоения лицензионного участка. На участке выделен объект с ресурсами  $D_1$ . Составьте план инвестиций в геологоразведочные работы и спрогнозируйте прирост извлекаемых запасов промышленных категорий, если известно, что:

- Геологические ресурсы категории  $D_1$  составляют  $Q$  млн. т;
- Площадь земель с ресурсами  $D_1$  составляет  $S$  км<sup>2</sup>;
- Коэффициент перевода ресурсов категории  $D_1$  в категорию  $C_3$  прогнозируется равным 1;
- Коэффициент успешности поискового бурения по статистике компании составляет 0,5;
- Коэффициент подтверждаемости запасов категории  $C_2 - 0,5$ ;
- Технологический коэффициент извлечения 0,2;
- Плотность информационной сети сейсмопрофилей на землях с ресурсами  $D_1$ :
  - существующая – 300 м/км<sup>2</sup>;
  - необходимая для выявления и подготовки прогнозируемых объектов – 1000 м/км<sup>2</sup>;
- Прогнозное число объектов с ресурсами  $D_1 - 2$ ;
- Пласт залегает на глубине  $L$  м;
- Для оценки одного объекта категории  $C_3$  необходимо бурение 1 скважины;
- Плотность сети разведочного бурения должна достигнуть 10 га/скв.;
- Прогнозная средняя плотность запасов промышленных категорий (кат.  $C_1$ ) – 0,3 млн. т/км<sup>2</sup>;
- Стоимость сейсморазведки составляет  $K_2D$  руб./м;

- Стоимость бурения поисково-разведочных скважин составляет КПРБ тыс. руб./м;
- Доля прочих работ в ГРП по оценке компании составит 5 %.

Варианты	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b><i>Q</i></b>	100	20	35	10	15	30	11	20	17	25
<b><i>S</i></b>	300	100	110	30	80	100	50	80	70	110
<b><i>L</i></b>	3000	1800	2700	2300	3100	2400	2600	2100	3100	3300
<b><i>K<sub>2д</sub></i></b>	80	150	120	75	90	110	100	130	95	150
<b><i>K<sub>ПРБ</sub></i></b>	13,5	15	14,2	14	13,8	14,6	14,5	16	13,9	15,2

4.10. От каких показателей зависит главным образом условно-постоянная и условно-переменная часть эксплуатационных затрат на добычу углеводородного сырья?

4.11. Что такое амортизационные отчисления и как производится их расчет?

4.12. Как происходит расчет НДС на добычу нефти, газа и конденсата?

4.13. Какие из налогов в действующей системе налогообложения рассчитываются по шкале?

4.14. Что такое реальные, прогнозные, дефлированные цены и в каких случаях рекомендуется использовать каждую из них?

4.15. Какими основными параметрами можно задать рыночную ситуацию при проведении расчетов по стоимостной оценке объектов углеводородного сырья?

4.16. Назовите основные показатели эффективности проекта?

## **Глава 5. Особенности стоимостной оценки участков недр, содержащих твердые полезные ископаемые.**

Для стоимостной оценки месторождений твердых полезных ископаемых так же, как и в случае с углеводородами, чаще всего применяется доходный метод. Иногда в качестве дополнительного может использоваться метод опционов, особенно если доходный метод дает отрицательную величину чистого дисконтированного дохода.

### **5.1. Краткие сведения о кондициях.**

Поскольку разнообразие твердых полезных ископаемых крайне велико (рудные, нерудные, россыпи, полиметаллические, стройматериалы, уголь, сланцы и т.д.), их оценка в каждом конкретном случае весьма специфична. Трудно определить геологические границы тел, а зачастую таких границ просто не существует, и содержание полезного компонента постепенно уменьшается к периферии залежи. В пределах залежи могут существовать различные неоднородности и прослои с пониженным содержанием или вообще практически «пустые» породы. Поэтому не все части даже крупных и богатых месторождений подлежат освоению по техническим или экономическим причинам. В связи с этим исторически сложилось так, что экономическая составляющая при оценке запасов месторождений твердых полезных ископаемых имеет гораздо большее значение, чем при оценке запасов углеводородного сырья. Неотъемлемым документом, без которого даже в период плановой советской экономики не разрабатывалось практически ни одно серьезное месторождение, является ТЭО кондиций. Под кондициями понимаются основные геологические и технико-экономические параметры, на основании которых можно отделить целесообразные к освоению части месторождения от остальных, т.н. забалансовых. Перечень утверждаемых параметров кондиций может быть разным для различных месторождений. Подробно данные вопросы освещены в регламентных документах ГКЗ.

По данным [59,98,109] к основным параметрам кондиций относятся следующие:

\* *минимальные мощности тел полезных ископаемых* (пластов, залежей, жил и т.д.) или соответствующий минимальный метропроцент, при необходимости - минимальные мощности полезного ископаемого по типам, сортам (маркам), условиям залегания, углам падения;

\* *максимально допустимая мощность прослоев пустых пород или некондиционных руд*, включаемых в подсчетный контур запасов;

\* *минимальные запасы изолированных (обособленных) тел* полезных ископаемых;

\* *максимальная глубина подсчета запасов*, а для открытого способа - *предельные коэффициенты вскрыши* или максимально допустимое соотношение мощностей вскрышных пород и полезного ископаемого, требования, предъявляемые к границам подсчета запасов в экономически обоснованных контурах разработки;

\* *границы и основные параметры для подсчета запасов* за намеченным ТЭО контуром разработки;

*минимальное промышленное содержание полезного компонента (или приведенное к содержанию условного компонента)*, при котором обеспечивается равенство извлекаемой ценности минерального сырья и полных затрат на получение товарной продукции, устанавливаемое применительно к подсчетному блоку;

*бортовое содержание полезного компонента (или условного компонента) в пробе*, устанавливаемое при отсутствии четких геологических границ рудного тела для ограничения балансовых запасов в пространстве (при оконтуривании их по мощности и статистическом подсчете запасов). Бортовое содержание устанавливается на уровне, обеспечивающем наибольший экономический эффект использования оконтуриваемых запасов. Оно определяется на основе повариантных технико-экономических расчетов. Число вариантов бортового содержания и их «шаг» должны обеспечивать выбор

оптимальной величины этого параметра с требуемой точностью его установления. Как правило, используется не менее трех вариантов со значениями большими и меньшими по отношению к рекомендуемому.

\* условия оконтуривания рудных тел в геологических границах должны содержать описание критериев, по которым устанавливаются геологические границы полезного ископаемого;

\* коэффициенты для приведения в комплексных рудах содержания полезных компонентов к содержанию условного основного компонента, минимальные содержания компонентов, учитываемые при таком приведении;

\* максимально допустимое содержание вредных примесей в подсчетном блоке, по пересечению, интервалу или в пробе;

\* требование к выделению при подсчете запасов типов и сортов полезного ископаемого, подлежащих отдельной выемке исходя из технологических свойств, определяющих различные способы переработки или различные области использования сырья. В необходимых случаях устанавливается минимальный выход товарной продукции и основного сорта сырья;

\* перечень попутных компонентов (отдельно по технологическим типам полезных ископаемых), по которым необходимо подсчитать запасы, в случае необходимости - минимальное содержание этих компонентов по пересечению или подсчетному блоку;

\* минимальный коэффициент рудоносности в подсчетном блоке для месторождений с прерывистым или гнездовым распределением полезных компонентов, когда кондиционные руды по геологическим или горно-геологическим критериям не могут быть оконтурены, и подсчет запасов производится в контурах рудоносной зоны (залежи, тела) статистически. При этом должны быть обоснованы условия выделения рудоносной зоны (залежи, тела), а также возможность и целесообразность селективного способа разработки рудных обособлений, учитываемых с помощью коэффициента рудоносности;

\* *требования к горнотехническим условиям отработки, качеству сырья, технологическим свойствам для подсчета балансовых запасов совместно залегающих полезных ископаемых* (перекрывающих, подстилающих или вмещающих пород), доступных для отработки.

В зависимости от геологического строения месторождения, горно-геологических условий его разработки, состава полезного ископаемого и требований промышленности условиями устанавливаются только те из перечисленных параметров, которые необходимы для геолого-экономической оценки данного месторождения. В ряде специфических случаев могут рассматриваться и другие параметры.

Перечисленные выше параметры рассматриваются для т.н. *разведочных* кондиций, которые в зависимости от этапов и стадий изучения месторождений могут быть *постоянными* или *временными*. В процессе отработки месторождения могут устанавливаться *эксплуатационные* кондиции для уточнения граничных требований к качеству извлекаемого полезного ископаемого и условиям его залегания. Они устанавливаются, как правило, на небольшой срок (до 5 лет) для отдельных частей месторождений.

Параметры кондиций утверждаются ГКЗ и являются основанием для подсчета или пересчета запасов оцениваемого месторождения (см. раздел 2.4)

## **5.2. Методы оценки технологических показателей разработки твердых полезных ископаемых.**

Расчет годовой производительности проектируемого горного предприятия.

Для стоимостной оценки месторождений дальнейшим важным шагом является прогнозирование объемов добычи полезного ископаемого по годам отработки. Здесь в большинстве случаев применяется упрощенный подход с преимущественно равномерным распределением добычи по годам (в отличие от углеводородов, когда проектируется рост,



«полка» и падение добычи). Согласно действующим требованиям (ВНТП 35-86) минимальный срок существования горно-обогатительного предприятия не должен быть менее 10 лет. Обычно он и принимается в геолого-экономических расчетах для мелких и средних месторождений. Для более крупных делаются специальные обоснования сроков отработки. Оценку годовой добычи выполняют простым делением объема запасов, подлежащих отработке по месторождению на количество лет эксплуатации с учетом поправок на потери и разубоживание. Под разубоживанием понимается неизбежное «обеднение» руды за счет вынужденного технологического подмешивания сопутствующих пустых пород при добыче. Коэффициент разубоживания зависит от геологических особенностей месторождения и принятой системы его разработки. Чем мощнее рудное тело и проще его формы, тем относительно меньшее количество пустой породы попадет в отбитую руду. Наоборот, маломощные рудные тела неизбежно разубоживаются большим количеством вмещающих пород.

Могут применяться и более сложные схемы расчета годовой производительности с учетом некоторых задержек во времени, учитывающих выход предприятия на проектную мощность и падение добычи по мере истощения запасов месторождения. После расчета добычи товарной руды по годам отработки, вычисляется выручка от ее реализации путем умножения на соответствующую реальную или прогнозную цену единицы продукции. При использовании цен на продукции более поздних стадий переработки (например, концентрата или чистого металла), применяются понижающие коэффициенты, учитывающие обогащение и технологический передел.

### **5.3. Основные виды затрат и налогов при разведке и освоении месторождений.**

Выше, в предыдущем параграфе мы обсудили, как могут быть подсчитаны запасы, приблизительно оценен объем годовой

добычи и рассчитана прогнозируемая выручка от реализации товарной продукции оцениваемого месторождения.

Для получения величины стоимостной оценки в рамках доходного подхода осталось учесть затраты на освоение месторождения, вычесть налоги и платежи и продисконтировать полученный результирующий поток с обоснованной годовой ставкой.

Затраты можно подразделить на капитальные и эксплуатационные.

К **капитальным затратам** относят все расходы на строительство горного предприятия, обустройство разрабатываемого месторождения, включая создание промышленной инфраструктуры, а также закупку и монтаж горнодобывающего и обогатительного оборудования и техники. На стадии подготовки ТЭО постоянных кондиций производится обычно прямой расчет затрат в соответствии с проектным документом. На более ранних стадиях используются различные аналогии с уже разрабатываемыми месторождениями.

**Эксплуатационные затраты** включают в себя все текущие расходы, сопровождающие добычу (а также обогащение и передел в случае, если в качестве продукта реализации рассматривается концентрат или конечный продукт извлечения). Сюда входят зарплата персонала, обслуживание и текущий ремонт оборудования, стоимость технологических реагентов и электроэнергии и т.д.

*Затраты при добыче руды* зависят от многих факторов, главными из которых являются годовая производительность предприятия, способ отработки месторождения (открытый, подземный), система разработки, крепость, устойчивость руд и вмещающих пород, географическое положение, определяющее уровень заработной платы и цены на материалы, стоимость транспортировки руд и концентратов, электроэнергии, амортизация основных фондов, затраты на разведку, включаемые в себестоимость добычи.

Годовая производительность предприятия влияет на себестоимость добычи в первую очередь потому, что от нее

зависит доля общецеховых, комбинатских и других постоянных затрат, приходящихся на одну добытую тонну руды. Совершенно очевидно, что чем выше производительность предприятия, тем меньше этих затрат приходится в расчете на 1 т руды.

В зарубежной практике для оценки эксплуатационных расходов по действующим аналогам иногда используются приблизительные эмпирические методы, использующие различные коэффициенты и учитывающие масштабы проекта. Один из таких методов под условным названием *«шесть десятых»* в качестве основы использует степенную зависимость с показателем 0,6 по сравнению с аналогами [43]:

$$(П1/П2)*(ЭР1/ЭР2) = (П1/П2)^{0,6}, \quad (5.1)$$

где П1, П2 – годовые производительности по руде 1-го и 2-го рудника, ЭР1 и ЭР2 – соответствующие удельные эксплуатационные расходы в расчете на 1 т руды.

*Пример 5.1. Рудник А с годовой производительностью 190 тыс. т руды характеризуется удельными эксплуатационными издержками 71 долл/т руды. Оценить затраты на добычу и обогащение 1 т руды на близком по условиям разработки и обогащения месторождении В где предполагается добывать 540 тыс. т. руды в год.*

$$\frac{190*71}{540*X} = (190/540)^{0,6} = 0,534,$$

откуда X = 46,8 долл/т

Если аналоги выбраны корректно, относительная погрешность таких расчетов не превышает обычно 10%.

При детализации эксплуатационных расходов по отдельным статьям соответствующие показатели степени могут быть другими (табл. ниже):

*Табл. 5.1. Показатели степени для оценки различных статей эксплуатационных расходов*

Статья расходов	Единица измерения	Показатель степени
Добыча в карьере		
- зарплата	т/сутки (выемка)	0,5
- материалы	т/сутки (выемка)	0,5
Подземная добыча		
-зарплата	т/сутки (выемка)	0,7
- материалы	т/сутки (выемка)	0,9
Обогащение		
-зарплата	т/сутки (обогащение)	0,5
-материалы	т/сутки (обогащение)	0,7
Электроэнергия		
- открытая добыча + обогащение	т/сутки (обогащение)	0,5
-подземная добыча + обогащение	т/сутки (обогащение)	0,7

В российских условиях эти коэффициенты могут несколько отличаться по районам в связи с большим разнообразием геологических, экономико-географических и природно-климатических условий. Их анализ представляет собой самостоятельную прикладную задачу. Однако в первом приближении при отсутствии других данных они могут использоваться.

***Эмпирические зависимости для оценки технико-экономических показателей освоения месторождений.*** Поскольку рудные месторождения отличаются большим разнообразием горно-геологических условий, очень трудно использовать аналогии при их стоимостной оценке. Тем не менее, имеющийся опыт позволяет сделать некоторые обобщения. В приложении к проекту методики стоимостной оценки 2006 г. [67] приводятся такие зависимости, основанные на российском опыте (табл. 5.2 и 5.3). Они также могут применяться для укрупненных оценок с поправками на экономико-географические и природно-климатические условия.

Зависимость удельных эксл. затрат (Зу, руб./т) на добычу от годовой производительности по руде (или обогащенной руде) фабрики (Ар, млн.т/год)	Зависимость капитальных вложений (К, млн.руб.) от годовой производительности предприятия по руде (или обогащенной руде) фабрики (Ар, млн.т/год)	Коэффициент вскрыши при открытой отработке, Кв	Глубина под-земной отработки, М	Тип руд или количество компонентов	Примечание
<b>Для железорудных месторождений</b>					
$Zy=74,241 \cdot Ar^{-0,291}$	$K=146,29Ar^2 - 126,32Ar + 1427,5$	1	-	-	Открытый способ отработки для производительной мощности по руде от 3 до 30 млн.т руды в год
$Zy=155,43 \cdot Ar^{-0,2449}$	$K=126,71Ar^2 + 77,307 \cdot Ar + 1427,5$	3	-	-	
$Zy=212,22 \cdot Ar^{-0,2444}$	$K=118,83Ar^2 + 183,32Ar + 1888,8$	5	-	-	
$Zy=116,32Ar^{-0,161}$	$K=1,7324 \cdot Ar^2 + 256,66Ar + 547,66$	-	600	-	Подземный способ отработки для производительной мощности по руде от 1 до 15 млн.т руды в год
$Zy=135,58Ar^{-0,1754}$	$K=1,315Ar^2 + 335,89Ar + 696,24$	-	1000	-	
$Zy=208,17Ar^{-0,4466}$	$Ko=0,496Ar^2 + 154,9Ar + 448,57$	-	-	-	Зависимость УНП от производительной мощности обогащенной фабрики, когда конечным продуктом обогащения является магнетитовый концентрат
<b>Для месторождений цветных и благородных металлов</b>					
$Zy=83,465Ar^{-0,3025}$	$K=1,3599Ar^2 + 200,12Ar + 80,068$	1	-	-	Открытый способ отработки для производительной мощности по руде от 0,25 до 10 млн.т руды в год
$Zy=158,51Ar^{-0,1478}$	$K=1,9414 \cdot Ar^2 + 322,05 \cdot Ar + 184,62$	3	-	-	
$Zy=249,81Ar^{-0,1567}$	$K=4,9414Ar^2 + 532,03 \cdot Ar + 247,07$	5	-	-	
$Zy=181,39Ar^{-0,3559}$	$K=1396,5Ar^{0,352}$	-	-	полметаллы	Подземный способ отработки для производительной мощности по руде от 0,1 до 3 млн.т руды в год и глубинах отработки до 500 м
$Zy=248,82Ar^{-0,2986}$		-	-	цветные металлы	
$Zy=359,51Ar^{-0,3592}$		-	-	металлы Си-колчеданые	
$Zy=106,14Ar^{-0,7078}$	$K=261,78Ar^2 - 936,86Ar + 997,84$	-	-	1-компонент.	Зависимость УНП от производительной мощности обогащенной фабрики при переработке 1- двух- и трехкомпонентных руд
$Zy=156,73 \cdot Ar^{-0,7346}$	$K=330,63Ar^2 - 1138,4Ar + 1219,3$	-	-	2- компонент.	
$Zy=240,66Ar^{-0,6888}$	$K=358,62Ar^2 - 1088,6Ar + 1227,2$	-	-	3- компонент.	
$Zy=392,71Ar^{-0,47}$		-	-	Си-колчедан.	

*Табл. 5.2. Эмпирические зависимости для оценки капитальных и эксплуатационных затрат для некоторых видов рудных месторождений.*

Значения		Уравнения регрессии
X	Y	
<b>Месторождения, обрабатываемые подземным способом</b>		
Запасы руды (млн.т)	Среднее содержание Au	$Y = 15,85 X^{-0,36}$
Запасы золота (т)	Капиталовложения (млн.\$)	$Y = 4,47 X^{0,68}$
Запасы руды (млн.т)	Годовая производительность по руде (тыс.т/год)	$Y = 195,7 X^{0,59}$
Запасы золота (т.)	Годовая производительность по золоту (т/год)	$Y = 0,585 X^{0,503}$
Производительность по руде (тыс.т/год)	Удельные издержки производства \$/1 труды	$Y = 399,6 X^{-0,352}$
<b>Месторождения, обрабатываемые открытым способом</b>		
Запасы руды (млн.т)	Среднее содержание Au (г/т)	$Y = 8,655 X^{-0,347}$
Запасы золота (т)	Капиталовложения (млн.\$)	$Y = 1,889 X^{0,96}$
Запасы руды (млн.т)	Годовая производительность по руде (тыс.т/год)	$Y = 178X^{0,73}$
Запасы золота (т.)	Годовая производительность по золоту (т/год)	$Y = 0,416 X^{0,583}$
Производительность по руде (тыс.т/год)	Удельные издержки производства \$/1 труды	$Y = 193,2 X^{-0,308}$
<b>Месторождения руд, перерабатываемых способом кучного выщелачивания</b>		
Запасы руды (млн.т)	Среднее содержание Au (г/т)	$Y = 3,89X^{-0,51}$
Запасы золота (т)	Капиталовложения (млн.\$)	$Y = 1,62X^{0,98}$
Запасы руды (млн.т)	Годовая производительность по руде (тыс.т/год)	$Y = 280 X^{0,782}$
Запасы золота (т.)	Годовая производительность по золоту (т/год)	$Y = 0,338 X^{0,71}$
Производительность по руде (тыс.т/год)	Удельные издержки производства \$/1 т руды	$Y = 84,35 X^{-0,310}$

*Табл. 5.3. Эмпирические зависимости для оценки технико-экономических показателей золоторудных месторождений.*

*Перечень налогов и платежей*, уплачиваемых при добыче полезных ископаемых достаточно велик и довольно часто изменяется и дополняется. Он регламентируется действующим налоговым кодексом, а также законами «О недрах», «О соглашениях о разделе продукции» (СРП), «О континентальном шельфе РФ», а также часть из них подзаконными актами: постановления правительства и т.д.

В таблице 5.4 приводятся основные из них по состоянию на 2005 год.

*Табл. 5.4. Основные налоги и платежи в недропользовании.*

№	Вид налога или платежа	Облагаемая База	Ставка налога на 31.12.2005
1	Налог на добавленную стоимость	Выручка от реализации за вычетом НДС, уплаченного поставщикам	18%
2	Акциз	Единица продукции (1т или 1 тыс. куб. м для газа)	По видам полезн. иск. (=0 кроме газа)
3	Экспортная пошлина	Единица продукции	По видам полезн. иск.
4	Налог на добычу пол. иск. (НДПИ)	Единица продукции	По видам полезн. иск.
5	Регулярные платежи за поиски и разведку	Площадь участка, кв.км	По районам работ
6	Плата за землю	Площадь участка, кв.км	По районам работ
7	Единый социальный налог	Фонд оплаты труда	26%
8	Налог на имущество	Имущество предприятия	2%
9	Налог на прибыль	Прибыль предприятия	24%
10	Местные налоги и платежи	По видам налогов и платежей	По видам налогов и платежей
11	Стартовый платеж за право пользования недрами (бонус)	По отдельному расчету стоимостной оценки	Не менее 10% от годового НДПИ

Данные налоги применяются при расчете стоимостной оценки объекта недропользования при действующей налоговой системе. Если же объект осваивается в режиме СРП, здесь имеется ряд особенностей в налогообложении. О них кратко упомянуто в разделе 4.1 применительно к месторождениям углеводородов и более подробно в 8.5. Эта же ситуация фактически без изменений имеет место и при рассмотрении месторождений твердых полезных ископаемых. Следует, однако, отметить, что на сегодняшний день режим СРП в России в силу ряда объективных и субъективных причин практически не применяется, в то время как в мировой практике эта схема является одной из основных.

Здесь приведен далеко не полный перечень, однако доля остальных сборов менее существенна [110]. До 2001 года недропользователь был обременен также значительными платежами по т.н. ставкам на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), однако сейчас они отменены.

Величина налога на добычу полезных ископаемых различается по видам сырья, а в некоторых случаях может быть отменена и вовсе. Так, согласно постановлению правительства № 899 от 26.12.2001 г. подлежат освобождению от налога на добычу полезные ископаемые, относимые к некондиционным. Освобождение от данного налога производится Министерством по налогам и сборам на основании представления Министерства природных ресурсов, которое в свою очередь руководствуется протоколом ГКЗ по данному вопросу.

Ниже в таблице 5.5 приведены налоговые ставки на добычу полезных ископаемых.

Ставки налогов могут довольно часто корректироваться в зависимости от текущей макроэкономической ситуации. Поэтому при расчетах их следует постоянно проверять в соответствии с изменениями и дополнениями к налоговому кодексу РФ и другими нормативными актами и документами.



Табл. 5.5. Налоговые ставки на добычу полезных ископаемых на  
01.12.2005

Виды добытых полезных ископаемых	Ставка (%)
1	2
Калийные соли	3,8
Торф	4,0
Руды черных металлов	4,8
<b>Апатит-нефелиновые и фосфоритовые руды</b>	4,0
Горно-химическое неметаллическое сырье (за исключением калийных солей, апатит-нефелиновых и фосфоритовых руд)	5,5
Соль природная и чистый хлористый натрий	5,5
Радиоактивные металлы	5,5
Уголь каменный, уголь бурый и горючие сланцы	4,0
Теплоэнергетические и промышленные воды	5,5
Неметаллическое сырье, используемое в основном в строительной индустрии	5,5
Горнорудное неметаллическое сырье	6,0
Битуминозные породы	6,0
Подземные минеральные воды	7,5
Другие полезные ископаемые, не включенные в другие группировки	6,0
Кондиционный продукт пьезооптического сырья, особо чистого кварцевого сырья и камнесамоцветного сырья	6,5
Редкие металлы, образующие собственные месторождения и являющиеся попутными компонентами в рудах других полезных ископаемых	8,0
Драгоценные металлы (извлечение драгметаллов из коренных /рудных/, россыпных и техногенных месторождений с получением концентратов и других полупродуктов, содержащих драгметаллы), а также драгметаллы, являющиеся полезными компонентами многокомпонентной комплексной руды, кроме золота	6,5
Золото	6,0
Природные алмазы, другие драгоценные и полудрагоценные камни	8,0
Цветные металлы	8,0
Многокомпонентная комплексная товарная руда, а также полезные компоненты комплексной руды, за исключением драгоценных металлов	8,0

#### 5.4. Модель денежного потока при проектировании освоения месторождений твердых полезных ископаемых.

Период освоения месторождений твердых полезных ископаемых можно условно разделить на 4 этапа:

- этап геологического изучения,
- этап подготовки к эксплуатации,
- эксплуатационный этап,
- этап падающей добычи и ликвидации.

(См. также [51])

В табл. 5.5 дается примерное содержание работ, затрат и доходов по отдельным этапам, исходя из 20 летней продолжительности всего периода освоения месторождения. В реальности мелкие месторождения вырабатываются чаще всего быстрее, а крупные могут разрабатываться и более 100 лет. Однако, в экономических оценках в рамках доходного метода *временной горизонт расчета* редко превышает 25-30 лет, поскольку невозможно реально прогнозировать цены, затраты, потребности в сырье и рынки сбыта на столь длительный период. Да и производительность горного предприятия к этому сроку снижается, как правило, в несколько раз, и с учетом дисконтирования этими величинами можно пренебречь.

Как и ранее, длительность одного инвестиционного периода принимается равным одному году.

Денежный поток состоит из отрицательной составляющей – оттока средств и положительной составляющей – притока средств.

Отрицательная часть включает капитальные и эксплуатационные затраты, а также многочисленные налоги и платежи.

Положительная часть потока состоит из выручки от реализации продукции (товарной руды), а также амортизационных отчислений от основных средств, относимых на себестоимость продукции. Собственно амортизационные отчисления лишь условно являются частью положительного

потока. При большой длительности проекта, превышающей сроки амортизации всех задействованных основных средств, эти отчисления примерно будут равны капитальным затратам, т.е. фактически уравнивать их. Однако поскольку они «рассредоточены» на более длительный срок и относятся к более поздним инвестиционным периодам, то дисконтированная величина капитальных затрат всегда превышает дисконтированную величину амортизации.

Формальное включение амортизационных затрат в выручку, практикуемое при рассмотрении материалов в ГКЗ, все же следует признать ошибочным. Такой операции в расчете эффективности для углеводородных объектов не предусмотрено. Еще одной методической ошибкой при сложившейся практике рассмотрения в ГКЗ материалов по твердым полезным ископаемым следует считать неучет главного налога – НДС. Основная мотивировка при этом – НДС впоследствии подлежит возврату при начале добычи. Однако очевидно, что из-за фактора времени при дисконтировании такой неучет во многих случаях существенно отражается на показателях эффективности.

Корректный учет амортизации важен еще с точки зрения правильного расчета налогооблагаемой прибыли и, соответственно, налога на прибыль.

В начальный период преобладающими в суммарном потоке являются капитальные затраты на строительство горного предприятия, поэтому результирующий поток является отрицательным. В период достижения проектного уровня добычи капитальные затраты фактически завершены, а эксплуатационные достигают своего максимума. В этот же период наблюдается максимум выручки от реализации продукции и максимум амортизации, и потому положительная часть потока превышает отрицательную по абсолютной величине. Затем по мере истощения месторождения выручка падает, а эксплуатационные расходы вряд ли уменьшаются, поскольку, как правило, на этот период приходится добыча и

переработка более бедных руд. И, наконец, наступает момент, когда выручка не покрывает текущие эксплуатационные расходы, налоги и обязательные платежи.

*Таблица 5.6. Примерное содержание работ по инвестиционным периодам при освоении месторождений твердых полезных ископаемых.*

<i>Инвест. период</i>	<i>Наименование этапа</i>	<i>Примерное содержание работ, затраты и доходы</i>
<i>ИП1 ИП2 ИП3 ИП4</i>	<i>Этап геологического изучения объекта</i>	<i>Плата за тендерную документацию и лицензию, стартовый бонус. ТЭО временных кондиций, опытная переработка сырья.</i>
<i>ИП5 ИП6 ИП7 ИП8 ИП9</i>	<i>Этап подготовки к эксплуатации</i>	<i>Подготовка промышленной инфраструктуры: стр-во рудника, дорог, ЛЭП, обогатительной фабрики. Сгущение разведочной сети и оценка запасов по категории С1. ТЭО постоянных кондиций. Опытно-промышленная эксплуатация.</i>
<i>ИП10 ИП11 ИП12 ИП13 ИП14 ИП15</i>	<i>Эксплуатационный этап</i>	<i>Выход на максимальный проектный уровень добычи. Максимальная выручка и прибыль. Формирование отвалов, природоохранные и прочие мероприятия.</i>
<i>ИП16 ИП17 ИП18 ИП19 ИП20</i>	<i>Этап падающей добычи</i>	<i>Замена и ремонт оборудования. Мероприятия по дополнительному обогащению обедненных руд, переработка отвалов. ТЭО эксплуатационных кондиций (при необходимости). Ликвидационные работы.</i>

На рисунке 5.2 приведен пример денежного потока для 20-летнего периода освоения месторождения в соответствии с таблицей 5.6. В данном примере внутренняя норма доходности проекта составляет 18%, дисконтированный срок окупаемости – 12 лет, чистый дисконтированный доход за 20 лет при ставке 10% составляет 11 млн. условных денежных единиц, что можно принять за стоимостную оценку месторождения в рамках доходного подхода. Стартовый платеж (бонус) уже учтен на первом году в объеме 0,98 млн. денежных единиц (см. п.1.4). Выручка перестает покрывать эксплуатационные затраты и текущие платежи на 19-м году. В этот момент недропользователь обычно прибегает к утверждению в ГКЗ так называемых эксплуатационных кондиций, в рамках которых пытается получить освобождение от налога на добычу в соответствии с постановлением правительства № 899 от 26.12.2001 об отнесении остаточных запасов полезных ископаемых к некондиционным.

Результаты геолого-экономических расчетов и стоимостной оценки месторождений должны представляться в специально подготовленном виде. Для целей экспертизы ТЭО кондиций в ГКЗ существует определенный порядок подготовки и представления материалов [99].

### **5.5. Способ упрощенной сравнительной экономической оценки месторождений (некоммерческий вариант)**

В разделе 4.9 мы рассмотрели приближенный метод для сравнительной экспресс-оценки альтернативных объектов освоения полезных ископаемых применительно к углеводородному сырью. При этом все оценки могли проводиться аналитически по формуле (4.24) без использования компьютерных программ. Все расчеты осуществлялись в безналоговом режиме. Т.е. результатом расчетов являлась величина совместного совокупного дохода инвестора и государства. Государство в данном случае фактически рассматривается как партнер недропользователя, с которым тот делится доходом в соответствии с оговоренными правилами.

Ясно, что результат будет неверным для недропользователя, но он будет объективным с точки зрения дохода, который будет получен от рассматриваемого участка недр. Для сравнительной экономической привлекательности альтернативных объектов освоения он вполне может быть использован и именно такой подход чаще всего используется для этих целей в большинстве зарубежных систем.

Оставим в силе модель финансовых потоков, представленную на рис. 4.6.

Примем допущения о том, что в первые  $n$  лет до начала добычи все капитальные затраты (плюс затраты на разведку), которые составляют величину  $aK$  ( $a$ -доля капзатрат до начала добычи), распределены по годам равномерно по  $aK/n$  в каждый год. Это же допущение о равномерности ежегодных затрат считаем справедливым и для следующих  $m$  лет, когда основными являются затраты на эксплуатационное бурение и обустройство. Тогда ежегодные затраты в этот период составляет  $(1 - a)K/m$ . Общая сумма дисконтированных капитальных затрат  $K_d$  составит при ставке дисконтирования  $r$  (4.9):

$$K_d = \sum_{i=1}^n \frac{aK}{n(1+r)^i} + \frac{1}{(1+r)^n} \sum_{i=1}^m \frac{(1-a)K}{m(1+r)^i} \quad (5.2)$$

Пользуясь дисконтирующими коэффициентами FM2 и FM4 (см. приложение), это выражение можно переписать так (4.10):

$$K_d = \frac{aK}{n} FM4(r, n) + \frac{(1-a)K}{m} FM4(r, m) FM2(r, n) \quad (5.3),$$

где (см. раздел 3.3):

$$\begin{aligned} FM2(r, n) &= (1+r)^{-n}, \\ FM4(r, n) &= [1 - (1+r)^{-n}] / r, \end{aligned} \quad (5.4)$$

Аналогичное выражение для дисконтированных эксплуатационных расходов выглядит так (4.14):

$$E_d = fK[FM2(r, n)FM4(r, m)(a + 1) / 2 + FM2(r, m + n)FM4(r, k + l)] \quad (5.5)$$

Для оценки выручки через дисконтированную добычу выражение несколько более громоздкое (следует из 4.21):

$$PQ_d = PQ_{us}[FM2(r, n)FM5(r, m) / m + FM2(r, n + m)FM4(r, k) + FM2(r, n + m + k)FM6(r, l) / l] \quad (5.6)$$

Где  $P$  – отпускная цена единицы продукции (тонны товарной руды),  $Q_{us}$  – проектная годовая производительность рудника в период максимальной добычи.

$$FM5(r, n) = \sum_{i=1}^n i(1+r)^{-i} ; FM6(r, n) = \sum_{i=1}^n (n-i+1)(1+r)^{-i}$$

Значения  $FM5$  и  $FM6$  протабулированы в таблицах в приложении.

Таким образом, выражение для ЧДД без налогов по-прежнему определяется (4.24):

$$\text{ЧДД} = PQ_d - (K_d + E_d), \quad (5.7)$$

где вместо  $K_d$ ,  $E_d$ ,  $PQ_d$  должны быть выражения (5.4), (5.5), (5.6).

Рассмотрим практический пример.

*Пример 5.2. Выбрать более предпочтительный вариант инвестирования средств в разведку и разработку двух конкурирующих участков А и Б, содержащих месторождения со следующими характеристиками:*

<i>Параметр</i>	<i>А</i>	<i>Б</i>
<i>Годовая производительность, тыс. т. руды</i>	<i>370</i>	<i>520</i>
<i>Длительность периода разведки, лет, n=</i>	<i>3</i>	<i>5</i>
<i>Период нарастающей добычи, лет, m=</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
<i>Период постоянной добычи, лет, k+2=</i>	<i>7</i>	<i>9</i>
<i>Период падающей добычи, лет, l=</i>	<i>5</i>	<i>5</i>
<i>Отпускная цена 1 т руды, тыс. руб</i>	<i>4,2</i>	<i>3,9</i>
<i>Удельные капитальные затраты на разведку и обустройство, тыс. руб/т</i>	<i>1,5</i>	<i>1,3</i>
<i>Доля затрат на разведку, a =</i>	<i>0,12</i>	<i>0,15</i>
<i>% ежегодных эксплуатационных расходов от накопленных капитальных затрат, f=</i>	<i>8,1</i>	<i>8,6</i>

Решение. На рис. 5.2 приведены графики добычи товарной руды по этим двум вариантам. Подставляя аккуратно значения из этой таблицы в формулы 5.2-5.7, и отыскивая соответствующие значения дисконтирующих множителей в финансовых таблицах в приложении получим, что ЧДД (при 10% ставке) для варианта А составит примерно 2000 млн. руб, а для варианта Б – около 1800 млн. руб. Т.е., несмотря на больший объем добычи во втором случае при сопоставимых удельных затратах и отпускных ценах, более предпочтительным является вариант А. Все дело здесь в учете фактора времени с помощью операции дисконтирования. Отдача от второго проекта ожидается позднее, что приводит к менее предпочтительным результатам.

Несмотря на кажущееся удобство данного экспресс-метода, он не слишком удобен в практике из-за высокой вероятности сделать техническую ошибку при многочисленных подстановках в формулы и отыскании дисконтирующих множителей в таблицах. Гораздо удобнее использовать финансовые функции, встроенные в стандартное программное обеспечение EXCEL, имеющееся практически в каждом компьютере РС под Windows (раздел 7.2).



Для оценочных быстрых расчетов можно использовать еще большее упрощение о равномерности годовой добычи продукции. Для сравнительной оценки привлекательности объектов в безналоговом режиме в этом случае хорошо использовать простейший аппарат аннуитетов (раздел 3.3).

*Пример 5.3. Рассчитать в безналоговом режиме для целей сравнительной оценки ЧДД проекта (при ставке дисконтирования 12%) со следующими характеристиками:*

- *дозазведка месторождения в течение 3 лет с общим объемом финансирования 36 млн. рублей;*

- *строительство рудника с промышленной инфраструктурой в течение последующих 5 лет (с 4 по 8-й год) с объемом финансирования 220 млн. рублей;*

- *добыча руды в течение последующих 15 лет (с 9 по 23 год) с ежегодными эксплуатационными расходами по 16 млн. рублей и ее реализация в эти же годы со среднегодовой выручкой 96 млн. рублей.*

Решение. Для того, чтобы использовать аппарат аннуитетов будем считать все затраты равномерными в течение соответствующих периодов. Т.е затраты на ГРП по  $36/3=12$  млн. рублей в год, капвложения по  $220/5 = 44$  млн. рублей в год.

В этом случае выражение для ЧДД запишется так:

$$\text{ЧДД} = -12\text{FM}_4(12\%,3) - 44\text{FM}_2(12\%,3)\text{FM}_4(12\%,5) - \\ - 16\text{FM}_2(12\%,8)\text{FM}_4(12\%,15) + 96\text{FM}_2(12\%,8)\text{FM}_4(12\%,15)$$

Дисконтирующие множители  $\text{FM}_2$  учитывают временную задержку для аннуитетов: на 3 года по отношению к капзатратам и на 8 лет (3+5) для эксплуатационных расходов и годовой выручки.

Подставляя далее значения  $\text{FM}_2$  и  $\text{FM}_4$  из таблиц в приложении или вычисляя их по формулам (5.4) получим выражение для ЧДД:

$$\text{ЧДД} = -12*2,4018 - 44*0,7118*3,6048 + (96-16)*0,4039*6,8109 = \\ = 78,35 \text{ млн. руб.}$$

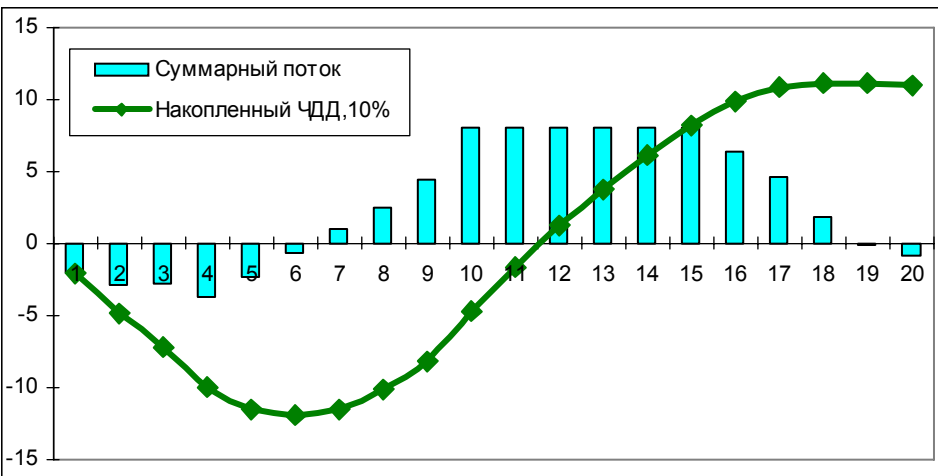
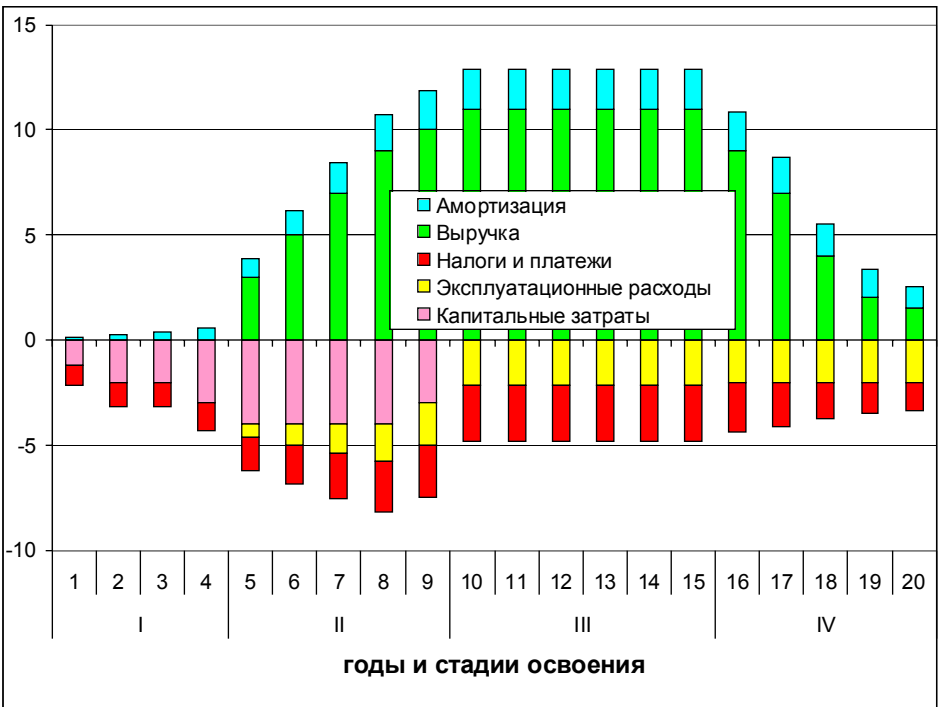


Рис.5.1. Детерминированная модель денежного потока

Графики добычи руды по проектам А и Б

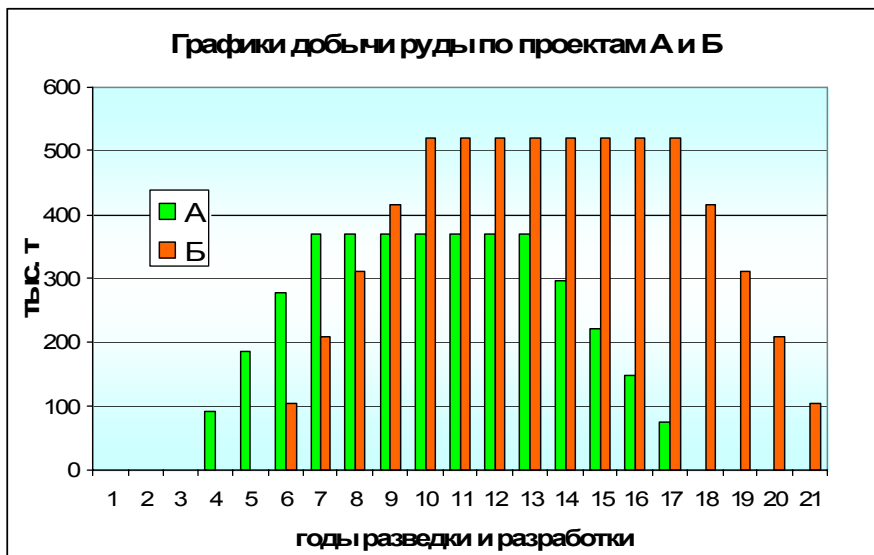


Рис. 5.2. Графики добычи (к примеру 5.2)

Пример 5.4. Для разведанного месторождения утвержден проект разработки с производительностью 190 тыс. т. руды в год с проектным сроком 12 лет. До начала разработки следует не более, чем за 4 года построить необходимые промышленные объекты, включая обоганительную фабрику. Планируемый объем капитальных затрат – 360 рублей в расчете на 1 тонну промышленных запасов руды. Объем текущих издержек 410 рублей на 1 тонну добываемой руды. Ожидаемая цена реализации 1450 рублей за тонну. В соседнем районе выявлено аналогичное более крупное месторождение с возможным уровнем добычи 540 тыс.т в год. Оно требует доразведки в течение 3 лет и последующего сооружения промышленной инфраструктуры в течение 5 лет. Объем средств на доразведку – 8% от общей величины капитальных затрат. Прогнозируемый срок эксплуатации 15 лет. Дать сравнительный экономический анализ двух проектов при ставке дисконтирования 15%. Указание: для оценки текущих издержек

*использовать правило «0,6» для годовой производительности, а для капитальных затрат правило «0,7» (см. пример 5.1).*

Решение. В начале по аналогии с предыдущим примером рассчитываем ЧДД первого проекта (А).

Общий объем добычи за 12 лет:

$$190 * 12 = 2280 \text{ тыс. т}$$

Общий объем капзатрат:

$$0,360 \text{ тыс.р} * 2280 \text{ тыс.т} = 820,8 \text{ млн. руб}$$

Считаем, что они расходуются равномерно в течение 4 лет до начала добычи по  $820,8/4=205,2$  млн. руб.

Ежегодные эксплуатационные расходы составят, начиная с 5-го года:

$$0,41 \text{ тыс.р} * 190 \text{ тыс.т} = 77,9 \text{ млн. руб.}$$

Ежегодная выручка в течение 12 лет, начиная с 5-го года составит:

$$1,450 \text{ тыс.р} * 190 = 275,5 \text{ млн. руб.}$$

Таким образом, результирующий денежный поток формируется из трех аннуитетов: одного четырехлетнего в первые 4 года с величиной «платежа» 205,2 млн. рублей в год и двух 12-летних (с 5 по 16-й год) с величиной платежа 77,9 млн. руб. и 275,5 млн. руб. Причем первые два со знаком «минус», последний – со знаком «плюс». Четырехлетняя «задержка» последних двух аннуитетов учитывается дисконтирующим множителем  $FM2(4,15\%)$ .

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_A &= -205,2 * FM4(4,15\%) - 77,9 * FM2(4,15\%) * FM4(12,15\%) + \\ &+ 275,5 * FM2(4,15\%) * FM4(12,15\%) \\ &= -205,2 * 2,855 + 0,572 * 5,421 * (275,5 - 77,9) = -585,85 + 3,101 * 197,6 \\ &= 26,8 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

Значения соответствующих дисконтирующих множителей отыскиваем, как и прежде, в финансовых таблицах в приложении, либо вычисляем по формулам (5.4).

Для дальнейших расчетов по месторождению В оцениваем величину удельных капитальных и эксплуатационных издержек по правилу «0,7» и «0,6» в расчете на годовую производительность. Для удельных капитальных затрат получаем:

$$\begin{aligned} & 190 \cdot 360 \\ & \text{-----} = (190/540)^{0,7} = 0,4813 \\ & 540 \cdot X \\ & \text{откуда } X = 263,2 \text{ долл/т} \end{aligned}$$

Для эксплуатационных расходов аналогичный расчет удельных затрат даст следующие результаты:

$$\begin{aligned} & 190 \cdot 410 \\ & \text{-----} = (190/540)^{0,6} = 0,534, \\ & 540 \cdot X \\ & \text{откуда } X = 270 \text{ долл/т} \end{aligned}$$

Далее рассчитываем общую сумму капитальных затрат для объекта Б:

$$263,2 \text{ руб/т} \cdot 540 \text{ тыс.т} \cdot 15 \text{ лет} = 2131,5 \text{ млн. руб}$$

Для расчета с помощью аппарата аннуитетов принимаем в течение 5 лет равномерное распределение капитальных затрат по 2131,5/5 млн. руб в год. Приведенное значение капитальных затрат составит:

$$FM2(3,15\%) \cdot FM4(5,15\%) \cdot 2131,5/5 = 939,6 \text{ млн. руб}$$

Объем ежегодных затрат на ГРП в течение первых трех лет составит по условию:

$$0,08 \cdot 2131,5/3 = 56,8 \text{ млн. руб, а с учетом дисконтирования: } 56,8 FM4(3,12\%) = 129,8 \text{ млн. руб.}$$

Объем ежегодных эксплуатационных расходов составит  $270 \cdot 540 = 145,8$  млн. руб.

Объем ежегодной выручки от реализации составит  $1450 \cdot 540 = 783$  млн. руб.

Дисконтированная величина разности между выручкой и эксплуатационными расходами составит с учетом поправки на 8-летнюю задержку на ГРП и обустройство составит:

$$FM_2(8,15\%) \cdot FM_4(15,15\%) \cdot (783 - 145,8) = 1218 \text{ млн. руб}$$

После этого, складывая полученные результаты с учетом знаков, получим значение ЧДД:

$$\text{ЧДД} = -939,6 - 129,8 + 1218 = 148,6 \text{ млн. руб}$$

## **5.6. Примеры стоимостной оценки месторождений твердых полезных ископаемых**

### Примеры стоимостной оценки золоторудных месторождений.

В разделе 2.4 был рассмотрен пример оценки запасов месторождения А при различных бортовых содержаниях. Далее на этом же примере произведем дальнейшие расчеты с целью получения величины стоимостной оценки данного месторождения.

