АВ 34

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО

по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России

Москва, 2000

4037

Экз. Ахпателова Э.А.

Министерство природных ресурсов Российской Федерации
Научный Совет по совершенствованию количественной и экономической оценки ресурсов нефти, газа и конденсата при Всероссийском научно-исследовательском геологическом нефтяном институте (ВНИГНИ)

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО КОЛИЧЕСТВЕННОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА РОССИИ

Утверждено Научным Советом по совершенствованию количественной и экономической оценки ресурсов нефти, газа и конденсата 16 июня 2000 г.

Москва 2000

УДК [553.98.2.04 + 553.981.6.04](470 + 571)

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО КОЛИЧЕСТВЕННОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА РОССИИ. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России подготовлено специалистами ВНИГНИ, ВНИГРИ, ВНИИГаз, ВНИИОкеанология, СНИИГГиМС, ИГНиГ СО РАН, ИГиРГИ, ТП НИЦ, ЦРН ХМАО, СибНАЦ, НВ НИИГГ, КамНИИКИГС, ОренбургНИПИнефть, СахНИПИморнефтегаз.

Методическое руководство определяет цели, последовательность и методические приемы работ по количественной и экономической оценке нефтяных и газовых ресурсов. Изложены принципы использования отдельных методов и способов указанной оценки, предусматривающие возможности широкого применения компьютерной техники и математических приемов прогноза нефтегазоносности.

При экономической оценке учтены новые экономические условия недропользования и изменение условий финансирования геологоразведочных работ на нефть и газ, а также действующие руководства и инструкции, регулирующие процесс поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений в России.

JSBN 5-900941-05-1

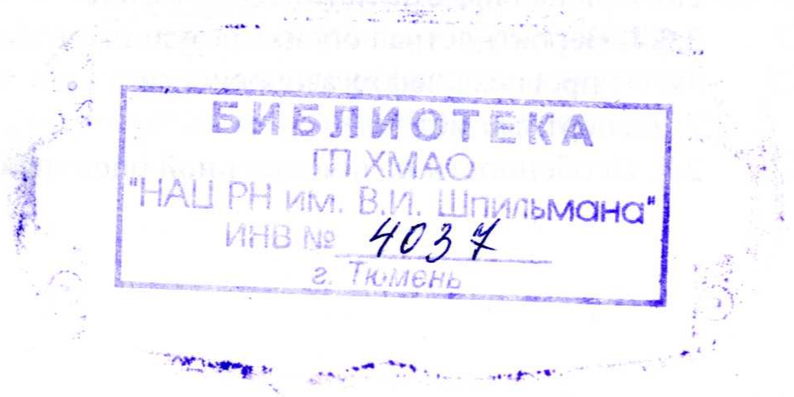
©Всероссийский научно исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), 2000

Авторский коллектив

Аленин В.В., Батурин Ю.Н., Белонин М.Д., Богацкий В.И., Бочкарев В.С., Бражников О.Г., Бурштейн Л.М., Вассерман Б.Я., Ветчинкин В.Э., Винниковский С.А., Григоренко Ю.Н., Грунис Е.Б., Гудымова Т.В., Дахнова М.В., Демин В.И., Ермилова Е. А., Захаров Е.В., Келлер М.Б., Клещев К.А., Коблов Э.Г., Коврижкин В.С., Конторович А.Э., Коржубаев А. Г., Крылов Н.А., Ларская Е.С., Лившиц В.Р., Лоджевская М.И., Мирончев Ю.П., Москвин В.И., Мясникова Г.П., Мясникова И.П., Назаров В.И., Неручев С.Г., Нестеров И.И., Нечаева О.Л., Онищук Т.М., Орешкин И.В., Панкратов Ю.А., Плавник Г.И., Подольский Ю.В., Пороскун В.И., Потеряев А.Г., Проворов В.М., Размышляев А.А., Робинсон Б.В., Савинкин П.Т., Сверчков Г.П., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И., Старосельцев В.С., Судат Л.Г., Судат Н.В., Сулейманова Л.О., Супруненко О.И., Халимов Э.М., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В., Шпильман В.И., Якуцени В.П.