Как было отмечено, расчетный срок функционирования горного предприятия не должен быть менее 10 лет. Несложные расчеты показывают, что в этом случае производительность карьера для того же месторождения А можно принять 1300, 1700 и 1800 тыс.т руды в год, соответственно для вариантов бортового содержания 1,0; 0,7 и 0.5 г/т. Далее можно произвести проверку этих величин производительности карьера по горнотехническим условиям открытых горных работ по формуле (ВНТП 35-86):

$$A_{\text{год}} = h_r S \eta_0 (1 + \gamma_0), \text{ м}^3 \quad (5.8)$$

где  $h_r$  - среднегодовое понижение уровня добычных работ, м;

S - средняя площадь рудного тела в границах рабочей зоны при бортовых содержаниях 0,5, 0,7 и 1,0 г/т

$\eta_0$  - коэффициент извлечения руды в долях единицы,

$g_0$  - коэффициент разубоживания руды в долях единицы.

В данном случае при соответствующих обоснованиях величин, входящих в формулу (5.8) получаются следующие значения  $A$  – 1338, 2190 и 2254, что превышает принятые выше оценочные значения 1300, 1700 и 1800 тыс.т/год, которые в результате соответствуют горно-техническим возможностям карьера. Подробные расчеты мы здесь опускаем, поскольку они относятся к компетенции горняков и носят в данном контексте вспомогательный характер.

Расчет параметров кондиций произведен согласно требованиям ГКЗ [68]. Ставка дисконтирования принята равной 10%.

Оценка промышленной значимости месторождения производилась при трех вариантах бортового содержания (0,5, 0,7 и 1,0 г/т). Критерием для оценки выбора бортового содержания является максимум ЧДД. В таблице 7.3 приведены рассчитанные на ПЭВМ показатели экономической эффективности месторождения по трем вариантам бортового содержания. Расчеты выполнены по состоянию на 1999г.

*Таблица 5.7 - Сравнительная таблица технико-экономических показателей при разных бортовых содержаниях.*

Показатели	Единица Измерен.	Бортовое содержание г/т		
		0,5	0,7	1,0
1	2	3	4	5
1. Разведанные запасы руд	Тыс.т	17752	17250	13425
2. Среднее содержание золота	Г/т	1.52	1.55	1.79
3. Разведанные запасы золота	Кг	26983	26738	24032
4. потери	%	2	2	1
5. разубоживание	%	4	4.5	5
6. Эксплозапасы полезного ископаемого	Тыс.т	18125	17698	13877
7. Среднее содержание в exploзапасах золота	Г/т	1,46	1,49	1,72
8. Эксплозапасы золота	кг	26516	26362	23808

9. Годовая производительность по добыче руды	Тыс.т	1800	1700	1300
10. Срок обеспеченности запасами руды	Лет	10	10,1	10,3
11. Извлечение при обогащении золота	%	73	73	76
12. Годовой Выпуск золота	Кг	1918	1849	1699
13. Цена 1 г золота	Руб	200	200	200
14. Годовая стоимость золота	Млн.руб	383,6	369,9	339,8
15. Годовые эксплуатраты (с учетом амортизац. отчислений)	млн. руб.	219.25	211.18	178.88
16. Платежи и отчисления в составе эксплуатрат	млн. руб.	58.31	56.21	51,65
17. Годовые эксплуатраты с платежами	млн. руб.	277.56	267.39	230.53
18. Себестоимость 1 г золота	руб.	144.7	144,6	135,7 1
19. Амортизация	млн.руб.	43.64	42.02	35,60
20. Годовой доход	млн.руб.	164.35	158,62	160.92
21. Годовой доход без амортизации в затратах	- " -	207,99	200,64	196,52
22. Годовая прибыль	-"-	106.04	102.41	109.27
23. Налоги на прибыль	млн.руб.	32.65	31.50	31,12
24. Чистая прибыль	млн.руб.	73,39	70,91	78,15
25. Чистая прибыль без амортизации в затратах	млн.руб.	117,03	112,93	113,75
26. Капвложения	млн.руб.	320.93	309.12	271.88
27. Производственные фонды	млн.руб.	353.82	340.80	298.71
28. Срок окупаемости капвложений	лет	3.36	3.36	2.87
29. Чистый, дисконтированный доход (при 10%)	млн.руб.	361.97	353.56	399.48
30. Чистый, дисконтированный доход (при 18%)	млн.руб.	93,9	92,3	144,2
31. Индекс прибыльности		1.3	1.3	1.51

Как видно из таблицы 5.7 наилучшие показатели экономической эффективности освоения месторождения достигаются при варианте бортового содержания 1.0 г/т.

Таким образом, в результате проведенных расчетов, наиболее оптимальные экономические показатели освоения месторождения достигаются при бортовом содержании 1.0 г/т,



которое и рекомендуется использовать при оконтуривании рудных тел на этапе предварительной разведки.

Минимальное промышленное содержание (мин.п) определяется исходя из условия равенства производственных затрат и результатов в цикле "добыча - реализация конечной продукции - золота" и используется в качестве эталона для оценки месторождения в целом или отдельных его крупных частей.

Минимальное промышленное содержание, при котором извлекаемая ценность золота обеспечивает возмещение всех затрат на получение товарной продукции, уплату налогов, платежей и отчислений, установленных законодательством, определяем по формуле:

$$C_{\text{мин.п}} = \frac{З + Н}{Ц \times И \times (1 - Р)}$$

где З - полные эксплуатационные затраты на добычу и переработку 1 т руды с учетом налогов, которые входят в структуры эксплуататрат, руб.;

Н - налоги, платежи и отчисления, не входящие в структуру эксплуататрат в расчете на 1 т руды, руб.

Ц – цена золота, Р – разубоживание.

Подставляя в формулу данные из таблицы 7.3, получим величину минимального промышленного содержания 1,40 г/т.

Говоря о стоимостной оценке данного месторождения, следует иметь в виду величину ЧДД при 10% ставке дисконтирования, которая в наилучшем варианте составляет 399,5 млн. рублей. Данная величина получена без учета стартового бонуса (см. п.1.4). Если допустить, что в данном районе недропользователю следует обеспечить ВНД не ниже 18%, величина стартового бонуса не должна превышать ЧДД при 18%, т.е. 144,2 млн. руб. Тогда с учетом уплаченного бонуса ЧДД инвестора при 10%-й ставке составит  $399,5 - 144,2 = 255,3$  млн. руб.

Обычно, при геолого-экономических расчетах на стадии предварительной разведки исходят из укрупненных нормативов

капвложений и эксплуатационных затрат: на 1 т руды. Тогда все расчеты значительно упрощаются. Эта схема предусмотрена нормативными документами ГКЗ, а в электронных приложениях к данной книге можно найти соответствующие формы с примерами заполнения.

### Стоимостная оценка угольного месторождения.

В настоящее время угольная отрасль России переживает тяжелые времена. Большое количество шахт закрыто, другие работают далеко не с полной загрузкой или на грани рентабельности. В то же время в ближайшие годы можно ожидать некоторого оживления в этом секторе экономики. Такой прогноз основывается, с одной стороны, на ожидаемом в ближайшем будущем росте внутренних цен на природный газ, который все последние годы реализовывался внутри страны фактически с убытками и, благодаря низким ценам, вытеснил уголь как основное топливо во многих отраслях и, прежде всего, в электроэнергетике. С другой стороны, некоторый, хотя и небольшой, рост производства в черной металлургии должен «потянуть» за собой и рост объемов угледобычи.

Так или иначе, стоимостная оценка угольных месторождений будет, несомненно, актуальной задачей.

Если оставаться в рамках доходного подхода, то такая оценка, в принципе, не будет сильно отличаться в методическом плане от стоимостной оценки месторождений других полезных ископаемых. (Примечание: существенно отличаются лишь методы оценки запасов и параметров кондиций). Строится модель денежного потока, включающая в части оттока средств капитальные и эксплуатационные затраты, налоги и платежи, а в части притока средств - выручку от прогнозируемой по годам добычи продукции и амортизационные отчисления. Затем при обоснованной ставке дисконтирования рассчитывается величина ЧДД, которая и может быть в первом приближении принята за стоимостную оценку. Совершенно очевидно, что выбранная ставка дисконтирования должна обеспечивать инвестору приемлемый уровень доходности. Для оценки рисков и

неопределенностей, связанных с возможными ошибками в оценке запасов, затрат, цен и налогов, могут применяться вероятностно-статистические методы, о которых шла речь выше.

Приведем далее типичный пример оценки одного из таких месторождений, расположенных в восточной Сибири. Поскольку, как мы отметили, большой специфики в стоимостной оценке нет, изложение будет весьма схематичным.

Месторождение находится в непосредственной близости от автомобильной и железнодорожной магистрали Российского значения и вблизи города и поселка районного значения.

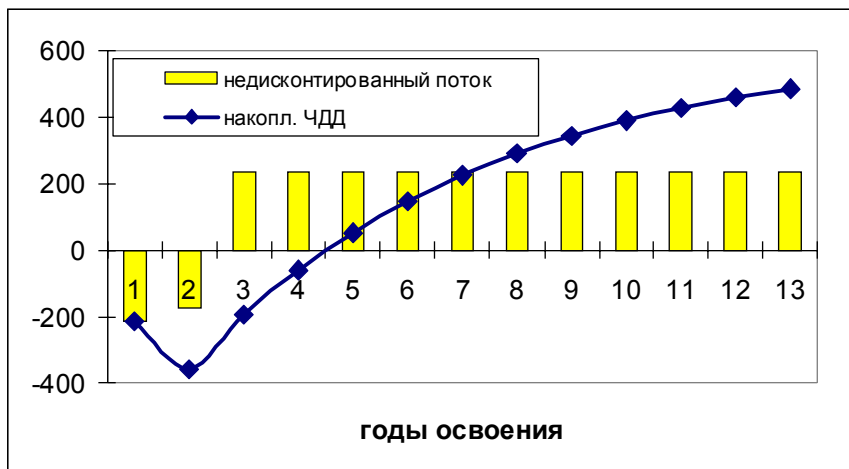
Как показывают предварительные технико-экономические расчеты, по геологическим условиям и по ожидаемым потребностям в добываемом сырье наиболее оптимально проектировать строительство шахты и обогатительной фабрики годовой производительностью 2,5 млн. т угля в год, причем 60% коксующегося угля будет предназначаться на экспорт. При этом возможности месторождения по запасам угля, утвержденным в ГКЗ, существенно превосходят планируемые объемы добычи. Однако стоимостную оценку месторождения в данном случае следует проводить на проектируемые объемы добычи при горизонте расчета 15 лет, поскольку более отдаленные перспективы добычи практически не прогнозируются в нынешних условиях.

Предполагается организовать добычу на первоначальном этапе камерно-столбовой системой при помощи импортных проходческих комбайнов типа 14СМ9АА. После подтверждения и эксплуатационной разведки запасов возможен переход на отработку пластов дополнительно очистными комбайнами.

Детальные расчеты показывают, что в среднем затраты непосредственно на добычу 1 т угля составляют 155 рублей. А с учетом сопутствующих затрат и транспортировки до потребителя они составят 416 руб/т. Для коксующегося угля на экспорт транспортная составляющая в затратах существенно выше и с учетом транспортировки удельные затраты на него

составят 842 руб/т. При таком упрощенном подходе можно использовать экспресс-метод, приведенный в предыдущем разделе, и математический аппарат аннуитетов из инвестиционного анализа (раздел 3.3).

Ниже на рис.5.3 приведен график накопленного ЧДД для результирующего денежного потока от освоения данного месторождения. Из него следует, что дисконтированный срок окупаемости составляет 4 года, а накопленный ЧДД при 20%-й ставке дисконтирования составляет 484 млн. руб. Данное число в первом приближении может быть принято за величину стоимостной оценки.



*Рис. 5.3. Результирующий денежный поток при освоении угольного месторождения.*

Рассмотренный здесь схематичный пример лишь отчасти отражает суть стоимостной оценки угольного месторождения. Данная проблема представляется в настоящий момент более сложной и многоплановой, прежде всего из-за неопределенностей в ценах на сырье и потребностях в угле на ближайшую и среднесрочную перспективу, не говоря уже об отдаленных периодах. Во многих случаях дополнительно к традиционным расчетам в рамках доходного подхода следует применять вероятностные методы и метод реальных опционов.

В любом случае проблемы оценки угольных месторождений в современных условиях требуют отдельного серьезного исследования.

### **Основные выводы главы 5.**

Методы стоимостной оценки месторождений твердых полезных ископаемых, в принципе, не отличаются от аналогичных методов оценки месторождений углеводородного сырья и основаны на дисконтировании прогнозируемых денежных потоков, ассоциируемых с освоением оцениваемых объектов.

С другой стороны, экономическая оценка этих объектов уже давно является неотъемлемой частью подсчета запасов для определения их балансовой принадлежности, чего до сих пор в полной мере не предусмотрено в классификации запасов углеводородов. Это является несомненным достижением действующей классификации в данной области. В то же время применяемый при этом детерминированный подход дает некий «застывший» и «статический» результат на какой-то фиксированный момент времени. Это является определенным недостатком, поскольку показатели затрат, цен и налогообложения находятся в постоянной динамике, из-за чего результаты экономических расчетов также постоянно должны меняться. Поскольку этого не происходит, и переутверждение запасов в ГКЗ проводится крайне редко, результаты подсчета запасов и определения их балансовой принадлежности очень быстро устаревают. А в нынешних рыночных условиях это может происходить едва ли не ежегодно. Такое положение нельзя признать нормальным.

Видимо, настало время вводить в практику оценки вероятностно-статистические методы, чтобы в дополнение к фиксированным величинам, получать параметры, характеризующие диапазон неопределенности. Это позволит недропользователю и государству более объективно оценивать возможные сценарии в будущем, а сами величины оцененных запасов и их стоимость будут актуальными в течение

значительно большего периода времени, нежели это имеет место сейчас.

Как уже было не раз отмечено нами ранее в данной книге, детерминированный подход при стоимостной оценке страдает большим количеством недостатков, главным из которых является большая неопределенность в оценке затрат и доходов на длительный период. При расчетах обычно используются текущие цены, затраты, налоги, которые автоматически пролонгируются на все время существования проекта, что в действительности никогда не имеет места. Одним из основных методов, используемых в мировой практике для решения задач оценки неопределенностей, является имитационное статистическое моделирование и другие методы, о которых речь в теме 6.

### **Контрольные вопросы и задачи к теме 5.**

- 5.1. Перечислите основные параметры кондиций и поясните их геологический смысл.
- 5.2. Что такое разубоживание и как оно сказывается на технико-экономических показателях?
- 5.3. Чем регулируется проектный срок разработки месторождений твердых полезных ископаемых?
- 5.4. Как оценить проектную годовую производительность горного предприятия?
- 5.5. Какие виды затрат можно отнести к капитальным?
- 5.6. Что входит в текущие издержки (эксплуатационные расходы) горного предприятия?
- 5.7. Основные эмпирические зависимости для оценки производительности и удельных затрат при разведке и освоении месторождений твердых полезных ископаемых.
- 5.8. Основные этапы освоения месторождения и модель денежного потока.
- 5.9. Для разведанного месторождения утвержден проект разработки с производительностью  $A$  тыс. т. руды в год с проектным сроком  $n$  лет. До начала разработки следует не более, чем за 4 года построить необходимые промышленные

объекты, включая обогатительную фабрику. Планируемый объем капиталовложений –  $K_y$  рублей в расчете на 1 тонну промышленных запасов руды. Объем текущих издержек  $\Delta_y$  рублей на 1 тонну добываемой руды. Ожидаемая цена реализации  $\Pi$  рублей за тонну. В соседнем районе выявлено аналогичное более крупное месторождение с возможным уровнем добычи  $B$  тыс.т в год. Оно требует доразведки в течение 3 лет и последующего сооружения промышленной инфраструктуры в течение 5 лет. Объем средств на доразведку – 8% от общей величины капиталовложений. Прогнозируемый срок эксплуатации  $m$  лет. Дать сравнительный экономический анализ двух проектов при ставке дисконтирования  $P\%$ . Указание: для оценки текущих издержек использовать правило «0,6» для годовой производительности, а для капитальных затрат правило «0,7»

№ варианта	A тыс.т	B тыс.т	N лет	m лет	$K_y$	$\Delta_y$	$\Pi$	P %
0	250	400	10	15	360	410	1300	10%
1	200	500	11	14	360	410	1250	12%
2	220	440	10	15	360	410	1450	15%
3	300	450	12	15	360	410	1200	10%
4	190	540	12	14	360	450	1300	12%
5	200	450	10	12	360	410	1350	15%
6	220	490	12	15	320	400	1590	20%
7	185	350	12	15	300	350	1750	25%
8	190	300	12	14	385	410	1250	10%
9	190	380	12	15	360	410	1450	15%

5.10. Рассчитать в безналоговом режиме для целей сравнительной оценки ЧДД проекта (при ставке дисконтирования  $P\%$ ) со следующими характеристиками:

- доразведка месторождения в течение 3 лет с общим объемом финансирования ГРР млн. рублей;
- строительство рудника с промышленной инфраструктурой в течение последующих 5 лет (с 4 по 8-й год) с объемом финансирования  $K_3$  млн. рублей;

- добыча руды в течение последующих 15 лет (с 9 по 23 год) с ежегодными эксплуатационными расходами по ЭР млн. рублей и ее реализация в эти же годы со среднегодовой выручкой В млн. рублей.

№ вар-та	ГРР	Кз	ЭР	В	Р%
0	48	380	22	96	10%
1	45	245	17	95	15%
2	30	190	13	99	20%
3	27	150	12	113	25%
4	51	350	18	97	10%
5	30	210	16	97	15%
6	36	160	13	123	20%
7	27	140	12	158	25%
8	30	140	19	168	25%
9	36	200	16	97	15%



## **Тема 6. Учет неопределенностей и риска в геолого-экономическом анализе**

### **6.1. Виды рисков при геолого-экономических расчетах.**

Выше в темах 4 и 5 в качестве основы для расчетов использовалась детерминированная модель денежного потока инвестиционного проекта, охватывающего периоды поисков, разведки и освоения прогнозируемых или выявленных месторождений. При этом в рамках доходного подхода, являющегося основным в стоимостной оценке участков недр, предполагаются известными вполне конкретные величины запасов, параметров их отработки, отпускных цен на конечную продукцию, ставок налогов и платежей. Однако в реальности, запасы оцениваются с большими погрешностями, составленные проекты разработки на практике значительно корректируются, а ценовые и налоговые параметры подвержены значительным непредсказуемым изменениям. В то же время в расчетах они предполагаются неизменными на десятки лет. Понятно, что эта модель, не может адекватно описать реальный процесс, который может иметь место в будущем. Полученный результат будет субъективным, и на его основе может быть принято ошибочное решение.

Первым в этой цепочке стоит геологический риск, который связан с неподтверждением запасов полезного ископаемого, планируемого к добыче или низким качеством сырья (или свойств резервуара углеводородов) по сравнению с тем, какое ожидалось в расчетах. Основные моменты, ассоциируемые с геологическим риском, рассмотрены в теме 2.

Кроме того, риск может быть связан и с неопределенностью прогнозных технологических показателей разработки месторождений.

Технологический риск в существенной степени зависит от геологического, поскольку неопределенность в геологической модели месторождения порождает неопределенность в схеме его разработки, системе и объемах обустройства, проектных

дебитах нефти или газа и т.п. Кроме того, прогноз надежности поставок сырья и объема добычи зависит и от правильного учета некоторых специфических видов технологического риска: частоты расчетных аварий и отказов на скважинах, оборудовании, в трубопроводах (в случае УВ) или эквивалентных технологических звеньях при добыче руды.

Экономический риск, в свою очередь, зависит как от геологического и технологического (неопределенность в оценке затрат на разведку, освоение, инфраструктуру), так и от относительной непредсказуемости цен реализации конечной продукции и налогового режима в длительной перспективе (будет ли действовать режим “Соглашения о разделе продукции” и с какими параметрами и как будут меняться ставки различных налогов на 20-25 лет вперед и т.п.?). От этих параметров в решающей степени зависит результат экономической оценки.

При оценке ресурсов эти факторы с точки зрения текущего момента еще более неопределенны. Тем не менее, в наших работах [13, 14, 19] мы попытались предложить методику оценки этой неопределенности, а значит и степени инвестиционного риска. Об этом далее в следующих разделах данной главы. Условные составляющие элементы инвестиционного риска приведены на рис. 6.1.

Учет факторов неопределенности и контроль уровня риска являются весьма актуальными при проведении геолого-экономического анализа и стоимостной оценки запасов и ресурсов полезных ископаемых. В наибольшей степени это справедливо для проектов, сырьевая база которых включает объекты с прогнозными и перспективными ресурсами.

Поэтому должны быть использованы специальные способы и приемы для учета неопределенностей. Основные из них будут рассмотрены в данной теме.

## **6.2. Основные способы учета неопределенности и риска**

В настоящее время понятие инвестиционного или экономического риска стало в некоторой степени “модным” и “эксплуатируется” многими исследователями. А между тем это

“увлечение”, как правило, не выходит за рамки общих рассуждений на эту тему и не сопровождается сколько-нибудь значимыми количественными характеристиками.

### Поправка на риск к ставке дисконтирования.

Как было отмечено в теме 3, простейший параметр оценки риска - это показатель внутренней нормы доходности (ВНД, IRR). Чем он выше, тем больше “запас прочности” проекта. Т.е. в случае, если будущие поступления от проекта при расчетах были приняты слишком оптимистичными (или были недооценены затраты), а в реальности доходы окажутся ниже (или затраты выше), то у проекта с достаточно большим значением ВНД больше шансов остаться безубыточным.

Другой распространенный способ учета риска при детерминированном подходе - это введение поправки за риск в ставку дисконтирования, о которой мы упоминали в теме 3 и наших работах [11,13]. Ставку дисконтирования увеличивают путем введения **поправки на риск** [13, 14, 107]. В этом случае формула расчета чистого дисконтированного дохода будет выглядеть следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T \frac{CF^t}{(1+r+R)^{t-t_0}},$$

где  $r$  – норма дисконта, доли ед.;

$R$  – поправка на риск, доли ед.

Идея довольно проста: чем больше риск, тем большую доходность желает получить инвестор. Однако неясно, как рассчитывать такую надбавку в каждом конкретном случае, в результате чего этот подход является, во многом, субъективным.

Этот способ довольно широко распространен в США. Там специализированными консалтинговыми фирмами даже иногда используется некий стандартизированный классификатор, с помощью которого определяется ставка дисконтирования для того или иного проекта. Об этом уже упоминалось в теме 3. За безрисковую ставку принимается доходность по государственным ценным бумагам, которая не превышает 4-5% годовых.

При инвестициях в существующее производство без изменения ассортимента выпускаемой продукции принимается минимальная надбавка за риск в размере 3-5% и ставка дисконтирования для таких проектов получается в интервале 7-10%.

При замещающих инвестициях, когда производство модернизируется более кардинально (внедряются машины и оборудование нового поколения) или меняется ассортимент выпускаемой продукции (более новые модели или изделия, еще широко не известные на рынке), надбавка за риск принимается в интервале 5-10% годовых и ставка дисконтирования становится соответственно равной 8-15% годовых и т.д. В этой классификации имеется много промежуточных позиций. Завершает список инвестиции в фундаментальные научные исследования, задачи которых точно не определены, а результат заранее неизвестен. Здесь принимается наивысшая надбавка за риск 20-25% и ставка дисконтирования становится соответственно равной 25-30%.

При полученных ставках дисконтирования рассчитывается чистый дисконтированный доход. Если он получается положительным, проект принимается с учетом риска.

В принципе, такую аналогию можно провести с экономической оценкой ресурсов и запасов в рамках детерминированного подхода. Наименьший риск ассоциируется с запасами промышленных категорий ( $A+B+C_1$ ), а наибольший - с ресурсами категории  $D_2$ . Ниже в таблице 6.1 в порядке обсуждения нами предлагаются надбавки за риск при экономической оценке ресурсов и запасов в соответствии с их классификацией, принятой в России. В качестве безрисковой ставки можно принять, например, ставку сбербанка по срочным валютным вкладам - 5-7% годовых (примем 5%). Тогда, суммируя безрисковую ставку с надбавками за риск, получим соответствующие ставки дисконтирования:

*Таблица 6.1. Расчет ориентировочных ставок дисконтирования при экономической оценке ресурсов и запасов нефти и газа с учетом риска.*

Категория ресурсов или запасов	Надбавка за риск	Ставка дисконтирования с учетом риска
A,B,C <sub>1</sub>	5%	10%
C <sub>2</sub>	10%	15%
C <sub>3</sub>	15%	20%
D <sub>1</sub> <sup>1</sup>	20%	25%
D <sub>1</sub>	25%	30%
D <sub>2</sub>	30%	35%

Конечно, эти надбавки могут быть и другими в разных конкретных условиях, и любая экспертная оценка субъективна. В этом главный недостаток всех детерминированных методов. Такой подход к экономической оценке может лишь очень приблизительно учесть большую неопределенность в величине ресурсов низких категорий и риск с этим связанный. См. также таблицу надбавок за риск в теме 3.

В то же время действующая на сегодня инструкция МПР [75], основанная на детерминированном подходе, не делает различия в ставках дисконтирования при экономической оценке ресурсов и запасов, что методически некорректно.

Большинство крупных добывающих компаний принимают для себя некий приемлемый внутрикорпоративный уровень рентабельности, который чаще всего используется в расчетах. Обычно он составляет 13-15% и такая ставка и используется компанией для оценки собственного бизнеса с умеренной степенью риска.

### Методы экспертных вероятностей.

Проблема оценки риска с использованием вероятностных подходов затрагивалась в работах некоторых российских исследователей. Так, В.В. Щербаков [114] предложил экспресс – метод расчета минимально допустимых запасов месторождений, на которых имеет смысл проводить геологоразведочные работы.

Экспресс – метод основан на сопоставлении риска убытков от проведения поисковых работ –  $P$  и надежности проекта освоения ожидаемого месторождения –  $H$ .

Минимально допустимые по экономическим соображениям запасы можно определить, исходя из условия равенства величин риска и надежности.

Факторы, влияющие на надежность и риск следующие:

$\rho_n$  – вероятность успеха (выявления в пределах локального объекта поисково-разведочных работ промышленного месторождения нефти, газа).

$\rho_p$  – вероятность отрицательного результата проведения поисково-разведочных работ на объекте  $\rho_p = 1 - \rho_n$

$C_n$  – сумма обязательных затрат, связанных с приобретением прав на ведение геологоразведочных работ в пределах объекта, проведением минимального объема ГРП и приобретением пакета геолого-геофизической информации;

$q$  – приведенная прибыль от освоения перспективных ресурсов нефти и газа.

Риск убытков от проведения ГРП определяется произведением суммы обязательных затрат  $C_n$  на вероятность отрицательного результата ГРП:  $P = C_n \cdot \rho_p$ .

Надежность проекта представляет собой произведение приведенной прибыли от освоения ожидаемых запасов на вероятность успеха:  $H = q \cdot \rho_n$ .

Достоверность этого способа во многом зависит от степени обоснованности и стоимостных составляющих приведенных формул. Вероятностные показатели определяются, главным образом, геологическими факторами: вероятностью существования структуры или вероятностью подтверждения структурного плана бурением -  $\rho_1$ , вероятностью существования коллектора -  $\rho_2$ , вероятностью существования покрышки -  $\rho_3$  и т.п. Вероятность выявления в пределах локального объекта промышленного месторождения:  $\rho_n = \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot \rho_3 \dots \rho_n$ . (см. раздел 2.6).

Выполненные В.В.Щербаковым исследования показали, что на основе предложенного метода возможно произвести

расчет величины минимально допустимых по экономическим соображениям запасов  $Z_{\min}$  для определенного локального объекта и конкретных экономических условий, определяющих прежде всего сумму обязательных затрат на проведение поисково-разведочных работ.

Минимальные запасы определяются исходя из равенства показателей надежности и риска:  $H = P$

$$Z_{\min} = \frac{Cn \cdot \rho p \cdot N}{\gamma \cdot \rho n \cdot \sum_{n-1}^N \frac{r \cdot \varepsilon^{n-1}}{\eta^N}}$$

$\rho p$  – вероятность риска;

$N$  – период разработки предлагаемого месторождения;

$\gamma$  – доля прибыли в общем доходе от реализации нефти;

$\rho n$  – вероятность надежности;

$r$  – средняя цена сырой нефти дол/т; руб/т;

$\varepsilon$  – коэффициент учета инфляции (здесь он только учитывает рост цен на нефть с таким темпом);

$\eta = 1 + i$  – норматив дисконта, где  $i$  – ставка дисконтирования.

Впрочем эта, на первый взгляд, сложная формула, на самом деле достаточно “прозрачна” и со всей очевидностью следует из равенства приведенных минимально необходимых затрат и приведенной выручки от реализации продукции, т.е. из стандартного условия, что предполагаемый условный чистый дисконтированный доход равен нулю. Ее основным недостатком является предположение о равномерности добычи продукции в течение всего периода  $N$  эксплуатации месторождения, что некорректно. Кроме того экспертные оценки вероятности риска также весьма субъективны. Однако все же следует считать этот метод весьма прогрессивным, поскольку он хотя бы указывает на важность проблемы учета риска, правда в данном случае опять же только геологического.

Несколько другой, но все же достаточно близкий подход предлагает В.Л. Шустер [112, 113]. Вероятность наличия залежи

оценивается похожим образом через произведение вероятностей частных геологических параметров. В то же время расчет показателей экономической эффективности освоения потенциальных залежей (ЧДД) рассчитывается чисто детерминированным методом при фиксированном значении стоимостных показателей.

Иначе говоря, в этих двух методах присутствуют элементы вероятностного подхода на этапе геологического прогноза и полностью игнорируются неопределенности для двух остальных составляющих инвестиционного риска: технологического и экономического (рис. 6.1). Одновременно с этим и вероятностный подход к геологическому риску, основанный на экспертных оценках вероятности различных факторов, является весьма субъективным. Разные геологи-эксперты получают разные значения вероятности, основываясь на одних и тех же фактических данных. Позднее в этой теме мы рассмотрим более последовательные подходы к вероятностным оценкам.

### Оценка устойчивости и чувствительности к исходным параметрам.

Информация, используемая в расчетах для малоизученных участков недр, отличается весьма высокой степенью неопределенности, что требует анализа устойчивости полученных результатов оценки к изменениям исходных данных и определения предельных значений основных параметров, обеспечивающих рентабельное освоение месторождений.

В дальнейшем здесь изложение ведется на примере углеводородов, однако все сказанное в полной мере справедливо и для других полезных ископаемых.

Исходя из теории и практики освоения месторождений нефти и газа, статистических данных, анализа результатов предварительных расчетов можно выделить основные факторы, имеющие решающее значение для стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородов. Среди внутренних факторов, присущих непосредственно объекту оценки, к ним можно отнести:



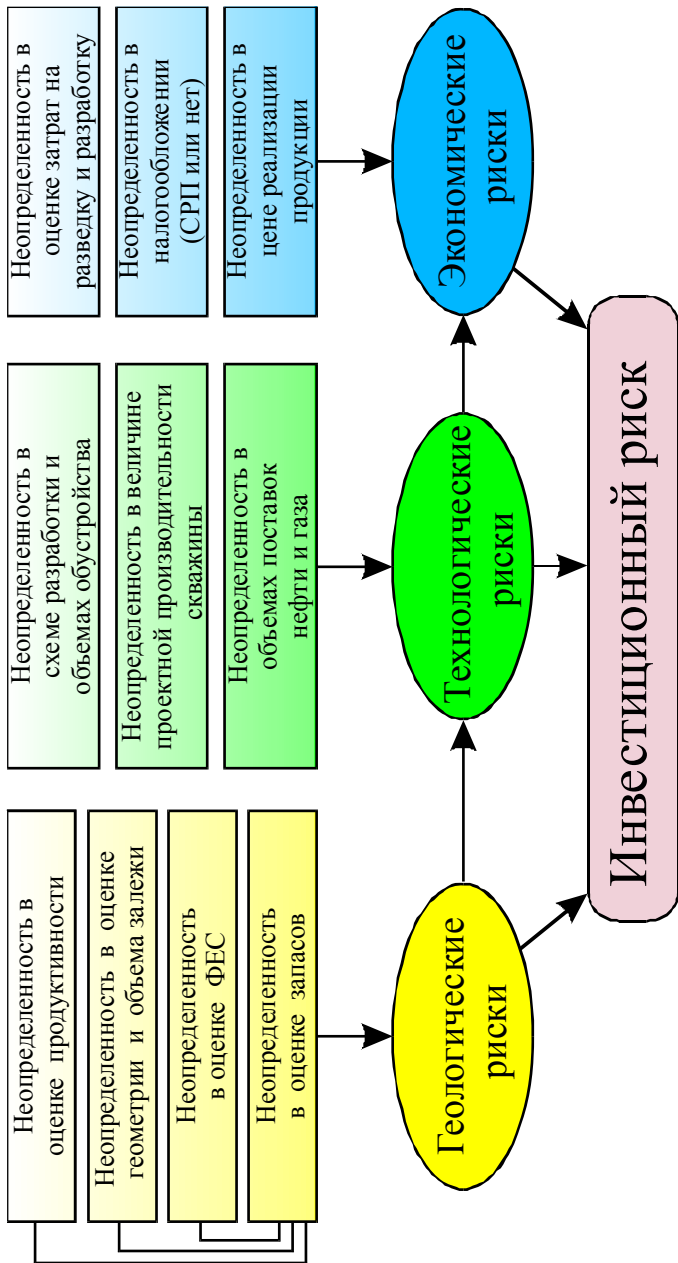


Рис.6.1 Схема составляющих элементов в системе инвестиционного риска

- степень изученности и вовлечения в промышленное освоение запасов и ресурсов, что в значительной степени определяет величину риска при их освоении;

- объем запасов и ресурсов;

- фильтрационные свойства пластов и начальный дебит добывающих скважин;

- глубина залегания продуктивных горизонтов;

- удаленность от действующих трубопроводов и другой инфраструктуры;

- уровень затрат на подготовку запасов и добычу нефти и газа.

Среди внешних факторов, определяющих условия освоения запасов и ресурсов, к основным можно отнести цены реализации продукции и уровень налоговой нагрузки.

Один из широко распространенных методов - **анализ устойчивости** результирующих показателей к изменению исходных параметров. Метод прост в реализации и интерпретации и не требует наличия специализированного программного обеспечения. Анализ устойчивости целесообразно проводить относительно параметров, оказывающих наибольшее влияние на показатели конечной экономической эффективности. Результаты анализа могут быть представлены в виде графиков зависимостей или графиков «торнадо». Графики зависимостей анализируемого показателя от варьируемых факторов (см. рис. 6.2) помогают определить зону безубыточного освоения оцениваемого объекта в случае отклонения рассматриваемого параметра от значения, принятого в расчетах. Аккумулировать полученные результаты помогает график «торнадо» (см. рис.6.3). На нем отображены интервалы изменений показателя при варьировании каждого из параметров, что позволяет ранжировать факторы по степени их влияния.

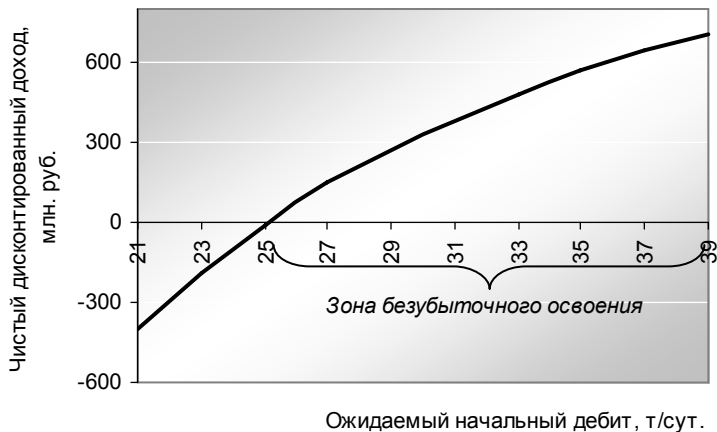


Рис.6.2. График зависимости результирующего показателя

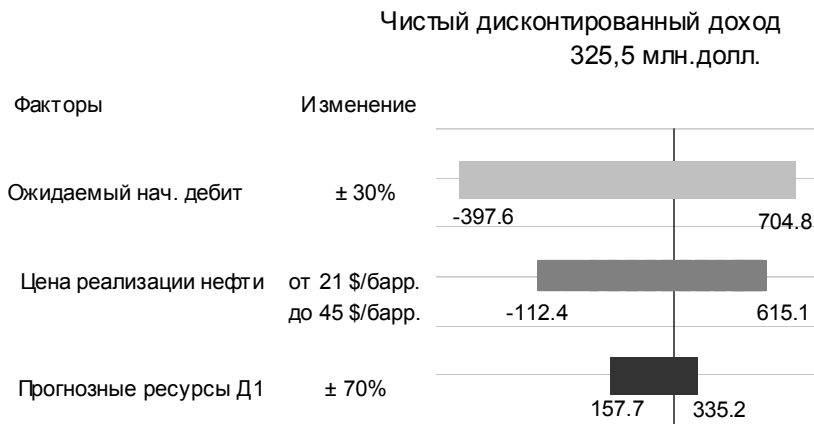
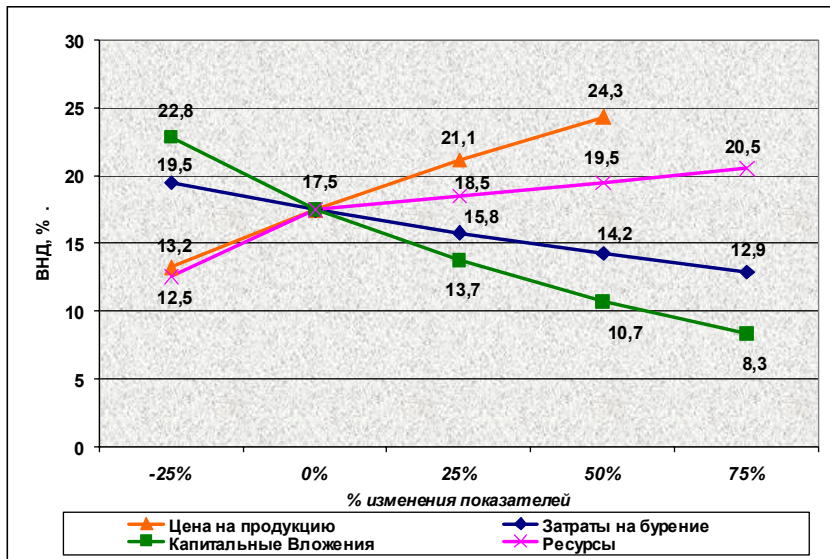


Рис.6.3. График «Торнадо»



*Рис. 6.4. График чувствительности анализируемого показателя (ВНД) к относительному изменению исходных параметров*

К этому же классу относятся и традиционные диаграммы чувствительности, которые отличаются от вышеупомянутых лишь способом изображения, напоминающим «паука». На рис. 6.4 изображена зависимость результирующего показателя (внутренней нормы доходности) от относительного изменения параметров, влияющих на оценку. Следует отметить, что остальные анализируемые параметры при этом остаются фиксированными. Анализом рисков в прямом смысле это назвать нельзя, поскольку заранее неизвестно направление изменения исходных величин. Однако для выявления наиболее значимых параметров он вполне подходит.

### Статистические методы оценки

В экономической литературе риск обычно оценивается как мера неопределенности в оценке конечного результата. В классической задаче Г. Марковица, за которую он в свое время был удостоен Нобелевской премии, риск “измеряется” через

дисперсию оценок доходности инвестиционного портфеля, которая должна быть минимизирована. В нашем случае инвестиционный риск может быть измерен дисперсией оценок эффективности инвестиционных проектов.

Попытка соединить все виды риска воедино фактически предпринята нами в работах [13, 19] (см. также раздел 6.3). Данный подход максимально свободен от субъективизма. Инвестор, основываясь на гистограммах распределения экономических параметров (рис.6.10), может оценить возможный исход инвестиционного проекта с учетом неопределенности всех параметров: геологических, технологических и экономических. При этом абсолютным показателем риска могут выступать по аналогии с принципами международной оценки запасов величины экономической оценки P90 (вероятность превышения 90%), P50 (вероятность 50%) и P10 (вероятность 10%). Как обычно, базовой оценкой является P50, что означает как равновероятное превышение так и недооценку реальных значений ЧДД проекта. Можно использовать в качестве показателя инвестиционного риска и коэффициент вариации, который равен отношению стандартного отклонения к математическому ожиданию (см. раздел 2.6). Математическое ожидание, в свою очередь, очень близко к базовой оценке и их различиями в первом приближении можно пренебречь. В этом случае практически безрисковым можно считать тот проект, который при положительном значении базовой оценки (P50) чистого дисконтированного дохода имеет коэффициент вариации меньше 1. Это означает, что даже при пессимистическом варианте развития событий инвестор с большой степенью вероятности не понесет убытка. Этот принцип мы в дальнейшем будем считать одним из основных при комплексной оценке инвестиционного риска с учетом всех видов неопределенностей.

С помощью данного показателя можно ранжировать проекты по степени риска и учитывать это при распределении инвестиций по нескольким проектам [11].

Аналогичный расчет может быть применен и к показателю ВНД и тогда его коэффициент вариации будет служить мерой риска, но такой результат будет все же менее наглядным и понятным, чем коэффициент вариации ЧДД, поскольку показатель ВНД рассчитывается через нелинейные операции.

Следует также иметь ввиду, что вблизи нулевых значений базовых оценок ЧДД или ВНД коэффициенты вариации будут слишком большими по абсолютным значениям, поэтому лучше пользоваться величиной стандартного отклонения в совокупности с абсолютным значением ЧДД.

(Примечание: конечно, стандартное отклонение в примере на рис. 4.5в не может быть рассчитано “вручную” как в разделе 2.7, поскольку здесь несколько сотен реализаций. Проще всего это сделать с помощью функции СТАНДОТКЛ, имеющейся в разделе “Статистические функции” в системе MS EXCEL).

В настоящее время существует различные способы проведения анализа результатов геолого-экономической и стоимостной оценки. Выбор того или иного метода зависит от поставленной задачи и наличия необходимой исходной информации.

Наряду с упомянутыми способами за рубежом более широко применяется анализ чувствительности к совокупности наиболее значимых факторов, основанный на использовании метода **имитационного статистического моделирования Монте-Карло**. Алгоритм расчета требует использования специального программного обеспечения. Для оперативного и корректного проведения необходимых расчетов большое значение имеет наличие соответствующего инструмента. Описание таких примеров будет приведено в теме 7.

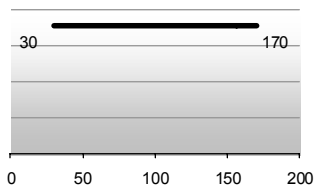
Процесс расчета показателей вероятностной оценки происходит в следующей последовательности:

1. Выбор независимых переменных и их распределений, в качестве которых могут выступать любые исходные геолого-промысловые характеристики объекта и параметры, определяющие экономические условия его освоения. При

проведении вероятностных расчетов делается предположение, что выбранные варьируемые параметры независимы и изменение их значений может быть описано по какому-либо из известных законов распределения случайных величин (рис.6.5). Информация о распределении определяется по статистическим данным или экспертно.

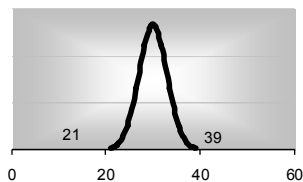
а)

Прогнозные ресурсы Д1, млн. т  
Описан равномерным распределением  
на интервале от 30 до 170



б)

Ожидаемый начальный дебит добывающих скважин, т/сут  
Описан нормальным распределением  
на интервале от 21 до 39,  
со средним значением 30 и стандартным отклонением 3



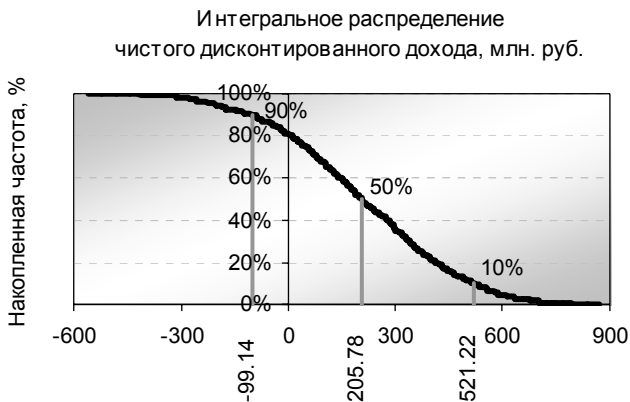
*Рис. 6.5. Пример изменения исходных параметров по: а) равномерному закону распределения; б) по нормальному закону*

2. Выбор зависимых переменных, в качестве которых наиболее часто выступают такие основные показатели геолого-экономической оценки, как извлекаемые запасы, накопленная добыча, объем инвестиций, чистый дисконтированный доход и пр.

3. Проведение статистических испытаний по методу Монте-Карло. Для каждого из рассматриваемых объектов вероятностной оценки в процессе расчетов проводятся многократные случайные испытания. При этом, как показывает опыт расчетов, для создания представительной выборки число испытаний не должно быть не менее 500.

4. На основании проведенных расчетов для результирующих показателей строятся графики их плотностей вероятностей и интегральных распределений, на основании которых можно судить о степени риска при освоении рассматриваемых объектов углеводородного сырья (рис.6.6).

5. Завершающая стадия вероятностной оценки - интерпретация результатов, полученных в процессе имитационных расчетов.



*Рис.6.6. Интегральное распределение результатов вероятностной оценки стоимости запасов и ресурсов*

Результаты моделирования могут быть обработаны с помощью следующих методов:

**1. Статистический анализ.** Полученный массив значений результирующих показателей обрабатывается с помощью методов математической статистики. Для каждого показателя рассчитываются следующие характеристики:

**среднее** арифметическое значение по выборке;

**среднее квадратичное отклонение** показывает степень разброса реальных значений показателя около его среднего значения. При сравнении вариантов проекта при равном среднем значении анализируемого показателя среднее квадратичное отклонение может быть различным.

**мода** – показывает наиболее часто встречающееся значение показателя. Его величина может не совпадать со значением среднего. В случае если значения показателей ни разу не повторяются в насчитанном массиве, то моды не существует.

**минимум и максимум** показывают соответственно наименьшее и наибольшее значение результирующего показателя при заданных распределениях независимых



параметров. Интервал изменения анализируемой величины определяется **размахом**, границы которого задаются минимальным и максимальным значениями.

**2. Частотный анализ** предполагает построение графика распределения частот, называемого гистограммой. Каждый столбец на ней показывает количество попаданий значений результирующего показателя в заданный интервал. Интервалы между собой одинаковы. На гистограмме хорошо виден характер распределения.

**3.** Результаты вероятностного анализа можно представить в виде обратного **интегрального** или **кумулятивного распределения**. Такая кривая показывает вероятность того, что результирующий показатель будет больше определенного значения. На графике хорошо просматриваются минимум, максимум, размах, вероятность убытков и квантили 10%, 50% и 90%. **Квантилем**, отвечающим заданному уровню вероятности, называют такое значение показателя, при котором функция обратного интегрального распределения принимает значение этого уровня вероятности. Квантиль 50 % называется **медианой**. Это такая точка, для которой одинаково вероятно, окажется ли значение результирующего показателя больше или меньше этой величины. Между квантилями 10% и 90% заключено 80% результатов испытаний.

**4.** Для анализа показателей полученного дохода важное значение имеет показатель возможных убытков. Под **убытками** понимается полученное в результате расчетов отрицательное значение чистого дисконтированного дохода после уплаты налогов. Рассчитываются вероятность и среднее значение убытков.

**5. Множественная линейная регрессия** – это линейная функция, наилучшим образом описывающая имеющуюся зависимость результирующего показателя от варьируемых исходных параметров. Эта функция имеет следующий вид:

$$Y = a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n + b,$$

где  $Y$  – результирующий показатель,

$x_1, x_2, \dots, x_n$  – варьируемые исходные параметры,

$a_1, a_2, \dots, a_n$  – коэффициенты, соответствующие каждому параметру,

$b$  – свободный член.

Уравнение регрессии может использоваться для прогноза при выборе значений варьируемых исходных параметров в интервалах, которые были использованы при статистическом моделировании. Насколько достоверна полученная зависимость, помогает оценить *множественный коэффициент корреляции (детерминированности)*, который вычисляется по результатам сравнения фактических значений  $Y$  и значений, получаемых из уравнения прямой. Если он близок к 1, то имеет место полная корреляция с моделью, т.е. нет различия между фактическим и оценочным значениями  $Y$ . В противоположном случае, если коэффициент детерминированности стремится к 0, то уравнение регрессии не может быть использовано для предсказания значений результирующего показателя.

**6. Корреляционный анализ** применяется для определения наличия взаимосвязи между двумя переменными или показателями. Степень зависимости показывает коэффициент парной корреляции, значение которого меняется от -1 до 1. Чем больше по модулю эта величина, тем сильнее существующая взаимосвязь. Знак коэффициента указывает на характер зависимости (убывающая или возрастающая функция) одного параметра от другого. При коэффициенте корреляции близком к 0, влияние параметров друг на друга незначительное.

Наиболее разумно под **риском получения убытков** при освоении оцениваемого объекта следует понимать вероятность получения отрицательного значения показателя ЧДД в результате разведки и разработки объекта углеводородного сырья. Численные значения показателей риска определяются на основании результатов статистических испытаний для показателя ЧДД и включают следующие характеристики:

- **вероятность получения убытков**, которая представляет собой долю испытаний с отрицательным значением ЧДД в общем числе испытаний,

- **среднее значение убытков**, которое представляет собой произведение вероятности получения убытков на среднее значение ЧДД для испытаний с отрицательным значением данного показателя.

Вероятность убытков и их среднее значение снижаются по мере геологического изучения объекта, и в случае его положительной стоимостной оценки стремятся к нулю при фиксированных технологических и ценовых параметрах.

Примерная блок-схема расчета показателей риска получения убытков приведена на рисунке 6.7.



Рис. 6.7. Блок-схема расчетов показателей риска убытков

### **6.3. Имитационная статистическая модель инвестиционного проекта освоения ресурсов и запасов углеводородов**

Геологоразведочный процесс как объект вероятностного моделирования (методика СНИИГИМСа).

При проведении геолого-экономической оценки объектов низкой степени изученности значительная доля неопределенности исходной информации при прогнозировании показателей их освоения связана с процессом подготовки запасов и проведения геологоразведочных работ. Поэтому особое внимание следует уделить учету неопределенности исходных параметров, используемых для прогнозирования показателей освоения объектов оценки.