Редакционная комиссия

Клещев К.А. (председатель), Конторович А.Э. (заместитель председателя), Крылов Н.А. (заместитель председателя), Мирончев Ю.П. (заместитель председателя), Лоджевская М.И. (ученый секретарь), Аленин В.В., Белонин М.Д., Богацкий В.И., Грунис Е.Б., Демин В.И., Захаров Е.В., Келлер М.Б., Назаров В.И., Проворов В.М., Старосельский В.И., Старосельцев В.С., Шпильман В.И.



СОДЕРЖАНИЕ

Введение 7
1.Понятийная база и исходные положения 10
1.1. Задачи и последовательность работ по прогнозной геологической, экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата 10
1.2. Классификация ресурсов нефти, газа и конденсата 12
1.3.Нефтегазогеологическое районирование и объекты прогноза 15
2. Количественный прогноз нефтегазоносности 20
2.1. Принципы и методы количественного прогноза нефтегазоносности 20
2.2. Принципы выделения и требования к эталонным и расчетным участкам 25
2.3. Геологические способы метода сравнительных геологических аналогий 28
2.3.1. Способ оценки ресурсов по удельной плотности на единицу площади 28
2.3.2. Способы оценки ресурсов по удельной плотности на единицу объема 29
2.4. Объемно-генетический метод 30
2.5. Историко-статистические методы 45
2.6. Математические методы прогноза нефтегазоносности 51
2.6.1. Объемно-статистический метод 52
2.6.2. Методы многомерной регрессии 59
2.6.2.1.Параметры прогноза 61
2.6.2.2.Размерность признакового пространства и основные требования к определению параметров 64
2.6.2.3.Методика вывода уравнений прогноза 66
2.6.3. Локально-статистический метод 72
2.6.4. Вероятностная оценка результатов количественного прогноза нефтегазоносности 81
2.7.Экспертные методы 86
2.8. Особенности количественной оценки ресурсов

акваторий 87
3. Раздельная оценка ресурсов углеводородов и их компонентов 90
3.1. Принципы разделения ресурсов УВ по фазовому состоянию 90
3.2. Методика раздельной оценки ресурсов нефти, газа, конденсата и их компонентов 91
3.2.1. Оценка ресурсов растворенного в нефти газа 92
3.2.2. Оценка ресурсов конденсата 93
3.2.3. Оценка ресурсов нефтей различных свойств и состава 95
3.2.4. Оценка ресурсов компонентов свободного и растворенного газа 98
3.2.4.1. Оценка ресурсов углеводородных компонентов свободного и растворенного газа 100
3.2.4.2. Оценка ресурсов неуглеводородных компонентов свободного и растворенного газа 103
4. Определение коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата при расчете извлекаемых ресурсов 107
5. Оценка распределения ресурсов нефти и газа по месторождениям различной крупности 112
5.1. Распределение ресурсов нефти и газа по месторождениям разной крупности 113
5.2. Имитационные модели оценки структуры ресурсов нефтегазоносного бассейна и динамики их выявления 119
6. Методика экономической оценки прогнозных ресурсов углеводородов 125
6.1. Критерии и показатели экономической оценки ресурсов 125
6.2. Определение затрат на геологоразведочные работы 130
6.3. Определение затрат на разработку ресурсов нефти 132
6.4. Определение затрат на разработку ресурсов газа 134
6.5. Определение затрат на транспортировку нефти и газа 135
6.6. Определение затрат на создание инфраструктуры 136
6.7. Основные виды учитываемых налогов и платежей 137
6.8. Анализ результатов экономической оценки ресурсов 137

6.9. Геолого-экономическое районирование нефтегазоносных территорий и акваторий 139
Литература 142