В процессе вероятностной геолого-экономической и стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородов на малоизученных объектах моделируется процесс геологоразведочных работ (ГРР), в ходе которых снижается неопределенность исходных параметров объектов. Объектами оценки при этом могут являться залежи, перспективные ловушки, нелокализованные прогнозные ресурсы, то есть объекты с запасами и ресурсами различных категорий от С3 до Д1. В зависимости от степени изученности для этих объектов последовательно имитируются различные стадии геологоразведочного процесса [35].

Можно выделить ряд параметров, отличающихся высокой неопределенностью и имеющих существенное влияние на результаты стоимостной оценки объектов. Ниже приведен пример расчетов с конкретными значениями ряда параметров (табл. 4.2).

Значительное влияние на показатели геологоразведочного процесса оказывают принимаемые в расчетах значения *коэффициентов перевода запасов и ресурсов в более высокие категории*. При детерминированной оценке коэффициент перевода прогнозных ресурсов категории Д1 в перспективные ресурсы категории С3 может быть задан в достаточно широких

пределах, а в данном случае он принят равным единице. Коэффициенты успешности поисковых работ и перевода запасов категории С2 в запасы категории С1 обычно ниже единицы. В данном примере коэффициент успешности поисков принят равным 0,5. Это означает, что при поисковом бурении на нефть только в одной из двух перспективных ловушек выявляется залежь. Коэффициент подтверждаемости запасов категории С3 в ходе разведочного бурения принят равным 0,5 (данные по Ханты-Мансийскому АО).

При вероятностном моделировании для указанных коэффициентов перевода ресурсов и запасов в более высокие категории задаются интервалы изменений и законы распределения. В данном примере эти характеристики следующие:

- коэффициент перевода ресурсов Д1 в С3 изменяется в пределах от 0,5 до 1,5 и описывается равномерным распределением,
- коэффициент успешности поисков изменяется от 0 до 1 и описывается равномерным распределением,
- коэффициент подтверждаемости ресурсов С3 в процессе разведки имеет усеченное нормальное распределение в пределах от 0 до 1 с вероятностью 99,7% попадания в интервал от 0,25 до 0,75. Значение определено по «правилу трех сигм» и равно 0,083.

Второй группой геологических параметров, отличающихся высокой степенью неопределенности, являются *величины ресурсов и запасов углеводородов*. При вероятностном прогнозировании показателей процесса ГРП интервалы исходных значений задаются для прогнозных ресурсов Д1, для перспективных ресурсов категории С3 и залежей с запасами категории С2. Границы интервалов изменяются от стадии к стадии с учетом коэффициентов перевода запасов и ресурсов из категории в категорию. Для прогнозных и перспективных ресурсов целесообразно принять равномерное распределение их

оценок на заданных интервалах. Предполагается, что число выявленных перспективных ловушек, в которые локализируются прогнозные ресурсы Д1 распределено равномерно на заданном интервале. Имитация числа ловушек в рамках используемого алгоритма возможна с помощью генерации дискретной, случайной величины с соответствующим распределением. Исходя из величины прогнозных ресурсов и числа выявленных перспективных ловушек, в процессе расчетов меняется средний размер этих ловушек. На разведочном этапе для залежей с запасами категории С2 можно принять для их оценки нормальный закон распределения, а параметры  $\sigma$  конкретных распределений рассчитываются по «правилу трех сигм». Таким образом, учитывается повышение достоверности оценки ресурсов и запасов в ходе ГРП.

Третьей группой вероятностных параметров, имеющих существенное слияние на результаты стоимостной оценки, являются *ожидаемые начальные дебиты добывающих скважин* по нефти и газу. Их оценка постепенно уточняется в ходе геологоразведочных работ. В данном примере вероятностные характеристики начального дебита нефти на разных стадиях изучения прогнозных объектов определяются путем оценки разброса относительно детерминированного значения, определенного экспертно либо по аналогии. Для прогнозных ресурсов разброс значений начальных дебитов составляет  $\pm 90\%$ , для перспективных ресурсов -  $\pm 70\%$  при равномерном типе распределения. Для запасов категории С3 разброс значений начальных дебитов принят равным  $\pm 50\%$  при нормальном типе распределения. Для запасов категории С1 при переходе к стадии эксплуатации интервал разброса дебитов принят равным  $\pm 5\%$ . Параметры нормальных распределений дебитов для запасов категорий С1 и С2 рассчитаны исходя из границ получающихся интервалов.

В табл. 6.2 представлены величины параметров, использованные в расчетах в данном примере.

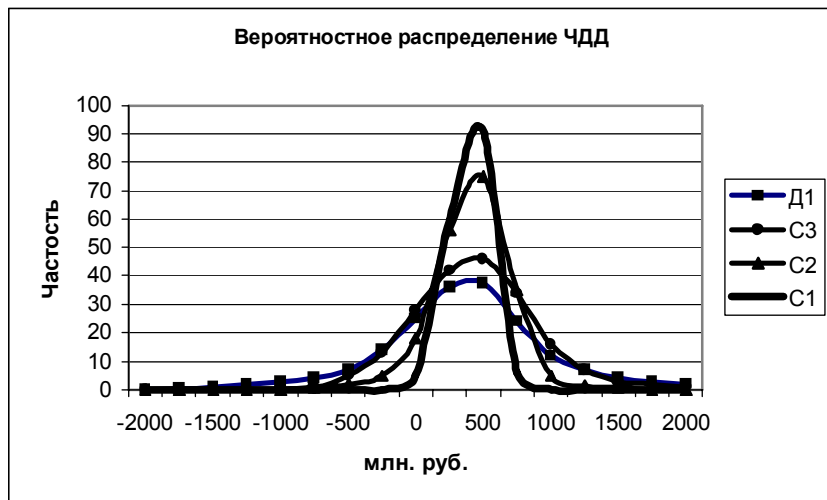
*Табл. 6.2. Варьируемые геолого-промысловые характеристики на разных стадиях процесса подготовки запасов*

Варьируемые параметры, тип распределения	Единицы измерения	Стадия 1	Стадия 2	Стадия 3	Стадия 4
		Категории запасов и ресурсов			
		D1	C3	C1(20%) +C2(80%)	C1(80%)+ C2(20%)
		Предстоящие стадии геологоразведочных			
		Выявление и подготовка структур	поисковое бурение	Разведочное бурение	эксплуатационное бурение
Прогнозные ресурсы категории D1	млн. т	равномерное 10,7 – 18,7	-	-	-
Средний размер выявленных ловушек	млн. т	равномерное 3,6 – 16,7	-	-	-
Коэффициент перевода ресурсов D1 в C3	доли ед.	равномерное 0,5 – 1,5	-	-	-
Перспективные ресурсы Категории C3	млн. т	-	равномерное 10,7-16,7	-	-
Коэффициент успешно-сти поискового бурения	доли ед.	равномерное 0 – 1	равномерное 0 - 1	-	-
Запасы категории C2	млн. т	-	-	нормальное 5,3-6,8-8,3	-
Коэффициент подтверждения запасов C2	доли ед.	нормальное 0,3-0,5-0,7	нормальное 0,3-0,5-0,7	нормальное 0,3-0,5-0,7	нормальн. 0,3-0,5-0,7
Ожидаемый начальный дебит скважин	т/сут.	равномерное 1,9 – 36,1	равномерное 4,9 – 33,1	нормальное 9,5-19-28,5	нормальн. 18-19-20

Для каждой из указанных стадий проводятся отдельные циклы расчетов по методу Монте-Карло по 1000 и более испытаний в каждом цикле. Таким образом, необходимо проведение нескольких циклов расчетов, в каждом из которых объект рассматривается на определенной стадии изученности, характеризующейся соответствующей категорией запасов и ресурсов. При этом с точки зрения вероятностного моделирования учитываются только предстоящие стадии геологоразведочных работ.

Основными результирующими показателями геолого-экономической оценки в расчетах выступают начальные извлекаемые запасы и чистый дисконтированный доход, получаемый Инвестором в результате освоения рассматриваемого прогнозного объекта.

На основании результатов испытаний для объекта на каждой стадии изученности определяются плотности вероятностей и интегральные функции распределения результирующих переменных, а также показатели, отражающие степень риска получения убытков при его освоении - вероятность получения убытков и их ожидаемое среднее значение. Результаты вероятностного моделирования для показателя чистого дисконтированного дохода показаны на рисунке 6.8.



*Рис. 6.8. Распределение ожидаемой величины ЧДД при различной изученности объекта.*

Здесь приведены графики плотностей вероятностей распределения для показателя чистого дисконтированного дохода (ЧДД) по стадиям изученности. Эти графики отражают степень неопределенности рассматриваемых показателей на



каждой стадии изучения прогнозных объектов и ее снижение по мере проведения геологоразведочных работ.

Дальнейшими звеньями данной методики могут быть шаги по моделированию методом Монте-Карло отпускных цен на углеводороды, издержек на разведку и разработку месторождения, ставок дисконтирования и уровня инфляции, однако это используется реже.

### Стохастическое моделирование параметров стоимостной оценки.

В методике, элементы которой изложены выше, учет неопределенностей основан на моделировании методом Монте-Карло пересчетных коэффициентов ресурсов и запасов между их различными категориями. В то же время сами эти коэффициенты не являются какими-то физически содержательными величинами, которые могут быть обоснованы геологическими аналогиями. Во многом их значения - есть следствие субъективных, а зачастую и конъюнктурных оценок ресурсов и запасов на ранних стадиях разведки в условиях недостатка информации. С другой стороны, какие-то конкретные величины пересчетных коэффициентов между категориями можно получить, анализируя статистику по относительно хорошо изученным районам. К таковым можно лишь условно отнести некоторые районы Западно-Сибирской, Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Для обширных районов континентального шельфа, Прикаспийской впадины, Восточной Сибири и других, с которыми связываются основные объемы неразведанных ресурсов, нет никаких представительных статистических данных для расчета этих коэффициентов. Кроме того, существующая классификация ресурсов и запасов, доставшаяся нам с советских времен, жестко привязана к стадийности геологоразведочных работ, имевшей место в плановой экономике, когда единственным инвестором и недропользователем было государство. В настоящее время, в новых условиях недропользования, компании-владельцы лицензий могут относительно самостоятельно строить свою стратегию ГРП и на

свой риск вести поисковое и разведочное бурение, пропуская сразу несколько стадий.

Наиболее простой и разумный путь, который используется во многих подобных системах оценок, – применение методов Монте-Карло к каждому из исходных параметров в заданных интервалах, определяемых погрешностью оценок этих самых параметров для трех взаимосвязанных этапов стоимостной оценки:

1) моделирование геологических параметров (пористости, нефте- и газонасыщенности, степени заполнения ловушки и проч.), влияющих на оценку, в результате чего сама оценка является вероятностной;

2) моделирование процесса разработки предполагаемых или реальных месторождений с учетом неопределенности их параметров и параметров самой разработки;

3) моделирование затрат и отпускных цен в заданных допусках.

Такой подход позволяет учесть неопределенность всех исходных параметров и связанную с этим степень геологического, технологического и инвестиционного риска. При этом сами параметры в отличие от пересчетных коэффициентов имеют вполне конкретный смысл, а интервалы их изменения могут быть обоснованы геологическими аналогиями или физически допустимыми значениями. Ниже рассмотрена постановка и пути решения данной задачи.

### *Постановка задачи.*

- 1) Пусть  $\mathbf{Q} = \{p, h, \vartheta, \sigma, \dots\}$  – некое случайное значение условного многомерного вектора, координатами которого являются случайные значения подсчетных параметров запасов прогнозируемого месторождения, где  $p$  – пористость коллектора, распределенная случайным образом в интервале  $[p_1, p_2]$ ,  $h$  – эффективная мощность коллектора, также распределенная случайным образом в

интервале  $[h_1, h_2]$ ,  $\vartheta$  - нефтенасыщенность,  $\sigma$  - плотность нефти, также распределенные случайным образом и т.д.

2) Пусть  $\Omega = \{f, t_1, t_2, s, \dots\}$  – случайное значение набора параметров, характеризующих добычу УВ из прогнозируемого месторождения, где  $f$  – прогнозируемый начальный дебит, распределенный случайным образом в интервале  $[f_1, f_2]$ ;  $t_1$  – длительность периода нарастания добычи, распределенная случайным образом в интервале  $[t_1^1, t_1^2]$ ;  $t_2$  – длительность периода постоянной максимальной добычи, также распределенная случайным образом в интервале  $[t_2^1, t_2^2]$ ,  $s$  – уровень максимальной добычи, распределенный в интервале  $[s_1, s_2]$  и т. д.

3) Пусть  $\Psi \{p, k_i, n_j, \dots\}$  – случайное значение совокупности параметров, характеризующих экономические условия осуществления проекта, где  $p$  – предполагаемая отпускная цена продукции, распределенная случайным образом в интервале  $[p_1, p_2]$ ,  $k_i$  - стоимость различных видов затрат, распределенная случайным образом в интервале  $[k_i^1, k_i^2]$ ,  $i$  – номер по видам затрат,  $n_j$  - ставки различных налогов и платежей, распределенные случайным образом в интервалах  $[n_j^1, n_j^2]$ , и т.д.

(Примечание: тип распределения в пределах интервалов изменения величин можно задать нормальным. Для пористости, проницаемости часто принимают гамма – распределение, основываясь на накопленных экспериментальных данных по многочисленным месторождениям.)

Требуется рассчитать традиционные параметры экономической эффективности: чистый дисконтированный доход ЧДД (NPV), внутреннюю норму доходности ВНД (IRR), дисконтированный срок окупаемости РР с учетом неопределенности векторов  $Q, \Omega, \Psi$ .

*Решение.*

Получить аналитическое решение задачи в данной постановке невозможно. Мы выберем численный путь решения

путем имитационного статистического моделирования исходных параметров. Предположим, что в некотором районе выявлена перспективная структура, в которой предполагается нефтяное месторождение, параметры которого прогнозируются по аналогии с уже выявленными месторождениями в данной зоне в соответствии с таблицей 6.3.

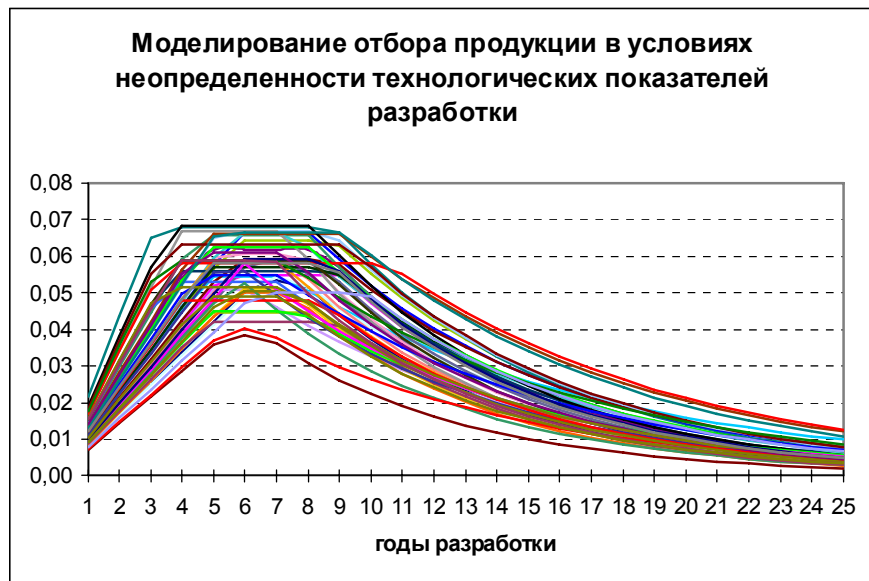
Технологические и стоимостные параметры также предполагаются в некоторых пределах по аналогии с уже разрабатываемыми месторождениями данного района в соответствии с этой таблицей. На самом деле параметров, влияющих на конечный результат, примерно вдвое больше, но остальные мы не стали отражать в таблице, тем более, что некоторые из них мы задали постоянными, как в детерминированной модели.

*Таблица 6.3. Геологические, технологические и стоимостные параметры прогнозируемого месторождения.*

Группа Параметров	Наименование Параметра	Пределы изменения		Тип распр.
		От	до	
Геологические <b>Q</b>	Пористость	0,14	0,17	гамма
	К-т песчаности	0,6	0,8	норм.
	Нефтенасыщенность	0,7	0,8	норм.
	Плотность нефти	0,89	0,93	норм.
	К-т извлечения	0,3	0,35	норм.
Технологические <b>Ω</b>	Год достижения максим. Добычи	4	6	норм.
	Год начала падающей добычи	7	9	норм.
	уровень макс.добычи	0,048	0,062	норм.
	Начальный дебит	42 т/с	52 т/с	гамма
Стоимостные <b>Ψ</b>	Цена нефти (\$/т)	120	150	норм.
	Стоим. 1м экспл. бурения (тыс.р/м)	5	8	норм.
	Стоим. 1км трубопровода (млн.р)	3,8	4,5	норм.
	Стоим. 1км промысл. дорог (млн.руб)	3,0	3,9	норм.

Дальнейшая технология компьютерных расчетов состоит в том, что с помощью генератора случайных чисел каждый параметр независимо от другого принимает любое значение внутри своего интервала. Первый этап расчетов проиллюстрирован в разделе 2.5.

Как там показано, даже в условиях подготовки запасов месторождения по категории  $C_1$  существует сравнительно большая неопределенность как в оценке величины самих запасов, так и технологических показателей их разработки. Для целей экономической оценки ресурсов и запасов брать эти показатели в виде фиксированных величин с месторождений-аналогов методически неверно. Поэтому мы рекомендуем использовать аппарат имитационного статистического моделирования для получения максимально объективного конечного результата.



*Рис. 6.9. Возможные варианты относительных величин годового отбора продукции (доля от извлекаемых запасов) в условиях неопределенности*

На рис. 6.9. приведены 50 конкретных реализаций графика добычи, полученных при условии, что основные параметры добычи заданы нормальным распределением в соответствии с таблицей 6.3.

Расчетное количество добытой продукции при таких параметрах составит за 25 лет, в среднем, 0,71 от извлекаемых запасов при стандартном отклонении 0,11. Несмотря на то, что стандартное отклонение по всем исходным параметрам невелико и ситуация близка к детерминистской, визуально отмечается заметное различие в графиках добычи. Это лишний раз доказывает необходимость учета неопределенностей технологических показателей разработки при экономических оценках ресурсов и запасов нефти и газа.

При случайных и независимых один от другого значениях каждого из подсчетных параметров получается случайное значение извлекаемых запасов. Аналогичный пример приведен в теме 2 на рис. 2.2 и 2.3. Однако в данном случае речь идет о более мелком месторождении (примерно в 10 раз) с запасами немногим более 6 млн. т. Разработка месторождения со случайной величиной запасов при случайных технологических показателях (в заданных интервалах, рис.6.9) дает случайные параметры отбора продукции по годам. С использованием полученных в главе 4 соотношений при этом рассчитывается необходимое число скважин для этого случайного варианта разработки. Далее с использованием случайных стоимостных показателей (в заданных интервалах табл. 6.3) рассчитываются параметры эффективности (ЧДД, ВНД и проч.) этого случайного инвестиционного проекта. Понятно, что таких проектов со случайными значениями каждого из исходных параметров внутри своих интервалов изменения может быть бесчисленное множество. Обычно мы задаем число расчетных вариантов от 500 до 10000. Каждый из них имеет свое результирующее значение ЧДД и ВНД. Результат представляется в виде гистограммы, где по оси абсцисс – интервал значений ЧДД или ВНД, а по оси ординат – частота попадания рассчитанного значения в этот интервал. Для примера из таблицы 6.3 результирующие гистограммы представлены на рис. 6.10 а и б. Эти результаты получены в безналоговом режиме.

Можно было учесть налоги и платежи, как фиксированные, так и случайные в некоторых прогнозируемых пределах, а также параметры раздела продукции, которые заранее неизвестны, но могут предполагаться в некоторых границах значений. Один из вариантов на рис. 6.10в. Такие гистограммы достаточно наглядны: видны наиболее вероятные значения величин и степень их неопределенности. Если задать верхние и нижние пределы значений параметров в таблице 6.3 одинаковыми, метод становится чисто детерминированным и дает фиксированные оценки. Данный алгоритм заложен в разработанную нами систему “Geoeconomics-risk” (см. главу 7).

#### **6.4. Аналитические и приближенные способы вероятностной оценки.**

Многих исследователей, склонных к применению традиционных детерминистских методов, «отпугивает» кажущаяся абстрактность получаемых вероятностных оценок, хотя это далеко не так. В данном разделе мы попытаемся максимально упростить ситуацию и привести некоторые приближенные способы расчетов, которые во многих случаях позволят сделать такие оценки, не прибегая к сложным компьютерным вычислениям с использованием дорогостоящих программ.

##### Дерево решений.

Дерево решений (дерево вероятностей) является довольно распространенным аналитическим инструментом во многих отраслях знания и управления. Построение и использование дерева решений основано на нескольких постулатах, а именно:

- результат зависит от  $n$  исходных параметров;
- эти параметры являются независимыми;
- каждый из параметров может принимать  $m$  взаимоисключающих значений;
- вероятность появления каждого из значений считается известной;
- вероятность любой комбинации значений  $n$  параметров равна произведению вероятностей появления этих значений;

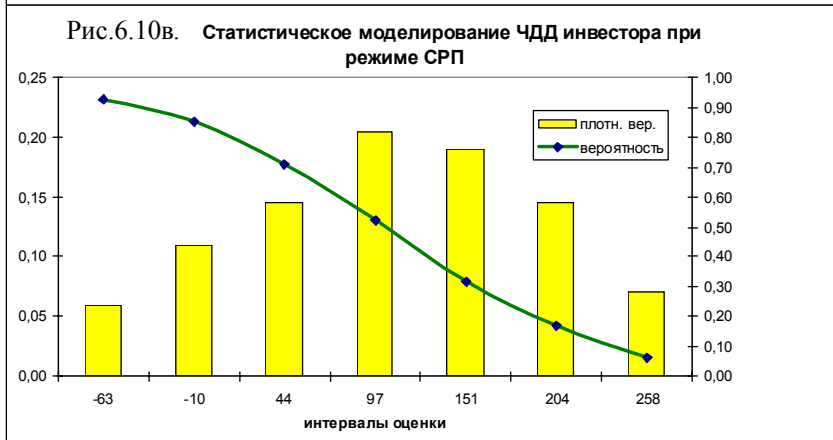
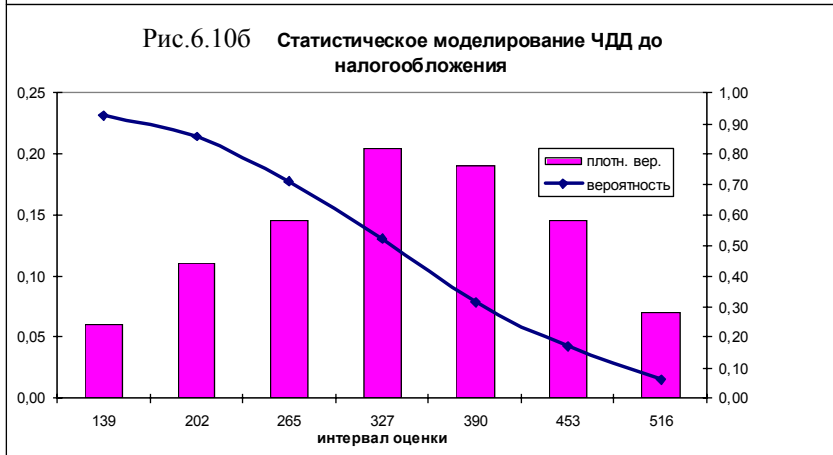
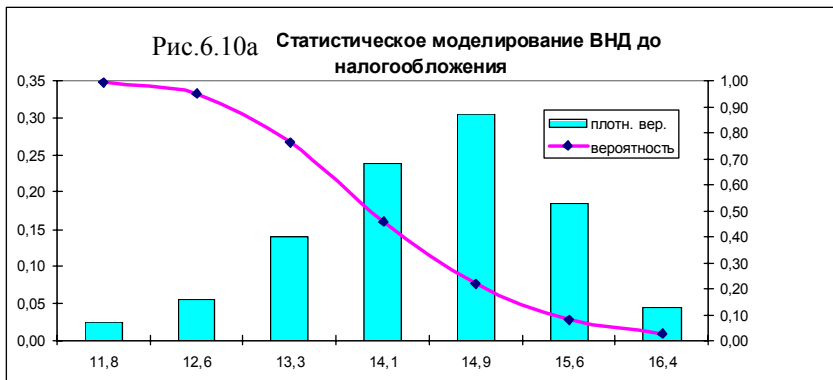


Рис. 6.10. Пример вероятностной оценки ВНД и ЧДД.



- сумма вероятностей в каждом промежуточном звене равна 1 (100%).

Рассмотрим простейший пример построения дерева вероятностей. Предположим, что в реальности могут иметь место следующие отклонения от рассчитанного детерминированного варианта инвестиционного проекта, связанного с разведкой и освоением месторождения:

- 1) Капитальные затраты более, чем на 15% превысят ожидаемые с вероятностью 0,3;
- 2) Эксплуатационные расходы будут на 20% выше предполагаемых с вероятностью 0,25;
- 3) Отпускная цена на продукцию будет на 20% ниже, чем ожидается с вероятностью 0,35.

Понятно, что выполнение каждого из трех приведенных выше событий будет ухудшать показатели проекта, т.е. повышать его риск. Для простоты возьмем за основу тот же учебный пример 3.10 из темы 3 при варианте его реализации 7 лет. Там фигурирует доход, который пропорционален отпускной цене. А эксплуатационные затраты будем считать текущими издержками.

Поскольку имеется 3 параметра, каждый из которых может принимать 2 значения, всего возможно  $2^3=8$  комбинаций, которые могут быть сведены в следующую таблицу 6.4:

*Табл. 6.4. Вероятности появления различных сочетаний значений параметров:*

№	Капзатраты	Экспл. расходы	Отпускная цена	Совместн. вероятн.
	Вероятн. $P_K$	Вероятн. $P_Э$	Вероятн. $P_{Ц}$	$P=P_K P_Э P_{Ц}$
1	превыш.>15%, 0,3	не прев.>20%, 0,75	не ниже.>20%, 0,65	0,1463
2	превыш.>15%, 0,3	не прев.>20%, 0,75	ниже >20%, 0,35	0,0788
3	превыш.>15%, 0,3	превыш.>20%, 0,25	не ниже.>20%, 0,65	0,0488
4	превыш.>15%, 0,3	превыш.>20%, 0,25	ниже >20%, 0,35	0,0263
5	не прев.>15%, 0,7	не прев.>20%, 0,75	не ниже.>20%, 0,65	0,3413
6	не прев.15%, 0,7	не прев.>20%, 0,75	ниже >20%, 0,35	0,1838
7	не прев.>15%, 0,7	превыш.>20%, 0,25	не ниже.>20%, 0,65	0,1138
8	не прев.>15%, 0,7	превыш.>20%, 0,25	ниже >20%, 0,35	0,0613

Обратите внимание, что сумма вероятностей в последней колонке автоматически получилась равной 1 (100%).

Следующим шагом надо рассчитать значение ЧДД (NPV) исходя из этих условий. Это нетрудно сделать для примера 3.10, выполняя последовательно условия 1,2 и 3 для капзатрат, эксплуатационных расходов (текущих издержек) и дохода (отпускной цены). Выполнив эти расчеты, и умножая полученную величину на вероятность появления соответствующей комбинации, получим результаты, представленные в таблице ниже:

*Табл. 6.5. Расчет ожидаемой средней величины чистого дисконтированного дохода.*

Событие	Совместная вероятность, P	ЧДД	P×ЧДД
1	0,1463	99,33	14,53
2	0,0788	-77,70	-6,12
3	0,0488	55,07	2,68
4	0,0263	-121,96	-3,20
5	0,3413	172,97	59,02
6	0,1838	-4,07	-0,75
7	0,1138	128,71	14,64
8	0,0613	-48,33	-2,96
<b>Сумма</b>	<b>1,0000</b>		<b>77,85</b>

Обращаем ваше внимание на то, что при самом неблагоприятном событии № 4 (затраты выше предполагаемых, а цена продукции ниже планировавшейся) получаем очень низкое значение.

Просуммировав значения в последней колонке, получим ожидаемое среднее значение чистого дисконтированного дохода с учетом исходных заданных вероятностей по трем параметрам. Этот результат существенно хуже, чем при простом детерминированном расчете, при котором получают значение \$172,9 тыс. (примеры 3.10-3.14). Результат также является весьма условным, поскольку пограничные величины ЧДД (предпоследний столбец) рассчитываются при фиксированных

значениях параметров, в то время как по условию они принимают значения выше или ниже обозначенных граничных значений. Тем не менее, они весьма показательно свидетельствуют о большой неоднозначности традиционных детерминированных расчетов.

На рис. 6.12 изображено дерево вероятностей, соответствующее рассмотренному примеру.

Совместная вероятность для каждого исхода является основой для построения графика обратной интегральной вероятности. Значения показателя ( $x$ ), для которого строится график, и соответствующие им совместные вероятности ( $p_c$ ), ранжируются по возрастанию. Наименьшему значению рассматриваемого показателя ( $x_1$ ) соответствует накопленная вероятность  $p_n(1) = 100\%$ . Накопленная вероятность для остальных значений ( $x(i)$ ) рассчитывается по формуле  $p_n(i) = p_n(i-1) - p_c(i-1)$ , где  $i$  меняется от 2 до  $n$  – общее число исходов.

Для рассматриваемого примера данные из табл. 6.5 перегруппируются следующим образом:

*Табл. 6.6. Расчет накопленной вероятности для величины ЧДД по дереву решений.*

Событие	Совместная вероятность, P	ЧДД	Накопленная вероятность
1	0,0263	-121,96	1,000
2	0,0788	-77,7	0,921
3	0,0613	-48,33	0,860
4	0,1838	-4,07	0,676
5	0,0488	55,07	0,627
6	0,1463	99,33	0,481
7	0,1138	128,71	0,367
8	0,3413	172,97	0,026
Сумма	<b>1,0000</b>		

Нанеся значения из последних двух колонок табл. 6.6 на график и соединив их плавной линией, получим кривую накопленной (кумулятивной) вероятности (рис. 6.11). Отмечая на оси ординат значения вероятностей 0,90 0,50 и 0,10, на оси

абсцисс найдем соответствующие величины оценок ЧДД, которые, судя по графику, составят:

$$P_{90} \approx -62; \quad P_{50} \approx 97; \quad P_{10} \approx 163 \text{ тыс. USD}$$

Данный график позволяет определить еще одну важную величину. Из него следует, что нулевому значению ЧДД на оси абсцисс примерно соответствует накопленная вероятность 0,65. Это означает, что с вероятностью 65% для данного проекта мы получим положительное значение ЧДД при 10%-й ставке дисконтирования, и наоборот вероятность получения дисконтированных убытков составляет  $100 - 65 = 35\%$ , что может быть ассоциировано с общим риском проекта.

График накопленной вероятности

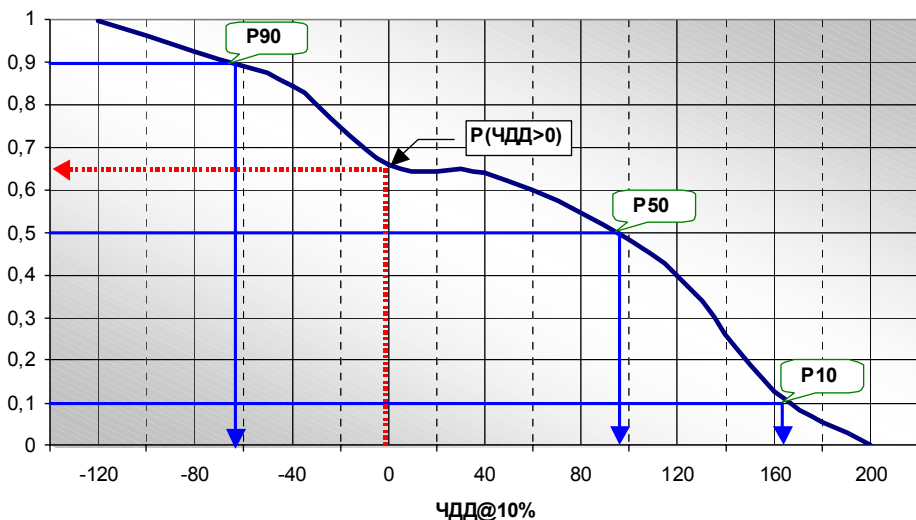


Рис. 6.11. Графическое определение вероятностей ЧДД  $P_{90}$ ,  $P_{50}$ ,  $P_{10}$  и риска убытков по дереву решений.

Модель дерева решений для проекта разведки и освоения участка недр, содержащего углеводородное сырье.

Для анализа процессов, состоящих из нескольких последовательных этапов, строится **дерево решений**. Ограничением практического использования данного метода является исходная предпосылка о том, что проект должен иметь обозримое или разумное число вариантов развития. Метод особенно полезен в ситуациях, когда решения, принимаемые в каждый момент времени, сильно зависят от решений, принятых ранее, и в свою очередь определяют сценарии дальнейшего развития событий. Дерево строится поэтапно:

1. Выделение возможных событий, которые могут произойти при реализации проекта и решений, которые могут быть приняты при их наступлении. В рамках геолого-экономического анализа под *событиями* могут пониматься результаты этапов и стадий геолого-разведочных работ, применения методов интенсификации добычи, выбора рынка сбыта продукции и т.п. При наступлении перечисленных событий могут быть выбраны следующие *решения*: продолжать или нет ГРП, выбор того или иного метода, технологии добычи, рынка сбыта и т.п.
2. Определение последовательности, в которой происходят эти события во времени, и формирование основных этапов реализации проекта. В качестве этапов могут выступать основные этапы и работы инвестиционного проекта (см. таблицу 4.1)
3. Определение основного фактора неопределенности каждого этапа и соответствующих параметров расчетной модели, характеризующих этот фактор. Наступление того или иного события зависит от того, какое значение примет этот фактор неопределенности.
4. Построение дерева решений, расчет результирующих показателей по каждому событию. Дерево решений строится следующим образом: события выстраиваются по этапам и соединяются с помощью стрелок, обозначающих решения. Стрелка (решение) соединяет исходное и результирующее события, происходящие на разных этапах. Причем направление стрелок (решения) как правило, идет

из более раннего во времени этапа к более позднему. Из исходного события может выходить одновременно несколько решений (стрелок), а в результирующее входит только одно решение (стрелка). Если событие находится на промежуточном этапе, оно выступает одновременно и как исходное событие, и как результирующее. На основе статистических данных или экспертно прогнозируется вероятность наступления каждого из выделенных событий. Следует отметить, что отсутствие статистики является основным из недостатков как метода построения дерева решений, так и метода имитационного моделирования. При определении вероятности события следует иметь в виду, что сумма вероятностей наступления всех результирующих событий, выходящих из одного исходного события, должна составлять 100%. Вероятность наступления итоговых, результирующих событий последнего этапа реализации проекта называется совместной. Совместная вероятность рассчитывается путем перемножения вероятностей наступления событий ветви на каждом этапе. Сумма совместных вероятностей также должна составлять 100%.

Опыт проведения стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья позволил выделить следующие типичные задачи, хорошо описываемые деревом решений и основные факторы неопределенности, характеризующие их:

1. Проводить или не проводить сейсморазведку в регионе с ресурсами  $D_1$ , где основным фактором неопределенности выступает количество выявленных в результате сейсморазведочных работ перспективных объектов с ресурсами  $C_3$ ;
2. Опоисковывать или нет объекты, подготовленные сейсморазведкой. Фактор неопределенности – выявление залежи на перспективном объекте;
3. Разведывать или нет предварительно оцененные запасы. Факторы неопределенности – коллекторские свойства и структура объекта оценки;

4. Применять или нет методы интенсификации добычи. Основным фактором неопределенности выступает изменение геолого-промысловых характеристик объекта (например, начального дебита скважин);
5. Выбор варианта транспортировки, переработки и реализации добытого сырья.

На рисунке 6.13 приведен пример дерева решений для задачи о проведении сейсморазведочных работ на территории с ресурсами  $D_1$ . На рисунке кружками обозначены события, которые могут произойти при реализации, стрелками – решения, которые могут быть приняты при наступлении каждого из событий. В качестве этапов выделены этапы проведения геологоразведочных работ: 1) сейсморазведочные работы; 2) поисково-оценочные работы; 3) разведочные работы. Объемы работ, прирост запасов и пр. рассчитываются по формулам, приведенным в теме 4.

Основные исходные данные рассматриваемого примера:

- Объем прогнозных ресурсов  $D_1$  (геологических) составляет 100 млн. т.
- Коэффициент перевода ресурсов из категории  $D_1$  в категорию  $C_3$  равен 1.
- Прогнозируется выявление на рассматриваемой территории 5 объектов категории  $C_3$ . Вероятность того, что в результате проведения сейсморазведочных работ не будет выявлено ни одного объекта, определена экспертно и составляет 2 %.
- Вероятность выявления залежи на перспективном объекте (количество объектов от 0 до 5) определена по треугольному закону распределения случайных величин. Вершина этого треугольника определена на основе статистических данных о том, что в данном регионе 50% перспективных объектов подтверждают промышленную продуктивность пласта (коэф-т успешности поискового бурения равен 0,5).
- Коэф-т подтверждаемости запасов  $C_2$  для данного района в среднем (P50) составляет 0,5. По оценке экспертов данный

параметр может отклониться на  $\pm 30\%$ , что соответственно составит минимальную (P90) и максимальную (P10) оценку. Предполагается, что распределение данной величины подчиняется нормальному закону. Для дискретных величин (значений коэф-та подтверждаемости запасов  $C_2$ ) вероятность наступления минимального (P90), среднего (P50) и максимального (P10) значения соответственно принято 23,35 %, 53,3%, 23,35 %.

- Технологический коэффициент извлечения нефти принят 0,28 по аналогии с соседними месторождениями.

В данном дереве решений на каждом этапе заложена возможность прекращения дальнейших работ («нет сейсмоки», «нет поиска», «нет разведки»). Денежный поток Инвестора в этом случае будет состоять только из затрат на ГРП за каждый период проведения ГРП и NPV будет равен сумме приведенных к нулевому году затрат.

В данном примере объем извлекаемых запасов  $C_1$ , которые могут быть получены в результате проведения ГРП, для каждого из пяти вариантов числа подтвердившихся объектов, соответствует оценкам P90, P50, P10 интервальной оценки запасов во многих классификациях, в том числе в новой российской классификации. Примеры ветвей на рисунке 6.13: 1) ветвь «Ресурсы  $D_1$ » - «Объекты не выявлены», совместная вероятность составляет 2%; 2) ветвь «Ресурсы  $D_1$ » - «Выявлено 5 объектов» - «Подтверждено 2 объекта» - «Прирост запасов  $C_1$  составит 5,6 млн. т с вероятностью не менее 50%» (P50), совместная вероятность составит  $17,3\% = 98,0\% * 33,2\% * 53,3\%$ .

Дерево решений отображает легкую для понимания схему возникновения событий, показывает причинно-следственную связь. Использование данного метода в геолого-экономическом анализе и стоимостной оценке запасов и ресурсов углеводородного сырья позволяет определить риск получения убытков при освоении и его геологическую составляющую. А также определить потенциальный шанс успешного освоения. Разницу в риске убытков и геологической составляющей риска видно на рисунке 6.14, где показаны интегральные



распределения прироста запасов и дохода Инвестора от освоения.

*Пример. Строительная компания планирует разрабатывать месторождение поделочного камня карьерным способом, что требует начальных инвестиций 275 млн. руб. в течение первого года. В связи со сложными горно-геологическими условиями наибольшей неопределенностью характеризуется годовой объем добычи при планируемом сроке эксплуатации карьера 12 лет. С учетом проведенного всестороннего анализа установлено, что ежегодная сумма чистого дохода за вычетом всех налогов составит при различных объемах добычи со 2-го по 12 год:*

- с вероятностью 5% 15 млн. руб. в год;
- с вероятностью 15% 35 млн. руб. в год;
- с вероятностью 40% 45 млн. руб. в год;
- с вероятностью 25% 50 млн. руб. в год;
- с вероятностью 15% 60 млн. руб. в год;

*Будет ли проект приемлемым, если нормальная для компании доходность инвестированного капитала равна 10% (после налогов)?*

### Решение

Чистые инвестиции: 275 млн. руб. Жизненный цикл: 12 лет  
Задачу можно решать тремя способами:

А) сделать обычные расчеты ЧДД (NPV) в рамках детерминированного подхода для наиболее вероятного варианта и на его основе сделать вывод;

Б) Рассчитать с учетом вероятностей среднегодовую величину дохода и сделать обычный расчет ЧДД для такого варианта;

В) Рассчитать отдельно ЧДД для 5 вариантов, а затем вычислить средневзвешенное значение с учетом вероятностей.

Способ А позволит принять правильное решение лишь в том случае, если вероятность основного варианта существенно превышает вероятность остальных исходов. Способы А и Б дадут одинаковый итоговый результат в силу свойства

линейности проводимых вычислений для ЧДД. Приведем эти решения.

А) Рассмотрим наиболее вероятный вариант: с вероятностью 40% ежегодные денежные поступления составят 45 млн. руб.

Чистая текущая стоимость проекта при ставке дисконтирования 10%:

Год (t)	Инвестиции, млн. руб.	Доход, млн. руб.	Коэф-т дисконтирования $(1+10\%)^{-t}$	Дисконтированный поток, млн. руб.
1	275	0,00	0,91	-250,0
2		45,00	0,83	37,2
3		45,00	0,75	33,8
4		45,00	0,68	30,7
5		45,00	0,62	27,9
6		45,00	0,56	25,4
7		45,00	0,51	23,1
8		45,00	0,47	21,0
9		45,00	0,42	19,1
10		45,00	0,39	17,3
11		45,00	0,35	15,8
12		45,00	0,32	14,3
	275	495,00		NPV= 15,7

Внутренняя норма рентабельности, рассчитана справочно с помощью функции ВНДОХ (ВСД) в MS Excel (см. раздел 7.1) и составляет 11,3%.

Напоминаем, что вместо прямых громоздких вычислений в данном случае для постоянных платежей удобнее применять аппарат аннуитетов постнумерандо (тема 3):

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}(45) &= -275 * \text{FM2}(10\%,1) + 45 * \text{FM2}(10\%,1) * \text{FM4}(10\%,11) = \\ &= -275 * 0,909 + 45 * 0,909 * 6,495 = 15,7 \end{aligned}$$

Б) Рассмотрим среднегодовой доход по средней ожидаемой величине.

Рассчитаем наиболее вероятный ежегодный чистый доход с учетом вероятностей:

<i>Сумма, млн. руб.</i>	<i>Вероятность</i>	<i>Математическое ожидание, млн. руб.</i>
15	0,05	0,75
35	0,15	5,25
45	0,40	18,00
50	0,25	12,50
60	0,15	9,00
<b>Всего:</b>	<b>1,00</b>	<b>45,50</b>

Чистая текущая стоимость проекта при ставке дисконтирования 10%:

Год (t)	Инвестиц ии, млн. руб.	Доход, млн. руб.	Кэф-т дисконтирован ия $(1+0,1)^{-t}$	Дисконтирова нный поток, млн. руб.
1	275	0	0,91	-250,0
2		45,50	0,83	37,6
3		45,50	0,75	34,2
4		45,50	0,68	31,1
5		45,50	0,62	28,3
6		45,50	0,56	25,7
7		45,50	0,51	23,3
8		45,50	0,47	21,2
9		45,50	0,42	19,3
10		45,50	0,39	17,5
11		45,50	0,35	15,9
12		45,50	0,32	14,5
	275	500,50		NPV= 18,7

Или простой расчет с использованием свойств аннуитетов:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} (45,5) &= -275 * \text{FM2}(10\%,1) + 45 * \text{FM2}(10\%,1) * \text{FM4}(10\%,11) = \\ &= -275 * 0,909 + 45,5 * 0,909 * 6,495 = 18,7 \end{aligned}$$

Внутренняя норма рентабельности составляет 11,6%

В) Расчеты отдельно по каждому варианту:

t1		t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	NPV
инвести- ции	вероят- ность	доходы											
-275	5%	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	-161,4
-275	15%	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	-43,3
-275	30%	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	15,7
-275	35%	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	45,2
-275	15%	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	104,3

Фактически вышеприведенная таблица представляет собой дерево решений для данной задачи.

Среднеожидаемое значение NPV также равно 18,7 млн. руб., как и в предыдущем случае:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= 0,05 * (-161,4) + 0,15 * (-43,3) + 0,4 * 15,7 + 0,25 * 45,2 + 0,15 * 104,3 = \\ &= 18,7 \end{aligned}$$

Как видно, во всех трех вариантах решения – данный проект приемлем для компании при заданной ставке доходности капитала (NPV положителен и IRR больше ставки доходности капитала 10%). Однако, в последнем случае можно дополнительно оценить вероятность отрицательного ЧДД, как это было сделано в предыдущих примерах в данной теме. В данном случае это составит 20% (риск 20% - сумма вероятности наступления событий с отрицательным NPV).

Способ оценки накопленных вероятностей по трем вариантам

Выше мы уже не раз говорили о вероятностных оценках P90, P50 и P10. Однако получалось, что без серьезных компьютерных расчетов (имитационное статистическое моделирование) это сделать невозможно. Ниже мы покажем, что

при определенных предположениях такие расчеты можно выполнить.

Для восприятия на обыденном уровне гораздо легче представить несколько фиксированных сценариев развития инвестиционного проекта, нежели использовать генераторы случайных чисел для исходных параметров и затем применять различные методы анализа к совокупному результату. Предполагая *нормальное* распределение ЧДД можно, например, рассчитать величины P90, P50 и P10, опираясь на 8 фиксированных вариантов, представленных выше в табл. 6.4 и 6.5. Но для лучшего понимания можно поступить еще проще.

Общепринято и более понятно рассматривать три основных варианта исхода проекта: пессимистический, базовый и оптимистический. За этими вариантами обычно могут стоять некие экспертные предположения о величине извлекаемых запасов, капитальных и эксплуатационных затратах, ценах на продукцию и т.д. Для определенности выберем 3 таких варианта из табл. 6.4 и 6.5. по показателю ЧДД: пессимистический - №4, базовый - №1, оптимистический - №5.

Напоминаем, что эти варианты получены изначально из учебных примеров 3.10-3.14 при 7-летнем сроке, где суммарные капзатраты составляют \$500 тыс., текущие издержки \$350 тыс., выручка - \$1400 тыс. Этот вариант примем за оптимистический. Основной вариант будет отличаться повышением капзатрат на 15%, а пессимистический дополнительно повышением текущих издержек на 20% и снижением выручки на 20%.

Характеристики вариантов приведены в табл. 6.7.

*Табл. 6.7. Основные характеристики вариантов*

Параметры	Варианты		
	Пессимистический	Базовый	оптимистический
Капзатраты	575 (+15%)	575 (+15%)	500
Текущие расходы	420 (+20%)	350	350
Выручка	1120 (-20%)	1400	1400
ЧДД (10%)	-121,96 (P)	99,33 (M)	172,97 (O)
ВНД	4,3%	14,2%	18,0%

Далее находим среднее арифметическое значение ЧДД =  $(P+M+O)/3$  (см. табл. 6.6), а также стандартное отклонение и коэффициент вариации (пример их нахождения в разделе 2.2 о геологическом риске). Получаем величину  $ЧДД_{cp} = 50,11$ , которую обозначим N. Стандартное отклонение  $\sigma = 153,5$ , а коэффициент вариации  $\delta = 153,5/50,11 = 3,06$ . В итоге получаем выражение для ЧДД с учетом стандартного отклонения:  $ЧДД = 50,11 \pm 153,5$ , что говорит о крайне высокой неопределенности в оценке ЧДД.

Далее для расчета накопленной вероятности для любого ЧДД внутри интервала (P,O), необходимо вычислить вспомогательные коэффициенты:

$$A(ЧДД) = (ЧДД - P)/(O-P) = (ЧДД - (-121,96))/(172,97 - (-121,96)) = \\ = (ЧДД + 121,96)/294,9;$$

$$B = (M-P)/(O-P) = (99,33 - (-121,96))/(172,97 - (-121,96)) = 0,75.$$

Далее, если текущее значение ЧДД меньше M, то вероятность его превышения рассчитывается по формуле:

$$P(ЧДД) = 1 - A^2/B$$

А если ЧДД больше M, то  $P(ЧДД) = (1 - A)^2/(1 - B)$ .

Величина B теперь фиксирована для этого примера и равна 0,75. Подставляя различные значения ЧДД, получаем значение A, а затем вероятность для текущего ЧДД. Результаты – в следующей таблице:

ЧДД	-120	-80	-40	0	40	80	120	160
P	1,00	0,97	0,90	0,77	0,60	0,38	0,13	0,01

Для прямого нахождения величин P90, P50 и P10 данной таблицы не вполне достаточно. Следует «сгустить» шаг вычислений в области целевых величин вероятности, либо построить график и определить на оси абсцисс точки, которым на оси ординат соответствуют значения вероятностей 0,90; 0,50 и 0,10 (рис. 6.15). В данном случае, как видно из графика,

$$P90 = -40, P50 = 59 \text{ и } P10 = 128.$$

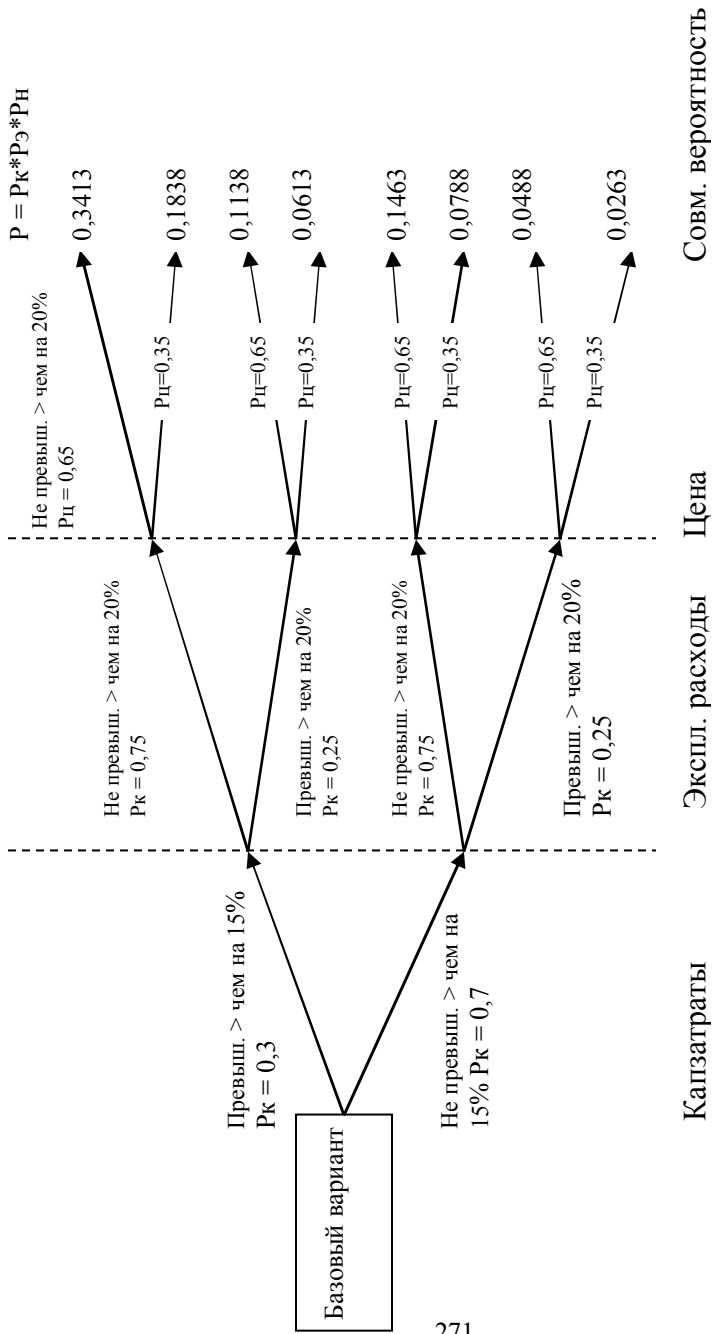


Рис. 6.12. Простейший пример дерева решений (табл. 6.4)

Стоимостные показатели приведены в млн.руб.,  
в процентах приведены вероятности исхода.

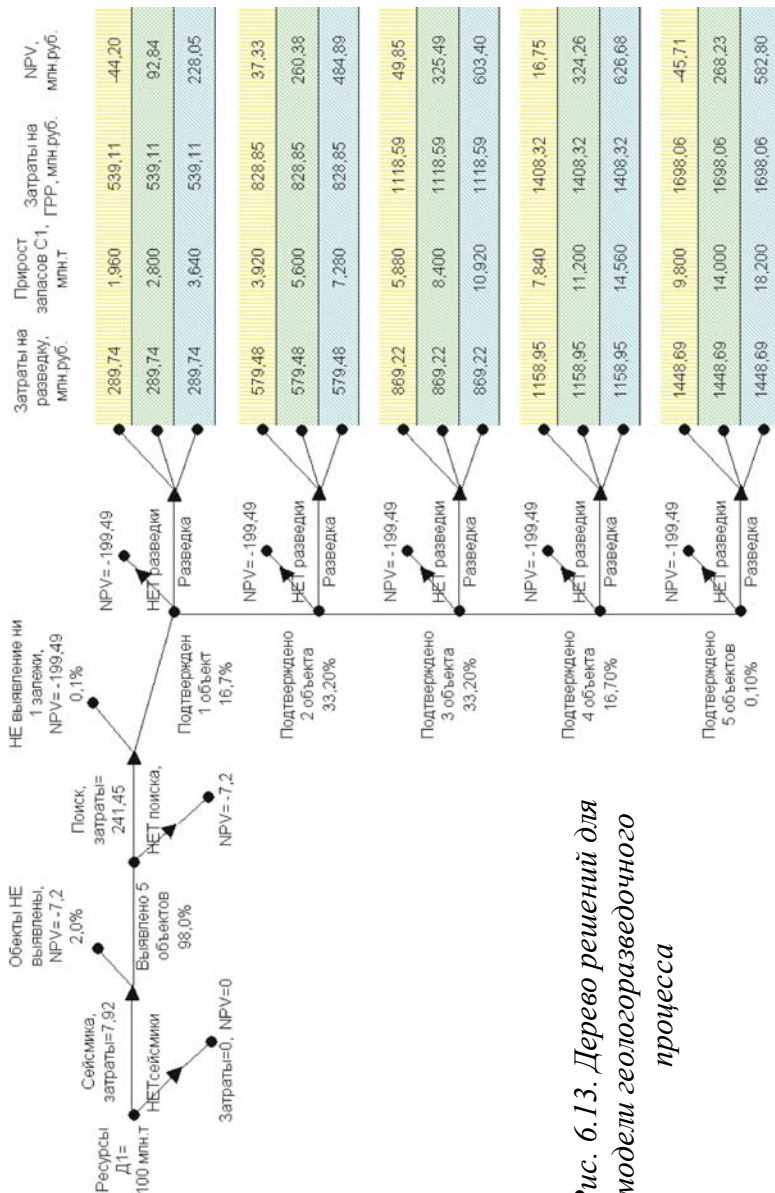
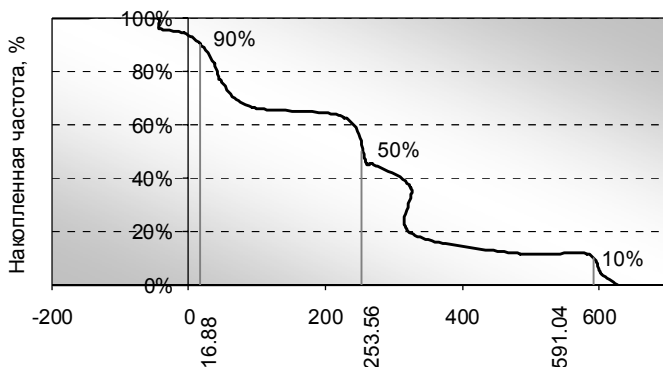


Рис. 6.13. Дерево решений для модели геологоразведочного процесса

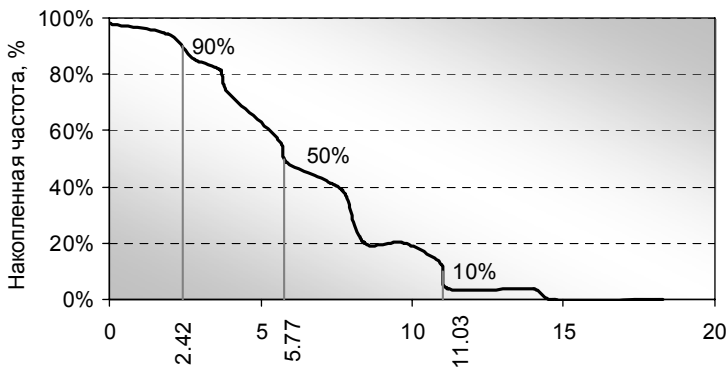


Интегральное распределение.  
Ожидаемый чистый дисконтированный доход  
после налогообложения, млн.руб.



а) общий риск - 7% (вероятность успеха (положительного значения ЧДД) = точке пересечения с осью ординат=93%; общий риск =100% - вероятность успеха = 100% -93%=7%)

Интегральное распределение.  
Ожидаемый прирост запасов нефти, млн. т



б) риск отсутствия прироста запасов - 2% ((вероятность успеха (прироста запасов) = точке пересечения с осью ординат=98%; общий риск =100% - вероятность успеха = 100% -98%=2%))

*Рис. 6.14. Накопленные вероятности, рассчитанные по дереву решений*

Это означает, что с вероятностью 90% ЧДД проекта превысит дисконтированный убыток в 40 тыс. USD, с вероятностью 50% результат может быть как хуже, так и лучше дисконтированного дохода в 59 тыс. USD, а с вероятностью 10% он превысит 128 тыс. USD.

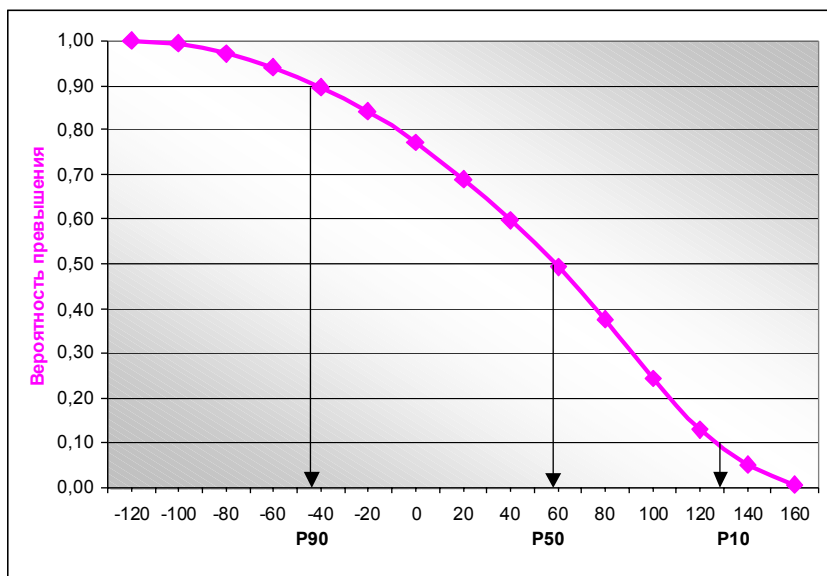


Рис. 6.15. Графическое определение величин вероятности ЧДД.

Из этого графика можно извлечь и дополнительную информацию. Вероятность получения дисконтированных убытков (риск) составляет примерно 22% (100%-78%), что следует из пересечения кривой кумулятивной вероятности с осью ординат, проходящей через нулевое значение ЧДД при значении кумулятивной вероятности 0,78.

Данные приближенные способы можно также использовать для вероятностной оценки ресурсов и запасов полезных ископаемых (разд. 2.2) с получением оценок P90, P50, P10.

## 6.5. Ожидаемая стоимость запасов

В рамках традиционного детерминированного подхода оценка экономической эффективности программы ГРП осуществляется обычно на основании оценки *средней прогнозируемой стоимости запасов и ресурсов* выделенных объектов. Как было показано в темах 4 и 5, в качестве показателя такой оценки рассматривается *чистый дисконтированный доход* (ЧДД), который может быть получен в результате освоения этих объектов. *Эффективность ГРП* на участке недр в данном случае оценивается как сумма стоимостей запасов и ресурсов, которые будут приращены в результате ГРП *по объектам с положительной оценкой*. Правда, при этом еще можно оптимизировать оценку за счет распределения объектов по времени освоения и за счет использования общей инфраструктуры. Но при этом все равно не учитывается значительная степень неопределенности в оценке извлекаемых запасов, технологических показателей разработки и экономических условий при реализации проектов освоения участка.

Проведение вероятностных расчетов и оценка риска расширяет границы анализа и позволяет осуществить более объективную оценку рассматриваемых объектов и степень эффективности проведения на них геологоразведочных работ. При данном подходе в качестве показателя *эффективности ГРП* может выступать так называемый показатель *ожидаемой стоимости запасов*.

Он является агрегированным показателем и учитывает вероятность успеха проведения ГРП и необходимые затраты по подготовке запасов. При этом учитывается вероятностный характер исходной информации. Значение этого показателя рассчитывается по формуле [14; 22, 108]:

$$S_{\text{ожид}} = D_{\text{СР}} * V_{\text{УСП}} - K_{\text{РИСК}} * (1 - V_{\text{УСП}}) \quad , \text{ где}$$

$D_{\text{СР}}$  – среднее значение накопленного ЧДД (NPV) после налогообложения,

$V_{УСП}$  – вероятность успешного проведения ГРР,

$K_{РИСК}$  – рисковый капитал, под которым в данном случае понимаются затраты на проведение геологоразведочных работ.

Следует отметить, что средняя оценка по абсолютной величине, как правило, меньше детерминированной оценки, полученной без учета каких-либо вариаций в исходных данных (см. также пример в табл. 6.5).

Параметр достаточно употребителен и в зарубежной литературе известен под аббревиатурой EMV – Expected Monetary Value.

Показатель ожидаемой стоимости запасов может выступать в качестве критерия эффективности инвестирования в ГРР на участке недр.

На рисунке 6.16 показано соотношение показателей стоимости запасов при детерминированной и вероятностной оценке. При вероятности успеха 100% значение этих показателей совпадает. При эффективности ГРР в расчетах учитывается некоторый уровень риска. На рисунке видно, что ожидаемая стоимость запасов (оценка с учетом риска) в этом случае ниже средней оценки.

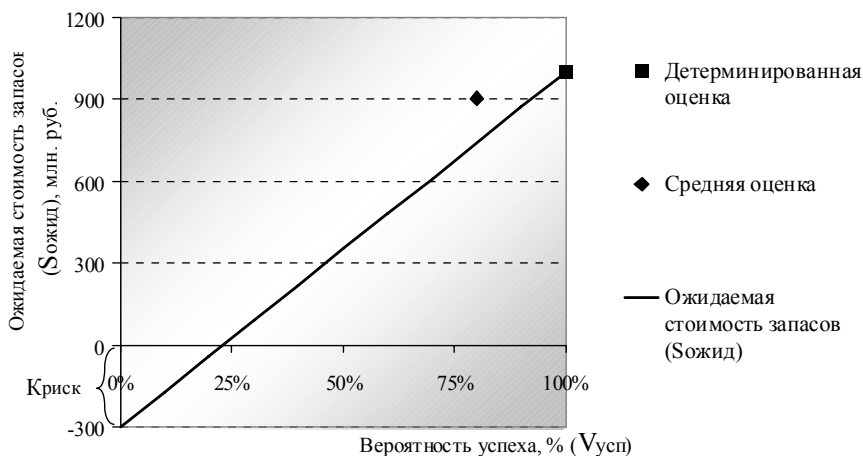


Рис. 6.16. Показатели стоимости запасов с учетом и без учета риска

Ниже еще один подобный пример. При детерминированном подсчете получили значение ЧДД при 10%-й ставке дисконтирования 11,9 млн. у.е. Если допустить, что реальные запасы месторождения могут быть оценены с погрешностью до 20%, а затраты, цены и налоги могут варьировать в пределах всего лишь 10% от использованных в расчетах величин, то оценка ЧДД данного проекта будет распределена так, как показано на рис. 6.17.

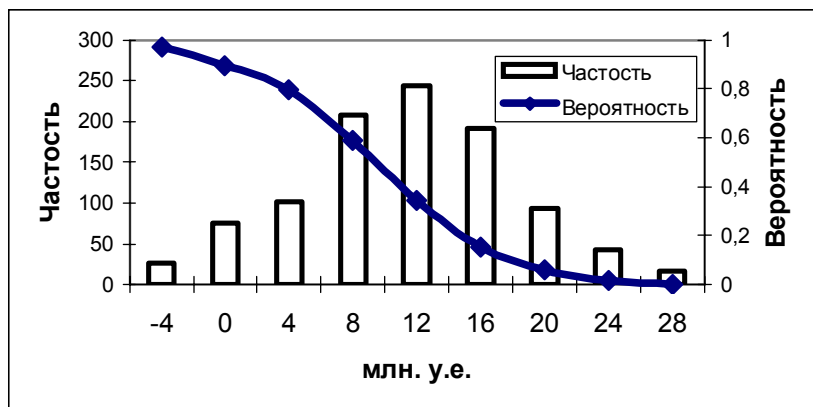


Рис. 6.17. Результаты вероятностного моделирования ЧДД.

Было проведено 1000 испытаний со случайными значениями входящих в расчеты величин с нормальным распределением в пределах интервалов погрешностей. При этом, как видно из рисунка, имелись случаи отрицательного ЧДД, всего в 103 реализациях. Т.е. вероятность получения дисконтированного убытка составляет  $103/1000 = 0,103$  при средней величине убытка – 1,8 млн. у.е. Среднее значение ЧДД по всем 1000 реализациям составляет 11,2 млн. у.е., что практически совпадает с результатами подсчетов при детерминированном доходном подходе. В качестве рискового капитала здесь можно рассматривать ожидаемую величину затрат на доразведку месторождения на первом этапе, что составляет примерно 1,9 млн. у.е. Тогда стоимостная оценка

запасов может быть рассчитана по вышеприведенной формуле для  $S_{ожид}$  :

$$S_{ожид} = 11,2(1-0,103) - 1,9*0,103 = 9,85 \text{ млн. у.е.}$$

Эту величину и следует считать стоимостной оценкой месторождения с учетом риска при 10%-й ставке дисконтирования.

Кроме моделирования методом Монте-Карло имеется и другая возможность оценить неопределенности, предложенная С.М. Тарановым в программе «Финплан». Параметры, влияющие на стоимостную оценку: запасы, отпускная цена, затраты и т.д., задаются тремя (или более) значениями: минимум, среднее, максимум. Далее рассчитываются варианты инвестиционных проектов при всех возможных комбинациях исходных параметров. Затем набор результатов рассматривается как набор реализаций случайной величины, распределенной по нормальному закону. При этом по этому набору несложно рассчитать все характеристики нормального распределения: математическое ожидание, дисперсия, коэффициент вариации и т.д. и, следовательно, плотность вероятности и вероятность. Как показали расчеты для того же набора данных, результаты в значительной мере согласуются с представленными на рис. 6.17.

Простейший «ручной» вариант таких расчетов, основанный только на трех значениях ЧДД, был приведен в разделе 6.4 (рис. 6.15).

Основные выводы по данной теме можно сформулировать следующим образом.

Применение только детерминированного подхода к экономической оценке запасов и ресурсов, рекомендованного МПР России и ГКЗ, в большинстве случаев не оправдано, поскольку подсчетные параметры прогнозируемых месторождений весьма условны, проектные показатели разработки могут не достигаться, а текущие налоговые и финансовые условия, принимаемые в расчетах неизменными на десятки лет, могут меняться даже в течение года.

В этом случае есть единственно правильный методический подход - применение вероятностно-статистических методов. Нами он разработан и реализован в виде специальной компьютерной системы обработки. В ней используются методы имитационного статистического моделирования (методы Монте-Карло, широко применяемые в западной Европе и США), для трех взаимосвязанных этапов экономической оценки:

1) моделирование исходных геологических параметров, влияющих на оценку, в результате чего сама оценка является вероятностной;

2) моделирование процесса разработки реальных и прогнозируемых месторождений с учетом неопределенности их параметров и параметров самой разработки;

3) моделирование стоимостных показателей, отпускных цен и налогового режима в заданных допусках.

Такой подход позволяет учесть неопределенность всех исходных параметров и связанную с этим степень геологического, технологического и инвестиционного риска. Он наиболее объективен и в настоящее время востребован прежде всего потенциальными инвесторами, которые должны оценивать свой риск. Мы проводим стоимостную оценку двумя способами: детерминированным - для нужд федеральных ведомств и вероятностно-статистическим - для недропользователей.

В главе 7 приведена общая характеристика имеющихся и разработанных нами компьютерных систем геолого-экономического анализа и стоимостной оценки, а в главе 8 - примеры их применения в различных регионах России для решения разномасштабных задач.

### **Контрольные вопросы и задачи по теме 6**

6.1. Охарактеризуйте виды неопределенностей и рисков, которые следует учитывать при геолого-экономическом анализе.

6.2. Приведите основные методы оценки учета рисков при стоимостной оценке месторождений и участков недр.

- 6.3. Разъясните значение следующих параметров и понятий: среднее значение, мода, кумулятивная вероятность, квантиль, вариация.
- 6.4. Как рассчитать вероятность получения дисконтированных убытков и среднее значение убытков?
- 6.5. Сформулируйте основные принципы множественной линейной регрессии и корреляционного анализа.
- 6.6. Охарактеризуйте общие принципы построения имитационной статистической модели инвестиционного проекта разведки и освоения ресурсов и запасов полезных ископаемых.
- 6.7. Постройте дерево вероятностей для следующих исходных данных. За основу возьмите учебный пример 3.10 из темы 3 при сроке его реализации 8 лет. Предположите, что в реальности могут иметь место следующие отклонения от рассчитанного детерминированного варианта инвестиционного проекта:
- Капитальные затраты более, чем на  $r_1\%$  превысят ожидаемые с вероятностью  $p_1$ ;
  - Эксплуатационные расходы будут на  $r_2\%$  выше предполагаемых с вероятностью  $p_2$ ;
  - Отпускная цена на продукцию будет на  $r_3\%$  ниже, чем ожидается с вероятностью  $p_3$ .

Постройте график кумулятивной вероятности для ЧДД и определите графически вероятности превышения ЧДД  $P_{90}$ ,  $P_{50}$  и  $P_{10}$ .

№ вар-та	$r_1$	$p_1$	$r_2$	$p_2$	$r_3$	$p_3$
0	10	20	15	12	10	12
1	12	15	10	20	8	10
2	15	20	12	15	10	15
3	20	12	10	10	6	10
4	18	10	15	10	8	15
5	8	15	15	8	10	8
6	12	25	12	25	10	25
7	10	25	15	25	12	30
8	12	20	10	30	8	30



6.8. Получены три значения ЧДД проекта при пессимистических, базовых и оптимистических параметрах его реализации, соответственно D1, D2 и D3. Предполагая нормальное распределение ЧДД, оцените приблизительно среднеквадратическое отклонение и вероятности P90, P50 и P10.

№ вар-та	D1	D1	D3
0	-10	27	81
1	-15	34	92
2	-25	44	102
3	-75	19	107
4	-119	81	244
5	0	16	29
6	2	18	34
7	-17	2	19
8	-27	9	41
9	-1	17	34

6.9. Строительная компания планирует разрабатывать месторождение поделочного камня карьерным способом, что требует начальных инвестиций  $I$  млн. руб. в течение первого года. В связи со сложными горно-геологическими условиями наибольшей неопределенностью характеризуется годовой объем добычи при планируемом сроке эксплуатации карьера 12 лет. С учетом проведенного всестороннего анализа установлено, что ежегодная сумма чистого дохода за вычетом всех налогов при различных объемах добычи со 2-го по 12 год:

- с вероятностью  $q_1$  составит  $CF_1$  млн. руб. в год;
- с вероятностью  $q_2$  составит  $CF_2$  млн. руб. в год;
- с вероятностью  $q_3$  составит  $CF_3$  млн. руб. в год;
- с вероятностью  $q_4$  составит  $CF_4$  млн. руб. в год;
- с вероятностью  $q_5$  составит  $CF_5$  млн. руб. в год;

Будет ли проект приемлемым, если нормальная для компании доходность инвестированного капитала равна 10%?

Показатели/ номер вар-та	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Инвестиции I	100	300	250	185	250	220	250	275	200	190
q1	0,05	0,15	0,1	0,1	0,15	0,2	0,05	0,05	0,1	0,05
q2	0,15	0,25	0,2	0,25	0,35	0,25	0,2	0,2	0,15	0,25
q3	0,3	0,35	0,4	0,5	0,25	0,3	0,45	0,45	0,4	0,5
q4	0,35	0,2	0,25	0,1	0,2	0,15	0,25	0,2	0,3	0,15
q5	0,15	0,05	0,05	0,05	0,05	0,1	0,05	0,1	0,05	0,05
CF1	10	20	10	20	20	15	20	15	15	20
CF2	20	30	30	25	25	30	30	25	20	30
CF3	30	40	40	35	30	40	40	35	35	40
CF4	40	50	45	45	35	55	50	45	60	60
CF5	50	60	50	50	40	60	60	55	70	70

## **Глава 7. Компьютерные технологии стоимостной оценки недр.**

В настоящее время имеется великое множество различных компьютерных программ для геолого-экономических расчетов и стоимостной оценки объектов недропользования. Относительная несложность этих алгоритмов позволяет опытному специалисту сконструировать такую программу самому в течение весьма непродолжительного времени, используя стандартные финансовые и математические функции, входящие в широко распространенную систему MS EXCEL. Вся информация для этого содержится в данной книге. При этом при использовании одних и тех же данных результаты, полученные в разных программах с использованием доходного метода, должны быть совершенно идентичными.

Но так, сравнительно просто, обстоит дело лишь при использовании детерминированной модели, которую мы так или иначе критикуем, поскольку точность задания исходных проектных параметров невелика, а получаемые результаты весьма приблизительны, а зачастую и ошибочны. Для оценки неопределенностей и рисков требуется несколько более трудоемкий подход, хотя и он не является слишком сложным.

Большинство пользователей предпочитают производить расчеты с помощью специализированных программ различных фирм, хотя заложенные в алгоритмах принципы ничем не отличаются от обсужденных выше в данной книге.

### **7.1. Краткий обзор программно-технологических средств стоимостной оценки.**

Многие фирмы, специализирующиеся на разработке прикладного программного обеспечения для моделирования месторождений и подсчета запасов, в последнее время стали включать в свои пакеты специальные модули «оценки бизнеса». В них фактически предусмотрены те же самые расчеты проектов в рамках доходного метода, а также методы имитационного статистического моделирования Монте-Карло.

Такие блоки предусмотрены в наиболее распространенных системах геологического моделирования зарубежных фирм ROXAR, LANDMARK, SHLUMBERGER и др.

Из специализированных зарубежных геолого-экономических пакетов при оценке углеводородных месторождений стоит отметить QUESTOR. В нем, кроме обычных несложных вычислительных блоков, снабженных удобным интерфейсом, имеется обширная база данных по стоимости различных видов работ и оборудования, а также налогообложению по всем районам мира. Исследователю стоит лишь задать основные содержательные параметры оцениваемого объекта: район расположения, запасы, глубина, дебиты, добывные возможности и т.д., как тут же будут получены оптимальные профили добычи, предложена спецификация оборудования, доступного в данном районе, рассчитаны все денежные потоки и параметры экономической эффективности. QUESTOR особенно широко используется в морских проектах. Опыт его применения в России показывает, что имеющаяся в пакете база данных по различным видам затрат и отпускным ценам слишком «осреднена» по России и результаты в конкретном районе зачастую не устраивают специалистов.

Из отечественных систем следует упомянуть комплекс «СТРАТЕГИЯ» разработки СНИИГГИМСа, который рассмотрен в 7.5. Для геолого-экономической оценки морских объектов имеются комплексы ГЭОРАНГ, МОРГЕОЭКОНОМИКА и др.

Далее в этой теме приводятся сведения о наших собственных оригинальных разработках в этой области (Ампиров Ю.П., Никишкина Г.В. - раздел 7.3-7.4; Герт А.А., Немова О.М., Супрунчик Н.А. и др. – раздел 7.5.).

О компьютерных системах для твердых полезных ископаемых см. в 7.6. Среди наиболее распространенных в России следует отметить зарубежные DATAMINE и GEMCOM, а также упрощенные отечественные пакеты «Мастер-минерал», «Финплан» и др.

## 7.2. Составляем простейшую программу в MS Excel самостоятельно

В системе MS Excel, имеющейся на каждом персональном компьютере, сконструировать упрощенный алгоритм стоимостной оценки можно за несколько минут. Упрощенным он будет в том смысле, что налогообложение либо не будет учитываться, либо оно должно рассчитываться в отдельном блоке (тоже в среде Excel) и включаться отдельным готовым столбцом (или строкой) в расчетные таблицы и быть учтено в результирующем потоке.

Самые необходимые функции, которые мы будем использовать в составе русской версии MS Excel, это **НПЗ** и **ВНДОХ**. Рассмотрим их формат.

НПЗ (настоящее приведенное значение). В последних русскоязычных версиях новое название этой функции – ЧПС.

Вычисляет чистый текущий объем вклада, используя ставку дисконтирования, а также объемы будущих платежей (отрицательные значения) и поступлений (положительные значения). Фактически это и есть чистый дисконтированный доход – ЧДД (NPV).

*Синтаксис:*

**=НПЗ(ставка; значение1; значение2; значение3 ...)**

или **=НПЗ(ставка; адреса ячеек со значениями)**

- Значения должны быть равномерно распределены во времени, выплаты должны осуществляться в конце каждого периода.
- НПЗ использует порядок аргументов значение1, значение2, ... для определения порядка поступлений и платежей. Убедитесь в том, что Ваши платежи и поступления введены в правильном порядке.
- Аргументы, которые являются числами, пустыми ячейками, логическими значениями или текстовыми представлениями чисел учитываются; аргументы, которые являются значениями ошибки или текстами,

которые не могут быть преобразованы в числа, игнорируются.

- Если аргумент является массивом или ссылкой, то учитываются только числа. Пустые ячейки, логические значения, тексты или значения ошибок в массиве или ссылке игнорируются.

*Замечания:*

- Вычисления функции НПЗ базируются на будущих поступлениях (притоках и оттоках). Если первое поступление (или отток) приходится на начало первого периода (момент «ноль»), то первое значение следует добавить к результату функции НПЗ со знаком «+» или «-», но не включать в список аргументов. Для получения более подробной информации, см. примеры ниже.
- НПЗ также связана с функцией ВНДОХ (внутренняя норма доходности). ВНДОХ - это скорость оборота, для которой НПЗ равняется нулю:  $\text{НПЗ}(\text{ВНДОХ}(\dots); \dots) = 0$ .

*Примеры:*

Рассмотрим инвестицию, при которой Вы выплачиваете 10 000 рублей через год после сегодняшнего дня и получаете годовые доходы 3 000 руб., 4 200 руб. и 6 800 руб. в последующие три года. Предположим, что учетная ставка составляет 10 процентов, в таком случае чистый текущий объем инвестиции составит:

НПЗ (10%; -10000; 3000; 4200; 6800) равняется  
1188,44 руб.

В этом примере начальный платеж 10 000 руб. был включен как одно из значений, поскольку выплата производилась в конце первого периода.

Рассмотрим инвестиции, которые начинаются в начале первого периода. Допустим, вы интересуетесь покупкой нового оборудования стоимостью 40 000 тыс. руб. и ожидаете получить

следующие доходы за первые пять лет: 8000, 9 200, 10 000, 12 000 и 14 500 тыс. руб. Ставка дисконтирования равна 8 процентов. Она может представлять ставку конкурирующих инвестиций (вклад в банк).

Если начальная инвестиция введена в ячейку В1, а ожидаемые доходы в ячейки от В2 до В6 соответственно, то чистый текущий объем инвестиции в обывной магазин составит:

$$=NPV(8\%; B2:B6)+B1, \text{ что равняется } 1922,0 \text{ тыс. руб.}$$

Данное выражение следует ввести в ячейку, предназначенную для результата, после чего там появится значение 1922,0.

ВНДОХ (внутренняя норма доходности). Возвращает внутреннюю скорость оборота для ряда последовательных операций с наличными, представленными числовыми значениями. Объемы операций не обязаны быть одинаковыми, как в случае ренты. Однако они должны происходить через равные промежутки времени, например, ежемесячно или ежегодно. Внутренняя скорость оборота - это процентная ставка дохода, полученного от инвестиции, состоящий из выплат (отрицательные значения) и поступлений (положительные значения), которые происходят в регулярные периоды времени.

*Синтаксис:*

$$=ВНДОХ(\text{значения}; \text{прогноз})$$

Значения - это массив или ссылка на ячейки, содержащие числовые величины, для которых вычисляется внутренняя скорость оборота средств. В последних версиях MS Excel эта функция фигурирует под названием **ВСД**.

- Значения должны включать по крайней мере одно положительное значение и одно отрицательное значение,

для того, чтобы можно было вычислить внутреннюю скорость оборота.

- ВНДОХ использует порядок значений для интерпретации порядка денежных выплат или поступлений. Убедитесь, что Вы ввели значения выплат и поступлений в правильном порядке.
- Если аргумент, который является массивом или ссылкой, содержит тексты, логические значения или пустые ячейки, то такие значения игнорируются.

Прогноз - это величина, о которой предполагается, что она близка к результату ВНДОХ.

- Microsoft Excel использует метод итераций для вычисления ВНДОХ. Начиная со значения прогноз, функция ВНДОХ выполняет циклические вычисления, пока не получит результат с точностью 0,00001 процента. Если функция ВНДОХ не может получить результат после 20 попыток, то возвращается значение ошибки #ЧИСЛО! .
- В большинстве случаев нет необходимости задавать прогноз для вычислений с помощью функции ВНДОХ. Если прогноз опущен, то он полагается равным 0,1 (10 процентов).
- Если ВНДОХ выдает значение ошибки #ЧИСЛО! , или если результат далек от ожидаемого, можно попытаться выполнить вычисления еще раз с другим значением аргумента прогноз.

*Замечания:*

Функция ВНДОХ тесно связана с функцией НПЗ, используемой для вычисления чистого текущего объема вклада. Скорость оборота, вычисляемая ВНДОХ является процентной ставкой, соответствующей 0 (нулевому) чистому текущему объему вклада. Взаимосвязь функций НПЗ и ВНДОХ отражена в следующей формуле:



НПЗ (ВНДОХ (В1:В6, В1:В6) равняется 3.60E-08  
[Учитывая точность расчета для функции ВНДОХ, значение  
3.60E-08 можно считать 0 (нулевым).]

### *Примеры*

Предположим, что Вы намереваетесь освоить небольшое месторождение-спутник с обедненными рудами вблизи действующего горного предприятия. Вы оценили первоначальный взнос в 70 млн. руб. и ожидаете получить чистый доход в течение пяти лет в следующих размерах: 12 млн. руб., 15 млн. руб., 18 млн. руб., 21 млн. руб. и 26 млн. руб. Ячейки В1:В6 содержат следующие значения: -70, 12, 15, 18, 21 и 26 соответственно.

Следующая формула вычисляет внутреннюю скорость оборота инвестиции после четырех лет:

ВНДОХ (В1:В5) равняется -2,12 процентам

Внутренняя скорость оборота после пяти лет:

ВНДОХ (В1:В6) равняется 8,66 процентам

Чтобы вычислить внутреннюю скорость оборота после двух лет, придется задать аргумент прогноз:

ВНДОХ (В1:В3; -10%) равняется -44,35 процентам

**Составление простейшей программы в MS Excel.** Возьмем в качестве основы для составления программы упрощенный учебный пример 5.3 из темы 5. Напоминаем, что проект характеризуется следующими показателями:

- затраты на геологоразведку в первые 3 года по 12 млн. рублей в год;
- затраты на строительство рудника и инфраструктуры по 44 млн. рублей в год с 4 по 8-й год;
- эксплуатационные расходы по 16 млн. руб. в год с 9 по 23 год;
- выручка по 96 млн. рублей в год с 9 по 23 год.

Ниже в таблице в форме листа MS Excel представлены эти исходные данные в столбцах В-Е и в строках со 2-й по 24-ю. А столбец G фактически и есть та самая простейшая программа. В каждой текущей строке столбца G вычисляется элемент результирующего потока как разность между выручкой (столбец F) и всеми затратами (и налогами, если столбец E не пуст). Функция СУММ обеспечивает суммирование ячеек с В по Е в каждой строке. В ячейке G25 с помощью функции НПЗ вычисляется значение ЧДД (NPV), а в ячейке G26 значение внутренней нормы доходности ВНД (IRR).

	A	B	C	D	E	F	G
1	Год	ГРР	Кап. затраты	Экспл. расходы	Налоги	Выручка	Результирующий поток
2	1	12					=F2-СУММ(B2:E2)
3	2	12					=F3-СУММ(B3:E3)
4	3	12					=F4-СУММ(B4:E4)
5	4		44				=F5-СУММ(B5:E5)
6	5		44				=F6-СУММ(B6:E6)
7	6		44				=F7-СУММ(B7:E7)
8	7		44				=F8-СУММ(B8:E8)
9	8		44				=F9-СУММ(B9:E9)
10	9			16		96	=F10-СУММ(B10:E10)
11	10			16		96	=F11-СУММ(B11:E11)
12	11			16		96	=F12-СУММ(B12:E12)
13	12			16		96	=F13-СУММ(B13:E13)
14	13			16		96	=F14-СУММ(B14:E14)
15	14			16		96	=F15-СУММ(B15:E15)
16	15			16		96	=F16-СУММ(B16:E16)
17	16			16		96	=F17-СУММ(B17:E17)
18	17			16		96	=F18-СУММ(B18:E18)
19	18			16		96	=F19-СУММ(B19:E19)
20	19			16		96	=F20-СУММ(B20:E20)
21	20			16		96	=F21-СУММ(B21:E21)
22	21			16		96	=F22-СУММ(B22:E22)
23	22			16		96	=F23-СУММ(B23:E23)
24	23			16		96	=F24-СУММ(B24:E24)
25							=НПЗ(12%;G2:G24)
26							=ВНДОХ(G2:G24)

В результате в столбце G в числовом или общем формате вместо этих формул будут следующие значения:

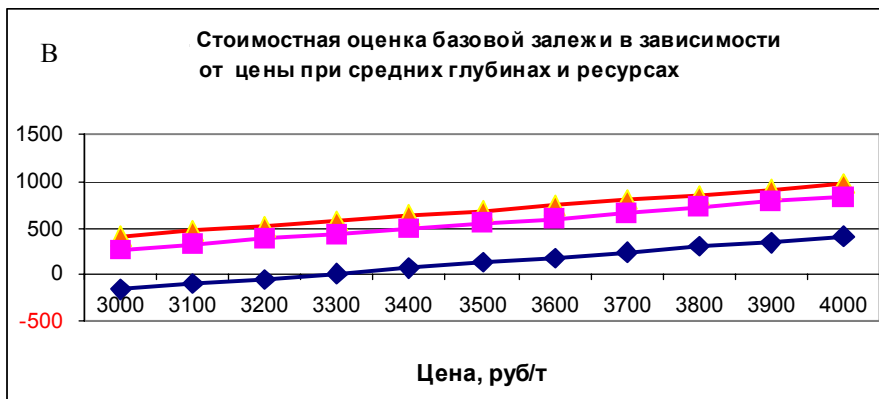
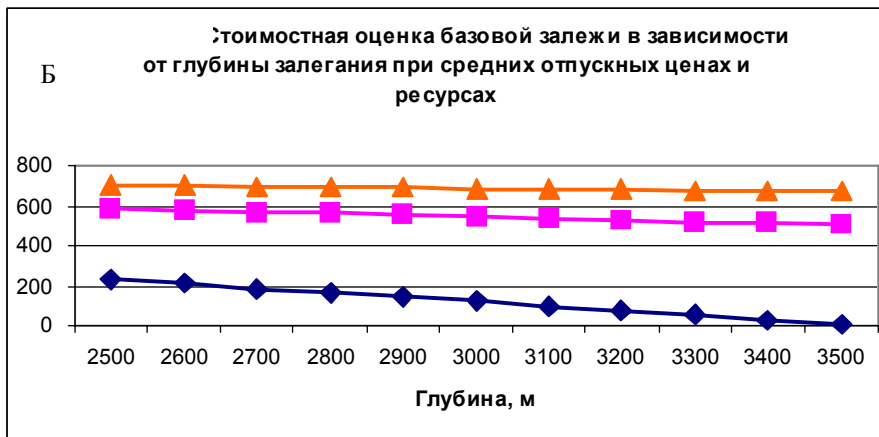
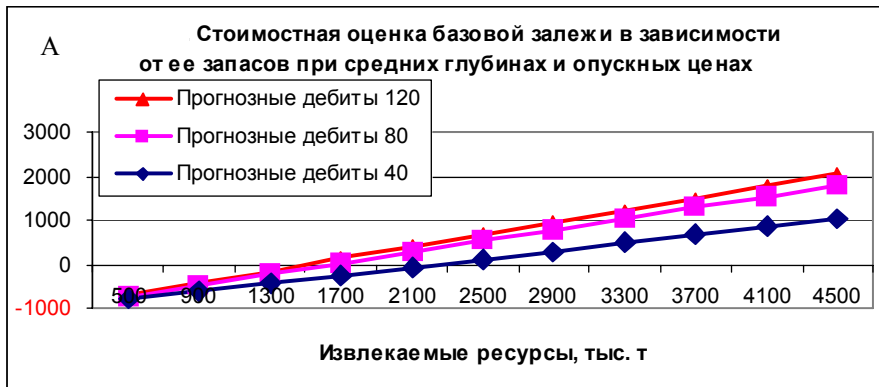
G2 : G4	-12
G5 : G9	-44
G10:G24	80
G25	78,35
G26	17,8%

Значение  $G25 = 78,35$  млн. руб совпадает с результатом, полученным в примере 5.3 с помощью финансовых таблиц. Внутренняя норма доходности проекта ( $G26$ ) составляет 17,8%. Подставляя в колонки В-Е фактические значения для других проектов, получим соответствующие значения ЧДД. А корректно заполняя столбец Е, можно рассчитать эти показатели и с учетом налогов. Таким образом, эта простейшая программа имеет достаточно широкую область приложения. Главные трудности не в составлении таких программ, а в корректной оценке затрат, налогов и выручки на длительный период.

### **7.3. Алгоритмы стоимостной оценки локальных объектов, лицензионных участков и нефтегазодобывающих предприятий.**

Как следует из главы 4, основным объектом оценки на нижнем уровне является отдельная залежь или месторождение. Ранее мы отмечали также, что создать для такого случая простейшую детерминированную модель, рассчитать денежные потоки и оценить эффективность проекта не представляет никаких затруднений, и большинство читателей, даже ранее не знакомые с предметом, смогут это сделать самостоятельно, прочитав эту книгу. Поэтому интерес состоит в том, чтобы получить стоимостную оценку объекта с любыми наперед заданными свойствами, причем свойства при этом могли бы меняться в некоторых пределах для заданного района исследований.

Для таких целей нами был создан программно-методический комплекс ПМК “Geoeconomics-model”. Он используется для геолого-экономического моделирования отдельных прогнозируемых объектов или месторождений.



**Рис. 7.1.** Примеры расчетных диаграмм программы *“Geoeconomics-model”*

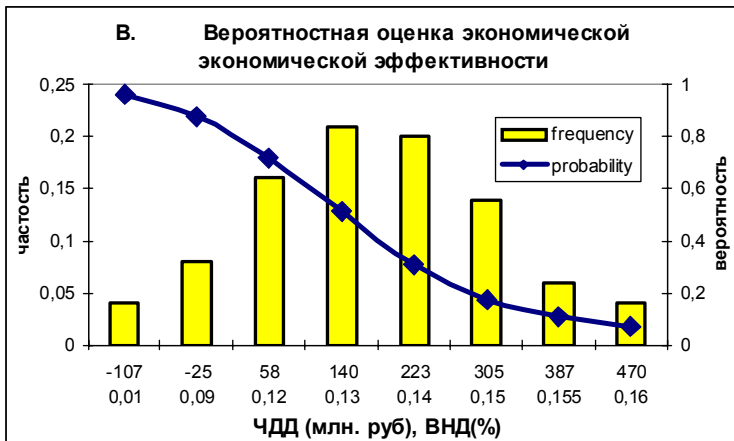
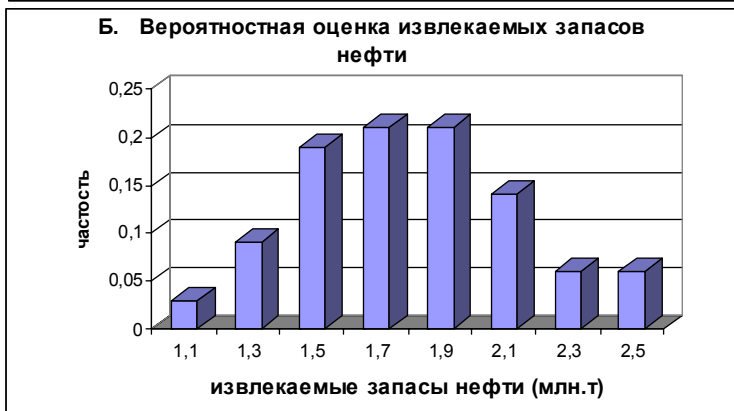
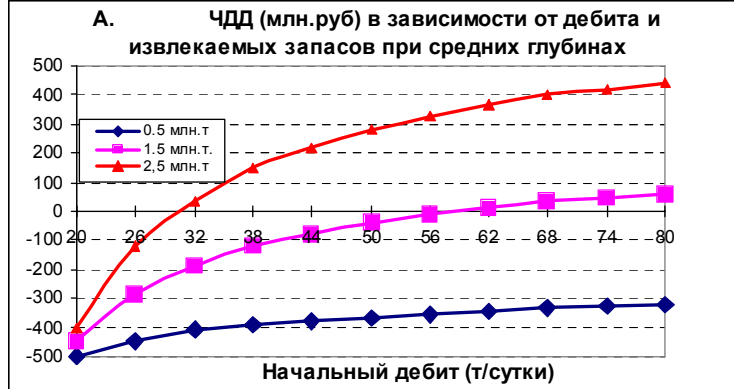


Рис. 7.2. Примеры результатов программы «Geoeconomics-risk»

Входные данные в этой программе - основные стоимостные характеристики видов работ по рассматриваемому району. Переменными параметрами выступают: величина извлекаемых ресурсов, глубина залежи, начальный дебит, отпускная цена нефти или газа. В результате за один цикл рассчитывается целый альбом диаграмм с экономическими показателями для исследуемого НГР, по которому можно оценить залежь с конкретными характеристиками: величиной ресурсов, глубиной залегания, начальным дебитом, отпускной ценой. Такие своеобразные рассчитанные атласы могут быть использованы для стоимостной экспресс-оценки выявленных и прогнозируемых объектов в каком-либо районе. Пример некоторых возможных диаграмм для одного из районов Волго-Уральской провинции приведен на рис. 7.1(а,б,в). Ключом графиков являются ожидаемые дебиты.

Для специфических морских условий нами разработан программно-методический комплекс «Моргеэкономика». Отличия его от предыдущего состоят прежде всего в учете особенностей проектирования и освоения морских месторождений нефти и газа, когда основная часть капитальных затрат приходится на строительство платформ, а сроки службы платформ, а значит и срок эксплуатации месторождений, ограничены.

Следующий программный комплекс под условным названием «Geoeconomics-plot» может быть использован как для стоимостной оценки лицензионного участка, так и для расчета «продажной» цены нефтегазодобывающего предприятия. В первом случае фактически суммируется эффект от одновременного ввода в эксплуатацию потенциальных нефтегазоносных объектов. Во втором случае к этому добавляется анализ активов и пассивов действующего добывающего предприятия. В настоящее время существует очень много различных ООО и ЗАО, занимающихся эксплуатацией одного или нескольких мелких месторождений, находящихся в режиме падающей добычи. Данный комплекс позволяет выявить сильные и слабые стороны предприятия и

рассчитать объективную цену, по которой оно может быть продано заинтересованному инвестору. В комплексе реализованы как детерминированные, так и вероятностно-статистические методы.

Еще один созданный нами ПМК “Geoeconomics-risk” реализует вероятностный подход к оценке ресурсов или запасов локального объекта, параметров его разработки, стоимостных показателей, налогового режима. Он учитывает неопределенность в оценке каждой исходной величины и показывает неопределенность конечного результата и связанный с этим риск. Дает наиболее объективную картину в условиях недостатка информации. Методические основы данного подхода изложены в теме 6.

В своей работе мы используем перечисленные выше программно-методические комплексы в зависимости от требований заказчика и характера решаемых задач, а зачастую и полный набор программ для наиболее объективной многовариантной оценки проектов. Так, на рис. 7.2 представлены результаты анализа перспективного локального объекта, основная часть запасов которого относится к категории С2. При этом на 7.2а приведена одна из многочисленных диаграмм анализа ЧДД, полученная в рамках программы “Geoeconomics-model” при различных извлекаемых запасах нефти (от 0,5 до 2,5 млн.т) и начальных суточных дебитах (от 20 до 80 т/сут), которые на данной стадии изученности не могут быть достоверно установлены. Из нее следует, что при фиксированных средних отпускных ценах на нефть оценка ЧДД при ставке дисконтирования 10% становится положительной для залежи 1,5 млн. т, начиная с дебитов 60 т/сут. При извлекаемых запасах 2,5 млн.т положительная оценка достигается уже при 30 т/сутки. Однако обосновать те или иные величины запасов или дебитов трудно, поэтому следует допустить их случайное изменение в заданных пределах, равно как и других величин, влияющих на оценку: подсчетных параметров, отпускных цен и т.п. При этом рассчитанные в программе “Geoeconomics-risk” вероятные извлекаемые запасы представлены на рис. 7.2б, из

которого следует, что наиболее вероятная их величина ( $P_2=50\%$ ) составляет примерно 1,8 млн.т. Соответствующие вероятностные оценки ЧДД и ВНД представлены на рис. 7.2в, откуда следует, что наибольшая плотность вероятности соответствует 140 млн. руб. ЧДД и 13% ВНД. При этом с вероятностью примерно 86% ЧДД будет положительно и, соответственно, с 14% вероятностью проект может быть убыточным (иметь отрицательный ЧДД).

#### **7.4. Технология экономической оценки ресурсов нефтегазоносных районов.**

В последние годы вместе с проводимыми периодически оценками ресурсов углеводородов нефтегазоносных провинций и субъектов федерации требуется выполнять и экономическую оценку в соответствии с методическими рекомендациям МПР России [75]. Представляемые отчетные таблицы содержат огромное количество прогнозной геологической информации. При этом количество прогнозируемых самостоятельных объектов разработки (СОР), рассредоточенных по разным нефтегазоносным комплексам и зонам, в пределах только одного НГР может исчисляться сотнями и даже тысячами. Для того чтобы провести такую оценку по НГР придется фактически смоделировать эти сотни или тысячи инвестиционных проектов по освоению таких прогнозных объектов. При этом можно пользоваться большинством программ, упомянутых в предыдущем разделе. Затем эти результаты придется собрать по комплексам, зонам и районам, чтобы рассчитать обобщающие характеристики: ценность недр и т.п. Ясно, что такая работа может занять годы работы больших коллективов, и это совершенно неприемлемо.

Мы выбрали иной путь, разработав программно-методический комплекс “Geoeconomics-area”. Обычно вся сводная геологическая информация по характеристикам многочисленных прогнозных СОР согласно [75] сосредоточена в таблице 9 (номер из [75]). Она и представляет собой первую группу формализованных исходных данных с результатами



оценки ресурсов по нефтегазовым районам (НГР), где прогнозируемые залежи распределены по крупности, глубинам, комплексам. Другая группа исходных данных содержит нормативы различных затрат для данного района. Выходные данные - численные результаты оценки, сгруппированные по нефтегазовым комплексам в форме отчетных регламентных таблиц, предусмотренных инструкцией МПР, т.е. фактически готовый отчет, иллюстрированный к тому же различными отчетными диаграммами. Если корректно заданы все необходимые стоимостные параметры по всем НГР, расчеты по всему региону могут быть выполнены за один цикл работы программы. В ее основе лежит разработанный нами алгоритм экспресс-анализа, приведенный в п.4.2. При этом также учитываются коэффициенты удешевления для попутно разведываемых залежей, прогнозные глубины их залегания, технологические и физико-химические показатели углеводородов. В целом, получается довольно сложная логическая схема построения алгоритма.