Приложения:
1. Рекомендуемые табличные материалы (табл.П-1…П-23) 156
2. Приложение 1 "Расчет затрат на разработку ресурсов нефти" 174
3. Приложение 2 "Расчет затрат на разработку ресурсов газа" 182
4. Приложение 3 "Перечень обязательных графических приложений к количественной оценке НСР УВ 189

Введение

Прогнозирование перспектив нефтегазоносности – одна из важнейших и ответственных стадий геологических исследований, базирующаяся в основном на использовании всей суммы геологической информации с целью определения количества начальных суммарных и прогнозных ресурсов углеводородов (УВ), их пространственного размещения и условий залегания скоплений.

В современных условиях интенсивного потребления УВ (нефти, природного газа, конденсата) и многочисленных продуктов их переработки объектом прогнозирования как обязательное составляющее является также экономическая оценка ресурсов.

Периодическая оценка суммарных и прогнозных ресурсов УВ в нашей стране осуществляется с 30-х годов, но систематически и планомерно, начиная с 1961 г. Она внесла много нового в принципы и методику нефтегеологического изучения недр, позволила существенно повысить эффективность геологоразведочных работ. У истоков становления методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности стоял академик И.М.Губкин, который впервые выполнил такую оценку для ряда регионов СССР.

Основу современной методики положила книга Н.И.Буялова, В.Г.Васильева, Н.С.Ерофеева, Н.А.Калинина, А.И.Клещева, Н.М.Кудряшовой, М.С.Львова и С.Н.Симакова "Методика оценки прогнозных запасов нефти и газа" (1962 г.). Большой вклад в развитие методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности в послевоенные и шестидесятые годы внесли также А.А.Бакиров, И.О.Брод, Н.Б.Вассоевич, Ф.Г.Гурари, М.А.Жданов, Н.Д.Линдтроп, М.А.Напольский, И.И.Нестеров, Н.Н.Ростовцев, А.А.Трофимук и др.

В последующие годы сложилось несколько крупных школ в области количественной оценки перспектив нефтегазоносности, в развитие которых наибольший вклад внесли специалисты отраслевых ведомств (В.В.Семенович, И.П.Жабрев, Г.П.Ованесов) и крупных научных центров России – во ВНИГНИ (С.П.Максимов, Н..И.Буялов, С.А.Винниковский, Г.Х.Дикенштейн, Е.В.Захаров, А.Н.Золотов, К.А.Клещев, Ю.П.Мирончев, В.Н.Мартос и др.), ВНИГРИ (В.Я.Авров, В.Д.Наливкин, С.Г.Неручев, М.Ф.Двали,

М.Д.Белонин, Л.Д.Кноринг, Ю.В.Подольский, Г.П.Сверчков и др.), ВНИИГаз (В.И.Ермаков, В.П.Ступаков, В.В.Скоробогатов, В.И.Старосельский и др.), ВНИИЗарубежгеология (М.С.Моделевский, В.И.Высоцкий, Г.С.Гуревич, Н.А.Калинин и др.), ЗапСибНИГНИ (И.И..Нестеров, В.И.Шпильман, А.М.Волков, А.Е.Еханин, Г.И.Плавник, В.В.Потеряева, Н.В.Судат, Л.О.Сулейманова и др.), ИГГ СО АН СССР (А.А.Трофимук, В.С.Вышемирский, А.Н.Дмитриев и др.), ИГиРГИ (Н.А.Еременко, Н.А.Крылов, А.А.Аксенов, Э.М.Халимов, М.В.Фейгин, Ю.Н.Батурин и др.), СНИИГГиМСе (А.Э.Конторович, Э.Э.Фотиади, Л.М.Бурштейн, В.И.Демин, И.А.Иванов, В.Б.Леонтович, В.Р.Лившиц, Н.В.Мельников, А.А.Растегин, В.С.Старосельцев и др.).