Успешная апробация данной программы проведена на территории 13 субъектов РФ Урало-Поволжья и Прикаспия. Некоторые результаты кратко приведены в [14].

### **7.5. Пример интегрированной компьютерной технологии геолого-экономической оценки объектов углеводородного сырья.**

Для оперативного и корректного проведения расчетов по геолого-экономической и стоимостной оценке запасов и ресурсов углеводородного сырья большое значение имеет наличие соответствующего инструмента. В настоящее время существует многообразные программные средства для оценки финансово-экономической эффективности геологоразведочных работ от автономных моделей на листах Excel до корпоративных программных средств, из которых наибольшей популярностью пользуется продукция компаний Schlumberger, Landmark Graphics и др.

Основные преимущества ПК «Стратегия», разработанного в СНИИГГиМС, перед другими программами подобного назначения состоят в следующем:

- модели расчета объединили в себе теоретические разработки и большой практический опыт внедрения ПК в нефтегазодобывающих компаниях;
- модели полностью готовы к работе и не требуют от пользователя дополнительных усилий;
- тесная интеграция с Microsoft Excel;
- простота освоения и использования ПК;
- ориентация на работу как с запасами различных категорий, так и с перспективными и прогнозными ресурсами нефти и газа;
- оперативное проведение оценки эффективности при ограниченном наборе исходных данных;
- моделирование процесса ГРП;
- решение наиболее часто встречающихся в практике ситуаций (освоение многопластовых месторождений, эффективность сейсморазведки 3D, моделирование гидроразрыва пласта, построение дерева решений для различных видов ГРП, учет неопределенности исходных данных и оценка риска).

Программный комплекс в основном ориентирован на оценку эффективности инвестиций в геологоразведочные работы, а именно сейсмических работ 2D/3D, бурение поисковых и разведочных скважин. Подход, реализованный в ПК «Стратегия», предусматривает вероятностную стоимостную оценку таких объектов как нелокализованные прогнозные ресурсы, ловушки, залежи, месторождения, лицензионные участки, различной степени изученности и масштабности, которые в результате геологоразведочных работ могут быть разведаны, а впоследствии стать объектами разработки и источником дохода. Кроме этого в рамках комплекса может быть оценена эффективность таких альтернативных направлений интенсификации добычи нефти, как геолого-технические мероприятия.

На рисунке 7.3 приведена обобщенная схема программного комплекса, которая представляет собой совокупность следующих основных частей:

- информационные модели объектов оценки;
- база данных исходных параметров и результирующих показателей;
- расчетные модули (модели прогноза);
- дополнительные функциональные возможности, включающие модули обработки и анализа результатов.

Программный комплекс позволяет оперативно выполнять следующие основные виды расчетно-аналитических задач:

- подсчет запасов углеводородов по категориям (ресурсам);
- прогноз показателей геологоразведки при подготовке запасов нефти и газа;
- прогноз технологических показателей разработки нефтяных и газоконденсатных объектов;
- прогноз показателей капитальных и текущих издержек;
- прогноз показателей эффективности для условий обычной налоговой системы и соглашения о разделе продукции;
- анализ вероятностных характеристик основных результирующих показателей и риска убытков;
- оценку и прогнозирование влияния изменения исходных параметров на основные результирующие показатели (факторный анализ);
- анализ эффективности проекта с учетом условий финансирования;
- построение дерева решений для анализа типовых задач.

На основе итоговых показателей геолого-экономической оценки осуществляется обработка результатов (консолидация, сравнение) и формируются отчеты.

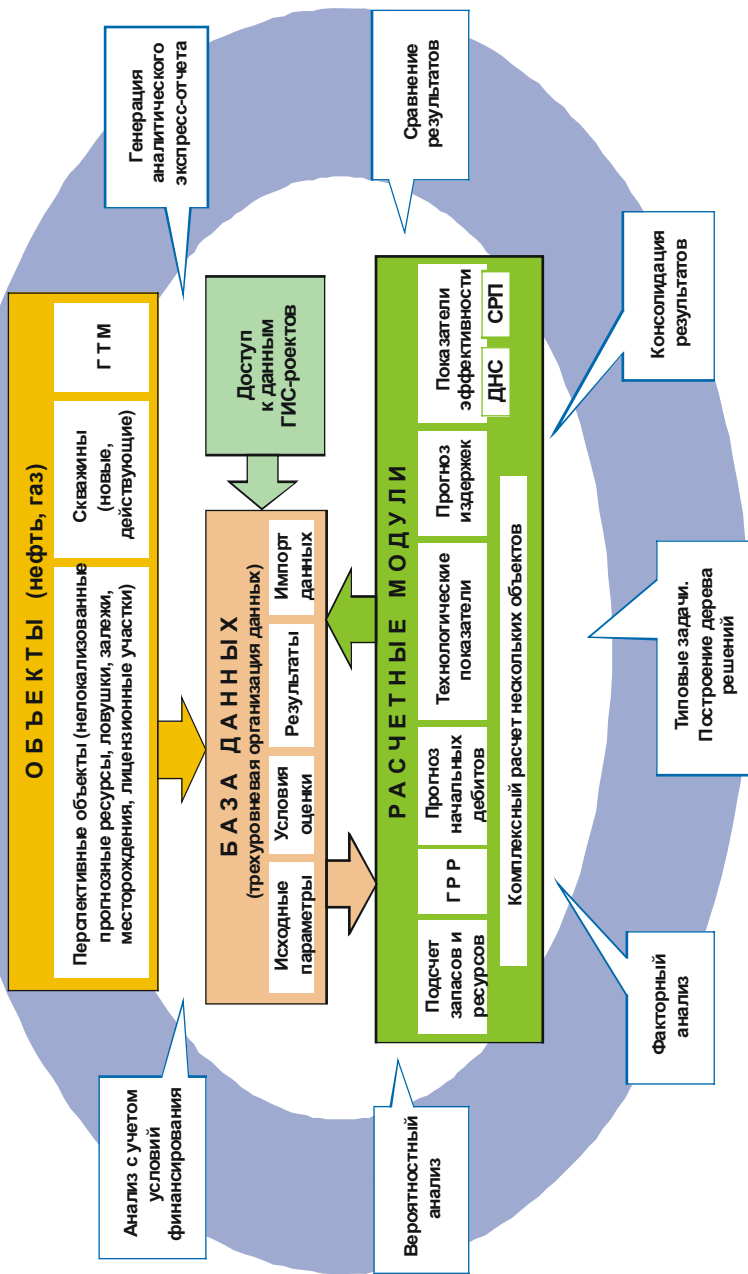


Рис. 7.3. Блок-схема программного комплекса «Стратегия»

## Расчет показателей освоения запасов и ресурсов

*Объем запасов и ресурсов объектов* оценки может быть принят как исходная величина, либо рассчитан в рамках ПК. Подсчет запасов и ресурсов выполняется в тех случаях, когда на момент проведения расчетов отсутствует их достоверная оценка, либо существующая оценка не удовлетворяет пользователя, а также для целей вероятностной оценки, когда отдельные параметры подсчета запасов и ресурсов выступают в качестве исходных данных. Подсчет запасов и ресурсов нефти и газа категорий  $C_1$ ,  $C_2$  и  $C_3$  производится объемным методом.

Предусматривается два варианта прогноза *показателей процесса подготовки запасов*:

- расчет по алгоритмам, заложенным в ПК, объемов различных видов геологоразведочных работ (ГРР), необходимых для подготовки к разработке с заданной степенью изученности имеющихся на оцениваемом объекте запасов (ресурсов) нефти и газа. Распределение их по годам расчетного периода и определение на этой основе показателей движения извлекаемых запасов углеводородов в ходе освоения объекта;

- ввод рассчитанных вне ПК показателей объемов ГРР, необходимых для подготовки запасов углеводородов на оцениваемом объекте; распределение их, как и в предыдущем случае, по годам расчетного периода и определение на этой основе показателей движения извлекаемых запасов нефти и газа.

Для расчета *технологических показателей разработки* предусмотрена возможность использования нескольких алгоритмов в зависимости от имеющейся исходной информации по объектам и условий решаемой задачи. Поддерживаются следующие способы прогнозирования технологических показателей:

- расчет на базе основных промысловых параметров;
- расчет с учетом типа залежей и режима разработки;
- расчет с применением коэффициентов падения дебита;
- ввод рассчитанных ранее показателей разработки (готовая технология).

На основании показателей, характеризующих программу геологоразведочных работ и технологию процесса разработки объекта углеводородного сырья, определяются прогнозные *показатели капитальных и текущих затрат* на разведку, разработку и транспорт углеводородов для различных типов объектов. Прогнозирование затрат может быть выполнено с учетом потребности в оборотном капитале. В зависимости от имеющейся информации прогноз издержек может быть осуществлен на основе укрупненных нормативов, либо по статьям калькуляции.

Используемая методика стоимостной оценки объектов углеводородного сырья соответствует современным представлениям в области оценки эффективности объектов недропользования, анализа инвестиций, финансового анализа.

В качестве главного инструмента для оценки принят анализ будущих дисконтированных денежных потоков от освоения объектов углеводородного сырья. Оценка объекта проводится как до, так и после налогообложения. Эффективность оценивается как с точки зрения добывающей компании, так и государства.

Реализованная в программном комплексе методика оценки объектов углеводородного сырья позволяет проводить расчеты для двух типов соглашений о недропользовании:

- соглашение, при котором добывающая компания функционирует как обычное российское предприятие, выплачивая все налоги и платежи согласно действующему законодательству РФ;

- соглашение о разделе продукции между государством и недропользователем.

Важно отметить, что в ПК «Стратегия» заложена возможность гибкого изменения налоговой системы, учета инфляции, прогноза изменения цен на нефть и т.д.

### Консолидация результатов

В программном комплексе реализованы инструменты *консолидации*, которые позволяют объединить результаты

оценки нескольких объектов с целью получения основных технико-экономических и финансовых показателей по совокупности нефтяных и газовых инвестиционных проектов компании, ее подразделений и регионов деятельности.

Консолидация результатов производится в динамике, с учетом года начала расчетного периода и его продолжительности для каждого из объектов. На этой основе для группы объектов рассчитываются такие относительные показатели экономической оценки, как срок окупаемости, внутренняя норма рентабельности и коэффициент доходности инвестиций.

Возможны два варианта консолидации показателей:

- консолидация показателей только нефтяных или только газоконденсатных объектов;
- консолидация показателей как нефтяных, так и газоконденсатных объектов.

#### Дополнительные функциональные возможности

Математические модели, алгоритмы, и реализующие их компьютерные программы, используемые в ПК «Стратегия», обеспечивают использование вероятностных методов, позволяющих учесть при оценке эффективности неопределенность информации и риск, что существенно повышает качество проводимых расчетов и расширяет круг решаемых задач. Подробнее об использовании этих методов см. материалы в теме 6.

Модуль *вероятностного анализа* программного комплекса реализован на основе метода имитационного статистического моделирования (метод Монте-Карло), с использованием основных типов вероятностных распределений (равномерное, степенное, нормальное, треугольное, Вейбулла). Наличие блока вероятностной оценки позволяет получить основные вероятностные характеристики результирующих показателей экономической эффективности; принимать решения с учетом критерия риска и др.

Модуль *факторного анализа* позволяет проводить анализ чувствительности результирующих показателей к изменению значению одного из исходных параметров расчета (факторов). В результате проведения анализа строятся зависимости результирующих показателей от отдельных параметров, что позволяет:

- оценить степень влияния различных факторов на показатели оценки;

- определить граничные геологические, технологические и экономические условия и их сочетания, обеспечивающие рентабельное освоение объектов (зону безубыточного освоения).

Для анализа процессов, состоящих из нескольких последовательных этапов, в ПК предусмотрено построение *дерева решений*. В комплексе при помощи этого метода реализовано решение задачи о целесообразности проведения сейсморазведочных работ в регионе с ресурсами категории Д1. При решении задачи рассматриваются все возможные результаты каждого из этапов ГРР: сейсморазведки, поисково-оценочных работ, разведочного бурения. В итоге оценивается предполагаемая вероятность и прогнозная величина ЧДД инвестора по каждому из исходов и по всей задаче в целом, определяется геологическая составляющая риска убытков.

Выполненный расчет прогноза эффективности оцениваемого объекта дает основание судить о необходимости привлечения в проект дополнительных средств финансирования. *Оценка эффективности с учетом условий финансирования* выполняется, если по прогнозируемому варианту расчетов в течение периода безубыточной добычи есть потребность в дополнительном финансировании. На этом этапе определяются источники финансирования, адекватные предлагаемой программе добычи углеводородов, и соответствующее выполнение обязательств перед инвесторами: выплата дивидендов и расходы по обслуживанию долга. В результате формируется финансовый денежный поток (наряду с инвестиционным), включающий поступления и расходование



денежных средств от финансовой деятельности. На основе финансового денежного потока, складывающегося из потоков различных инвесторов, проводится оценка эффективности участия в проекте для каждого из них. На графике (см. рис. 7.4) показаны источники финансирования и погашение долга за расчетный период освоения объекта.

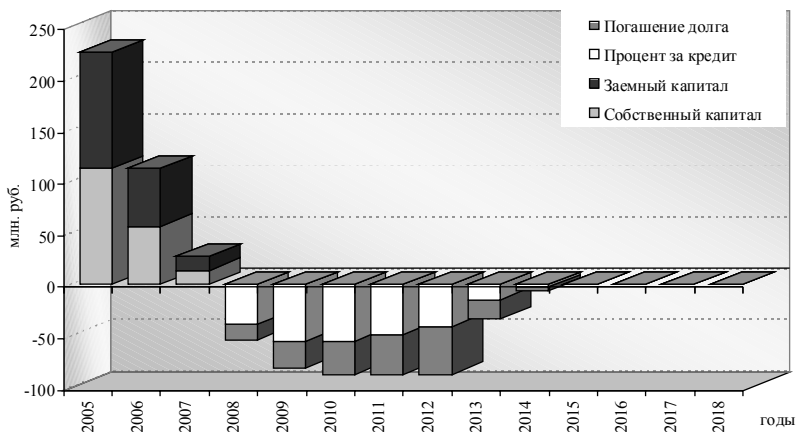


Рис.7.4. Динамика финансирования и погашения долга проекта

### Управление данными

Хранение исходных параметров и результирующих показателей объектов оценки осуществляется в базе данных, которая может быть расположена в локальной или сетевой папке компьютера. В существующей в настоящее время однопользовательской версии ПК обеспечивается трехуровневая схема организации и доступа к данным.

*Верхний уровень* представлен списком локальных баз данных, в которых может храниться информация для объектов, принадлежащих к крупной структурной единице и характеризующихся общностью признаков (например, по географическому региону, добывающей компании и т.д.). В

процессе работы возможно переключение с одной базы данных на другую.

*Средний уровень* представлен группами объектов, каждая из которых обладает уникальным именем и объединяет объекты одного типа. В качестве группы объектов выступает лицензионный участок, в пределах которого выделяются различные по своим геолого-промысловым параметрам и степени изученности залежи, группы залежей, части залежей, блоки и пр., представляющие собой потенциально-самостоятельные объекты разработки.

*Нижний уровень* представлен объектами группы, каждый из которых обладает уникальным именем и может выступать в качестве самостоятельного объекта оценки.

### Взаимодействие с другими программами

Программный комплекс работает под управлением ОС Windows 95/98/NT/2000/XP и использует электронные таблицы Microsoft Excel 97/2000/XP/2003.

Работу пользователя с программным комплексом поддерживает интерактивная справочная система. Имеется возможность внесения изменений в большинство расчетных моделей, которые реализованы в виде формул рабочих листов Excel (алгоритмы работы всех моделей задокументированы).

Также в программном комплексе реализованы дополнительные возможности взаимодействия с другими программными продуктами:

- Взаимодействие с другими программными системами (например, SAP R/3, Microsoft Project и т. д.) может осуществляться через экспорт или импорт данных, хранящихся в рабочих книгах MS Excel.
- С программным комплексом поставляются модули, подключаемые к ГИС-проектам и осуществляющие подготовку исходных параметров для последующего импорта в базу данных. Это связано с тем, что значительное число исходных параметров для геолого-экономических расчетов может быть

подготовлено в среде соответствующих ГИС-проектов. Например, такие как расчетные площади нефте- и газонасыщенности, расстояние до магистральных нефте- и газопроводов и т.д.

### Использование и внедрение

Анализ опыта применения ПК «Стратегия» и позитивные отзывы заказчиков позволяют утверждать, что его применение способствует более аргументированному обоснованию *стратегии* геологоразведочных работ и освоения нефтяных и газовых объектов на основе их стоимостной оценки для различных систем налогообложения.

*На уровне нефтяной компании* программный комплекс используется для оценки стоимости запасов и ресурсов углеводородов лицензионных участков с целью экономического обоснования оптимального варианта программы геологоразведочных работ для подготовки сырьевой базы нефтегазодобычи в компании. В рамках решения данной задачи ПК предоставляет возможность проведения оценки геологических и экономических рисков на основе вероятностного моделирования, оценки экономической эффективности проведения различных стадий геологоразведочных работ на участке по критерию снижения этих рисков, а также оценить эффективность различных условий финансирования проекта. На базе программного комплекса созданы постоянно действующие автоматизированные системы оценки эффективности инвестиций и принятия управленческих решений в добывающих компаниях (см. в тему 8).

*На федеральном и региональном уровнях управления* - экономическое обоснование оптимальной стратегии развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности крупных нефтегазодобывающих регионов и регионов нового освоения (Республика Саха (Якутия), Эвенкийский АО, Восточная Сибирь). В данном случае программный комплекс используется в сочетании с имеющимися ГИС-проектами и специальными динамическими моделями стратегии развития нефтегазодобычи.

Показатели освоения единичных нефтегазоносных объектов, полученные из ПК «Стратегия», служат исходными данными для формирования программы добычи нефти и газа по региону в целом.

## **7.6. Программно-технологические комплексы стоимостной оценки запасов твердых полезных ископаемых.**

Пожалуй, наиболее полный обзор современных компьютерных программ, используемых при планировании горных работ, приведен Ю.Е. Капутиным в монографии [51].

Некоторые из них разработаны для решения частных отдельных задач деятельности горнодобывающего предприятия и потому не являются широко продаваемыми программными продуктами. Таких программ великое множество и, как правило, каждое предприятие разрабатывает их применительно к своим условиям.

Кроме того, существуют крупные интегрированные системы, в которых моделируются все стадии и этапы развития горного предприятия, включая расчет и оптимизацию показателей экономической эффективности. Среди них в России получили наибольшее распространение, пожалуй, 2 системы:

- DATAMINE (новая версия – Датамайн-Студио);
- GEMCOM.

Первая из них, разработанная компанией Mineral Industry Computing Ltd ([www.datamine.co.uk](http://www.datamine.co.uk)), представляет собой многопрофильную и многофункциональную систему, дополненную также экономическим модулем NPV Sheduler. Она детально описана в [51]. Вторая, разработанная канадской компанией Gemcom Software International ([www.gemcom.bc.ca](http://www.gemcom.bc.ca)), является одной из самых распространенных в мире, а теперь появляется и в России при содействии группы VIST.

Всего же на мировом рынке десятки компьютерных фирм распространяют свыше 1000 программных продуктов в горно-геологической области различного назначения.

Для более узких целей геолого-экономических расчетов и стоимостной оценки создано много отечественных компьютерных пакетов, представляющих собой зачастую смесь электронных таблиц и баз данных. Среди них заслуживают внимания программы С.М. Торопова и программа «Финплан» С.М. Таранова. Последняя из них, видимо, будет «привязана» к рекомендуемым ГКЗ электронным формам отчетности и будет позволять в оперативном режиме проверять правильность технико-экономических расчетов, выполненных недропользователем и представляемых в ГКЗ.

Следует также отметить отечественную программу «Мастер-минерал», предназначенную для геолого-экономических расчетов при оценке месторождений металлов, в том числе полиметаллических руд. В ней предусмотрен полный комплекс вычислений с учетом специфики проектируемого горного предприятия. Программа также снабжена неплохим пользовательским интерфейсом и очень проста и удобна в эксплуатации.

Несколько программ геолого-экономической оценки запасов твердых полезных ископаемых разработано и используется в ВИЭМСе. В них производятся вариантыные расчеты, как правило, при нескольких бортовых содержаниях. В ВИЭМСе также разработано большое количество методических рекомендаций по геолого-экономической оценке месторождений твердых полезных ископаемых.

В перспективе в ГКЗ будут приниматься на экспертизу и компьютерные варианты подсчета запасов, выполненные в согласованных форматах, а соответствующие программные продукты должны будут пройти утверждение в экспертно-техническом совете ГКЗ.

### **Основные выводы главы 7.**

Практически все упомянутые в данной главе программные средства компьютерных расчетов, как отечественные, так и зарубежные, основаны на одних и тех же алгоритмах, суть которых изложена в разделе 1.3 настоящей книги. Сами

алгоритмы являются весьма несложными для программирования, и грамотный специалист, знакомый с существом дела, может это сделать за несколько часов. При этом дорогостоящие зарубежные программы отличаются в этой части лишь хорошо развитым пользовательским интерфейсом и возможностью оперативной настройки под национальное налоговое законодательство.

Главные трудности возникают при их практическом применении для решения конкретных задач стоимостной оценки. При этом наибольшие затруднения вызывает корректный выбор прогнозных параметров расчета: извлекаемых запасов, технологических показателей добычи, нормативов затрат, ставок дисконтирования, налоговых параметров, отпускных цен и т.п., от которых в решающей степени зависят конечные результаты.

### **Контрольные вопросы и задачи к теме 7.**

- 7.1. Основные свойства, аргументы и синтаксис функции НПЗ (ЧПС) в MS Excel.
- 7.2. Основные свойства, аргументы и синтаксис функции ВНДОХ (BCD) в MS Excel.
- 7.3. Решите задачу в примере 3.10 из темы 3 в MS Excel с помощью функций НПЗ и ВНДОХ.
- 7.4. Решите свой вариант задачи 5.10 (по последней цифре в номере зачетной книжки) из темы 5 в среде MS Excel.
- 7.5. Основные программы стоимостной оценки недр и их назначение.
- 7.6. Программно-методический комплекс «Стратегия» и его характеристики.
- 7.7. Основные программные продукты для геолого-экономических расчетов для месторождений твердых полезных ископаемых.

## Тема 8. Некоторые прикладные задачи геолого-экономического анализа.

### 8.1. Стоимостная оценка запасов месторождения углеводородного сырья

Как уже говорилось в теме 4, стоимостная оценка запасов углеводородного сырья производится с точки зрения конечной экономической эффективности освоения объекта с учетом всех этапов этого процесса – разведки месторождения, бурения добывающих скважин и обустройства промыслов, ликвидации скважин.

Там же приводились методические особенности стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья. В настоящем разделе описан практический путь проведения стоимостной оценки запасов углеводородного сырья.

#### *Выделение объектов оценки*

В качестве отдельных объектов оценки принимаются группы залежей, залежи, части залежей, блоки, для которых возможно принятие единых основных геологических и технологических параметров, и которые в последующем будут отдельными объектами разработки.

Для нефтегазоконденсатных месторождений оценка запасов нефти проводится отдельно от оценки запасов природного газа и конденсата с последующей консолидацией (суммированием) результатов.

#### *Прогноз показателей подготовки запасов*

Как уже говорилось в разделе 4.3, подготовленными для промышленного освоения считаются месторождения (залежи) или части месторождений (залежей) нефти и газа, в структуре которых извлекаемые запасы углеводородного сырья категории  $C_1$  составляют не менее 80 % и до 20 % категории  $C_2$ . [99]

Для подготовки запасов категории  $C_2$  к промышленной эксплуатации необходимо выполнить разведочные работы. Это

могут быть дополнительные сейсморазведочные работы 2Д и 3Д, разведочное бурение и прочие работы. Список параметров необходимых, для определения объема работ по каждому из

**Исходная информация для расчета показателей подготовки запасов на объектах геолого-экономической оценки условного месторождения**

**Таблица 8.1**

<b>Исходные параметры</b>	<b>Единица измерения</b>	<b>Объект 1</b>	<b>Объект 2</b>	<b>Объект 3</b>
1. Запасы и ресурсы нефти по категориям (геологические):				
C <sub>1</sub>	млн.т (млрд. м <sup>3</sup> )	<b>5,000</b>	<b>0,630</b>	<b>2,123</b>
C <sub>2</sub>	млн.т (млрд. м <sup>3</sup> )	<b>0,93</b>	<b>4,251</b>	-
2. Площадь земель с запасами категории C2	км <sup>2</sup>	<b>2,00</b>	<b>20,00</b>	-
3. Прогнозная средняя плотность запасов категории C1	млн.т/км <sup>2</sup> (млрд. м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> )	<b>0,38</b>	<b>0,38</b>	<b>0,38</b>
4. Средняя глубина поисково-разведочных скважин	м	<b>2500</b>	<b>2500</b>	<b>2500</b>
5. Плотность сети разведочного бурения на землях с запасами кат. C1	км <sup>2</sup> /скв.	<b>40</b>	<b>10</b>	-
7. Коэффициент подтверждаемости запасов кат. C2	доли ед.	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	-
8. Плотность сети сейсмопрофилей 2D: - существующая	м/км <sup>2</sup>	-	-	-
9. Достижимая плотность сети сейсмопрофилей 2D:				
- на разведочном этапе	м/км <sup>2</sup>	-	-	-
- при разработке месторождения	м/км <sup>2</sup>	-	-	-
10. Доля площади нефтеносности под сейсморазведку 3D:				
- при разведке объекта	доли ед.	<b>0,3</b>	-	-
- на этапе разработки месторождения	доли ед.	<b>0</b>	-	-

выделенных объектов оценки представлен в таблице 8.1.

Чтобы избежать завышения затрат на геологоразведочные работы, в том случае, когда залежи разных продуктивных горизонтов отдельных объектов оценки перекрывают полностью или частично друг друга в плане, объемы работ корректируются с учетом того, что часть разведочных скважин, а также площадных сейсморазведочных работ одновременно изучают несколько объектов.

В примере, представленном в таблице 8.1, выделено 3 объекта оценки (см. на примере нефтяных объектов в Приложении на CD). Объект 1 имеет 84 % запасов категории C<sub>1</sub> и 16% запасов C<sub>2</sub>. Объект 3 имеет только запасы категории C<sub>1</sub>.



Следовательно, эти объекты подготовлены к промышленной эксплуатации и проведение разведочного этапа ГРП на них не требуется, но возможно необходимо провести сейсморазведку 3Д на начальном этапе разработки.

В структуре запасов объекта 2 запасов категории С<sub>2</sub> больше 20 %, а значит для подготовки запасов промышленных категорий (категории С<sub>1</sub>) необходимо выполнение разведочного этапа геологоразведочных работ (разведочное бурение, сейсморазведка 2Д, 3Д).

#### *Прогноз технологических показателей разработки*

На базе основных промысловых параметров производится прогноз показателей возможных вариантов технологии разработки выделенных объектов месторождения. Оценивается возможность применения методов интенсификации добычи (горизонтального бурения, гидроразрыва пласта и др.). Выбор для каждого объекта приемлемого и рационального с технологической и экономической позиций варианта, принимаемого в качестве базового, производится в дальнейшем на основании критерия чистого дисконтированного дохода.

На рисунке 8.1 приведен пример динамики добычи нефти по объектам, соответствующей выбранным для них базовым вариантам.

#### *Прогноз затрат на освоение*

Прогноз затрат на освоение месторождения делается на основе фактических данных о производственно-хозяйственной деятельности компании-разработчика.

Основные виды затрат, которые могут быть понесены в процессе освоения месторождения: на разведку месторождения, на обустройство промысла, строительство системы внешнего транспорта, эксплуатационное бурение, эксплуатационные расходы (рис. 8.2).

В рассматриваемом примере объекту 2 требуется разведка до начала разработки, объекту 1 – в первый год разработки, объект 3 разведан в полном объеме. Соответственно, по

объектам 1 и 2 будут осуществлены затраты на ГРР в первый год освоения месторождения.

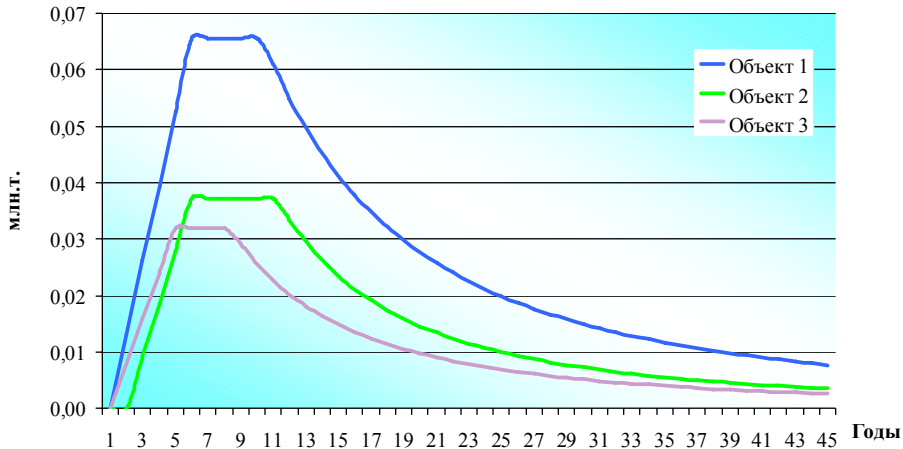


Рис.8.1. Добыча нефти по объектам

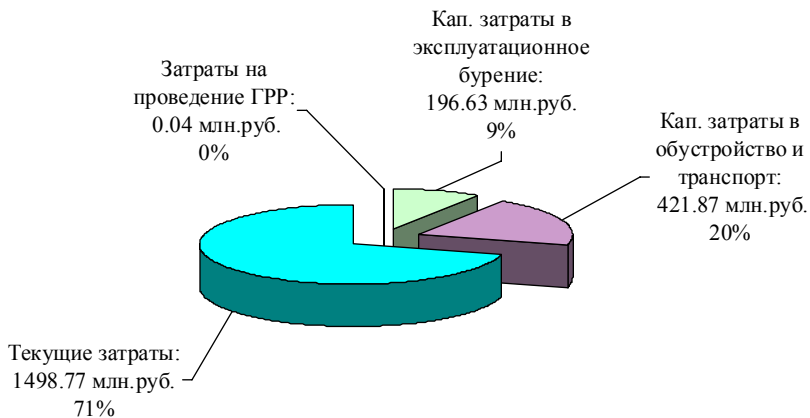


Рис.8.2. Структура затрат на освоение объекта

Обустройство промысла может быть выполнено до начала эксплуатационного бурения или параллельно с ним.

Затраты на строительство системы внешнего транспорта относятся на наиболее подготовленные к освоению объекты. Если таких объектов несколько, то затраты могут быть разнесены между объектами пропорционально максимальным объемам добычи (объемам транспортировки добытого сырья). В рассматриваемом примере капвложения в строительство системы внешнего транспорта распределены между объектами 1 и 3, как наиболее подготовленными к освоению.

Алгоритмы расчета затрат по видам были описаны в разделах 4.5, 4.6.

В таблице 8.2 представлены затраты на освоение одного из рассматриваемых объектов динамике.

Таблица 8.2

**Основные показатели затрат на ГРП, добычу и транспорт нефти, млн.руб.**

Годы	2005	2006	2007	...	2049	Итого
<b>Всего затрат на ГРП</b>	<b>0,04</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>		<b>0,00</b>	<b>0,04</b>
Полные инвестиции в основной капитал	4,95	86,03	59,83		0,00	618,50
в т.ч.: в добычу нефти	0,00	78,60	52,40		0,00	576,40
в т.ч.: бурение	0,00	26,81	17,88		0,00	196,63
нефтепром. стр-во	0,00	24,37	16,25		0,00	178,74
оборуд., не вход. в смету	0,00	27,41	18,28		0,00	201,03
в т.ч.: в транспорт нефти до МНП	4,95	7,43	7,43		0,00	42,10
Эксплуатационные затраты	0,00	6,77	13,54		31,37	1498,77
в т.ч.: добыча нефти	0,00	6,74	13,47		31,35	1495,58
транспорт нефти до МНП	0,00	0,03	0,07		0,02	3,19
<b>Затраты на ликвидацию промысла</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>		<b>0,66</b>	<b>0,66</b>
<b>Суммарные затраты на освоения объекта</b>	<b>4,95</b>	<b>92,80</b>	<b>73,37</b>		<b>32,03</b>	<b>2117,93</b>

Помимо указанных типов затрат рассчитываются амортизационные отчисления исходя из сроков использования основных фондов. Данные сроки используются для расчета амортизационных отчислений и выделяются по направлениям капитальных затрат, выделенных при прогнозировании издержек на освоение. Нормативные сроки задаются в соответствии с классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, установленной Постановлением Правительства № 1 от 01.01.2002 с учетом фактических средних

сроков полезного использования основных фондов выделенных групп на добывающем предприятии.

Нормативные сроки использования основных фондов, принятые для проведения стоимостной оценки углеводородного сырья:

- эксплуатационные скважины – 13 лет;
- промышленное строительство – 15 лет;
- оборудование, не входящее в сметы строек – 5 лет;
- дожимные компрессорные станции для газоконденсатных объектов – 25 лет;
- линейная часть трубопроводов – 25 лет;
- прочие затраты в трубопроводы – 6 лет.

### *Прогноз показателей эффективности*

После того, как по каждому из объектов спрогнозирована динамика добычи углеводородного сырья и показатели затрат, определены рынки сбыта и цены реализации, необходимо рассчитать налоги и прочие выплаты.

Если продукция поставляется на экспорт, необходимо рассчитать затраты на экспорт и перевалку продукции. Эти затраты считаются исходя из годового объема экспортируемого сырья и норматива затрат на экспорт и перевалку.

По имеющимся данным (ГРР, объему добычи, динамике затрат, выручке от продажи) рассчитываются в динамике показатели: НДС, экспортные пошлины, единый социальный налог, налог на добычу полезных ископаемых, регулярные платежи за пользование недрами, налог на имущество, местные налоги и прочие налоги (арендная плата за землю, плата за воду, налог с владельцев транспортных средств и др.).

На основании показателей выручки от реализации продукции, всех видов затрат и налоговых отчислений определяется прибыль и рассчитывается налог на прибыль.

После того как рассчитаны все денежные потоки, состоящие из притока денежных средств (выручка от реализации) и оттоков денежных средств (капитальные затраты, текущие издержки, налоги), рассчитываются основные

показатели эффективности: чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности и др.

### *Консолидация результатов*

После проведения расчетов по каждому из объектов необходимо провести консолидацию (суммирование) результатов.

Можно провести консолидацию (суммирование) только накопленных результирующих показателей добычи, затрат, показателей дохода, налогов. В этом случае невозможно посчитать показатели внутренней нормы рентабельности освоения месторождения в целом, срока окупаемости затрат, коэффициента доходности инвестиций.

Более точную информацию и чистом дисконтированном доходе и других показателях эффективности можно получить, проведя консолидацию не результирующих показателей, а показателей в динамике. На основе полученных недисконтированных денежных потоков (притока и оттоков) рассчитываются показатели эффективности освоения месторождения в целом: чистый дисконтированный доход, внутреннюю норму рентабельности, срок окупаемости, коэффициент доходности инвестиций.

### *Анализ результатов освоения месторождения*

При анализе прогнозных результатов освоения выделенных объектов оценки и месторождения в целом, следует выделить следующие моменты:

1. Объем годовой и накопленной добычи углеводородного сырья по выделенным объектам и месторождению в целом, объекты с наибольшим объемом добычи.

2. Суммарный объем инвестиций в освоение месторождения, в том числе затраты на разведку месторождения, инвестиции в строительство системы внешнего транспорта (трубопроводы-подключений и т.п.).

3. Эффективные для освоения при принятых условиях объекты.

4. Объекты, которые возможно будут эффективные для освоения при изменении условий (объекты, которые имеют положительный чистый дисконтированный доход до налогообложения).

5. Неэффективные для освоения объекты.

6. Показатели эффективности освоения месторождения в целом, в том числе по объектам с положительной оценкой.

Анализ результатов освоения месторождения можно проиллюстрировать графически. Примеры графиков представлены на рисунках 8.3-8.5.

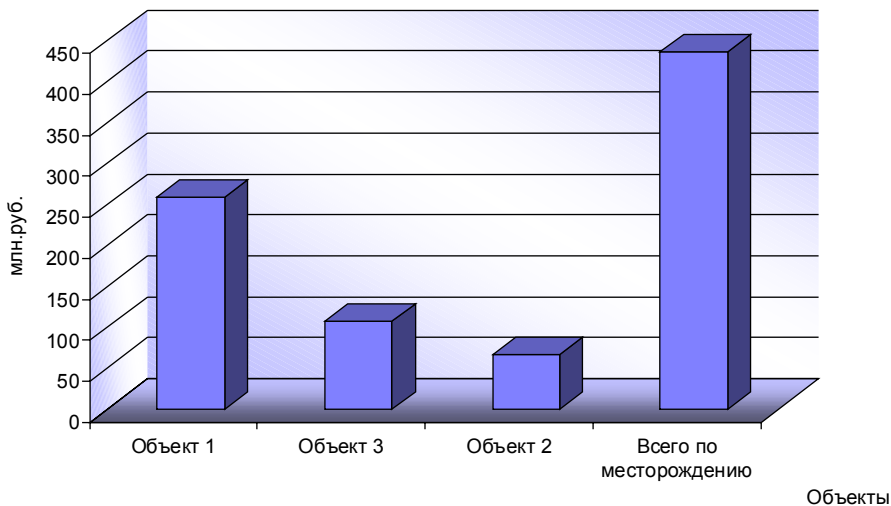


Рис.8.3. Чистый дисконтированный доход Инвестора от освоения месторождения

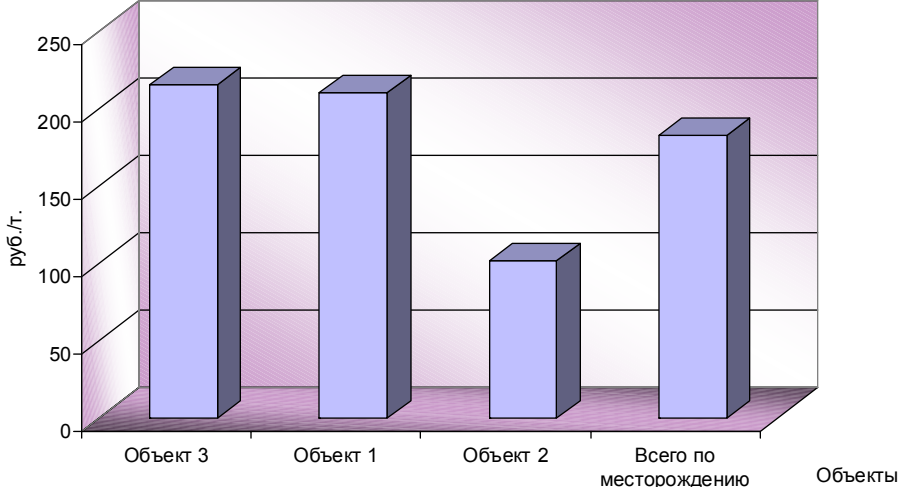


Рис.8.4. Удельный чистый дисконтированный доход Инвестора от освоения месторождения

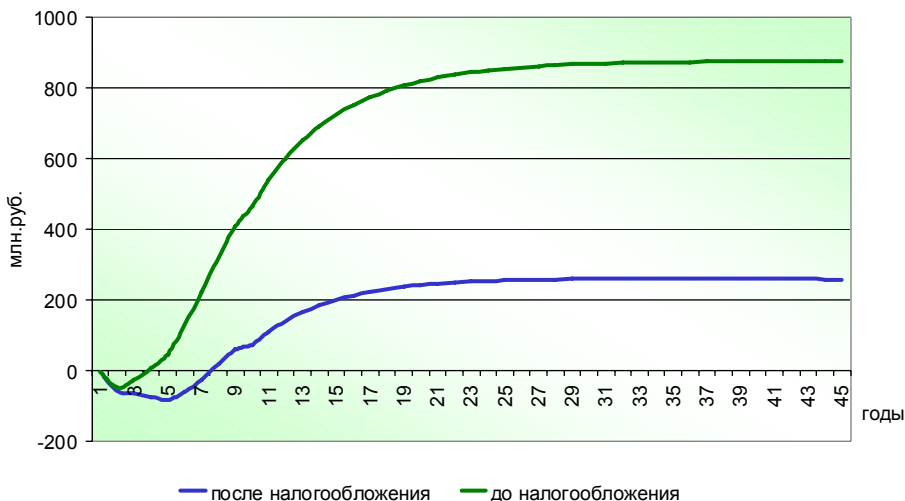


Рис.8.5. Чистый дисконтированный доход от освоения до и после налогообложения



Дополнительно можно провести анализ чувствительности показателей эффективности освоения объектов к изменению цен реализации, нормативов затрат, геолого-технических характеристик объектов, требующих разведки.

## **8.2. Стоимостная оценка запасов и ресурсов углеводородного сырья лицензионного участка**

Очень часто необходимо провести стоимостную оценку не только запасов месторождения углеводородного сырья, а запасов и ресурсов лицензионного участка в целом. Оценка запасов и ресурсов лицензионного участка часто делается для оценки инвестиционной привлекательности запасов и ресурсов углеводородного сырья. Проблема повышения эффективности использования инвестиций для добывающей компании всегда является актуальной. В этой связи решения о вложении средств в освоение запасов и ресурсов участках недр требует экономического обоснования. Необходимо убедиться, что инвестиции в геологоразведочные работы (ГРР) и разработку лицензионного участка будут оправданы с точки зрения экономических критериев по сравнению с альтернативными направлениями использования инвестиций. Несмотря на то, что оценка экономической эффективности проводится, как правило, для любого инвестиционного проекта, вложение средств в ГРР представляет особый случай. Результат этих работ, который с позиций экономической эффективности представляет собой будущий доход от освоения подготовленных запасов углеводородов, предсказать достаточно сложно. Особо высокой неопределенностью отличается оценка эффективности геологоразведки при изучении участков недр с перспективными и прогнозными ресурсами. Тем не менее, для принятия обоснованных управленческих решений об инвестициях и в указанных случаях необходима оценка их экономической эффективности. Кроме того, для получения лицензии на проведение поисков и разведки на участках недр в настоящее

время существует требование Министерства природных ресурсов РФ о предоставлении соответствующего инвестиционного проекта по обоснованию экономической эффективности этих работ.

В настоящем разделе описан практический путь проведения стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья на примере Лунгорского лицензионного участка [39]. Лунгорский участок характеризуется отсутствием открытых залежей и наличием лишь ресурсов категорий  $C_3$  и  $D_1$ , что существенно затрудняет решение поставленной задачи. Тем не менее, ее достаточно корректное решение возможно.

Стоимостная оценка проводится в соответствии с принятыми в мировой практике принципами анализа и оценки инвестиций, финансового анализа, а также учитывает реальные экономические условия в России (см. разделе 4.1). Результаты проведенных расчетов представлены в формате, который может быть рекомендован в качестве методики составления инвестиционных проектов по обоснованию эффективности проведения геологоразведочных работ на объектах углеводородного сырья.

#### Выделение объектов оценки на лицензионном участке

Напомним, что в качестве отдельных объектов оценки принимаются группы залежей, залежи, части залежей, блоки, для которых возможно принятие единых основных геологических и технологических параметров, и которые в последующем будут отдельными объектами разработки. Кроме того, изолированно оцениваются объекты различной степени изученности – открытые залежи с запасами категорий  $C_1 + C_2$ , перспективные и прогнозные ресурсы категорий  $C_3$  и  $D_1$ .

Таким образом, выделено семь объектов оценки.

#### Прогноз показателей геологоразведочного процесса

Расчет объемов различных видов геологоразведочных работ проводится на основе ряда исходных параметров, характеризующих существующую и необходимую для подготовки запасов промышленных категорий изученность

участка, изменение объемов запасов и ресурсов при переводе их из категории в категорию и пр. В таблице 8.3 приведены исходные данные для прогнозирования показателей геологоразведочного процесса на Лунгорском участке. Эта таблица может рассматриваться как возможная форма предоставления исходной информации при подготовке инвестиционного проекта.

Чтобы избежать завышения затрат на геологоразведочные работы, в том случае, когда залежи разных продуктивных горизонтов отдельных объектов оценки перекрывают полностью или частично друг друга в плане, объемы работ корректируются с учетом того, что часть разведочных скважин, а также площадных сейсморазведочных работ одновременно изучают несколько объектов.

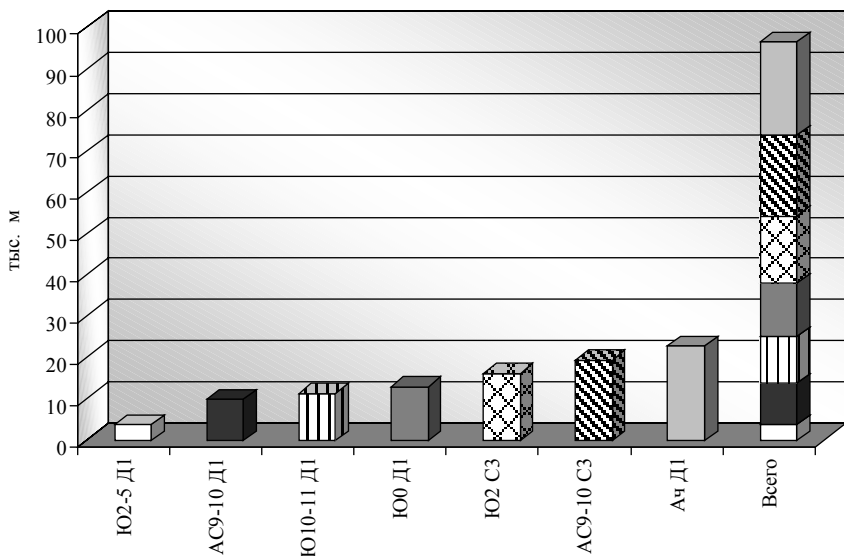
В рассматриваемом примере чтобы избежать завышения прогнозируемых объемов разведочного бурения плотность сети разведочного бурения разрежена в два раза с 10 до 20 км<sup>2</sup>/скв. для учета вероятного пересечения залежей в плане. Прогнозные средние плотности запасов промышленных категорий, коэффициенты извлечения нефти и ряд других параметров взяты по аналогии с ближайшими месторождениями с залежами-аналогами.

Коэффициенты перевода ресурсов  $D_1$  и  $C_3$  в более высокие категории приняты такими, чтобы при моделировании процесса геологоразведки избежать занижения конечных запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$ , которое происходит в результате влияния геологоразведочного фильтра. Коэффициенты подтверждаемости запасов категории  $C_2$  приняты равными 0,5 на основе фактических данных по Сургутскому району [64]. Необходимая степень разведанности для ввода объекта в разработку принята равной 0,8 в соответствии с классификацией запасов [55].

Основные прогнозные показатели программы геологоразведочных работ по Лунгорскому лицензионному участку приведены на рисунке 8.6.

Таблица 8.3. Исходная информация для расчета показателей подготовки запасов на объектах геолого-экономической оценки Лунгорского лицензионного участка

	С3					Д1				
	АС9-10	Ю2	АС9-10	А4	Ю0	Ю2.5	Ю10-11	Ю0	А4	Ю0
1. Запасы и ресурсы нефти по категориям (геологические), млн. т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	58,58	40,6	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	0,40,0	15,50	7,5-25	0,10	7,5-25	-	-	-
	-	-	20,0	32,0	16,0	5,0	16,0	-	-	-
	2624									
2. Площадь земель с ресурсами категории Д <sub>1</sub> , км <sup>2</sup>	0,4	0,21	0,4	0,21	0,21	0,44	0,25			
3. Прогнозная средняя плотность запасов промышленных категорий, млн.т/км <sup>2</sup>	3	2								
4. Число объектов, подготовленных к поисковому бурению (кат.С <sub>3</sub> ), ед.	0,25-1,5									
5. Существующая плотность информативной сети сейсмопрофилей на землях с ресурсами категории Д <sub>1</sub> , км <sup>2</sup>	3880									
6. Планируемые объемы сейсморазведочных работ, пог.км	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7. Среднее число поисковых скважин, необходимое для оценки одного объекта, ед.	7,33	0,50	0,50	0,00	0,00	7,13	0,00	0,00	7,13	0,00
8. Глубина поисково-разведочных скважин, м	3250	3250	3250	3250	3250	3450	3800	3250	3450	3800
9. Средний размер прогнозных объектов (геологиче ские запаса), млн.т	-	-	20	32	16	10	16	-	-	-
10. Необходимая плотность сети сейсмопрофилей детализационной сейсморазведки для подготовки объектов категории С <sub>3</sub> к бурению, м/км <sup>2</sup>	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
11. Плотность сети разведочного бурения на землях с запасами категории С <sub>1</sub> , км <sup>2</sup> /скв.	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Скорректированная плотность сети разведочного бурения с учетом взаимного пресечения залежей в плане, км <sup>2</sup> /скв.	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
11. Коэффициент перевода ресурсов Д <sub>1</sub> в С <sub>3</sub> , доли.ед.	-	-	2	2	2	2	2	2	2	2
12. Коэффициент успешности поискового бурения при описывании ресурсов С <sub>3</sub> , доли ед.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
13. Коэффициент подтверждения запасов С <sub>2</sub> , доли ед.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
14. Технологический коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,25	0,2	0,25	0,25	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2
15. Необходимая степень разведанности для ввода объекта в эксплуатацию (отношение запасов С <sub>1</sub> к сумме запасов С <sub>1</sub> и С <sub>2</sub> ), доли ед.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8



*Рис. 8.6. Объемы поисково-разведочного бурения на объектах Лунгорского участка.*

Всего по участку для подготовки имеющихся ресурсов к промышленному освоению предполагается провести 3880 погонных километров сейсморазведочных профилей. Чтобы избежать дублирующего учета затрат на сейсморазведочные работы, затраты на их проведение распределены пропорционально извлекаемым запасам пластов АС<sub>9-10</sub> и Ю<sub>2</sub>, как наиболее перспективных для разработки. Для подготовки запасов предполагается бурение 7 поисковых и 22 разведочных скважин общим метражом 96,6 тыс. метров. Прирост извлекаемых запасов нефти на участке прогнозируется в объеме 16,812 млн. т. На рисунке 7.7 приведен прирост извлекаемых запасов нефти по выделенным объектам оценки на участке и показано движение запасов и ресурсов нефти по категориям по мере их изучения.

При формировании отчета по инвестиционному проекту

необходимо включать в него и динамические таблицы указанных показателей процесса подготовки запасов.

### ***Прогноз технологических показателей разработки***

Прогноз показателей возможных вариантов технологии разработки выделенных объектов лицензионного участка и выбор базового варианта осуществляется на базе основных промысловых параметров, принятых в основном экспертно с учетом данных по залежам-аналогам. Глубины эксплуатационных скважин заданы исходя из прогнозируемых глубин залегания продуктивных пластов.

При прогнозе различных технологических вариантов разработки для каждого из объектов необходимо учитывать возможность применения методов интенсификации добычи нефти – горизонтального бурения, гидроразрыва пласта и др.

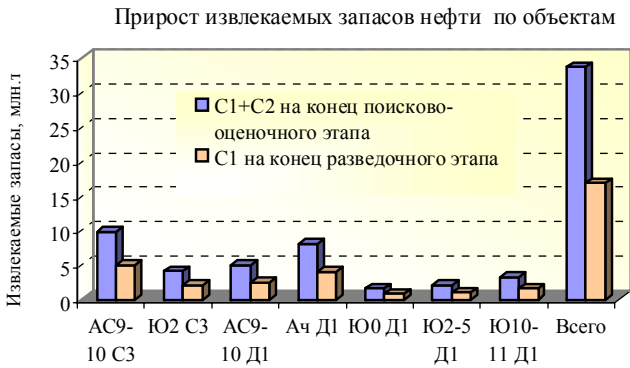
Выбор для каждого объекта приемлемого и рационального с технологической и экономической позиций варианта, принимаемого в качестве базового, производился в дальнейшем на основании критерия чистого дисконтированного дохода. В результате были выбраны в качестве базовых варианты, предусматривающие использование на четырех объектах методов интенсификации добычи нефти, и обеспечивающие за 45 лет расчетного периода отбор 59 – 71 % начальных извлекаемых запасов оцениваемых объектов.

На рисунке 8.7 приведена динамика добычи нефти по объектам с положительной оценкой, соответствующая выбранным для них базовым вариантам.

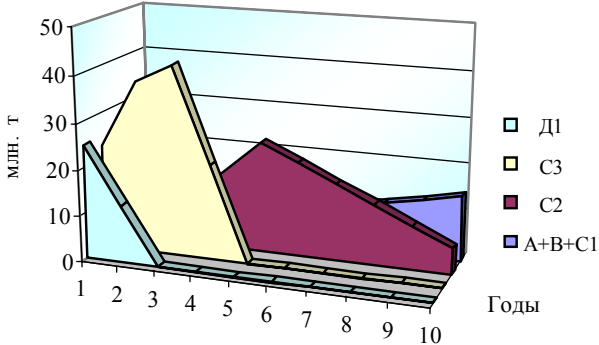
### ***Прогноз затрат на освоение***

Прогнозирование затрат на разведку, разработку и транспорт нефтяных ресурсов Лунгорского лицензионного участка осуществляется на основании экономических нормативов, включающих следующие данные:

- стоимость различных видов геологоразведочных работ,
- удельные капиталовложения в бурение и обустройство нефтяных месторождений,
- удельные затраты на строительство нефтепровода,



Движение запасов и ресурсов в процессе проведения геологоразведочных работ



Динамика добычи нефти по объектам с положительной оценкой

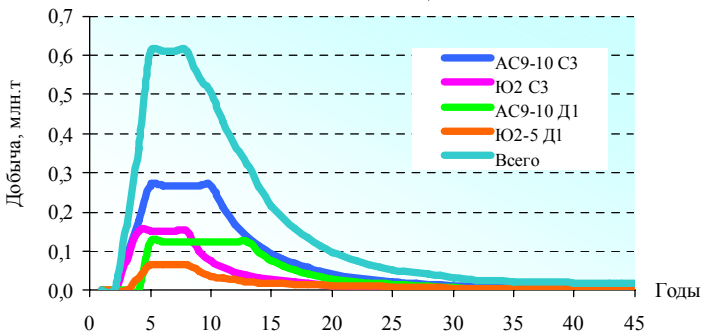


Рис. 8.7. Показатели прироста запасов и добычи нефти на участке

- удельные текущие затраты с разделением на условно-переменную и условно-постоянную части,
- удельные затраты, связанные с экспортом нефти,
- затраты на проведение предусмотренных технологическим вариантом ГТМ.

Эти нормативы определяются на основании отчетных данных о производственно-хозяйственной добывающего предприятия.

### *Прогноз показателей эффективности*

Прогноз показателей эффективности освоения Лунгорского лицензионного участка выполнен для условий налогообложения, действующих на начало 2002 года.

Условия реализации добываемой нефти приняты следующими:

- цена нефти на внутреннем рынке – 14 долл./барр.,
- цена нефти на внешнем рынке - 18 долл. /барр.

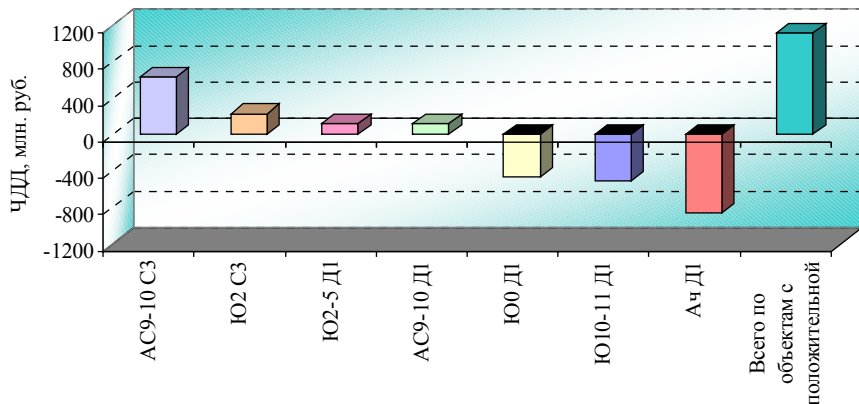


Рис. 8.8. Показатели чистого дисконтированного дохода при освоении Лунгорского лицензионного участка.



На рисунке 8.8 показана ранжировка объектов лицензионного участка по показателю накопленного чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Подобным образом выглядит и ранжировка объектов лицензионного участка по показателю удельного ЧДД. Последний может рассматриваться в качестве удельной стоимости ресурсов нефти. Эти два показателя являются ключевыми при оценке инвестиционных проектов. Результаты расчетов показывают, что из семи выделенных объектов оценки в принятых экономических условиях эффективными для освоения являются четыре. Это перспективные (ресурсы  $C_3$ ) и прогнозные (ресурсы  $D_1$ ) объекты пластов  $AC_{9-10}$  в случае проведения на них ГРП, а также перспективная залежь горизонта  $Ю_2$  и прогнозный объект  $AC_{9-10}$  при применении для них горизонтального бурения. Освоение объектов с ресурсами  $D_1$  пластов  $Ю_0$ ,  $Ю_{10-11}$  и ачимовской толщи оказывается неэффективным.

На рисунке 8.9 представлена карта удельных стоимостей ресурсов Лунгорского лицензионного участка, позволяющая определить наиболее перспективные направления геологоразведочных работ при подготовке запасов на участке.

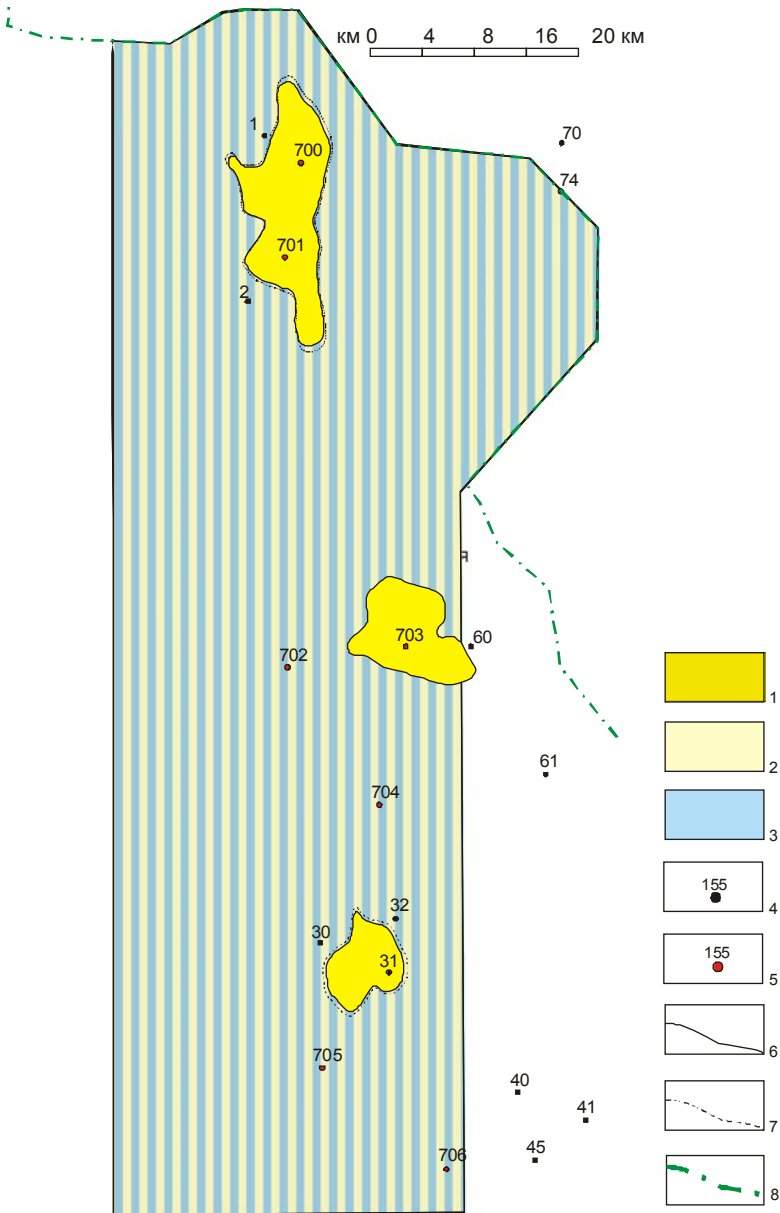


Рис.8.9. Лунгорский лицензионный участок.

Карта удельных стоимостей перспективных и прогнозных ресурсов нефти

1 - перспективные объекты с удельным чистым дисконтированным доходом (ЧДД) от 0 до 200 руб./т; 2 - прогнозные объекты с удельным ЧДД от 0 до 200 руб./т; 3 - прогнозные объекты с отрицательным удельным ЧДД; 4 - пробуренные скважины 5 - проектные скважины; границы ловушек с перспективными ресурсами категории  $C_3$ ; 6 - в пласте  $AC_{10}^1$ ; 7 - в пласте  $Ю_2$ ; 8 - граница Сургутского района.

**Определение предельных значений наиболее значимых факторов.** Информация, используемая в расчетах для малоизученных участков недр, отличается весьма высокой степенью неопределенности, что требует анализа устойчивости полученных результатов оценки к изменениям исходных данных и определения предельных значений основных параметров, обеспечивающих рентабельное освоение нефтяных залежей. Анализ целесообразно проводить относительно параметров, оказывающих наибольшее влияние на показатели конечной экономической эффективности. Для лицензионного участка можно анализировать влияние следующих факторов:

- объема геологических ресурсов, и, следовательно, начальных извлекаемых запасов,

- ожидаемого начального дебита скважин по нефти,

- цен реализации нефти на внешнем и внутреннем рынках.

Расчеты проводятся при следующих предположениях:

1. При варьировании объема прогнозных ресурсов категории  $D_1$  площадь нефтеносности не меняется, а изменяется соответственно плотность запасов.

2. При варьировании объема перспективных ресурсов категории  $C_3$  число структур с этими ресурсами остается постоянным, а соответственно меняется их средний размер.

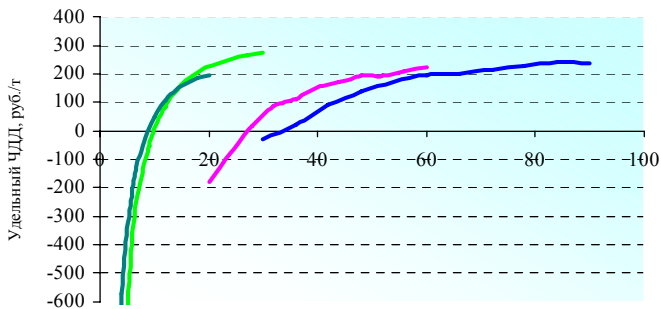
3. Коэффициенты перевода ресурсов и запасов из категории в категорию не меняются.

4. При изменении геолого-промысловых параметров (объемов ресурсов и дебитов нефти) технологический вариант разработки объекта (динамика фонда добывающих и нагнетательных скважин, применение горизонтального бурения и ГРП) не изменяется. Меняется при этом объем добычи.

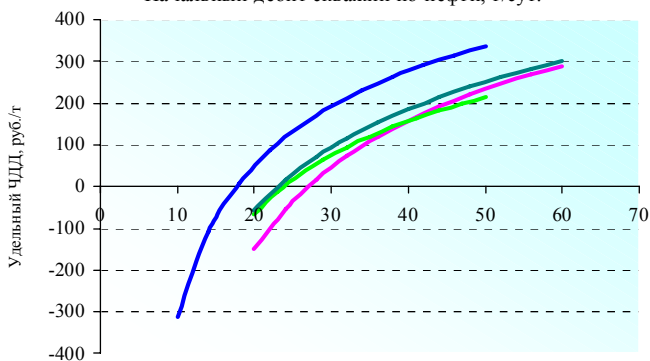
Диапазоны изменений значений варьируемых факторов задаются индивидуально для каждого объекта на достаточно широких диапазонах. Анализируется зависимость показателя удельного ЧДД (удельной стоимости ресурсов).

Полученные зависимости, приведены на рис. 8.10. Точки пересечения графиков с осью абсцисс соответствуют предельно рентабельным значениям исходных параметров.

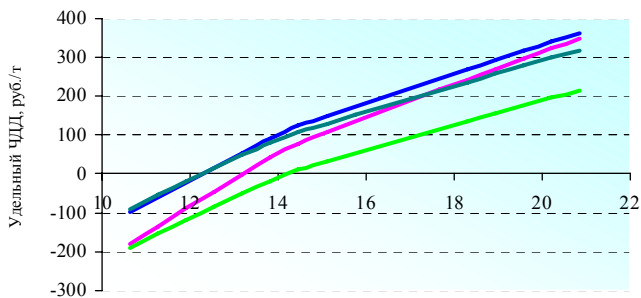
Перспективные и прогнозные геологические ресурсы нефти, млн. т



Начальный дебит скважин по нефти, т/сут.



Средняя цена реализации нефти, долл./барр.



- Пласт АС9-10 С3
- Пласт Ю2 С3
- Пласт АС9-10 Д1
- Пласт Ю2-5 Д1

Рис. 8.10. Результаты факторного анализа показателей удельного ЧДД@ 10% по объектам Лунгорского участка.

Анализ влияния отдельных факторов показывает, что влияние геолого-промысловых факторов (объем ресурсов и дебиты нефти) наиболее сильно проявляется при низких значениях данных параметров, тогда как влияние цены реализации нефти достаточно равномерно на всем диапазоне изменения ее значений.

Таким образом, при составлении инвестиционных проектов полученные зависимости помогают определить зону безубыточного освоения оцениваемых объектов и участков в случае отклонения наиболее значимых параметров от значений, принятых в расчетах.

### ***Вероятностная экономическая оценка и определение показателей риска***

Анализ чувствительности к совокупности наиболее значимых факторов проводится с использованием метода Монте-Карло.

В качестве независимых переменных могут выступать объемы ресурсов, ожидаемые дебиты скважин, цены реализации нефти, а также уровень нормативов капитальных и текущих затрат на освоение. При проведении вероятностных расчетов можно принять следующие предположения:

1. В связи с низкой степенью изученности объектов диапазон изменений объемов геологических ресурсов на объекте принимается достаточно широким, левая граница его близка к нулю. Распределение данного параметра предполагается равномерным.
2. Ожидаемый начальный дебит скважин также варьируется на достаточно широком диапазоне по нормальному закону распределения.
3. Нормативы капитальных и текущих затрат равномерно варьируются от исходных значений. Изменение капитальных и текущих затрат происходит независимо, но все нормативы, относящиеся к соответствующей группе, меняются пропорционально.

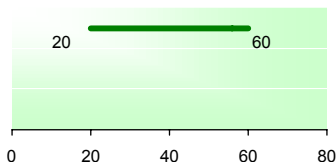
4. Цены реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках меняются независимо друг от друга.

Пример принятых интервалов изменений варьируемых параметров и законы распределения для оцениваемых объектов Лунгорского лицензионного участка приведены на рисунке 8.11.

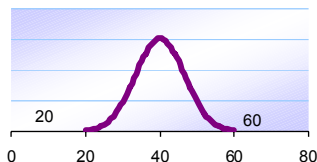
### ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ:

#### Ресурсы С3 Пласт Ю2

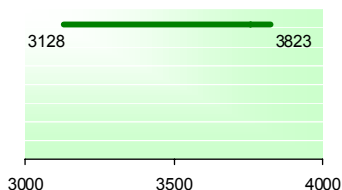
Перспективные ресурсы С3, млн. т  
Описан равномерным распределением  
на интервале от 20 до 60



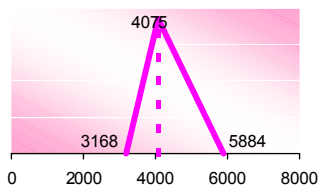
Ожидаемый начальный дебит добывающих скважин, т/сут  
Описан нормальным распределением  
на интервале от 20 до 60,  
со средним значением 40 и стандартным отклонением 6,6



Стоимость эксплуатационного бурения (верт. скв), руб./пог. м  
Описан равномерным распределением  
на интервале от 3168 до 3823



Цена реализации нефти на внешнем рынке, руб./т  
Описан треугольным распределением  
на интервале от 3168 до 5884,  
 $X_0 = 4075$



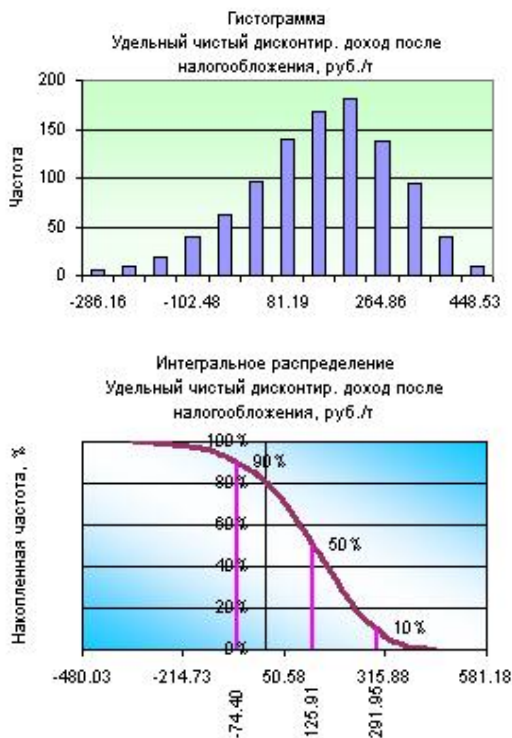
*Рис. 8.11. Интервалы и распределения независимых параметров при вероятностной оценке объекта Лунгорского лицензионного участка*

Вероятностное моделирование может проводиться для любых результирующих показателей геолого-экономической оценки, но в большинстве случаев целесообразно в качестве

зависимых переменных принимать следующие показатели:

- прирост извлекаемых запасов категории  $C_1$  и затраты на этот прирост,
- накопленная и максимальная годовая добыча углеводородов,
- накопленный чистый дисконтированный доход добывающей компании,
- удельный ЧДД в расчете на тонну добытой нефти.

Для каждого из рассматриваемых объектов вероятностной оценки в процессе расчетов проведется не менее 1000 случайных испытаний, что достаточно для составления представительной выборки. Графики-гистограммы плотностей вероятностей и кривые обратных интегральных распределений на полученных интервалах значений показателя удельного ЧДД по объектам Лунгорского лицензионного участка приведены на рисунке 8.12.



*Рис. 8.12.*  
*Вероятностная оценка удельного чистого дисконтированного дохода по объектам Лунгорского лицензионного участка.*

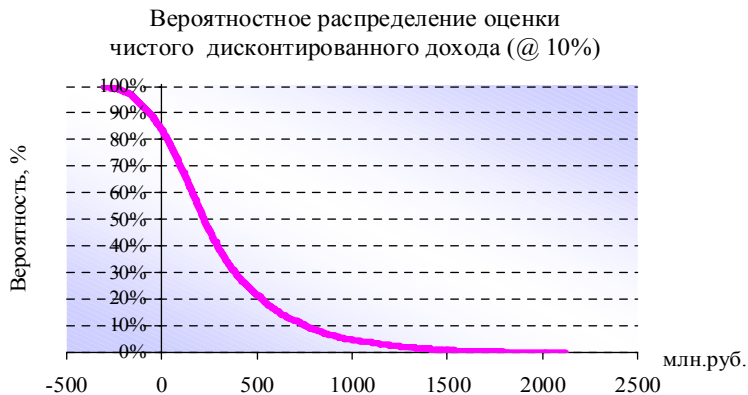
На основании графиков функций обратных интегральных распределений можно судить о вероятности достижения данным показателем определенных значений. Каждая точка на кривой показывает, какова вероятность того, что значение удельной стоимости оцениваемых ресурсов превысит некоторую величину. На построенных графиках можно видеть минимум, максимум, размах, и квантили 10 %, 50 % и 90 %. **Квантилем**, отвечающим заданному уровню вероятности, называют такое значение показателя (в нашем случае удельного ЧДД), при котором обратная функция интегрального распределения принимает значение этого уровня вероятности. Квантиль 50 % называется **медианой**, делящей интервал на две части, в которые результирующий показатель попадает с равной вероятностью. Между квантилями 10 % и 90 % заключено 80 % значений показателя. Этот интервал можно интерпретировать как **интервал устойчивости** данного показателя.

Как показывают расчеты, средние значения результирующих показателей достаточно близки к соответствующим значениям, рассчитанным при детерминированной оценке. Интервалы устойчивости этих показателей достаточно велики, что свидетельствует о весьма высокой степени неопределенности исходной информации в силу слабой изученности объектов.

Проведенные расчеты позволяют оценить также **риск получения убытков**, под которым понимается вероятность получения отрицательного значения для показателя чистого дисконтированного дохода в результате разведки и разработки объекта углеводородного сырья. Степень риска можно видеть на графиках обратных интегральных распределений ЧДД, где пересечение функции вероятности с осью ординат показывает риск получения для него отрицательного значения: чем ниже к оси абсцисс расположена точка пересечения, тем выше риск получения убытков. На рисунке 8.12 показано интегральное распределение данного показателя для одного из объектов, а на рисунке 8.13 – для Лунгорского лицензионного участка в целом.



Из приведенных данных видно, что при освоении перспективного объекта С<sub>3</sub> пласта АС<sub>9-10</sub> можно ожидать риск получения убытков в размере 10 %. В целом вероятностный анализ подтвердил ожидаемую положительную экономическую оценку Лунгорского лицензионного участка, изучение и освоение которого принесет доход с вероятностью 83,2 %.



Показатели экономической эффективности геологоразведочных работ по объектам с положительной оценкой и участку в целом с учетом и без учета рисков

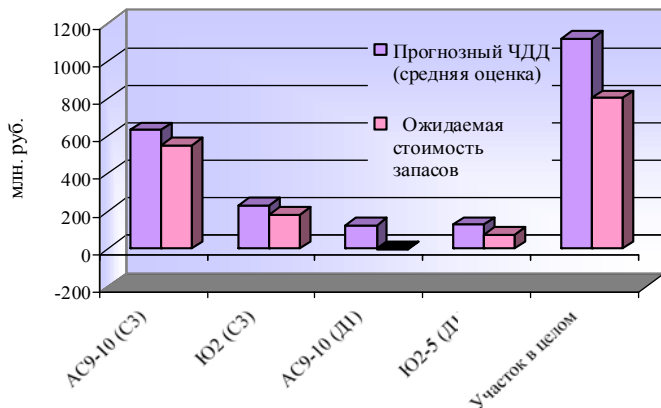


Рис. 8.13. Основные показатели вероятностной стоимостной оценки Лунгорского участка.

## ***Определение показателей ожидаемой стоимости запасов***

Показатель ожидаемой стоимости запасов, которые могут быть подготовлены на оцениваемом объекте, учитывающий необходимые затраты по их подготовке и степень риска получения убытков при освоении, определяется по формуле (см. раздел 6.5):

$$S_{\text{ожд}} = D_{\text{ср}} * V_{\text{усп}} - K_{\text{риск}} * (1 - V_{\text{усп}}) , \text{ где}$$

$D_{\text{ср}}$  – среднее значение накопленного ЧДД после налогообложения,  $V_{\text{усп}}$  – вероятность получения положительного ЧДД при освоении объекта,  $K_{\text{риск}}$  – рисковый капитал, под которым в данном случае понимаются затраты на проведение геологоразведочных работ.

Этот показатель может выступать в качестве критерия эффективности инвестирования в геологоразведочные работы (ГРР) по каждому из выделенных объектов и лицензионному участку в целом. При этом учитывается вероятностный характер исходной информации.

В рамках детерминированного подхода оценка экономической эффективности программы ГРР может быть осуществлена на основании оценки *средней прогнозируемой стоимости запасов и ресурсов* выделенных объектов. В качестве показателя такой оценки рассматривается *чистый дисконтированный доход* (ЧДД), который может быть получен в результате освоения этих объектов. *Эффективность ГРР* на лицензионном участке в данном случае оценивается как сумма стоимостей запасов и ресурсов, которые будут приращены в результате ГРР, *по объектам с положительной оценкой*. В случае применения указанного подхода не учитывается степень риска при реализации проектов освоения участка.

Проведение вероятностных расчетов и оценка риска расширяет границы анализа и позволяет осуществить более точную оценку рассматриваемых объектов и эффективности проведения на них геологоразведочных работ. При данном подходе в качестве показателя *эффективности ГРР* выступает вышеуказанный показатель *ожидаемой стоимости запасов*.

При вероятности успеха 100% значение этих показателей совпадает. При эффективности ГРП в расчетах учитывается некоторый уровень риска. Ожидаемая стоимость запасов (оценка с учетом риска) в этом случае ниже средней оценки (раздел 6.5).

В таблице 8.4 приведены необходимые данные для расчета и результаты прогноза ожидаемой денежной стоимости запасов по каждому из объектов, для которых проводилась вероятностная оценка, и лицензионному участку в целом.

*Таблица 8.4. Прогноз ожидаемой денежной стоимости запасов Лунгорского лицензионного участка*

Показатели	Ресурсы C <sub>3</sub>		Ресурсы D <sub>1</sub>		Участок в целом
	АС <sub>9,10</sub>	Ю <sub>2</sub>	АС <sub>9,10</sub>	Ю <sub>2,5</sub>	
1. Ожидаемый прирост запасов нефти, млн.т	4.955	1.982	2.647	1.086	10.670
2. Ожидаемая накопленная добыча нефти, млн.т	3.112	1.382	1.784	0.749	7.028
3. Вероятность убытков при освоении, %	9.4%	19.2%	30.5%	17.6%	16.9%
4. Среднее ожидаемое значение убытков, млн.руб.	14.31	17.64	88.62	14.68	34.34
5. Прогнозируемые затраты на программу ГРП, млн. руб.					
всего	250.63	62.66	298.23	169.42	781.0
в т.ч. - сейсмика	0.00	0.00	235.57	94.23	329.8
- поисковое бурение	250.63	62.66	62.66	75.19	451.1
6. Прогнозируемый чистый дисконтированный доход (ЧДД @10%), млн. руб.	632.6	233.9	127.0	127.9	1121.4
7. Вероятность положительной стоимости разведанных запасов, %	90.6%	80.8%	69.5%	82.4%	83.1%
8. Ожидаемая денежная стоимость запасов (Expected Monetary Value, EMV)					
накопленная, млн.руб.	549.6	177.0	-2.7	75.6	799.4
удельная на тонну добытой нефти, руб./т	176.6	128.0	-1.5	100.9	113.7

Полученные результаты позволяют обосновать рациональную последовательность реализации программы геологоразведочных работ на Лунгорском лицензионном участке с точки зрения данного критерия.

Таким образом, проведенный анализ позволяет дать как детерминированную, так и вероятностную оценку стоимости запасов и ресурсов Лунгорского лицензионного участка. Сравнение двух указанных показателей эффективности геологоразведочных работ по объектам с положительной оценкой и лицензионным участкам в целом приведено на рисунке 8.13. Как можно видеть из графика, учет степени риска

получения убытков при освоении указанных объектов существенно снижает абсолютные значения эффективности геологоразведки. Это снижение по различным объектам составляет от 13 % до 40 %, а по одному из них с достаточно высоким риском получения убытков, эффективность ГРР становится отрицательной. По участку в целом снижение эффективности ГРР в результате учета рисков составляет около 30 %. Ранжировка оцениваемых объектов при переходе от показателя накопленного ЧДД к показателю ожидаемой стоимости запасов в данном случае не меняется, хотя в принципе это возможно в соответствии с показателями риска. Так, для двух рассматриваемых прогнозных объектов (ресурсы  $D_1$  пластов  $AC_{9-10}$ , и  $Ю_{2-5}$ ) при практически равной детерминированной оценке стоимости ресурсов учет рисков кардинально меняет ситуацию.

При обосновании эффективности инвестиций в геологоразведочные работы и формировании рациональной стратегии ГРР в качестве критерия следует принимать показатель ожидаемой стоимости запасов. Для первоочередного изучения рекомендуется выбирать объекты с наиболее высоким значением данного показателя.

### **8.3. Геолого-экономический анализ в программах ГРР регионального уровня**

В настоящее время геолого-экономическая оценка эффективности инвестиций является неотъемлемой составляющей программ геологоразведочных работ (ГРР), независимо от того является ли объектом оценки лицензионный участок или регион в целом.

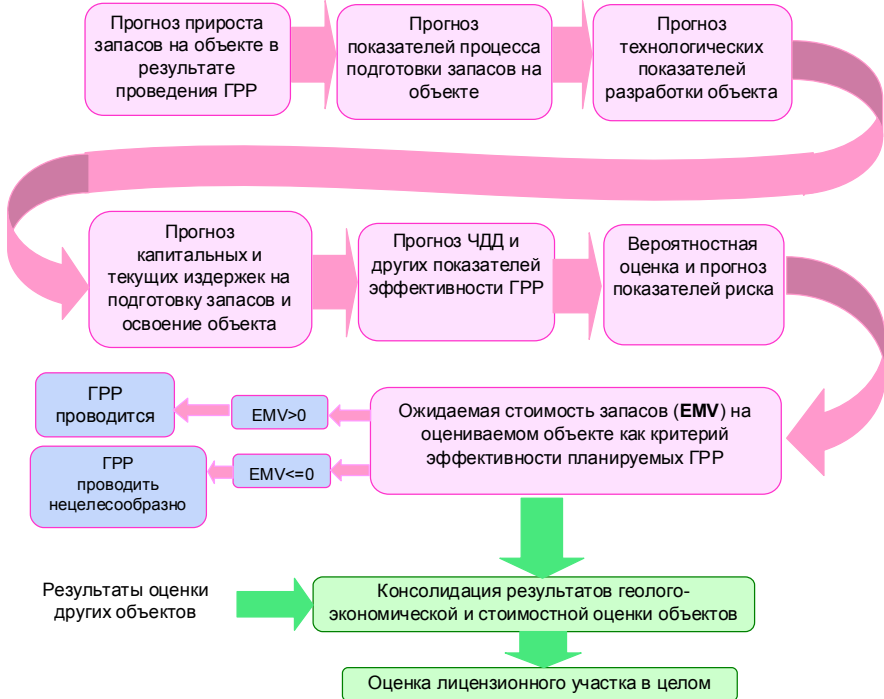
С переходом к рынку изменились условия, методы и критерии инвестирования программ. В плановой экономике финансирование программ осуществлялось за счет централизованных капитальных вложений; решения, связанные с программами, носили директивный характер и принимались на основе соображений приоритетности и важности решаемой проблемы для народного хозяйства страны. При этом

эффективность рассматривалась лишь с точки зрения народного хозяйства в целом. При переходе к рынку помимо средств государственного бюджета в качестве основных источников инвестирования в подготовку и освоение минерально-сырьевых ресурсов выступают частный и акционерный капитал, заёмные средства. Требуется всесторонняя оценка эффективности реализации программы для всех ее участников, для общества в целом, для региона, на территории которого выполняется программа. В качестве основного критерия принятия инвестиционных решений при реализации программы как для государства, так и инвесторов рассматривается рост доходности.

Основой для определения эффективности программы является геолого-экономическая и стоимостная оценка месторождений полезных ископаемых и участков недр. Проведение оценки включает обоснование геологических, технологических, экологических, экономических и других показателей, характеризующих процесс их изучения и освоения. При проведении оценки учитываются:

- все стадии освоения оцениваемых объектов, включая поиски, разведку, добычу и транспортировку, переработку добытого сырья, реализацию конечной продукции;
- все основные характеристики оцениваемых объектов, влияющие на затраты и результаты их освоения (геолого-промысловые, экономико-географические и др.);
- параметры рынка (емкость рынка, цены реализации сырья и продуктов его переработки на внутреннем и внешнем рынке, темп инфляции, ставка банковского процента и др.);
- условия недропользования и налогообложения.

Примером программы ГРП локального уровня выступает программа ГРП на лицензионном участке недр. Основные стадии процесса обоснования эффективности инвестиций в проведение геологоразведочных работ на участке недр показаны на рисунке 8.14. Более подробно об принципах и стадиях оценки рассказано в разделе 7.2 и теме 4.



*Рис.8.14. Последовательность оценки эффективности инвестиций в проведение геологоразведочных работ на лицензионном участке*

Основные сходства и различия в проведении оценки программ ГРП локального и регионального уровня представлены в таблице 8.5. При составлении программ ГРП регионального уровня под объектом оценки подразумевается лицензионный участок в целом. Большое значение уделяется порядку и срокам вовлечения участков в разработку. Увеличивается объем обрабатываемой информации (например, в Программе геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) более 200 участков). Если при оценке участка можно подготовить исходную информацию с помощью достаточно простых способов, то при проведении оценки регионального уровня необходимо использование ГИС-проекта, как источника информации, и интеграция ГИС и

программно-модельного комплекса. При оценке программ ГРР локального уровня главным образом оценивается коммерческая эффективность проекта. Реализация программ регионального уровня требует большего уровня финансирования, в том числе за счет государственного бюджета, и влечет за собой развитие инфраструктуры и социального комплекса. В связи с этим, при проведении геолого-экономической оценки программы ГРР в регионе большую роль играет бюджетная и общественная (социально-экономическая) оценка эффективности.

**Таблица 8.5**

**Геолого-экономический анализ программ ГРР разных уровней**

Параметры	Уровень программы ГРР	
	Локальный	Региональный
Сходства:	Основной критерий оценки Основные принципы и требования к проведению оценки	
Различия:		
Объект оценки	Ловушки, залежи, часть лицензионного участка	Лицензионный участок
Оценка эффективности	Коммерческая	Коммерческая, бюджетная, общественная (социально-экономическая)
Инструменты	Программно-модельный комплекс	ГИС и программно-модельный комплекс

Программы ГРР **регионального уровня** должны характеризоваться следующими чертами:

- Комплексным подходом, предусматривающим целостность и полноту рассмотрения проблемы, учет всей

системы взаимосвязанных мероприятий и этапов, большого числа разнообразных факторов, влияющих на результаты реализации и эффективность программы: экономико-географических, социально-политических, геологических, технологических, экологических и др.

- Сценарным подходом, предусматривающим формирование и анализ возможных сценариев подготовки сырьевой базы и добычи полезных ископаемых, их транспортировки и переработки.

- Этапностью разработки программы, представляющей определенную логическую последовательность шагов по ее формированию, обусловленную специфическими особенностями решаемой проблемы.

- Этапностью реализации программы. Одним из важных моментов, как в методологическом, так и в методическом обосновании минерально-ресурсной программы является определение ее структуры и этапов реализации. Структуризация программы предусматривает определение полного перечня мероприятий с разбиением их на упорядоченные блоки (подпрограммы). Каждый блок содержит систему мероприятий, связанных единством цели и направленных на решение конкретных задач программы. Минерально-ресурсные программы носят комплексный и многоцелевой характер, направлены на решение широкого круга задач, поэтому они имеют сложную структуру, включающую целый ряд подпрограмм: лицензирования недр, геологоразведочных работ, добычи, переработки, транспортировки сырья, и др. Все эти подпрограммы должны быть увязаны между собой ресурсно и во времени, должны быть выделены отдельные взаимосвязанные этапы, определены сроки начала и завершения каждого из них.

- Направленностью на финансовую эффективность, выступающую в качестве критерия оценки программных решений всех уровней управления, при обязательном учете факторов риска.



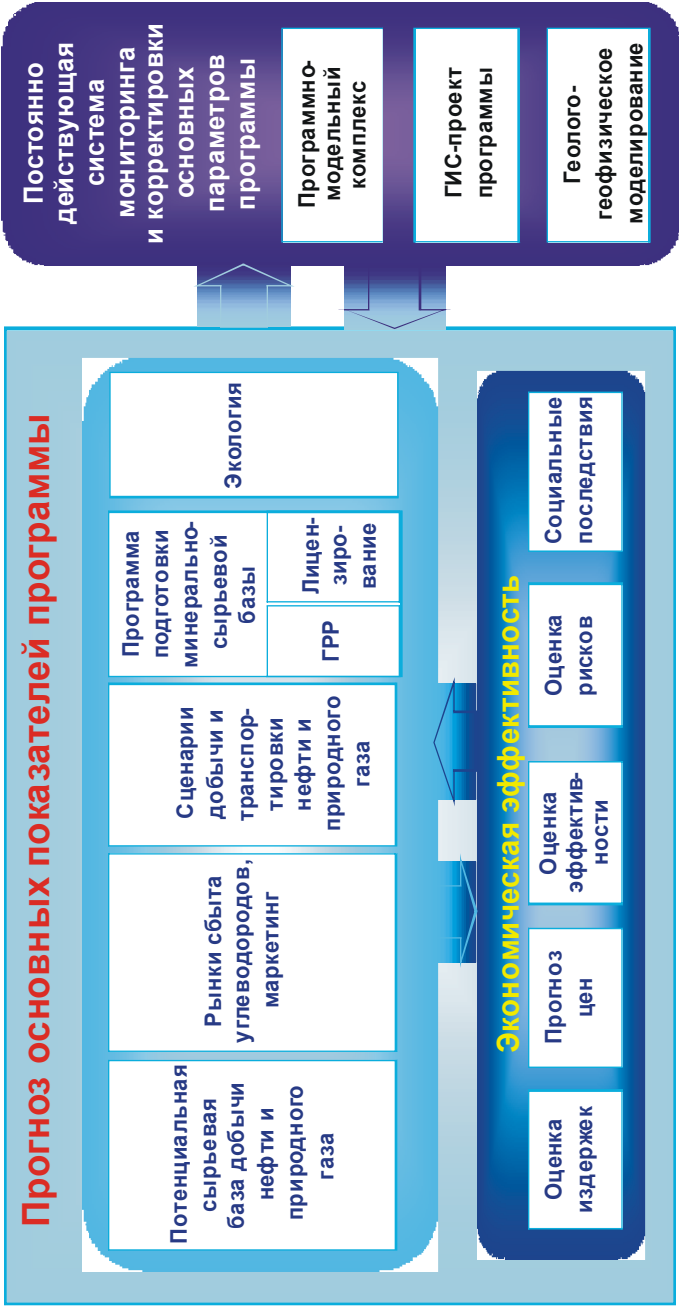


Рис. 8.15. Формирование и реализация программы подготовки и освоения ресурсного потенциала региона

- Направленностью на создание информационных систем, моделей и программных средств, позволяющих обосновывать количественные параметры, генерировать альтернативные варианты и находить среди них наиболее эффективный с точки зрения выбранного критерия, создание на их основе постоянно действующей компьютерной системы мониторинга программы и корректировки ее основных параметров.

Общая логическая схема формирования программы ГРР регионального уровня представлена на рисунке 8.15.

Формирование программы ГРР регионального уровня включает следующие основные этапы:

1. Анализ основных экономико-географических и социально-политических процессов и факторов, на фоне которых будет происходить освоение минерально-сырьевого потенциала.
2. Анализ состояния минерально-сырьевой базы региона и возможностей ее наращивания.
3. Оценка рынков сбыта углеводородов, внутреннего и внешнего, их состояния и перспектив развития.
4. Анализ возможных направлений транспортировки добытого сырья, в том числе на экспорт.
5. Выделение на основе анализа состояния минерально-сырьевой базы региона объектов, которые могут рассматриваться в качестве базовых для начала освоения запасов и ресурсов региона, а также основных перспективных центров добычи.
6. Выделение единичных программных элементов. При формировании программы прежде всего необходимо определить, что следует принять в качестве единичных программных элементов, из которых будут формироваться сценарии и программа в целом. Так в области подготовки и освоения сырьевой базы добычи нефти и газа в качестве таких элементов рассматриваются объекты углеводородного сырья разной степени изученности и освоенности: подготовленные и

находящиеся в разведке месторождения и залежи, перспективные ловушки с ресурсами категории СЗ, нелокализованные прогнозные ресурсы категории Д1 лицензионных участков, охватываемые планируемой транспортной схемой.

7. Создание информационной базы, содержащей исходные геолого-промысловые параметры по всем объектам, рассматриваемым в качестве единичных программных элементов.
8. Расчеты по каждому единичному программному элементу прогнозных показателей подготовки запасов и их освоения (объемов геологоразведочных работ при переводе запасов и ресурсов различных категорий в промышленные запасы, соответствующих приростов этих запасов в динамике, объемов добычи, эксплуатационного бурения, количества скважин и т.п.).
9. Расчет необходимых объемов инвестиций в геологоразведочные работы (ГРР), добычу и транспортировку минерального сырья.
10. Формирование вариантов программы подготовки и освоения запасов и ресурсов минерального сырья по перспективным центрам добычи и региону в целом путем консолидации показателей.
11. Анализ состояния лицензирования недр в регионе. Формирование научно-обоснованной программы лицензирования недр.
12. Оценка эффективности инвестиций в освоение минерально-сырьевой базы в разрезе перспективных центров добычи, вариантов программы.

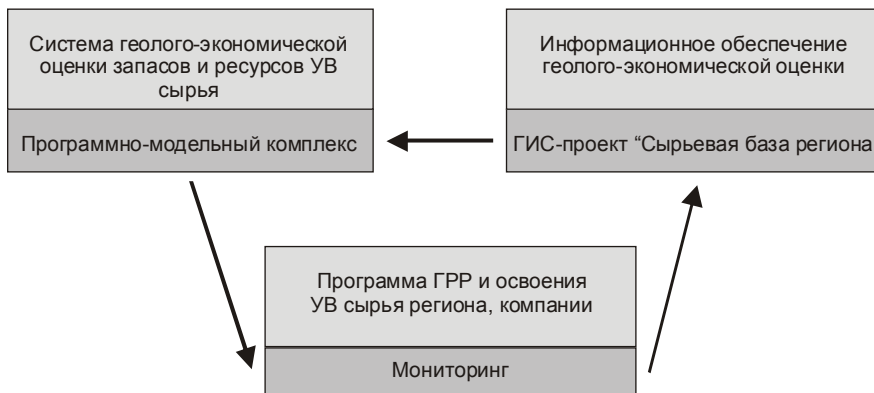
На основе денежных потоков, которые могут быть получены в результате освоения минерально-сырьевых ресурсов региона, определяются показатели эффективности программы для инвестора (коммерческая эффективность) и государства (бюджетная эффективность). Основным показателем коммерческой эффективности является чистый дисконтированный доход после налогообложения за

рентабельный срок разработки, полученный вследствие реализации программы. Анализируются также такие показатели, как внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости, индекс доходности. Основным показателем бюджетной эффективности является чистый дисконтированный доход бюджета; расчеты проводятся как для государства в целом, так и для федерального бюджета и бюджетов субъектов РФ. Оцениваются общественная и региональная эффективность, характеризующие социально-экономические последствия осуществления программы для общества в целом и региона, на территории которого реализуется программа. Обязательным является вероятностный анализ и оценка рисков. Осуществляется сопоставление показателей эффективности различных сценариев программы и обоснование наиболее эффективного сценария с позиций доходности и рисков.

Для формирования сценариев программы освоения минерально-сырьевой базы, определения их количественных показателей и оценки эффективности необходимо использование технических и программных средств, обеспечивающих оперативность и достоверность прогнозных расчетов. Требуется создание компьютерной системы, позволяющей осуществлять многовариантные расчеты оперативно, на постоянной основе, с учетом уточнения исходных параметров, в том числе и в ходе реализации программы. Она должна обеспечивать интегрированный подход, объединяющий в себе принципы долгосрочного и краткосрочного планирования, геологического и технологического моделирования процессов подготовки запасов и добычи углеводородов, проектного, финансового и вероятностного анализа. Система должна включать геоинформационную систему (ГИС-систему) и комплекс моделей для проведения расчётов по геолого-экономической и стоимостной оценке углеводородных объектов и формированию программы их изучения и освоения (рисунок 8.16).

Для прогноза показателей освоения единичных нефтяных и газоконденсатных объектов может использоваться

программно-модельный комплекс, который объединял бы ряд количественных моделей, предназначенных для прогнозирования показателей геолого-экономической и стоимостной оценки различных объектов углеводородного сырья, базы исходных данных по этим объектам, а также ряд функциональных модулей для обработки и анализа результатов расчетов. Количественные модели, входящие в состав программно-модельного комплекса, а также организация обмена данными между ними, должны соответствовать этапам и последовательности проведения оценки объектов углеводородного сырья – подсчет запасов и ресурсов, расчет показателей подготовки запасов, расчет технологических показателей разработки, расчет издержек, определение показателей экономической эффективности. При построении моделей должны учитываться все основные факторы, влияющие на эффективность, благодаря чему обеспечивается максимальная точность оценок эффективности принимаемых решений. Примеры программно-модельных комплексов приведены в теме 7.



*Рис.8.16. Постоянно-действующая система геолого-экономической оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья*

Таким образом, геолого-экономический анализ в программах ГРР разного уровня основывается на общих принципах, но отличается масштабами и технологией оценки.

#### **8.4. К вопросу о расчете стартовых платежей за право пользования участком недр**

Вопрос о величине стартового платежа за право пользования участком недр (бонуса), который уплачивает недропользователь в пользу государства, в настоящее время является наиболее дискутируемым и в то же время одним из наиболее актуальных при стоимостной оценке недр. Так, в ст. 40 закона «О недрах» оговорен только его минимальный размер, который составляет 10% от суммы среднегодового налога на добычу. Обычно, такая величина бонуса может устраивать государство только при отрицательном значении ЧДД с минимальной ставкой дисконтирования (7-10%). Вопрос же о максимальной или оптимальной величине такого платежа четко не регламентирован. Достаточно сказать, что имеются случаи, когда участки недр, «купленные» (в смысле величины бонуса) в начале 90-х годов за \$6 млн., сейчас переуступаются за \$170 млн. Или иной пример из нынешней практики. Так, проектная величина бонуса за Талаканское месторождение в Восточной Сибири, рассчитанная двумя независимыми коллективами специалистов в 2003г., составила, соответственно 150 и 800 млн. USD.

В некоторых странах принят такой подход, когда за единицу запасов, находящихся в недрах, платится некая фиксированная величина для того или иного нефтегазоносного или рудного района. Этот метод также нельзя признать оптимальным, поскольку каждое месторождение достаточно специфично и требует индивидуальных оценок.

Если при расчетах стартового платежа оставаться в рамках доходного метода, то следует признать, что бонус должен составлять какую-то часть стоимостной оценки, которая в свою очередь равна величине ЧДД при обоснованной ставке дисконтирования. Вопрос лишь в том, какую именно ее часть.

Здесь наиболее разумный подход, видимо, должен заключаться в определении приемлемого уровня доходности для инвестора, намеревающегося вкладывать средства в освоение участка недр.

Так, для одного из россыпных месторождений золота расчетный ЧДД при ставке 10% составляет \$27,6 млн. Внутренняя норма доходности (ВНД) при этом составляет 38%. Если допустить, что недропользователю достаточно обеспечить приемлемый уровень доходности в 20%, то величина ЧДД при 20% ставке и будет величиной бонуса. Это следует из того, что ВНД равна той ставке дисконтирования, которая «обнуляет» ЧДД.

*(Примечание: как показывает практика, этот тезис часто не понимают даже специалисты, которым кажется, что при таком подходе изымается вся рентная составляющая, что далеко не так.)*

В данном случае эта величина составит \$12,4млн. Это значит, что ЧДД инвестора при 10% ставке с учетом уплаченного бонуса составит \$15,2млн. (27,6-12,4). Если «оставить» инвестору 15% ВНД, то стартовый платеж увеличится до \$17,9млн. (ЧДД проекта при 15% дисконте). Тогда ЧДД недропользователя при 10% уменьшится до \$9,7млн. (27,6-17,9). Эти результаты получаются в предположении, что бонус уплачивается единовременно в самом начале проекта. Если же данный платеж рассредоточен во времени, показатели эффективности для инвестора будут лучше.

Из всего сказанного следует сделать вывод, что при использовании для определения величины стартового платежа доходного метода основным ориентиром должна являться величина ВНД инвестора после уплаты бонуса.