Действующее в настоящее время "Методическое руководство по количественной оценке перспектив нефтегазоносности" (1978 г.), "Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата" (1983 г.), "Дополнения к Методическим указаниям по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата" (1988 г.), как и более ранние методические работы имели положительную роль в улучшении оценки прогнозных ресурсов и их ранжированию по экономическим критериям.

Данное "Методическое руководство" подготовлено Научным Советом по совершенствованию методики количественной и экономической оценки ресурсов нефти, газа и конденсата, в который вошли специалисты ведущих научно-исследовательских институтов России, много лет занимающихся изучением указанной проблемы. Основанием для постановки работы было решение Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 03.07.97 на основании рекомендаций межведомственной конференции "Количественная оценка ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации и ее субъектов" (ВНИГНИ, 1997). Конференция отметила необходимость корректировки действующих методик с учетом новых условий недропользования в России, достижений нефтегазовой геологической науки за последние десятилетия, а также расширения возможностей использования компьютерных технологий и математических методов прогноза нефтегазоносности.

"Методическое руководство" определяет цели, методические приемы и последовательность работ по количественной и экономической оценке нефтяных и газовых ресурсов. При проработке этих вопросов проанализированы и учтены положительные и негативные аспекты использования ранее принятых методик, выявившиеся при проведении количественной и экономической оценки ресурсов углеводородного сырья б. СССР и России в 1984-1995 гг.

Важнейшей особенностью нового методологического подхода является ориентировка на вероятностную модель оценки ресурсов, что является в настоящее время общепринятым в мировой практике количественного прогноза нефтегазоносности, но недостаточно реализовано в нашей стране. Большие изменения по сравнению с предшествующими методиками внесены в концепцию экономической оценки ресурсов нефти и газа в связи с переходом на платное недропользование, изменение условий финансирования и налогообложения поисковых и разведочных работ и т.д.

Авторы надеются, что внедрение в практику новых методических разработок и усовершенствования известных методов количественного прогнозирования нефтегазоносности будет способствовать повышению эффективности поисков месторождений углеводородного сырья в нашей стране.

1. Понятийная база и исходные положения

1.1. Задачи и последовательность работ по прогнозной геологической и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата

Прогнозная геологическая и экономическая оценки ресурсов нефти, газа и конденсата проводятся с целью выработки реальных представлений о масштабах, структуре, качественных характеристиках и экономической значимости перспективной минерально-сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности.

Научно обоснованное решение этой проблемы создает предпосылки для разработки долгосрочной стратегии воспроизводства минерально-сырьевой базы и лицензирования нефтегазоносных территорий, обоснования концентрации работ в наиболее перспективных и экономически привлекательных для промышленного освоения регионах.

Прогнозные характеристики региона должны отражать величину ресурсов УВ в недрах. Характеристика выявляемости ресурсов – это расчет, завершающий количественный региональный прогноз, и основная исходная информация для оптимизации геологоразведочных работ. Такая характеристика должна вытекать из данных о ресурсах нефти и газа в недрах района, о размерах предполагаемых залежей, глубине их залегания, дебитности, основываться на использовании геолого-математических моделей поисково-разведочного процесса.

Важными, имеющими самостоятельное значение, являются и «промежуточные» результаты: величина ресурсов в конкретном районе и нефтегазоносном комплексе, условия их залегания в недрах. Прогноз должен создать объективно полную картину размещения ресурсов в недрах и условия их обнаружения, подготовки, эксплуатации, согласуясь с уровнем изученности оцениваемых объектов. Итоговые материалы в виде прогнозных карт, графиков, количественных зависимостей, таблиц – это модели реальных природных объектов и процессов.

Таким образом, геолого-экономический прогноз ресурсов УВ любого нефтегазоносного района – многофакторное исследование, включающее три последовательно связанных между собой операции: а) качественную оценку с целью выявления и изучения пространственного изменения геологических факторов, благоприятных для генерации и аккумуляции углеводородов; б) количественную оценку, выражающую вероятностную величину ресурсов и их распределение по площади и разрезу осадочного чехла; в) экономическую оценку, определяющую эффективность освоения ресурсного потенциала недр.

Качественная оценка перспектив нефтегазоносности осуществляется на основе анализа критериев нефтегазоносности и районирования территории по степени перспективности и заканчивается составлением карт перспектив нефтегазоносности.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности - это определение величины, пространственного размещения и внутренней структуры ресурсов нефти, газа и конденсата. Основными этапами количественного прогноза нефтегазоносности являются:

- выбор модели и метода прогнозирования, в зависимости от состояния исходной информационной базы;
- установление на материалах эталонов количественных зависимостей между прогнозируемыми характеристиками и измеренными параметрами - верификация аппарата прогнозирования;
- дифференциальная и интегральная оценка ресурсов объекта прогноза по установленным зависимостям;
- геологическая интерпретация результатов прогноза с определением доверительных интервалов или кривых распределения вероятностных оценок, а также общей степени их достоверности.

Под экономической оценкой ресурсов нефти, газа, конденсата понимается определение потенциального эффекта в денежном выражении, который может быть получен после перевода ресурсов в запасы и последующей разработки с учетом достижений научно-технического прогресса и фактора времени. По своему экономическому содержанию этот эффект является дифференциальной нефтяной (газовой) рентой.

В условиях рыночной экономики и платного недропользования экономическая оценка ресурсов нефти и газа носит двойствен-

ный характер. Она должна отражать как интересы государства, являющегося собственником недр, так и пользователей недр, приобретающих у государства за определенную плату лицензию на право поисков, разведки и разработки месторождений.

Результаты освоения ресурсов можно считать эффективными лишь в случае, если они обеспечивают полное возмещение требуемых затрат и смогут приносить прибыль. Такой подход вызывает необходимость переосмысления и в ряде случаев уточнения используемых показателей, методических подходов и задач, решаемых при выполнении экономической оценки ресурсов.

Экономическая оценка проводится на основе количественной оценки ресурсов, исходя из условия получения максимального суммарного (интегрального) эффекта от освоения ресурсов с учетом ограничений, накладываемых действующим законодательством о недрах, технологическими возможностями, правилами ведения горно-геологических работ, требованиями охраны окружающей среды, потребностями рынка в нефти, газе, конденсате, продуктах их переработки и попутных компонентах, а также другими условиями развития экономики и энергетики страны.

1.2. Классификация ресурсов нефти, газа и конденсата

Нефть, газ и конденсат являются традиционными видами углеводородного сырья, заключенного в нефтяных и газовых месторождениях (залежах), разведка и разработка которых возможны при современных апробированных технических средствах и технологиях. В отличие от них различают нетрадиционные виды и источники углеводородов, физическое состояние которых или геологическое нахождение не отвечают традиционным понятиям.

Нетрадиционный вид - это сырье, находящееся в необычном для него состоянии - твердом, полутвердом и жидком, то есть газогидраты, природные битумы и пр. Нетрадиционный источник - это необычный геологический объект, содержащий сырье в традиционном состоянии. К примеру, угольные и рудничные горючие газы, плотные малопроницаемые нефтегазонасыщенные породы с низкой отдачей - мел, мергели, доманикоидные, глинисто-кремнистые и глинистые сланцы, эффузивы, кристаллические породы и т.п.

Подчеркнем, что это не классификационный признак, поскольку смешение видов и источников в едином объекте нередки. Например, газы угольных пластов. Здесь основными в балансе ресурсов являются газы, сорбированные и связанные углями, но присутствуют также свободные газы в порах, трещинах, зонах дроблений и т.п. То есть угольные пласты выступают и как нетрадиционные источники газа, и как нетрадиционный вид сырья. Следовательно, это термины свободного пользования при оценке сырьевой базы, но, безусловно, четко фиксированные при принятии технологических решений по методам прогноза, поисков, разведки, выбора кондиций и, особенно, способам освоения.