Однако такой подход имеет вполне определенный и понятный смысл в случае нормальной разведанности месторождения или участка, когда имеющаяся информация позволяет составить проектный технологический документ на разработку. Но в большинстве случаев на конкурс-аукцион выставляются участки, где имеются лишь ресурсы низких категорий. В такой ситуации все исходные параметры носят

чисто гипотетический характер и расчетные величины ЧДД не представляют большой ценности в качестве основы для определения стартового бонуса. Ситуация может быть несколько исправлена применением формулы ожидаемой стоимости запасов (EMV, см. раздел 6.5), учитывающей вероятность дисконтированных убытков и вероятность отрицательного результата ГРР.

В ряде случаев для расчета бонуса может быть использован метод опционов.

При отрицательных значениях ЧДД или EMV «вступает» в силу 10%-я величина среднегодового налога на добычу (НДПИ), предусмотренная Законом «О недрах». Но и здесь нас «подстерегает» очевидная неопределенность. В связи с малой изученностью большинства выставляемых на тендер участков совершенно не ясно, какова же будет среднегодовая добыча, чтобы оценить этот самый НДПИ? Ориентироваться на цифры ресурсов, которые в результате могут в несколько раз отличаться от реальных после проведения полноценной разведки, тоже ненадежно. Тут вступают в силу только рыночные механизмы: какой недропользователь больше предложит, тот и получит право на этот участок. Впрочем, и во всех предыдущих случаях величина стартового бонуса должна волновать преимущественно государство, которому и следует определить эту минимальную приемлемую величину. Остальное покажет аукцион.

### **8.5. Особенности экономической оценки в условиях применения закона «О соглашениях о разделе продукции»\***

В развитие законодательства Российской Федерации в области недропользования и инвестиционной деятельности в декабре 1995 года был принят Федеральный закон «О соглашениях о разделе продукции».

---

\*Данный раздел подготовлен с использованием материалов П.Б. Никитина, И.А. Зюзиной



Закон устанавливает правовые основы отношений, возникающих в процессе осуществления российских и иностранных инвестиций в поиски, разведку и добычу минерального сырья на территории Российской Федерации, а также на континентальном шельфе и (или) в пределах исключительной экономической зоны Российской Федерации на условиях соглашений о разделе продукции.

Для определения налогов и платежей, учитываемых при выполнении соглашений о разделе продукции, целесообразно ввести основные понятия, используемые при этой системе налогообложения (ст.346<sup>34</sup> Налогового Кодекса РФ):

- **инвестор** - юридическое лицо или объединение юридических лиц, осуществляющее вложение собственных, заемных или привлеченных средств в поиск, разведку и добычу минерального сырья и являющееся пользователем недр на условиях соглашения о разделе продукции;
- **продукция** - полезное ископаемое, добытое из недр на территории Российской Федерации, а также на континентальном шельфе Российской Федерации. Не может быть признана полезным ископаемым продукция, полученная при дальнейшей переработке полезного ископаемого и являющаяся продукцией обрабатывающей промышленности;
- **произведенная продукция** - количество продукции, добытой инвестором в ходе выполнения работ по соглашению и уменьшенной на количество технологических потерь в пределах установленных нормативов. При выполнении соглашений, в которых применяется порядок раздела продукции, установленный пунктом 2 статьи 8 Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции», доля государства в общем объеме произведенной продукции составляет не менее 32 процентов общего количества произведенной продукции.;

- **раздел продукции** - раздел между государством и инвестором произведенной продукции в натуральном и (или) стоимостном выражении с Федеральным законом «О соглашениях о разделе продукции»;
- **прибыльная продукция** - произведенная за отчетный (налоговый) период при выполнении соглашения продукция за вычетом части продукции, стоимостный эквивалент которой используется для уплаты налога на добычу полезных ископаемых, и компенсационной продукции;
- **компенсационная продукция** - часть произведенной при выполнении соглашения продукции, которая не должна превышать 75 процентов общего количества произведенной продукции (это касается внутренних вод и территориального моря), а при добыче на континентальном шельфе Российской Федерации - 90 процентов общего количества произведенной продукции, передаваемой в собственность инвестора для возмещения понесенных им расходов (возмещаемые расходы), состав которых устанавливается соглашением;
- **пункт раздела** - место коммерческого учета продукции, в котором государство передает инвестору часть произведенной продукции, причитающуюся ему по условиям соглашения. При добыче нефти место коммерческого учета продукции определяется в случае транспортировки ее трубопроводным транспортом как место, в которое нефть по трубопроводу поступает на контрольно-измерительную станцию и в котором осуществляется измерение ее количества и определение качества, подсчет в качестве произведенной продукции и передача в систему магистрального трубопровода. В случае транспортировки нефти иным транспортом, чем трубопроводный, место коммерческого учета продукции определяется соглашением как место, в которое нефть поступает на контрольно-измерительную станцию и в

котором осуществляется измерение ее количества и определение качества;

- **цена продукции** - определяемая в соответствии с условиями соглашения стоимость продукции;
- **цена нефти** - цена реализации нефти, которая указана сторонами сделки, но не ниже среднего за отчетный период уровня цен нефти сырой марки "Юралс", определяемого как сумма средних арифметических цен покупки и продажи на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за все дни торгов, деленная на количество дней торгов в соответствующем отчетном периоде. Средние за истекший месяц уровни цен нефти сырой марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) ежемесячно в срок не позднее 15-го числа следующего месяца доводятся через официальные источники информации в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. При отсутствии указанной информации в официальных источниках информации средний за истекший отчетный период уровень цен нефти сырой марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) определяется налогоплательщиком самостоятельно.

При заключении специального налогового режима - соглашения о разделе продукции - предусматривается раздел добытого минерального сырья между Российской Федерацией и пользователем недр.

В соответствии со статьей 8 Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции» возможны *две схемы раздела продукции*.

**I.** При первой схеме (рисунок 8.17) произведенная продукция подлежит разделу между государством и инвестором в соответствии с соглашением, которое должно предусматривать следующие условия:

⇒ определение общего объема произведенной продукции и ее стоимости.

При этом произведенной продукцией признается количество продукции, добытое инвестором в ходе выполнения работ по соглашению и уменьшенное на количество технологических потерь в пределах нормативов;

⇒ определение части произведенной продукции, которая передается в собственность инвестора для возмещения его затрат на выполнение работ по соглашению (далее - компенсационная продукция).

Состав затрат, подлежащих возмещению инвестору за счет компенсационной продукции, определяется соглашением в соответствии с законодательством Российской Федерации;

Возмещаемыми расходами признаются расходы, произведенные в целях выполнения работ по соглашению в соответствии с программой работ и сметой расходов.

В состав возмещаемых из компенсационной продукции расходов включаются:

1) Расходы, произведенные до вступления соглашения в силу, если соглашение заключено по ранее неразрабатываемым месторождениям полезных ископаемых и эти расходы не были ранее признаны для целей исчисления налога. Амортизация по данному виду амортизируемого имущества не начисляется. В случае если расходы относятся к амортизируемому имуществу, их возмещение производится в следующем порядке:

- если указанные расходы произведены российской организацией, они подлежат возмещению в размере, не превышающем остаточную стоимость амортизируемого имущества;

- если указанные расходы произведены иностранной организацией, они подлежат возмещению в размере, не превышающем уровень рыночных цен;

2) расходы, произведенные налогоплательщиком с даты вступления соглашения в силу и в течение всего срока его действия.

При этом в отношении указанных расходов устанавливаются следующие особенности:

- расходы на освоение природных ресурсов (поиски, оценка месторождений, проведение работ подготовительного характера) включаются в состав расходов равномерно в течение 12 месяцев;

- расходы на приобретение, сооружение, изготовление, доставку амортизируемого имущества и доведение его до состояния, в котором оно пригодно для использования, включаются в сумме фактически понесенных затрат при условии их включения в программу работ и смету расходов и с учетом ограничений, установленных соглашением. Начисление амортизации в порядке по таким расходам не производится;

- расходы, произведенные в форме отчислений в ликвидационный фонд для финансирования ликвидационных работ, учитываются при налогообложении в размере и порядке, которые установлены соглашением. Порядок формирования и использования ликвидационного фонда устанавливается Правительством Российской Федерации;

- расходы, связанные с содержанием и эксплуатацией имущества, которое было передано государством в безвозмездное пользование;

- управленческие расходы, связанные с выполнением соглашения, информационные и консультационные услуги, представительские расходы, расходы на рекламу и другие управленческие расходы по условиям соглашения возмещаются в размере норматива управленческих расходов, установленного соглашением, но не более 2 процентов общей суммы расходов, возмещаемых в отчетном периоде. Превышение суммы управленческих расходов над нормативом, установленным настоящим пунктом, учитывается при исчислении налоговой базы инвестора по налогу.

Возмещаемые расходы подлежат возмещению налогоплательщику в размере, не превышающем

установленного соглашением предельного уровня компенсационной продукции.

Предельный уровень компенсационной продукции (уровень Cost Stop) не должен превышать 75 процентов (это касается внутренних вод и территориального моря), а при добыче на континентальном шельфе Российской Федерации - 90 процентов общего объема произведенной продукции.

Компенсационная продукция за отчетный период рассчитывается путем деления подлежащей возмещению суммы расходов налогоплательщика на цену продукции, определяемую в соответствии с условиями соглашения, или на цену нефти.

Если размер возмещаемых расходов не достигает предельного уровня компенсационной продукции в отчетном периоде, то в указанном периоде возмещается вся сумма возмещаемых расходов. Если размер возмещаемых расходов превышает предельный уровень компенсационной продукции, возмещение расходов производится в размере указанного предельного уровня. Не возмещенные возмещаемые расходы подлежат включению в состав возмещаемых расходов следующего отчетного периода.

Расходы капитального характера принимаются к возмещению при условии соблюдения требования об использовании не менее 70 процентов оборудования и материалов российского происхождения в общей стоимости приобретаемых в течение года средств для проведения работ по соглашению. Несоблюдение указанного требования является основанием для отказа в возмещении соответствующих затрат инвестора. При этом на приобретаемое оборудование и иное имущество распространяется порядок амортизации имущества.

Не признаются **возмещаемыми расходами**:

1) произведенные до вступления соглашения в силу:

- расходы на приобретение пакета геологической информации для участия в аукционе;
- расходы на оплату сбора за участие в аукционе на право пользования участком недр на условиях соглашения;

2) произведенные (понесенные) с даты вступления соглашения в силу:

- разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в соглашении;
- налог на добычу полезных ископаемых;
- платежи по полученным кредитным и заемным средствам, а также комиссионные выплаты по ним и другие расходы, связанные с получением и использованием заемных средств для финансирования деятельности по соглашению.

⇒ определение уровня раздела между государством и инвестором прибыльной продукции, под которой понимается произведенная при выполнении соглашения продукция за вычетом части этой продукции, стоимостный эквивалент которой используется для уплаты налога на добычу полезных ископаемых, и компенсационной продукции за отчетный (налоговый) период;

Соглашения предусматривают увеличение доли государства в прибыльной продукции в случае улучшения показателей инвестиционной эффективности для инвестора при выполнении соглашения. Показатели инвестиционной эффективности устанавливаются в соответствии с условиями соглашения.

⇒ передача инвестором государству принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения части произведенной продукции или ее стоимостного эквивалента;

⇒ получение инвестором произведенной продукции, принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения.

**II.** В отдельных случаях раздел произведенной продукции между государством и инвестором в соответствии с

соглашением может осуществляться в виде «прямого раздела продукции». При этом соглашение должно предусматривать следующие условия:

- ⇒ определение общего объема произведенной продукции и ее стоимости;
- ⇒ определение уровня раздела между государством и инвестором произведенной продукции или стоимостного эквивалента произведенной продукции и определения принадлежащих государству и инвестору долей произведенной продукции. Пропорции такого раздела определяются соглашением в зависимости от геолого-экономической и стоимостной оценок участка недр, технического проекта, показателей технико-экономического обоснования соглашения. При этом доля инвестора в произведенной продукции не должна превышать 68 процентов (в редакции Федерального закона от 06.06.2003 N 65-ФЗ)
- ⇒ передача государству принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения части произведенной продукции или ее стоимостного эквивалента;
- ⇒ получение инвестором части произведенной продукции, принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения.

Заключение соглашения в соответствии с указанными условиями и порядком раздела продукции должно быть предусмотрено условиями аукциона (в редакции Федерального закона от 06.06.2003 N 65-ФЗ).

Пользователь недр, являющийся участником соглашения о разделе продукции, освобождается от взимания отдельных налогов и платежей, которые установлены Федеральным законом «О соглашениях о разделе продукции» и законодательством Российской Федерации. Взимание указанных налогов и платежей заменяется разделом продукции в соответствии с условиями заключенного соглашения о разделе продукции. Распределение продукции, полученной



государством в результате раздела произведенной продукции в соответствии с условиями соглашения о разделе продукции, или ее стоимостного эквивалента между Российской Федерацией и субъектом Российской Федерации, на территории которого расположен предоставляемый в пользование участок недр, осуществляется на основе договоров, заключаемых соответствующими органами исполнительной власти Российской Федерации и органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации.

При выполнении соглашения, предусматривающего условия раздела произведенной продукции в соответствии с первой схемой, инвестор уплачивает следующие налоги и сборы:

- ❖ налог на добавленную стоимость;
- ❖ налог на прибыль организаций;
- ❖ единый социальный налог;
- ❖ налог на добычу полезных ископаемых;
- ❖ платежи за пользование природными ресурсами;
- ❖ плату за негативное воздействие на окружающую среду;
- ❖ плату за пользование водными объектами;
- ❖ государственную пошлину;
- ❖ таможенные сборы;
- ❖ земельный налог;

Суммы уплаченных инвестором налога на добавленную стоимость, единого социального налога, платежей за пользование природными ресурсами, платы за пользование водными объектами, государственной пошлины, таможенных сборов, земельного налога, а также суммы платы за негативное воздействие на окружающую среду подлежат возмещению.

Инвестор не уплачивает налог на имущество организаций в отношении основных средств, нематериальных активов, запасов и затрат, которые находятся на его балансе и используются исключительно для осуществления деятельности, предусмотренной соглашениями.

При выполнении соглашения, предусматривающего условия раздела произведенной продукции в соответствии со схемой «прямого раздела», инвестор уплачивает следующие налоги и сборы:

- ❖ единый социальный налог;
- ❖ государственную пошлину;
- ❖ таможенные сборы;
- ❖ налог на добавленную стоимость;
- ❖ плату за негативное воздействие на окружающую среду.

В обоих случаях Инвестор освобождается от уплаты региональных и местных налогов и сборов по решению соответствующего законодательного (представительного) органа государственной власти или представительного органа местного самоуправления.

Налоги и платежи при соглашениях о разделе продукции могут быть представлены в виде двух групп:

- ⇒ Налоги и платежи, подлежащие возмещению инвестору
- ⇒ Налоги и платежи, не подлежащие возмещению

### ***Налоги и платежи, подлежащие возмещению инвестору:***

#### **➤ налог на добавленную стоимость (НДС)**

Как и при действующей системе налогообложения определяется баланс НДС - из подлежащей взносу в бюджет в соответствующем периоде суммы налога на добавленную стоимость вычитаются все суммы НДС, уплаченного инвестором в соответствующем периоде за приобретаемые для выполнения работ по СРП товарно-материальные ценности, работы и услуги.

В случае если по итогам налогового периода сумма налоговых вычетов при выполнении работ по соглашению превышает общую сумму налога, исчисленную по товарам (работам, услугам), реализованным в этом периоде (*в том числе при отсутствии указанной реализации*), полученная разница подлежит возмещению налогоплательщику.

Не подлежат налогообложению при СРП:

- передача на безвозмездной основе имущества, необходимого для выполнения работ по соглашению, между инвестором по соглашению и оператором соглашения в соответствии с программой работ и сметой расходов, которые утверждены в установленном соглашением порядке;
- передача организацией, являющейся участником не имеющего статуса юридического лица объединения организаций, выступающего в качестве инвестора в соглашении, другим участникам такого объединения соответствующей доли произведенной продукции, полученной инвестором по условиям соглашения;
- передача налогоплательщиком в собственность государства вновь созданного или приобретенного налогоплательщиком имущества, использованного для выполнения работ по соглашению и подлежащего передаче государству в соответствии с условиями соглашения.

Налоговая ставка налога на добавленную стоимость при выполнении соглашений о разделе продукции равна 20% от цены реализации на внутреннем рынке (с 01.01.2004 – 18% от цены реализации на внутреннем рынке) в принадлежащей инвестору, в соответствии с условиями соглашения, произведенной продукции.

➤ единый социальный налог

При выполнении соглашения о разделе продукции, как и при действующей системе налогообложения, Инвестор осуществляет обязательные платежи по социальному и медицинскому страхованию своих работников – граждан Российской Федерации, платежи в Пенсионный фонд РФ и по обязательному страхованию от несчастных случаев в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Налоговая ставка единого социального налога составляет, как и при действующей налоговой системе, 35,6 % от фонда оплаты труда (ФОТ).

➤ регулярные платежи за пользование недрами (ренталс)

Устанавливаются за единицу площади использованного участка недр в зависимости от экономико-географических условий, размера участка недр, вида полезного ископаемого, продолжительности указанных работ, степени геологической изученности участка недр и степени риска.

Размеры регулярных платежей за пользование недрами, условия и порядок их взимания при выполнении соглашений о разделе продукции устанавливаются соглашениями о разделе продукции в пределах, установленных законодательством.

➤ плата за акваторию – взимается в зависимости от площади месторождения и его местонахождения;

Аналогична платежу при действующей налоговой системе.

***Налоги и платежи, не подлежащие возмещению:***

➤ разовые платежи за пользование недрами (бонусы)

Бонусы уплачиваются пользователями недр при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии, в соответствии с законодательством. К числу подобных событий при заключении СРП для освоения месторождений нефти и газа могут относиться получение лицензии, подписание соглашения о разделе продукции, коммерческое открытие месторождения, начало добычи, достижение определенных уровней добычи.

Как и для действующей налоговой системы, для условий СРП в настоящее время законодательно регламентируется только минимальная (стартовая) величина разового платежа, которая не может быть менее 10% суммы налога на добычу полезных ископаемых в расчете на среднегодовую проектную мощность добывающей организации. Окончательные размеры

разовых платежей за пользование недрами устанавливаются по результатам конкурса или аукциона и фиксируются в лицензии на пользование недрами.

Разовые платежи инвестору не компенсируются, ему только позволяется на величину данных платежей уменьшить величину налогооблагаемой прибыли.

Разовые платежи за пользование недрами континентального шельфа при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии, зачисляются в федеральный бюджет и бюджеты субъектов Российской Федерации.

➤ налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Налог уплачивается только при первой из вышеописанных схем раздела продукции.

Налоговая база при добыче нефти и газового конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений определяется как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении.

Налоговая ставка при добыче нефти и газового конденсата составляет 340 рублей за тонну и применяется с коэффициентом, характеризующим динамику мировых цен на нефть, и с коэффициентом 0,5 до достижения предельного уровня коммерческой добычи нефти и газового конденсата, который может быть установлен соглашением. В случае если соглашением установлен предельный уровень коммерческой добычи нефти и газового конденсата, при достижении такого предельного уровня налоговая ставка применяется с коэффициентом 1, который не изменяется в течение всего срока действия соглашения.

Для попутного и природного газа при соглашениях о разделе продукции налоговая база и налоговые ставки соответствуют установленным при действующей налоговой системе.

Налоговая ставка применяется с коэффициентом 0,5.

### ➤ налог на прибыль

Налог предусмотрен только для первой схемы соглашений о разделе продукции.

Объектом налогообложения признается стоимость прибыльной продукции, принадлежащей инвестору в соответствии с условиями соглашения, уменьшенная на величину расходов, понесенных в ходе выполнения соглашения.

Расходы, уменьшающие налоговую базу по налогу, включают в себя расходы на приобретение пакета геологической информации, разовые платежи инвестора за пользование недрами, платежи инвестора за пользование заемными средствами, а также другие не возмещаемые инвестору в соответствии с условиями соглашения затраты. Состав и порядок учета этих затрат устанавливаются соглашением в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходами признаются обоснованные и документально подтвержденные расходы, произведенные при выполнении соглашения.

Если налоговая база является отрицательной величиной, то для такого налогового периода она признается равной нулю. Налогоплательщик имеет право уменьшить налоговую базу на величину полученной отрицательной величины в последующие налоговые периоды в течение 10 лет, следующих за тем налоговым периодом, в котором получена отрицательная величина, но не более срока действия соглашения.

Налоговая база для исчисления налога на прибыль определяется по каждому соглашению отдельно.

Размер налоговой ставки определяется в соответствии с законодательством Российской Федерации с учетом особенностей его исчисления при СРП и равен размеру налоговой ставки, действующей на дату вступления соглашения в силу (в 2003 году –24% от налоговой базы). Такая налоговая

ставка применяется в течение всего срока действия этого соглашения.

Доходы и расходы налогоплательщика по другим видам деятельности, не связанным с выполнением соглашения, в том числе доходы в виде вознаграждения за выполнение функций оператора и (или) за реализацию продукции, принадлежащей государству по условиям соглашения, подлежат налогообложению в установленном порядке.

Взимание прочих налогов, сборов и иных обязательных платежей заменяется **разделом продукции** на условиях соглашения в соответствии с Федеральным законом «О соглашениях о разделе продукции».

Все перечисленные в данном разделе особенности бесспорно влияют на величину стоимостной оценки, поэтому применять этот механизм можно лишь для месторождений и участков, уже включенных в перечень для СРП, утверждаемый государственными органами, либо для обоснования такого включения на основе отрицательных результатов по оценке эффективности в действующей налоговой системе.

## **8.6. Особенности стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья морских месторождений**

Сами по себе месторождения шельфа никак не отличаются от месторождений, расположенных на суше в сходных геологических условиях. Однако их расположение в открытом море имеет целый ряд специфических особенностей, связанных прежде всего с технологией освоения и, как следствие, с экономическими показателями проекта.

В самом общем виде эти особенности можно свести к следующему.

1. Добыча осуществляется с платформ или с подводных добычных комплексов. Срок службы этих сооружений ограничен, поэтому в большинстве случаев месторождение должно быть выработано за фиксированный отрезок

времени, не превышающий, как правило, 30 лет. Строительство дополнительных платформ или комплексов взамен выбывающих резко ухудшает экономические показатели месторождения. Это накладывает ограничения снизу и на годовой темп отбора. Следует поддерживать высокие дебиты скважин на протяжении длительного времени. В связи с этим в большинстве морских проектов предусматривается бурение горизонтальных и наклонно-направленных скважин с длиной рабочей зоны в продуктивном пласте до нескольких сотен метров и более, что в несколько раз повышает дебиты.

2. Платформы представляют собой очень сложные и дорогостоящие гидротехнические сооружения нескольких типов. Они, как правило, проектируются под конкретные месторождения и глубины моря или тип месторождений. Поэтому состав оборудования на самой платформе является фиксированным: количество «гнезд» для скважин, наличие или отсутствие оборудования для первичной подготовки нефти (газа), дожимных компрессорных станций (ДКС) и т.д. С точки зрения разработки наиболее важный параметр – количество эксплуатационных скважин, которые конструктивно предусмотрены на платформе и связанная с этим проектная мощность добычи УВ.

3. В зависимости от состава оборудования на платформе и способа транспортировки продукции (танкерный, трубопроводный) необходимо предусматривать состав оборудования на береговых сооружениях: УКПГ (установки комплексной подготовки газа), ДКС, завод по сжижению (в случае необходимости) для газа, первичная подготовка нефти и т.п. В этом случае предусматривается также прокладка подводных трубопроводов до берега и сухопутных трубопроводов до мест врезки в магистральные. Примечание: в случае 100%-го танкерного вывоза нефти или сжиженного газа прокладка последних не требуется.



4. При достаточной энергии пласта первые годы многие месторождения могут эксплуатироваться без платформ с помощью только добычных подводных комплексов с последующей транспортировкой продукции на берег по подводному трубопроводу, и такая практика все чаще применяется в мире. Это улучшает экономические показатели большинства проектов, т.к. платформы можно строить уже более облегченные только технологические (не буровые) и на более поздних стадиях разработки месторождения.

5. Разработка месторождений глубоководных зон имеет свои особенности лишь в составе и стоимости добычного оборудования. На ближайшие 30 лет на Российском шельфе прогнозируется добыча углеводородов из месторождений с глубинами моря преимущественно от 2 до 100 м. И лишь единичные крупные объекты (Штокмановское в Баренцевом море и прогнозируемые на Каспии: Центральная и др.) имеют большие глубины: 320, 400 и более. Однако их проекты разработки по большому счету укладываются в традиционную схему для шельфовых месторождений. Планируемое к разработке в 2007 году норвежское газовое месторождение Ормен-Ланге имеет глубину моря 800-900 м.

Особенностью разработки глубоководных месторождений является широкое использование подводных добычных комплексов с подчиненным использованием вспомогательных платформ в случае необходимости на более поздних стадиях.

Учитывая изложенное, следует в экономических расчетах исходить из конкретных типов добывающего оборудования, от которого зависит и темп отбора продукции и схема разработки месторождения. Главная особенность – ограниченность во времени сроков разработки. В профиле добычи это находит отражение, прежде всего, в следующих параметрах:

- в сокращении сроков выхода на проектную мощность,
- в наибольшей длительности периода постоянной добычи (насколько это возможно по технологическим

показателям и проводимым дополнительным мероприятиям),

- в сокращении периода падающей добычи.

Поскольку капиталоемкость морских промыслов чрезвычайно велика, суммарная доля эксплуатационных расходов за весь период разработки месторождения в общих затратах существенно ниже, чем на суше. Для оценочных расчетов для ресурсов и запасов низких категорий иногда упрощенно считают ежегодные эксплуатационные расходы с использованием фиксированного процента (например 5%) от накопленных к текущему году капитальных затрат.

Поскольку даже крупные морские месторождения показывают невысокие проектные уровни рентабельности, для них чаще всего применяется режим соглашения о разделе продукции (см. 8.5).

Следует учитывать все перечисленные особенности при геолого-экономическом анализе и стоимостной оценке морских объектов.

Особое значение при стоимостной оценке морских объектов имеют проблемы комплексной оценки неопределенности и риска (тема 6), поскольку здесь запасы промышленных категорий готовятся существенно меньшим числом разведочных скважин. В результате отклонения оценочных параметров от фактических может оказаться существенным и повлиять на общие результаты проекта. Ниже рассмотрим два примера таких оценок для участков Печорского и Баренцева морей.

### Сравнительный анализ неопределенности и риска на примере локальных объектов Печорского моря

Как мы отмечали в 6, наиболее удобной величиной для оценки локального геологического риска следует считать коэффициент вариации, поскольку он является относительным и показывает меру неопределенности в оценке ресурсов.

С помощью такого анализа мы провели сравнительную оценку геологического риска по 8 локальным объектам Печорского моря, имея ввиду выявленные или предполагаемые залежи в отложениях пермо-карбона, которые регионально продуктивны на прилегающей суше Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Речь идет о структурах: Алексеевская, Приразломная, Медынская-море1, Медынская-море2 (южный купол), Варандей-море, Южно-Долгинская, Полярная. Поскольку часть информации является коммерческой тайной, в дальнейшем структуры будут под условными номерами.

Объекты с №1 по №4 опойсканы или разведаны и являются месторождениями. На объекте №5 пробурена, но не испытана поисковая скважина. Остальные объекты представляют собой перспективные структуры, на которых поискового бурения не было, поэтому они могут быть как пустыми, так и заполненными до замка складки. Т.е. неопределенность в оценке здесь выше всего.

Оценка запасов или ресурсов по каждому из объектов с учетом неопределенности подсчетных параметров может быть проведена по методу Монте-Карло. Далее, аппроксимируя стандартным распределением полученные результаты, вычисляем значения коэффициентов вариации. Их величины, как мы условились, будут служить мерой геологического риска, ассоциируемого с каждым из локальных объектов, рассматриваемых изолированно. Результаты для всех восьми объектов представлены на рис.8.18А.

Наибольший коэффициент вариации, а значит и геологический риск, связан со структурой №8, а наименьший - с №1. Это объясняется лучшей изученностью №1. Отметим, что в данной постановке геологический риск связан с неопределенностью геологической модели и не зависит от абсолютной величины запасов или ресурсов УВ. Это означает следующее. Если допустить, что геологическая модель известна абсолютно точно (а такого не бывает даже после окончания

разработки месторождения), то коэффициент вариации, а значит и локальный геологический риск будет равен нулю. Однако, как следует из наших рассуждений, даже в этом случае инвестиционный риск *не* будет нулевым.

Сделаем дальнейшие соответствующие расчеты для этих объектов. Расчет NPV с учетом неопределенности экономических параметров и ресурсных оценок сам по себе представляет трудную задачу. Она может быть решена с помощью методики, изложенной в 6, реализованной нами в компьютерной системе “Геоэкономика-риск”.

Если величина  $\overline{NPV}$  положительна, а коэффициент вариации не превышает единицы, это фактически означает, что проект является практически безрисковым, т.е. при любом исходе дисконтированный чистый доход инвестора будет положительным, а внутренняя норма прибыли проекта будет превышать ставку дисконтирования. В нашем случае это относится лишь к локальному объекту №2 (рис.8.18Б).

Для более устойчивой оценки  $\overline{NPV}$  и коэффициентов вариации все расчеты были проделаны для большого количества возможных независимых реализаций геологических моделей и экономических условий (5000), после чего построены гистограммы ЧДД (число попаданий в заданный интервал значений), по виду и параметрам которых можно судить об абсолютных и относительных величинах неопределенности. Аналогичным образом, для такого рода оценок может быть привлечен с некоторыми поправками и показатель внутренней нормы прибыли (IRR).

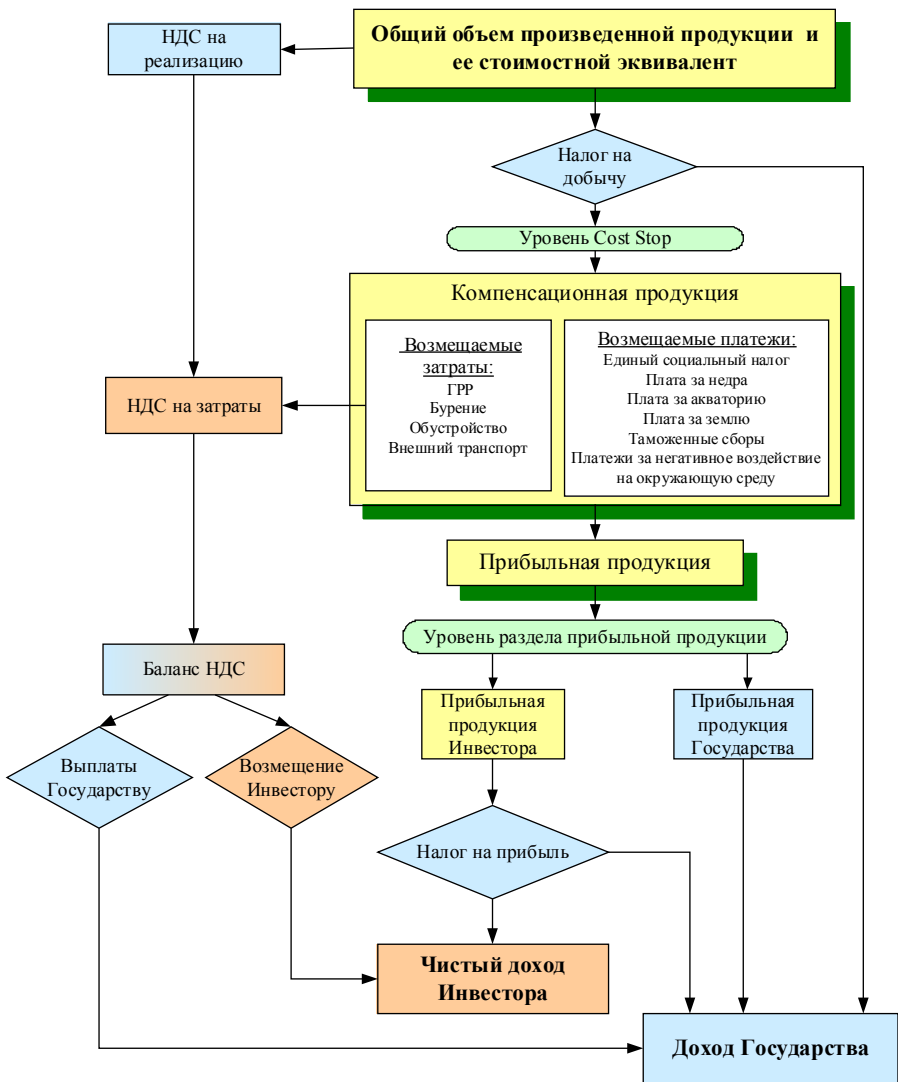
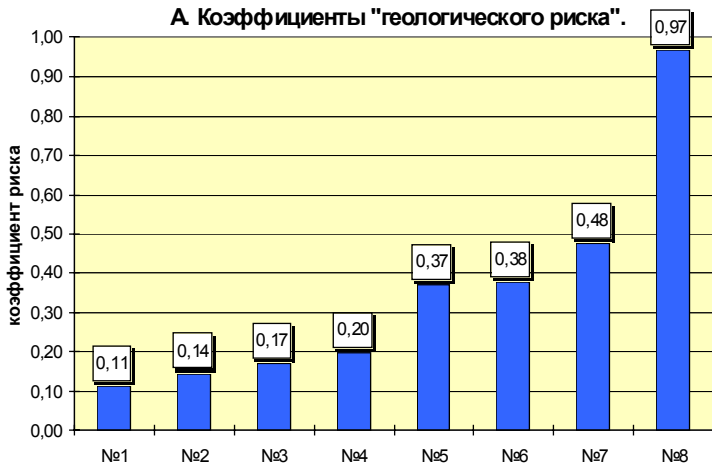


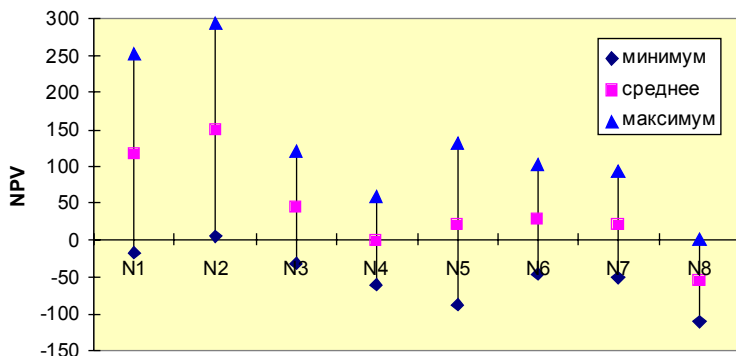
Рис. 8.17. Блок-схема расчета показателей эффективности освоения объектов углеводородного сырья при соглашениях о разделе продукции (по П.Б. Никитину, И.А. Зюзиной).

**Рис.8.18 Сравнительные характеристики локальных объектов Печорского моря.**

**А. Коэффициенты "геологического риска".**



**Б. Чистый дисконтированный доход с учетом стандартного отклонения**



## Вероятностный геолого-экономический анализ перспективных объектов Штокмановского района Баренцева моря

Штокмановское газоконденсатное месторождение, расположенное на шельфе Баренцева моря, как известно, является крупнейшим в Европе. Несмотря на гигантские запасы газа, по показателю ВНД, оно не относится к высокорентабельным в связи с очень большим объемом капитальных затрат, обусловленных сравнительно большими глубинами моря и значительной удаленностью от берега и от районов сбыта газа. Поэтому весьма актуальной является задача поиска дополнительных ресурсов газа в этом районе, чтобы снизить удельные капитальные затраты за счет общего использования проектируемой транспортной и промышленной инфраструктуры.

На удалении от 50 до 200 км от Штокмановского месторождения сейсморазведкой выявлено свыше десятка перспективных структур, в двух из которых по результатам бурения открыты газоконденсатные месторождения.

Среди этих структур Арктическая, Ферсмановская, Демидовская, Лудловская, Ледовая, Туломская, Южно-Туломская, Северо-Надеждинская, Северо-Туломская, Бритвинская, Териберская, Терская. Вероятностная оценка начальных суммарных ресурсов газа для объектов района дает результаты в интервале 1260 - 4000 млрд. куб. м при наиболее вероятном значении 2650 млрд. куб. м без учета самого Штокмановского месторождения. Такой разброс обусловлен незначительным объемом поискового бурения на этих структурах и большой неопределенностью в локальных оценках.

В разделе 6 мы рассматривали локальный геологический риск как степень неопределенности в оценках начальных суммарных ресурсов (НСР) локального объекта, рассчитываемый через коэффициент вариации ресурсов. Для относительно хорошо изученных объектов он невелик (0 - 0,2),

для среднеизученных - 0,2 - 0,4, для слабоизученных - от 0,4 до 1 и более.

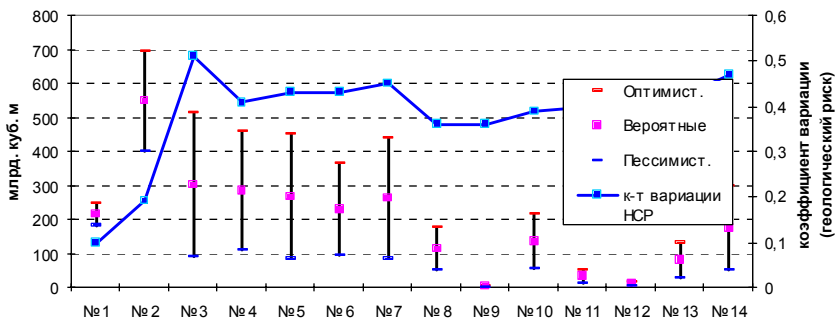
На рис. 8.19а представлены результаты оценок НСР по 14 объектам Штокмановского района (с указанием доверительных интервалов), совмещенные с графиком коэффициента вариации НСР, характеризующего степень локального геологического риска. Самыми крупными из них являются объекты №2 и №3. Минимальным геологическим риском характеризуются месторождения №1 и №2 - 0,11 и 0,19 соответственно. Остальные находятся в интервале 0,35 - 0,50. Разброс оценок НСР порождает и разброс экономических оценок. Соответствующие оценки чистого дисконтированного дохода приведены на рис. 8.19б. Из него следует, что практически все эти объекты характеризуются существенным инвестиционным риском за исключением месторождения №2, которое по этим показателям представляется почти безрисковым. Однако следует иметь ввиду, что это лишь в том случае, если оно осваивается вместе со Штокмановским месторождением и использует его инфраструктуру. Если рассматривать его изолированно, то даже оно будет нерентабельно.

Другие объекты - №№ 1,3,4,6 - могут стать рентабельными только при оптимистических оценках ресурсов и благоприятных технологических показателях (прежде всего при высоких дебитах). Объекты №№ 9,12,13 нерентабельны даже при оптимистических оценках. Все вышесказанное подтверждается результатами вариантных оценок внутренней нормы доходности (рис. 8.19в).

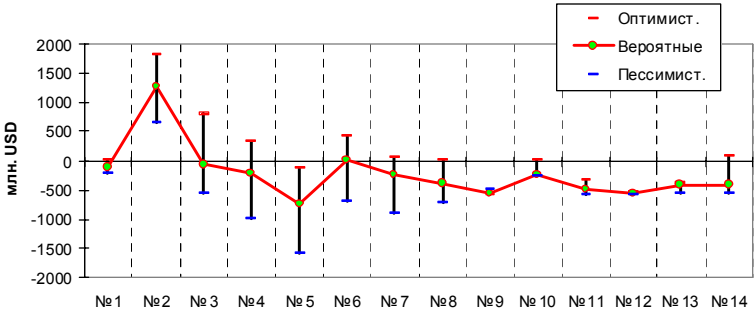
Аналогичные расчеты были проделаны нами и для 6 выявленных структур Обской и Тазовской губ [60], 3 из которых стали месторождениями после проведения поисково-разведочного бурения. При этом сделанные ранее прогнозные расчеты в значительной мере оправдались.



**А.** Начальные суммарные ресурсы и относительный геологический риск по локальным объектам Штокмановского района.



**Б.** Чистый дисконтированный доход инвестора (ставка 10%) при наиболее благоприятном режиме СРП



**В.** .Внутренняя норма доходности при наиболее благоприятном режиме СРП

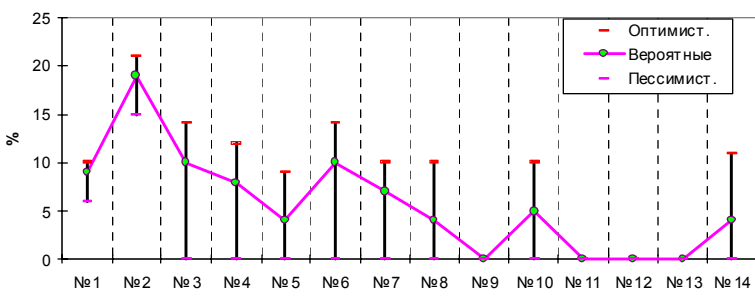


Рис.8.19. Оценка параметров локальных объектов.

## **8.7. Создание в компаниях постоянно действующих систем по оценке эффективности геологоразведочных работ**

При принятии решений в сфере подготовки минерально-сырьевой базы добычи углеводородного сырья важную роль играет обоснование экономической эффективности планируемых геологоразведочных работ. Решения об инвестировании в разведку и освоение объектов углеводородного сырья принимаются на основе результатов геолого-экономической и стоимостной оценки этих объектов. Результаты этой оценки могут использоваться при принятии решений, касающихся финансирования геологоразведочных работ для подготовки запасов на нефтегазоносных объектах, разведки и освоения выявленных месторождений, покупки лицензионных участков. Геологоразведочные работы (ГРР) являются достаточно дорогостоящим и длительным процессом, поэтому необходимо обоснование их наиболее перспективных направлений с точки зрения конечной экономической эффективности.

Такая оценка должна осуществляться оперативно и на постоянной основе, так как ситуация как в области законодательства, так и на рынке, меняется довольно быстро, а для обеспечения эффективного планирования и управления геологоразведочными работами требуется экономическая оценка, учитывающая текущие условия.

Для этой цели в нефтяных компаниях создаются постоянно действующие системы по оценке эффективности геологоразведочных работ. Такие системы позволяют оценить экономическую эффективность следующих типов управленческих решений:

- проведение сейсморазведочных работ 2Д;
- проведение сейсморазведочных работ 3Д;
- бурение поисковых скважин;
- бурение разведочных скважин;
- приобретение лицензии на право пользования участком недр.

Основным критерием экономической эффективности решений о проведении ГРР является прогнозируемый будущий чистый дисконтированный доход (ЧДД) компании с учетом риска, который может быть получен в результате разведки и разработки объектов углеводородного сырья, на которых предполагается проведение ГРР.

Основные требования, предъявляемые к системам по оценке эффективности геологоразведочных работ, основываются на основных принципах геолого-экономической и стоимостной оценки (см. раздел 4.1):

1. Учет всех основных характеристик объекта ГРР, влияющих на затраты и результаты его освоения, к которым относятся геолого-промысловые параметры залежи и экономико-географические параметры территории, где расположен оцениваемый объект.

2. Учет основных факторов, определяющих экономические условия, в которых будет происходить освоение объекта, такие, как параметры рынка углеводородного сырья и системы налогообложения недропользователей.

3. Обоснование затрат на всех стадиях освоения объекта оценки и прогноз денежных потоков, включающих все связанные с его освоением денежные поступления за расчетный период в динамике.

4. Учет вероятностного характера геолого-промысловых параметров объектов ГРР и возможность их уточнения в процессе разведки, а также возможность изменения рыночной ситуации и действующего законодательства о недропользовании.

5. Учет как принятых в мировой практике универсальных форм представления и интерпретации результатов инвестиционного и финансового анализа, так и принятых в компании форм отчетности.

6. Оперативность и достоверность прогнозных расчетов.

Для организации работы постоянно действующих систем, рассматриваемого типа, необходимо разработать проект

внутрифирменного положения об экономической оценке инвестиционных проектов в сфере геологоразведочных работ.

*Цель* разработки внутрифирменного положения – создание нормативных материалов, регламентирующих все аспекты использования комплексной компьютерной технологии, в вертикально-интегрированной нефтяной компании (ВИНК) и ее региональных и территориальных подразделения. Оно включает порядок подготовки программы геологоразведочных работ на перспективу на основе оценки ее экономической эффективности, в том числе порядок подготовки и корректировки исходной информации, проведения расчетов, анализа результатов, а также последовательность оценки эффективности и утверждения программы ГРП в структурных подразделениях компании.

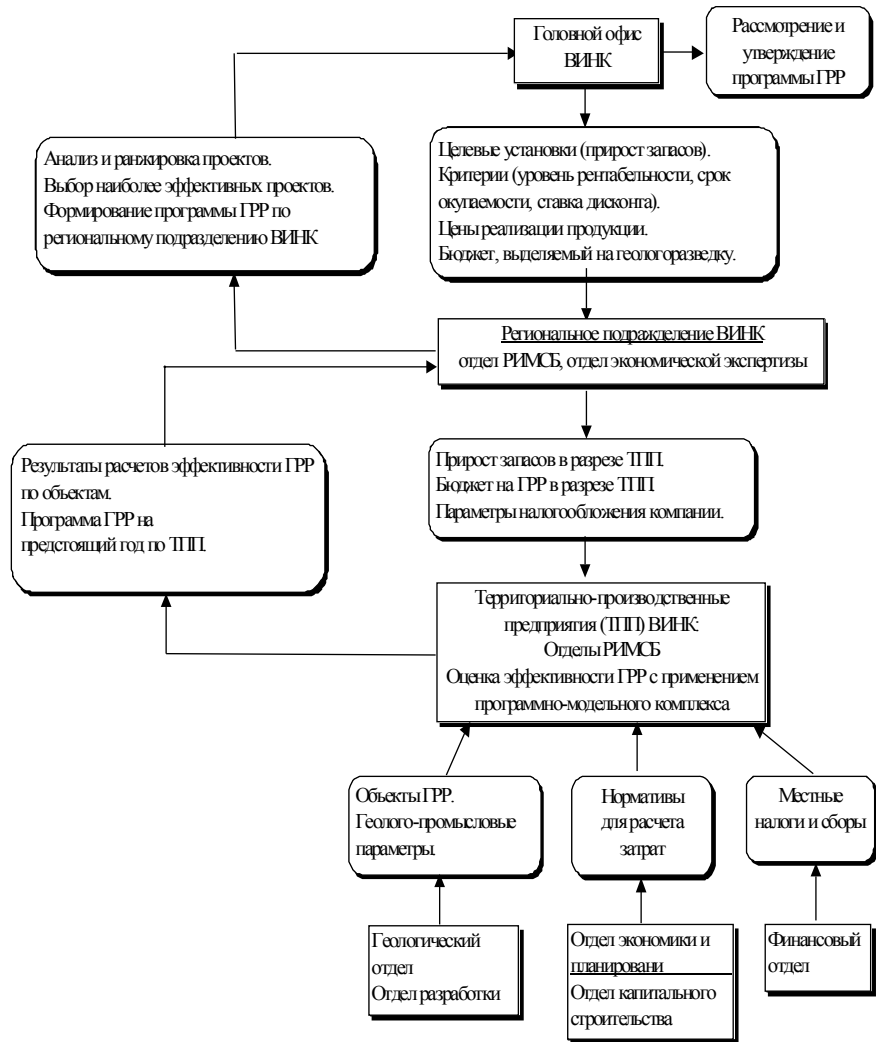
Как правило, программа геологоразведочных работ разрабатывается ежегодно с учетом необходимого прироста запасов нефти и газа, результатов работ в предшествующем периоде, экономических критериев и финансовых возможностей компании. Разработка программы проводится геологическими подразделениями компании с участием отделов разработки, капитального строительства, экономики и финансов в подготовке исходной информации для расчетов.

На рисунке 8.20 представлена схема взаимодействия подразделений вертикально интегрированной нефтяной компании в процессе проведения оценки экономической эффективности ГРП и подготовки программы на предстоящий год с использованием рассматриваемой системы.

Процесс разработки программы ГРП включает следующие этапы:

1. Выработка на уровне головной компании и доведение до региональных подразделений следующих показателей:

- целевых установок компании в области подготовки минерально-сырьевой базы добычи углеводородов,
- цен реализации продукции компанией на внешнем и внутреннем рынках,



*Рис. 8.20. Схема взаимодействия подразделений вертикально интегрированной нефтяной компании при оценке экономической эффективности программы ГРП.*

- экономических критериев, отражающих приемлемую для компании эффективность инвестиционных проектов (срок окупаемости, внутренняя норма рентабельности, ставка дисконтирования и др.),
- объема ассигнований, выделенного на подготовку запасов на предстоящий год.

2. Разработка отделом развития и использования минерально-сырьевой базы (РИМСБ) и отделом экономической экспертизы регионально подразделения основных показателей ГРР на перспективу по территориально-производственным предприятиям (ТПП) компании:

- ориентировочного прироста запасов углеводородов по предприятиям,
- объема ассигнований на подготовку запасов по предприятиям,
- параметров налогообложения на региональном уровне.

3. Выбор отделами РИМСБ территориально-производственных предприятий объектов для проведения на них геологоразведочных работ и оценки экономической эффективности их освоения.

4. Подготовка исходных данных для проведения расчетов соответствующими подразделениями ТПП:

- геолого-промысловых параметров объектов (геологический отдел, отдел разработки),
- нормативов для расчета затрат (отдел экономики и планирования, отдел капитального строительства),
- параметров налогообложения на местном уровне (финансовый отдел).

5. Проведение отделами РИМСБ ТПП расчетов прогнозных показателей эффективности проведения ГРР на выбранных объектах с помощью программно-модельного комплекса (см. тему 7). Оформление выходных форм и экспресс-отчетов. Анализ результатов оценки. Формирование программы ГРР по предприятиям.

6. Рассмотрение предложенных программ ГРР в региональном подразделении компании (отдел РИМСБ). Анализ, ранжировка и отбор наиболее эффективных проектов. Формирование программы ГРР по региональному подразделению компании в рамках выделенного бюджета на подготовку сырьевой базы.

7. Рассмотрение и утверждение программы геологоразведочных работ на предстоящий год в головной офис компании.

Период оценки охватывает первую половину года, предшествующему году реализации оцениваемой программы. Во второй половине года возможны уточнения и корректировка программы по согласованию с участниками ее формирования.