Количественной оценке подлежат концентрированные скопления нефти, газа и конденсата, величина которых доступна объективному прогнозу на основании прямых или косвенных (аналогия) геологических данных, результатов геологоразведочных работ и разработки открытых месторождений. В соответствии со степенью геологической обоснованности величина указанных скоплений учитывается дифференцированно по группам и категориям. В принципиальном плане различаются три резко различных по обоснованости группы:

Запасы – количество углеводородов (нефть, газ, конденсат) и содержащихся в них компонентов, заключенных в открытых месторождениях и подсчитанных по результатам геологоразведочных работ и разработки.

Ресурсы - количество углеводородов, находящихся или находившихся (до начала добычи) в недрах нефтегазоносных бассейнов и перспективных (провинций) в виде скоплений нефти, газа и конденсата, величина которых доступна для оценки и объективного прогноза на основании прямых или косвенных (аналогия) геологических данных, результатов геологоразведочных работ и разработки открытых месторождений.

Термин *начальные суммарные ресурсы* (НСР) рассматривается в качестве общей оценки ресурсов нефтегазоносного бассейна (провинции) или его участков и комплексов, объединяющей накопленную добычу, разведанные и предварительно оцененные запасы открытых месторождений, перспективные и прогнозные ресурсы. Факт установления промышленной нефтегазоносности, т.е. открытия

месторождения (залежи), является основной границей, разделяющей запасы и ресурсы.

Наряду с начальными суммарными ресурсами углеводородов, выделяются *текущие суммарные ресурсы* (ТСР), которые не учитывают добычи нефти, газа и конденсата, произведенной в районе за весь период с начала разработки месторождений.

Методически следует различать *полные* и *оцененные (учтенные)* начальные суммарные ресурсы и соответственно им текущие суммарные ресурсы углеводородного сырья. Понятию полных ресурсов отвечают представления об общем теоретическом объеме нефти, газа и конденсата, аккумулированном в недрах осадочного бассейна в результате его геологической эволюции. Вместе с тем реально оцениваемые (учитываемые) ресурсы повсеместно являются более низкими, так как в эталонную выборку не попадают многочисленные мелкие и мельчайшие залежи, отсеивающиеся как на стадии поиска и разведки ("геологоразведочный фильтр"), так и при оценке экономической целесообразности освоения. Таким образом, в любом нефтегазоносном районе существует динамически меняющийся во времени минимальный предел величины скоплений нефти и газа, представляющих промышленный интерес с учетом технико-геологических и экономических факторов.

Классификация запасов и условия выделения категорий А, В, C_1 и C_2 определяются действующей «Классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» и инструкцией по применению этой классификации.

Невыявленные (неразведанные) ресурсы в зависимости от геологической обоснованности подразделяются на перспективные и прогнозные.

Категория C_3 - перспективные ресурсы объектов (ловушек того или иного типа), подготовленных к поисковому бурению проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, в том числе новых горизонтов, не вскрытых бурением в пределах открытого месторождения, если продуктивность этих горизонтов установлена на других месторождениях нефтегазоносного района. В категорию C_3 необходимо вводить поправочный коэффициент 0,3 на вероятную продуктивность ловушек.

Категория $Д_1$ - прогнозные ресурсы горизонтов и комплексов с промышленной нефтегазоносностью, доказанной в пределах крупных структур. Количественная оценка прогнозных ресурсов категории $Д_1$ основывается на результатах региональных и поисково-оценочных работ и на аналогии с изученными месторождениями.

Категория $Д_2$ - прогнозные ресурсы горизонтов и комплексов, промышленная нефтегазоносность которых в пределах региональной структуры еще не доказана. Ресурсы категории $Д_2$ прогнозируются на основе комплекса имеющихся геолого-геохимических и геофизических данных, а также аналогии с выше - или нижележащими нефтегазоносными комплексами.

При наличии достаточной информации в составе категории $Д_1$ и $Д_2$ для оперативных оценок могут обособляться группы локализованных прогнозных ресурсов, сконцентрированных в ловушках, подготовленных к поисковому бурению.

1.3. Нефтегазогеологическое районирование и объекты прогноза

Нефтегазогеологическое районирование - это расчленение исследуемой территории (акватории) на отдельные части по степени сходства и различия геологического строения и развития, а также состава слагающих их осадочных формаций для сравнительной дифференцированной качественной и количественной оценки перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемой территории.

При проведении нефтегазогеологического районирования в качестве главнейших предпосылок необходимо учитывать:

- особенности геодинамики различных осадочных бассейнов, их современную тектонику, наличие многообразных разнопорядковых структур и их генезис;
- литолого-стратиграфическую характеристику разреза, палеогеографические и фациальные условия накопления осадков в различных частях бассейна седиментации;
- флюидодинамические условия оцениваемого региона, в том числе палеогидрогеологические и палеогидродинамические условия

изменения в пространстве и времени расположения областей питания и разгрузки пластовых вод, их состава и напоров;

- геохимические условия оцениваемого региона, в том числе фазовое состояние и физико-химические свойства углеводородов, состав водорастворенных газов, результаты определения нефтегазоматеринского потенциала пород, концентрации и состава содержащихся в них битумов, органического вещества и т.п.

Среди перечисленных факторов ведущая роль принадлежит тектонике, в связи с чем нефтегазогеологическое районирование должно проводиться на тектонической основе с выделением в пределах исследуемых регионов геоструктурных элементов, с которыми могут быть связаны подразделения нефтегазогеологического районирования разного ранга, являющиеся объектами оценки ресурсов.

В качестве основных подразделений нефтегазогеологического районирования перспективных территорий выделяются:

Нефтегазоносная провинция (НГП) - территория распространения проявлений и скоплений углеводородов, пригодных для технико-экономического освоения в настоящее время или в обозримом будущем и приуроченных к обширному (измеряемому эрами) стратиграфическому диапазону отложений в пределах крупнейших (антеклизы, синеклизы, региональные и крупные краевые прогибы, авлакогены, внутригеосинклинальные и межгорные впадины или их системы) структурных форм или различных их сочетаний вплоть до охвата всей или значительной части целой платформы. В последнем случае возможно употребление термина *«мегапровинция»*.

Нефтегазоносная область (НГО) – часть территории нефтегазоносной провинции (или самостоятельная НГО в случае обособленного ее расположения), отличающаяся определенным набором нефтегазоносных комплексов и приуроченная к отдельным или различным сочетаниям крупных (свод, мегавал, впадина, мегапрогиб) или даже к крупнейшим (антиклиза,синеклиза, региональный или краевой прогиб, авлакоген, региональная ступень, межгорная впадина, срединный массив) структурными формами.

Нефтегазоносный район (НГР) - часть территории нефтегазоносной области (или провинции в случае обособленного расположения – самостоятельный НГР), отличающийся определенным фазовым составом скоплений (месторождений) углеводородов и набором

продуктивных горизонтов (групп пластов), образующих частично или полностью общую среднюю (куполовидное поднятие, вал, антиклиналь, котловину, прогиб, синклиналь, моноклиналь, седловину) или крупную (свод, мегавал, совокупность антиклиналей, впадину, мегапрогиб, совокупность синклиналей, моноклиналь, седловину) структурную форму или различные их сочетания.