Практический опыт использования специалистами отделов РИМСБ постоянно действующих систем оценки эффективности геологоразведочных работ показывает, что узким местом является сбор и подготовка исходных данных, т.е. отсутствие систематизированной и готовой для использования информации по лицензионным участкам ТПП. Некоторая часть этой информации хранится в базе данных географической информационной системе (ГИС) лицензионных участков, а большую ее часть необходимо собрать и подготовить для использования в программно-модельном комплексе.

Правильное решение этой проблемы возможно на базе интеграции ГИС лицензионных участков компании и программно-модельного комплекса в рамках единой информационно-аналитической системы. Данная система, объединяющая ГИС, программно-модельный комплекс и базы данных геологических, геолого-промысловых и экономических параметров, может стать основой постоянно-действующей системы экономического обоснования инвестиционных, производственных и финансовых решений в области подготовки сырьевой базы компании (рис.8.21). Имеющаяся в рамках системы информация даст также возможность построения карт стоимостей запасов, наглядно отражающих потенциал оцениваемых участков недр.

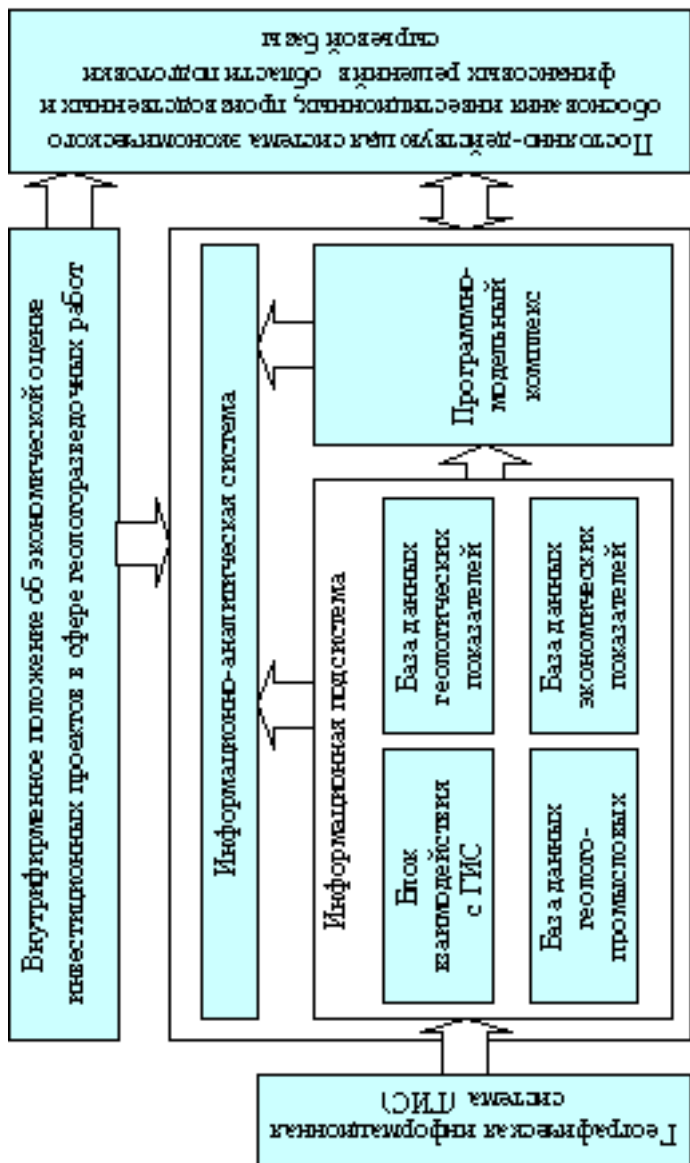


Рис. 8.21. Общая структура функционирования постоянно-действующей системы экономического обоснования управленческих решений в области подготовки сырьевой базы в ГПП



Предлагаемый подход повысит эффективность внедрения и использования современных информационных технологий в ВИНК, а наличие постоянно-действующей системы позволит компании значительно повысить оперативность и достоверность расчетов и наиболее целесообразным образом распорядиться средствами, направляемыми на развитие минерально-сырьевой базы.

### **Контрольные вопросы и задачи к теме 8.**

- 8.1. Сформулируйте основные составляющие элементы процесса стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья и кратко раскройте содержание каждого из них.
- 8.2. Из каких этапов состоит процесс стоимостной оценки лицензионного участка? Поясните содержание этапов и будьте готовы решить несложную практическую задачу по этой теме.
- 8.3. Сравните основные особенности и содержание этапов работ при геолого-экономическом анализе программ геологоразведочных работ для крупного региона и локального участка. В чем сходства и различия?
- 8.4. На лицензионном участке, выставленном на конкурс-аукцион, выявлено месторождение А с прогнозируемым уровнем среднегодового НДПИ в размере Р млн. рублей. Рассчитанная величина ЧДД инвестора без учета стартового бонуса составила Р1 млн. руб. при ставке дисконтирования 10% и Р2 млн. рублей при ставке дисконтирования 20%. Каков с точки зрения государства должен быть минимально допустимый размер стартового бонуса для проведения конкурса-аукциона, если считается, что в данном районе приемлемая для инвестора величина внутренней нормы доходности составляет 20%? Каков будет размер ЧДД инвестора при ставке 10% с учетом уплаченного бонуса? Выявление других залежей на данном участке не ожидается.

Вариант	P	P1	P2
0	3,5	9,7	1,9
1	1,4	4,9	-2,7
2	1,9	3,9	-0,9
3	2,7	7,4	1,2
4	10,4	28,8	0,9
5	12,5	32,4	1,7
6	6,8	9,4	1,2
7	11,3	24,7	1,1
8	8,6	9,1	2,1
9	1,6	12,3	-1,9

8.5. На лицензионном участке, расположенном в зоне с установленной нефтегазоносностью и выставляемом на конкурс-аукцион, выявлена структура **Б** с прогнозируемым уровнем среднегодового НДПИ в размере  $P$  млн. рублей. Рассчитанная среднеожидаемая величина ЧДД инвестора без учета стартового бонуса составила  $P1$  млн. руб. при ставке дисконтирования 15%. Вероятность отрицательного ЧДД по статистическим испытаниям по методу Монте-Карло составила  $r\%$ . Стоимость ГРП по выявлению и оценке запасов прогнозируемой залежи составляет  $P2$  млн. рублей. Каков с точки зрения государства должен быть минимально допустимый размер стартового бонуса для проведения конкурса-аукциона? Выявление других перспективных объектов на данном участке не ожидается.

Вариант	P	P1	r,%	P2
0	35	97	16	27
1	56	49	34	81
2	19	39	49	44
3	27	74	34	29
4	104	115	46	122
5	125	322	28	178
6	68	94	23	43
7	138	147	19	76
8	86	51	36	94
9	16	54	27	98

- 8.6. Сформулируйте преимущества и недостатки для инвестора и государства режима СРП по сравнению с действующей налоговой системой.
- 8.7. В чем отличие двух возможных схем раздела продукции?
- 8.8. Какие затраты относятся к некомпенсируемым при СРП?
- 8.9. Укажите возмещаемые и невозмещаемые налоги, уплачиваемые недропользователем в режиме СРП.
- 8.10. Сформулируйте основные особенности геолого-экономического анализа при оценке морских месторождений.
- 8.11. Укажите основные рекомендуемые элементы в постоянно действующей системе по оценке эффективности геологоразведочных работ в крупной вертикально интегрированной добывающей компании.

## Заключение

В курсе «Экономическая геология» рассмотрены возможные способы решения практических задач геолого-экономического анализа, и данная книга является по сути первым учебником в России по этому важнейшему направлению. Проблема стоимостной оценки недр в настоящее время является недостаточно проработанной в теоретическом и методическом плане. Тем не менее, выполнение таких оценок является настоятельным требованием времени, и очень многие исследователи и компании берутся за решение этих задач исходя из своих собственных представлений о том, как это следует делать. Большинство из них применяют доходный метод как основу стоимостной оценки. При этом даже в рамках этого подхода существует слишком много неопределенностей, что приводит к существенной разнице в оценках по одним и тем же объектам, полученных различными авторами.

Один из возможных выходов – это совместное применение детерминированного и вероятностно-статистического подхода к геолого-экономической оценке ресурсов и запасов, что может дать наиболее объективную и понятную картину. Детерминированные методы неизбежно придется использовать при выполнении оценок на федеральном уровне, поскольку того требуют соответствующие инструкции и рекомендации. Потенциальные инвесторы, скорее всего, отдадут предпочтение вероятностно-статистическим методам, поскольку с их помощью легко оценивается неопределенность полученных результатов при данном уровне знания об интересующем их объекте, а значит и связанный с этим риск инвестиций.

Совершенно очевидно, что для сопоставимости результатов стоимостных оценок различных объектов следует отказаться в соответствующих расчетах от использования кредитных ресурсов. Иначе эффект «финансового рычага» улучшит показатели и без того благополучных проектов, если ставки по кредитам ниже внутренней нормы прибыли проекта и ухудшит показатели проектов, где это условие не выполняется.

Со всей очевидностью встает вопрос об ограниченности детерминированных методов применительно к оценке запасов, ресурсов и собственно к стоимостной оценке, и это было показано на различных примерах в данной книге. Из этого следует, что давно назрела необходимость в разработке и утверждении методики, учитывающей неопределенность и неоднозначность информации, лежащей в основе всех этих оценок. Такая методика должна дополнить имеющиеся методы оценки и тем самым приблизить получаемые результаты к международным стандартам. Некоторое движение навстречу решению этих проблем продемонстрировано в новой классификации запасов и ресурсов углеводородного сырья и в проекте методики стоимостной оценки, находящейся в процессе утверждения в Министерстве природных ресурсов.

Мы будем рады оказать консультативную и практическую помощь и содействие заинтересованным лицам и организациям в проведении работ в данной области.

Данное учебное пособие носит сугубо практическую направленность, в то время как теоретические вопросы стоимостной оценки месторождений и участков недр требуют еще своего детального научного исследования и обоснования. Здесь мы наметили лишь некоторые из возможных подходов к их решению.

Надеемся, что книга будет полезной не только студентам и магистрантам, но и широкому кругу специалистов, занимающихся проблемами геолого-экономического анализа и стоимостной оценки недр, а также смежными вопросами геологии и разработки полезных ископаемых. Авторы будут весьма признательны за ценные замечания и пожелания, а также приглашают к сотрудничеству коллег для совместной работы над решением этих задач и выработки единых принципов стоимостной оценки недр, содержащих полезные ископаемые.

## Список литературы

1. Ampilov I.P. and R.J. Arts. Application of seismic Attribute Analysis for Reservoir Characterization. - Moscow-Utrecht, 2000, 136 pp.
2. Ampilov I.P., E.F. Bezmaternykh., Y.P. Dranitsa. New Methods of Reservoir Properties Forecast by seismic data.- Extended Abstracts of 58-th EAGE- conference, vol.1, p041, Amsterdam, 1996.
3. Ampilov I.P., E.V. Zakharov, E.F. Bezmaternykh. Reservoir Characterization From Seismic Data by Factor Analysis Use.- Extended Abstracts of 59-th EAGE- conference, vol. 1, p073, Geneva, 1997.
4. Ampilov I.P. and R.J. Arts. Reservoir study using factor analysis and supervised cluster analysis of seismic attributes. – Extended Abstracts of 60-th EAGE-conference, vol.1, p135, Leipzig, 1998.
5. Ampilov I.P. and R.J. Arts. Seismic multi-attribute analysis techniques for reservoir characterization. - Extended Abstracts of 62<sup>th</sup> EAGE-conference, vol.1, p. 24, Glasgow, 2000
6. Ampilov I.P., Postnova E.V., Nikishkina G.V. Methods of Economic Evaluation of Oil and Gas Resources in the South-Eastern European Part of Russia. Extended Abstracts of 64-th EAGE- conference, p234, Florence, Italy, 2002.
7. Ampilov I.P., Chernov Yu. Ya., Semenov A.M. An estimate of geological and technological risks at the development of gas condensate fields for Shtokmanovskoye field as example. / “Exploration and production Operations in difficult and sensitive areas”, Extended abstracts,06-8,VNIGRI/AAPG, SPb, 2001
8. Arts R.J. and Ampilov I.P. Enhancement of a Flat Spot From Seismic Data Using Multi-Attribute Analysis. Extended Abstracts of 61<sup>th</sup> EAGE-conference, vol.1, p. 5-10, Helsinki, 1999.
9. Merkulov O.I. The realisation of one of the methods for the probabilistic-estimation of hydrocarbon resources// Extended abstract book. 62<sup>nd</sup> EAGE Conference- Glasgow. - 2000.
10. Ампилов Ю.П. Поглощение и рассеяние сейсмических волн в неоднородных средах. М., Недра, 1992, 160с.
11. Ампилов Ю.П. Количественные методы финансово-инвестиционного анализа в примерах и задачах. Уч. пособие. Мурманск, МГТУ, 2000г., 220с.
12. Ампилов Ю.П. Фондовые операции: лекции, вопросы, задачи. Уч. пособие. Мурманск, МГТУ, 1996 г., 200с.

13. Ампилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. – М., Геоинформмарк, 2002, 200с.
14. Ампилов Ю.П. Стоимостная оценка недр. М., Геоинформмарк, 2004, 274с.
15. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. М., Геоинформмарк, 2005, 286 с.
16. Ампилов Ю.П., Р. Артс. Применение анализа сейсмических параметров для исследования природных резервуаров углеводородов. (рус., англ.) – Moscow-Utrecht, 2000г., 140с.
17. Ампилов Ю.П. Технология построения геологических моделей месторождений углеводородов в условиях их малой изученности бурением.// Перспективы выявления и освоения месторождений газа, конденсата и нефти на шельфе морей России.М., ВНИИГАЗ, 1998.
18. Ампилов Ю.П., Комаров В.С. Экспресс-метод сравнительной оценки экономической эффективности освоения ресурсов углеводородов. - В кн. «Основные проблемы и задачи дальнейших работ по поиску, разведке и разработке морских месторождений нефти и газа»,с.105-116 М., ВНИИГАЗ, 2002
19. Ампилов Ю.П., Никитин П.Б. Методика геолого-экономической оценки локализованных ресурсов и запасов УВ на шельфе Российских морей с учетом фактора риска. – В кн. Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений. М., 2003, с. 16-46.
20. Ампилов Ю.П., Постнова Е.В. Экспресс-оценка инвестиционных рисков при проектировании освоения месторождений нефти и газа в малоизученных районах. - В кн. “Материалы юбилейной международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию МГТУ”, с.123-126., 2000.
21. Белов В., Шульга А. Реальные опционы в нефтегазовой отрасли. // Нефть и газ Евразия, 2002-2003, декабрь-январь.
22. Беренс В., Хавранек П.М. Руководство по оценке эффективности инвестиций. – М.1995
23. Борзунов В.М. Геолого-промышленная оценка месторождений нерудного минерального сырья. – М., Недра, 1965.
24. Буш Д., Д. Джонстон. Управление финансами в международной нефтяной компании. М.2003 г.
25. Быховер Н.А. Геолого-экономические основы прогноза минеральных ресурсов. – М., Недра, 1978.
26. Виленский П.Л., В.Н. Лившиц, С.А. Смоляк. Оценка эффективности инвестиционных проектов. – М.2002.

27. Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (приложение 3 к Приказу МПР №126 от 07.02.2001), М., 2001.
28. Временная методика экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983. - 56 с.
29. Временная методика экономической оценки прогнозных и перспективных ресурсов нефти. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986.- 41 с.
30. Временная методика геолого-экономической оценки и классификации запасов и ресурсов нефти. - М.: ИГиРГИ, ВНИИ, ВНИИОЭНГ, 1986. -15с.
31. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. М. 2001
32. Временные методические указания по экономической оценке ресурсов нефти и газа. - СПб.: ВНИГРИ, 1993. - 97 с.
33. Гатов Т.А. Обоснование минимального содержания цветных металлов в руде. – М., Недра, 1967.
34. Герт А.А. Использование стоимостной оценки ресурсов и запасов нефти в управленческих решениях. - В кн. Процесс принятия управленческих решений на основе экономического анализа работ по поискам и разведке нефти и газа., М.: ВНИИОЭНГ, 2001, с.164-180.
35. Герт А.А., Антонов В.А., Волкова К.Н., Немова О.Г. ПК «Стратегия» как инструмент оценки финансово-экономической эффективности геологоразведочных работ // Технологии ТЭК – М. 2004. – №5. – С. 88-93.
36. Герт А.А., Келлер М.Б., Мельников П.Н., Немова О.Г., Супрунчик Н.А., Хитров А.М. - Оценка стоимости запасов и ресурсов нефти объектов, находящихся на разных стадиях изучения и освоения (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 2000 - №3 - С.2 - 10.
37. Герт А.А., Мельников П.Н., Немова О.Г., - Программный комплекс «Стратегия» как инструмент оценки стоимости запасов и ресурсов углеводородного сырья // Материалы четвертой научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» - Ханты-Мансийск, 2001 - С.496 - 508.
38. Герт А.А., П.Н. Мельников, О.Г. Немова, Н.А. Супрунчик, К.Н. Волкова - Экономическое обоснование рационального управления подготовкой сырьевой базы нефтедобычи // Разведка и охрана недр - М. 2003.-№11-12. - С.50-57.
39. Герт А.А., Немова О.Г., Попкова И.Ю., Супрунчик Н.А, Хитров А.М. Методика и программный комплекс для геолого-экономической оценки объектов углеводородного сырья при различных системах



налогообложения.// Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999, №1, с.2-9.

40. Глухова Н.В. О взаимосвязи экономической и финансовой эффективности проектов СРП. Опыт работы, проблемы, методические аспекты. // Нефтегазовая вертикаль, №2, 2002.
41. Глухова Н.В., Стречень Е.В., Тихонова Л.В. Системный подход к оценке эффективности инвестиций в проекты освоения месторождений на шельфе арктических морей. «Нефть, газ и бизнес», №12, 1999.
42. Гришин Ф. А. Подсчет запасов нефти и газа в США. — М.: Недра, 1993.
43. Дергачев А.Л., Хилл Дж., Казаченко Л.Д. «Финансово-экономическая оценка минеральных месторождений», М., МГУ, 2000, 176с.
44. Джонстон Д. Международный нефтяной бизнес. Налоговые системы и соглашения о разделе продукции. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2000.
45. Жданов М.А., Лисунов В.Р., Гришин Ф.А. Методика и практика подсчета запасов нефти и газа. М., Недра, 1967, 404с.
46. Захаров Е.В., Ампилов Ю.П. К вопросу о сравнительной оценке геологического и инвестиционного риска на начальном этапе изучения месторождений углеводородов. - Нефть, газ и бизнес. №3, 2001 г.
47. Золотухин А.Б. Начальные и извлекаемые запасы нефти и газа. - В кн. Процесс принятия управленческих решений на основе экономического анализа работ по поискам и разведке нефти и газа., М.: ВНИИОЭНГ, 2001, с.76-118
48. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. – М.: ГКЗ СССР, 1983.
49. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти из недр. – М.: ГКЗ СССР, 1987.
50. Каганович С.Я. Воспроизводство минерально-сырьевой базы. М., Недра, 1991, 204с.
51. Капутин Ю.Е. Горные компьютерные технологии и геостатистика. С.-Пб, Недра, 2002, 423с.
52. Карпов В.Б. Оценка технологического риска при проектировании разработки нефтяных залежей на базе вероятностно-математической модели. Дисс. Канд. Техн. наук., М., РГУНГ, 2000.
53. Кац А.Я., Денисов М.Н., Регентов С.Н. Геолого-экономическая оценка месторождений полезных ископаемых. – М.,ВИЭМС, 1986.

54. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М.: ГКЗ СССР, 1983.
55. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. - М.: ГКЗ СССР, 1984.
56. Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов // Приказ МПР России от 01.11.2005 № 298.
57. Клещев К.А., Крылов Н.А., Мирончев Ю.П. Пути совершенствования классификации и учета ресурсов углеводородов. - Минеральные ресурсы России, №1, 1999.
58. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Гуревич Г.С. и др. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабо изученных седиментационных бассейнов. - М., Недра, 1988, 222с.
59. Коган И.Д. Подсчет запасов и геолого-промышленная оценка рудных месторождений. – М., Недра, 1971.
60. Комаров В.С., Е.В. Захаров, А.Н. Тимонин, Ю.П. Ампилов. Нефтегазовый потенциал южного шельфа Карского моря, сопредельной суши и перспективы его освоения. - Труды международной научной конференции “РАО-2001”, СПб, 2001.
61. Лашхия В.Ю. Оценка стоимости горной компании методом опционов.: Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. №4, 2001.
62. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. М., Недра, 1996.
63. Медведев Н.Я., И.М. Кос, А. А. Герт, П. Н. Мельников, О. Г. Немова. Опыт экономического обоснования геологоразведочных работ на лицензионных участках ОАО «Сургутнефтегаз» // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2001. - №9 - С.14 – 39.
64. Медведев Н.Я., Кос И.М., Санин В.П., Никонов В.Ф., – Состояние и перспективы развития ресурсной базы на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз», в кн. «Нефть Сургута» - М: Нефтяное хозяйство, 1997- С. 9 – 14.
65. Меркулова О.Н. Теоретические основы и методология экономической оценки прогнозных ресурсов нефти и газа шельфов Западно-Арктических морей России. Изд.-во КНЦ РАН, 2000 г. 103с.
66. Методика стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья. М., МПР, Проект. 2006г.
67. Методика стоимостной оценки месторождений и участков недр твердых полезных ископаемых (проект). – М., МПР, 2006 г.
68. Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа. Под ред. Джона Д. Хона. Пер. с англ. М., Недра, 1978.

69. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). Минэкономики РФ, Минфин РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике, авт. кол.: Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. и др., М.: ОАО «НПО Изд-во «Экономика-2000», 421 с., 2000.
70. Методические рекомендации по применению «Временной методики экономической оценки прогнозных и перспективных ресурсов нефти». – Мингео СССР. – Л.: ВНИГРИ, 1988.
71. Методические рекомендации по экономической оценке месторождений нефти и газа шельфовых зон и континентального склона мирового океана /Сост.: В.И.Назаров, П.Б.Никитин. -Л.: ВНИГРИ,-1979.-87с.
72. Методические рекомендации по экономической оценке и классификации прогнозных ресурсов нефти и газа мирового океана. - Л.: ВНИГРИ, 1984. -31с.
73. Методические рекомендации по установлению геолого-географических критериев обоснования конкретных размеров ставок регулярных платежей за пользование недрами. Утверждены Приказом МПР РФ от 05.09.02 г. № 558.
74. Методические указания по прогнозированию нефтеотдачи на стадии разведки месторождений. – М.: Мингео СССР, ВНИГНИ, 1989.
75. Методическое руководство по количественной оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М., МПР, 2000г.
76. Методическое руководство по экономической оценке разведываемых морских месторождений нефти и газа. - М.: ВНИПИморнефтегаз, 1988.-56с.
77. Методика определения экономической эффективности освоения морских нефтяных и газовых месторождений. - Симферополь: ВНИПИшельф, 1989. - 61 с.
78. Назаров В.И. Теоретические основы, методология и прикладные задачи экономической оценки ресурсов нефти и газа: Автореф. дис....докт. экон. наук. - СПб., 1991. - 52 с.
79. Налоговый Кодекс Российской Федерации. (с изменениями и дополнениями). М., 2006.
80. Нестеров И.И., Шпильман В.И. Теория нефтегазоаккумуляции.- М., Недра, 1987, 232 с.
81. Немченко Н.Н., Зыкин М.Я, Гутман И.С., Пороскун В.И. Сопоставление классификации запасов и ресурсов России и США. Геология нефти и газа. 1996, № 8, стр. 20-24.
82. Никитин П.Б. Современная геолого-экономическая оценка нефтегазового потенциала Арктического шельфа. - Минеральные

ресурсы России. Экономика и управление. №2, 1996, М., Геоинформмарк, с.28-33.

83. Никитин П.Б. Основные проблемы развития инвестиций в освоение ресурсов газа и нефти труднодоступных российских морей. – ВНИИГАЗ на рубеже веков. Сборник научных трудов. М., 2003, с. 551- 559.
84. Никитин П.Б., Ампилов Ю.П., Зюзина И.А. Методология расчета предельных значений разовых платежей за право пользования недрами в условиях ограниченной информации. – В кн. Теория и практика геолого-экономической оценки нефтяных и газовых объектов. Оценка инвестиционной привлекательности объектов. – Сб. статей по материалам третьей международной конференции. С-Пб., ВНИГРИ, 2003.
85. Никитин П.Б., Зюзина И.А., Тарасов Ю.В. Современная методология и результаты геолого-экономического анализа ресурсов нефти и газа западно-арктического шельфа России. Труды международной научной конференции “РАО-2001”, СПб, 2001.
86. Об оценочной деятельности в Российской Федерации - Федеральный закон от 29.07.1998 г. №135-ФЗ.
87. О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы – Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1
88. О недрах. Закон РФ №2395-1, 21.02.92г. // Ведомости СНД и ВС РФ – 1992., №16.
89. О соглашениях о разделе продукции: Федеральный закон от 30.12.1995г.№225-ФЗ. // Собр. Законодательства РФ.- 1996, №1. и 1999 гт.
90. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник / Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана. - М.: Недра, 1989.
91. Положение об оценке эффективности инвестиционных проектов при размещении на конкурсной основе централизованных инвестиционных ресурсов бюджета развития Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 22.11.97 г. № 1470.
92. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ – М.: ВНИГНИ, 1983.
93. Пороскун В.И., Старобинец А.Е., Беленький В.Я., Хитров А.М. О необходимости разработки новой классификации запасов и ресурсов углеводородов на основе вероятностных оценок подсчетных параметров. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2000, № 2, стр. 2-7.
94. Пороскун В.И., Хитров А.М., Заборин О.В., Зыкин М.Я., Сонденъя Э. Российский и международный опыт классификации запасов и

- ресурсов нефти и газа. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2001, № 7, стр. 4-12.
95. РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минтопэнерго, ВНИИнефть, 1996;
96. Регламент по составлению постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. - РД 153-39.0-047-00. Минэнерго РФ, М., 2000г.
97. Регламент составления проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений ОАО Газпром, М. 1999
98. Сборник нормативно-методических документов по геолого-экономической оценке месторождений полезных ископаемых. М., ГКЗ, 1998.319с.
99. Сборник руководящих материалов по геолого-экономической оценке месторождений полезных ископаемых. ГКЗ СССР, 1986, Т.3
100. Семянов А.А., Иванкович Е.В. Геолого-экономическая оценка запасов нефти и газа: международная практика и российская специфика. - Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск. – 2005. -С. 46-50.
101. Стандарты оценки, обязательные к применению субъектами оценочной деятельности. Постановление Правительства РФ от 6.07.2001 г. № 519.
102. Старобинец. А.Е. Методика оценки неопределенностей в значениях подсчетных параметров при подсчете ресурсов и запасов углеводородов на основе вероятностного подхода. Оценка запасов и ресурсов углеводородов. - В кн. Процесс принятия управленческих решений на основе экономического анализа работ по поискам и разведке нефти и газа., М.: ВНИИОЭНГ, 2001, с.128-147.
103. Таможенный кодекс Российской Федерации. 18 июня 1993 года. N 5221-1.
104. «Технико-экономическое обоснование поисков, разведки и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на условиях соглашения о разделе продукции (ТЭО СРП)», Дополнение к «Регламенту составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», М.: 1999.
105. Халимов К.Э. Эволюция отечественной классификации запасов нефти и газа. М., Недра, 2003г., 188с.
106. Хейберг С., Сонденъа Э., Блистад П. Международный опыт классификации и методология оценки запасов и ресурсов нефти и газа. - В кн. Процесс принятия управленческих решений на основе

- экономического анализа работ по поискам и разведке нефти и газа., М.: ВНИИОЭНГ, 2001, с.118-127.
107. Хейберг С., Золотухин А.Б. Оценка возможностей разведки и добычи и риск, связанный с неопределенностью информации. - В кн. Процесс принятия управленческих решений на основе экономического анализа работ по поискам и разведке нефти и газа., М.: ВНИИОЭНГ, 2001, с.7-30.
108. Хелферт Э. Техника финансового анализа. - М.1996
109. Хрущев Н.А. Методика геолого-экономической оценки рудных месторождений. М., ВИЭМС, 1975.
110. Чайников В.В., Денисов М.Н., Петько О.Ю. Налогообложение в недропользовании. М., 1996, 45с. Обзор АОЗТ «Геоинформмарк».
111. Шумилин М.В., Алискеров В.А., Денисов М.Н., Заверткин В.Л. Бизнес в ресурсодобывающих отраслях. Справочник. М., Недра, 2001, 269с.
112. Шустер В.Л. Геологические основы моделирования залежей нефти и газа в фундаменте и оценка рисков при их поисках. Автореферат дисс. докт. геол.- мин. наук. М., 2001.
113. Шустер В.Л., Элланский М.М., Дунаев В.Ф. Оценка перспектив освоения нефтегазоскоплений в фундаменте на основе анализов рисков. - Геология нефти и газа, №7-8, 1999.
114. Щербаков В.В. Экспресс – метод расчета минимально допустимых запасов месторождений, целесообразных к освоению. //Минеральные ресурсы России, №1-1996, с.30-35.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Дисконтирующий множитель FM2 – приведенная стоимость разового платежа

Кол-во периодов	Ставка дисконтирования							
	5%	10%	12%	15%	20%	25%	30%	40%
1	0,952	0,909	0,893	0,870	0,833	0,800	0,769	0,714
2	0,907	0,826	0,797	0,756	0,694	0,640	0,592	0,510
3	0,864	0,751	0,712	0,658	0,579	0,512	0,455	0,364
4	0,823	0,683	0,636	0,572	0,482	0,410	0,350	0,260
5	0,784	0,621	0,567	0,497	0,402	0,328	0,269	0,186
6	0,746	0,564	0,507	0,432	0,335	0,262	0,207	0,133
7	0,711	0,513	0,452	0,376	0,279	0,210	0,159	0,095
8	0,677	0,467	0,404	0,327	0,233	0,168	0,123	0,068
9	0,645	0,424	0,361	0,284	0,194	0,134	0,094	0,048
10	0,614	0,386	0,322	0,247	0,162	0,107	0,073	0,035
11	0,585	0,350	0,287	0,215	0,135	0,086	0,056	0,025
12	0,557	0,319	0,257	0,187	0,112	0,069	0,043	0,018
13	0,530	0,290	0,229	0,163	0,093	0,055	0,033	0,013
14	0,505	0,263	0,205	0,141	0,078	0,044	0,025	0,009
15	0,481	0,239	0,183	0,123	0,065	0,035	0,020	0,006
16	0,458	0,218	0,163	0,107	0,054	0,028	0,015	0,005
17	0,436	0,198	0,146	0,093	0,045	0,023	0,012	0,003
18	0,416	0,180	0,130	0,081	0,038	0,018	0,009	0,002
19	0,396	0,164	0,116	0,070	0,031	0,014	0,007	0,002
20	0,377	0,149	0,104	0,061	0,026	0,0115	0,0053	0,0012
21	0,359	0,135	0,093	0,053	0,022	0,0092	0,0040	0,0009
22	0,342	0,123	0,083	0,046	0,018	0,0074	0,0031	0,0006
23	0,326	0,112	0,074	0,040	0,015	0,0059	0,0024	0,0004
24	0,310	0,102	0,066	0,035	0,013	0,0047	0,0018	0,0003
25	0,295	0,092	0,059	0,030	0,010	0,0038	0,0014	0,0002
26	0,281	0,084	0,053	0,026	0,009	0,0030	0,0011	0,0002
28	0,255	0,069	0,042	0,020	0,006	0,0019	0,0006	0,0001
29	0,243	0,063	0,037	0,017	0,005	0,0015	0,0005	0,0001
30	0,231	0,057	0,033	0,015	0,004	0,0012	0,0004	0,0000

Приложение 2. Дисконтирующий множитель FM4 – приведенная стоимость аннуитета постнумерандо

К- во пери одов	Ставка дисконтирования							
	5%	10%	12%	15%	20%	25%	30%	40%
1	0,952	0,909	0,893	0,870	0,833	0,800	0,769	0,714
2	1,859	1,736	1,690	1,626	1,528	1,440	1,361	1,224
3	2,723	2,487	2,402	2,283	2,106	1,952	1,816	1,589
4	3,546	3,170	3,037	2,855	2,589	2,362	2,166	1,849
5	4,329	3,791	3,605	3,352	2,991	2,689	2,436	2,035
6	5,076	4,355	4,111	3,784	3,326	2,951	2,643	2,168
7	5,786	4,868	4,564	4,160	3,605	3,161	2,802	2,263
8	6,463	5,335	4,968	4,487	3,837	3,329	2,925	2,331
9	7,108	5,759	5,328	4,772	4,031	3,463	3,019	2,379
10	7,722	6,145	5,650	5,019	4,192	3,571	3,092	2,414
11	8,306	6,495	5,938	5,234	4,327	3,656	3,147	2,438
12	8,863	6,814	6,194	5,421	4,439	3,725	3,190	2,456
13	9,394	7,103	6,424	5,583	4,533	3,780	3,223	2,469
14	9,899	7,367	6,628	5,724	4,611	3,824	3,249	2,478
15	10,380	7,606	6,811	5,847	4,675	3,859	3,268	2,484
16	10,838	7,824	6,974	5,954	4,730	3,887	3,283	2,489
17	11,274	8,022	7,120	6,047	4,775	3,910	3,295	2,492
18	11,690	8,201	7,250	6,128	4,812	3,928	3,304	2,494
19	12,085	8,365	7,366	6,198	4,843	3,942	3,311	2,496
20	12,462	8,514	7,469	6,259	4,870	3,954	3,316	2,497
21	12,821	8,649	7,562	6,312	4,891	3,963	3,320	2,498
22	13,163	8,772	7,645	6,359	4,909	3,970	3,323	2,498
23	13,489	8,883	7,718	6,399	4,925	3,976	3,325	2,499
24	13,799	8,985	7,784	6,434	4,937	3,981	3,327	2,499
25	14,094	9,077	7,843	6,464	4,948	3,985	3,329	2,499
26	14,375	9,161	7,896	6,491	4,956	3,988	3,330	2,500
28	14,898	9,307	7,984	6,534	4,970	3,992	3,331	2,500
29	15,141	9,370	8,022	6,551	4,975	3,994	3,332	2,500
30	15,372	9,427	8,055	6,566	4,979	3,995	3,332	2,500



Приложение3. Дисконтирующий множитель FM5 – приведенная стоимость нарастающего денежного потока

Кол-во периодов	Ставка дисконтирования							
	5%	10%	12%	15%	20%	25%	30%	40%
1	0,952	0,909	0,893	0,870	0,833	0,800	0,769	0,714
2	2,766	2,562	2,487	2,382	2,222	2,080	1,953	1,735
3	5,358	4,816	4,623	4,354	3,958	3,616	3,318	2,828
4	8,649	7,548	7,165	6,641	5,887	5,254	4,719	3,869
5	12,566	10,653	10,002	9,127	7,897	6,893	6,065	4,799
6	17,044	14,039	13,042	11,721	9,906	8,466	7,308	5,596
7	22,018	17,632	16,208	14,353	11,860	9,934	8,424	6,260
8	27,433	21,364	19,439	16,968	13,720	11,276	9,405	6,802
9	33,235	25,180	22,685	19,526	15,464	12,484	10,253	7,237
10	39,374	29,036	25,904	21,998	17,080	13,558	10,979	7,583
11	45,805	32,891	29,067	24,363	18,560	14,502	11,593	7,855
12	52,487	36,715	32,147	26,606	19,906	15,327	12,108	8,067
13	59,381	40,481	35,126	28,718	21,121	16,042	12,537	8,230
14	66,452	44,167	37,991	30,697	22,211	16,657	12,892	8,356
15	73,668	47,758	40,731	32,540	23,185	17,185	13,185	8,453
16	80,997	51,240	43,341	34,250	24,050	17,636	13,426	8,526
17	88,415	54,603	45,817	35,830	24,817	18,018	13,622	8,582
18	95,894	57,841	48,158	37,284	25,493	18,343	13,782	8,624
19	103,41	60,948	50,364	38,619	26,087	18,616	13,912	8,656
20	110,95	63,920	52,437	39,842	26,609	18,847	14,018	8,680
21	118,49	66,758	54,381	40,957	27,066	19,041	14,103	8,698
22	126,01	69,461	56,199	41,974	27,464	19,203	14,171	8,711
23	133,50	72,029	57,896	42,898	27,811	19,339	14,226	8,721
24	140,94	74,466	59,477	43,736	28,113	19,452	14,270	8,729
25	148,32	76,773	60,948	44,496	28,375	19,547	14,306	8,734
26	155,63	78,955	62,313	45,182	28,602	19,625	14,334	8,738
27	162,87	81,014	63,579	45,803	28,799	19,691	14,357	8,741
28	170,01	82,956	64,752	46,362	28,969	19,745	14,375	8,744
29	177,05	84,784	65,836	46,865	29,115	19,790	14,389	8,745
30	184,00	86,503	66,837	47,319	29,242	19,827	14,401	8,747

Приложение 4. Дисконтирующей множитель FM6 – приведенная стоимость убывающего денежного потока

Кол-во периодов	Ставка дисконтирования							
	5%	10%	12%	15%	20%	25%	30%	40%
1	0,952	0,909	0,893	0,870	0,833	0,800	0,769	0,714
2	2,812	2,645	2,583	2,495	2,361	2,240	2,130	1,939
3	5,535	5,131	4,985	4,778	4,468	4,192	3,946	3,528
4	9,081	8,301	8,022	7,633	7,056	6,554	6,113	5,377
5	13,410	12,092	11,627	10,986	10,047	9,243	8,548	7,412
6	18,486	16,447	15,738	14,770	13,372	12,194	11,191	9,580
7	24,273	21,316	20,302	18,931	16,977	15,355	13,993	11,843
8	30,736	26,651	25,270	23,418	20,814	18,684	16,918	14,174
9	37,844	32,410	30,598	28,189	24,845	22,147	19,937	16,553
10	45,565	38,554	36,248	33,208	29,038	25,718	23,028	18,966
11	53,872	45,049	42,186	38,442	33,365	29,374	26,176	21,404
12	62,735	51,863	48,380	43,863	37,804	33,100	29,366	23,860
13	72,129	58,966	54,804	49,446	42,337	36,880	32,589	26,329
14	82,027	66,333	61,432	55,170	46,947	40,704	35,838	28,806
15	92,407	73,939	68,243	61,018	51,623	44,563	39,106	31,290
16	103,24	81,763	75,217	66,972	56,352	48,450	42,389	33,779
17	114,52	89,784	82,336	73,019	61,127	52,360	45,684	36,270
18	126,21	97,986	89,586	79,147	65,939	56,288	48,988	38,765
19	138,29	106,35	96,952	85,345	70,783	60,231	52,298	41,260
20	150,76	114,86	104,42	91,604	75,652	64,184	55,614	43,757
21	163,58	123,51	111,98	97,917	80,543	68,148	58,934	46,255
22	176,74	132,28	119,63	104,28	85,453	72,118	62,257	48,754
23	190,23	141,17	127,35	110,67	90,377	76,094	65,582	51,253
24	204,03	150,15	135,13	117,11	95,314	80,076	68,909	53,752
25	218,12	159,23	142,97	123,57	100,26	84,060	72,238	56,251
26	232,50	168,39	150,87	130,06	105,22	88,048	75,568	58,751
27	247,14	177,63	158,81	136,58	110,18	92,039	78,898	61,251
28	262,04	186,93	166,80	143,11	115,15	96,031	82,229	63,751
29	277,18	196,30	174,82	149,66	120,13	100,02	85,561	66,250
30	292,55	205,73	182,87	156,23	125,11	104,02	88,893	68,750

Приложение 5а. Коэффициент приведения для расчета цены безубыточности.										
Доля годовых э/з	а - доля капитальных затрат до начала обустройства									
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
1%	0,143	0,151	0,159	0,167	0,174	0,182	0,190	0,198	0,206	0,214
2%	0,155	0,163	0,171	0,179	0,188	0,196	0,204	0,212	0,220	0,228
3%	0,167	0,175	0,184	0,192	0,201	0,209	0,218	0,226	0,235	0,243
4%	0,179	0,188	0,197	0,205	0,214	0,223	0,232	0,240	0,249	0,258
5%	0,191	0,200	0,209	0,218	0,227	0,236	0,245	0,255	0,264	0,273
6%	0,203	0,212	0,222	0,231	0,241	0,250	0,259	0,269	0,278	0,287
7%	0,215	0,225	0,234	0,244	0,254	0,263	0,273	0,283	0,293	0,302
8%	0,227	0,237	0,247	0,257	0,267	0,277	0,287	0,297	0,307	0,317
9%	0,239	0,249	0,260	0,270	0,280	0,291	0,301	0,311	0,322	0,332
10%	0,251	0,262	0,272	0,283	0,294	0,304	0,315	0,325	0,336	0,347

Приложение 5б. Коэффициент приведения для расчета цены безубыточности										
Коэф-т э/затрат	а - доля капитальных затрат до начала обустройства									
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
20%	0,142	0,150	0,158	0,165	0,173	0,181	0,188	0,196	0,203	0,211
40%	0,154	0,161	0,169	0,177	0,185	0,192	0,200	0,208	0,216	0,223
50%	0,159	0,167	0,175	0,183	0,191	0,198	0,206	0,214	0,222	0,230
60%	0,165	0,173	0,181	0,189	0,196	0,204	0,212	0,220	0,228	0,236
80%	0,176	0,184	0,192	0,200	0,208	0,216	0,224	0,232	0,240	0,248
100%	0,187	0,196	0,204	0,212	0,220	0,228	0,236	0,244	0,252	0,260
120%	0,199	0,207	0,215	0,223	0,232	0,240	0,248	0,256	0,265	0,273
130%	0,204	0,213	0,221	0,229	0,238	0,246	0,254	0,262	0,271	0,279
140%	0,210	0,218	0,227	0,235	0,243	0,252	0,260	0,268	0,277	0,285
150%	0,216	0,224	0,233	0,241	0,249	0,258	0,266	0,275	0,283	0,291
160%	0,221	0,230	0,238	0,247	0,255	0,264	0,272	0,281	0,289	0,297
170%	0,227	0,235	0,244	0,253	0,261	0,270	0,278	0,287	0,295	0,303
180%	0,232	0,241	0,250	0,258	0,267	0,276	0,284	0,293	0,301	0,310
190%	0,238	0,247	0,256	0,264	0,273	0,282	0,290	0,299	0,307	0,316
200%	0,244	0,253	0,261	0,270	0,279	0,287	0,296	0,305	0,313	0,322

# ОГЛАВЛЕНИЕ

## От авторов

## Введение

### **Тема 1. Общие принципы стоимостной оценки полезных ископаемых, находящихся в недрах.**

- 1.1. Цели и задачи стоимостной оценки недр .....
- 1.2. Методы стоимостной оценки недр .....
- 1.3. Обзор отечественного опыта оценки экономической эффективности освоения ресурсов и запасов полезных ископаемых .....
- 1.4. Вопросы нормативно-правового и инструктивно-методического обеспечения стоимостной оценки недр  
Контрольные вопросы по теме 1 .....

### **Тема 2. Ресурсы и запасы полезных ископаемых как объекты геолого-экономического анализа**

- 2.1. Основные категории ресурсов и запасов углеводородного сырья .....
- 2.2. Развитие технологий оценки ресурсов и запасов нефти и газа .....
- 2.3. Классификация запасов и ресурсов твердых полезных ископаемых
- 2.4. Методы оценки запасов твердых полезных ископаемых .....
- Контрольные вопросы по теме 2 .....

### **Тема 3. Элементы финансовой математики и инвестиционного анализа.**

- 3.1. Понятие временной стоимости денег. Операции наращения и дисконтирования
- 3.2. Элементы теории денежных потоков. Понятие об аннуитетах
- 3.3. Основные показатели эффективности инвестиционных проектов .....
- 3.4. О выборе ставок дисконтирования .....
- Контрольные вопросы и задачи по теме 3

## **Тема 4. Геолого-экономический анализ и стоимостная оценка ресурсов и запасов углеводородного сырья.**

- 4.1. Основные принципы стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья через прогноз денежных потоков.
- 4.2. Схематическая модель денежного потока при проектировании поисков, разведки и освоения ресурсов и запасов нефти и газа
- 4.3. Прогноз показателей геологоразведочного процесса .....
- 4.4. Принципы расчета показателей разработки нефтяных и газовых месторождений .....
- 4.5. Прогноз капитальных затрат на освоение ...
- 4.6. Прогноз текущих издержек .....
- 4.7. Основные налоги и платежи при разведке и освоении месторождений углеводородов .....
- 4.8. Прогноз показателей экономической эффективности .....
- 4.9. Экспресс-метод сравнительной оценки эффективности разведки и освоения альтернативных перспективных объектов углеводородного сырья (некоммерческий вариант)  
Контрольные вопросы и задачи по теме 4

## **Глава 5. Особенности стоимостной оценки участков недр, содержащих твердые полезные ископаемые.**

- 5.1. Краткие сведения о кондициях .....
- 5.2. Методы оценки технологических показателей разработки твердых полезных ископаемых .....
- 5.3. Основные виды затрат и налогов при разведке и освоении рудных месторождений .....
- 5.4. Модель денежного потока при проектировании освоения месторождений твердых полезных ископаемых .....
- 5.5. Способ упрощенной сравнительной экономической оценки месторождений (некоммерческий вариант)
- 5.6. Практические примеры стоимостной оценки месторождений твердых полезных ископаемых  
Контрольные вопросы и задачи по теме 5 .....

## **Тема 6. Учет неопределенностей и риска в геолого-экономическом анализе.**

- 6.1. Виды рисков при геолого-экономических расчетах
  - 6.2. Основные методы учета неопределенности и риска
  - 6.3. Имитационное статистическое моделирование инвестиционного проекта освоения ресурсов и запасов углеводородов
  - 6.4. Аналитические и приближенные способы вероятностной оценки
  - 6.5. Ожидаемая стоимость запасов
- Контрольные вопросы и задачи по теме 6 .....

## **Тема 7. Компьютерные технологии геолого-экономического анализа и стоимостной оценки недр.**

- 7.1. Краткий обзор программно-технологических средств стоимостной оценки .....
  - 7.2. Составляем простейшую программу в MS Excel самостоятельно .....
  - 7.3. Алгоритмы стоимостной оценки локальных объектов, лицензионных участков и нефтегазодобывающих предприятий .....
  - 7.4. Обзор инструментов стоимостной оценки ресурсов нефтегазоносных районов .....
  - 7.5. Пример интегрированной компьютерной технологии геолого-экономической оценки объектов углеводородного сырья .....
  - 7.6. Программно-технологические комплексы стоимостной оценки запасов твердых полезных ископаемых .....
- Контрольные вопросы и задачи по теме 7 .....

## **Тема 8. Некоторые прикладные задачи геолого-экономического анализа**

- 8.1. Стоимостная оценка запасов месторождения углеводородного сырья .....
- 8.2. Стоимостная оценка запасов и ресурсов углеводородного сырья лицензионного участка ....
- 8.3. Геолого-экономический анализ в программах ГРП

регионального уровня.

- 8.4. Оценка стоимости запасов и ресурсов углеводородного сырья морских месторождений .....
  - 8.5. К вопросу о расчете стартовых платежей за право пользования участком недр .....
  - 8.6. Особенности экономической оценки в условиях применения закона «О соглашениях о разделе продукции»
  - 8.7. Создание в компаниях постоянно действующих систем по оценке эффективности геологоразведочных работ
- Контрольные вопросы и задачи по теме 8

Заключение

**Список литературы**

**Приложения**

Приложения №№ 1-5: финансовые таблицы .....

Заказать данную книгу Вы можете  
в издательстве «Геоинформмарк»  
109172 Москва, ул Гончарная, 38,  
тел. 915-60-98; 915-61-03; 915-67-29.  
Информация на сайте [www.geoinform.ru](http://www.geoinform.ru)

или после 1 июля 2006 г.  
в компании «Геомодель-консалтинг» -  
официальном представителе EAGE в России.  
Бланк заказа на сайте [www.geomodel.ru](http://www.geomodel.ru),  
тел. 661-92-85

С 15 июля книгу можно приобрести в магазине  
«Техническая книга»,  
Москва, Ленинский проспект, 41.

Информацию о выходе в свет других книг  
Ю.П. Ампилова смотрите на сайте

[www.ampilov.ru](http://www.ampilov.ru)



*Ю.П.АМПИЛОВ, профессор,  
доктор физико-математических наук,  
действительный член Российской академии  
естественных наук (РАЕН).*

15 лет проработал в Заполярье на Кольском севере в период, когда были открыты основные месторождения нефти и газа на шельфе российской Арктики. С 1996 года работает во

ВНИИГАЗе – головном институте ГАЗПРОМа, занимаясь геологическим моделированием морских месторождений нефти и газа, оценкой ресурсов и запасов углеводородов с учетом геологических и инвестиционных рисков их освоения. Параллельно с 1995 г. ведет научную и преподавательскую деятельность в области геолого-экономического анализа, являясь по совместительству профессором МГУ им. Ломоносова. В 2003 г. возглавлял Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых (ГКЗ). Автор научного бестселлера 2004г. «Стоимостная оценка недр». Ампилову Ю.П. принадлежит свыше 100 опубликованных научных работ (из них более 30 за рубежом), среди которых 6 авторских монографий и 4 учебных пособия.

*А.А. ГЕРТ, профессор, доктор  
экономических наук.*

30 лет проработал в СНИИГГиМСе - ведущем комплексном научно-исследовательском институте МПР РФ на востоке страны, выполняющем исследования на территории Сибири. На протяжении всего этого времени занимается геолого-экономической оценкой полезных ископаемых Западной и Восточной

Сибири, экономико-математическим моделированием поисков, разведки и освоения месторождений. Последние 20 лет занимается экономическими проблемами нефтегазовой отрасли. С 2003 работает в должности заместителя генерального директора СНИИГГиМС по научной работе в области экономики и информационных технологий. Параллельно ведет преподавательскую деятельность. Герту А.А. принадлежит свыше 100 опубликованных научных работ, среди которых 2 авторских монографий.