Распределение скоплений углеводородов в пределах нефтегазоносных территорий (бассейнов) имеют неравномерный характер. Близко расположенные скопления образуют обособленные группы, между которыми встречаются лишь единичные скопления. В связи с этим целесообразно выделение зон нефтегазонакопления (ЗНГН), под которыми следует понимать часть геологического пространства нефтегазоносных провинций, областей или районов, концентрация скоплений углеводородов в пределах которой контролируется преимущественно едиными (тектоническими, литологическими, стратиграфическими, гидрогеологическими или различным их сочетанием) условиями аккумуляции и характеризующихся преимущественной приуроченностью залежей к одним и тем же пластам, закономерным изменением в них фазового состояния, физико-химических свойств углеводородов и степени заполнения ими ловушек. Границами зон нефтегазонакопления служат контуры структур или зон литологического замещения, контролирующих распространение месторождений сходного строения.

Среди скоплений углеводородов необходимо различать залежи и месторождения.

Залежь - естественное единичное скопление углеводородов в одном или группе пластов, контролируемое единым (общим) ВНК или ГВК.

Месторождение - ассоциация залежей, приуроченных к единой структурной, литологической, стратиграфической, гидрогеологической ловушке или их сочетаниям, расположенным на одной локальной площади.

Выделяемые провинции, области и районы по соотношению (преобладанию) начальных ресурсов нефти и газа подразделяются на преимущественно нефтеносные, преимущественно газоносные, нефтегазоносные и газонефтеносные.

ГП ХМАО
"НАЦ РН им. В.И. Шпильмана"
ИНВ № 4037
г. Тюмень

В результате работ по нефтегазогеологическому районированию составляются карты нефтегазогеологического районирования оцениваемого региона. Принципы построения указанных карт изложены в приложении.

Основными единицами нефтегазогеологического расчленения отложений, связанными с прогнозированием, являются:

пласт – толща проницаемых пород-коллекторов, ограниченных сверху (в кровле) и снизу (в подошве) локальным флюидоупором (покрышкой);

резервуар – группа перекрытых зональной покрышкой и гидродинамически связанных пластов внутри нефтегазоносного комплекса;

нефтегазоносный комплекс (НГК) - ассоциация близких по строению пластов и продуктивных горизонтов (группы пластов), имеющих региональное распространение и перекрытых региональной покрышкой.

На основании этих принципов нефтегазогеологического районирования выделяются конкретные объекты нефтегазогеологического прогнозирования. В принципиальном плане обособляются четыре иерархических уровня прогноза:

- глобальный или надрегиональный прогноз - оцениваются в целом провинции, бассейны, крупные нефтегазоносные комплексы;
- региональный прогноз - оцениваются структуры 1 порядка, а также крупные составные части провинций и нефтегазоносных комплексов;
- зональный или среднемасштабный прогноз - оцениваются структуры П порядка, а в их пределах отдельные нефтегазоносные комплексы;
- локальный прогноз - оцениваются локальные структуры, ловушки неструктурного типа, а также пласты и группы сближенных неразделенных пластов.

Базовым для прогнозной оценки ресурсов России является среднемасштабный прогноз. Ресурсы более крупных объектов оцениваются методом суммирования входящих в них среднемасштабных объектов.

Получившее в России широкое распространение понятие "направление геологоразведочных работ" и обозначающее по сути объект геологического прогноза близко к понятию "плей" (play, exploration play), широко используемому за рубежом, то есть трехмерному геологическому пространству, включающему совокупность однотипных (открытых или предполагаемых) месторождений, поиски и разведка которых ведутся по одной методике и сходным комплексом технических средств в пределах одного нефтегазоносного этажа и одной тектонической зоны.

Помимо естественных геологических границ (простых или сложных), объекты прогноза могут иметь ограничения, связанные с использованием различных технических средств. Эти ограничения могут определяться, напрмер, глубиной размещения залежей, глубинами дна моря и другими гидрографическими параметрами акваторий. Такое разделение естественных геологических совокупностей скоплений УВ на части "техническими" границами оправдано в тех случаях, когда проведение поисково-разведочных работ было или будет обособлено той или иной "технической" границей.

Результаты работ по нефтегазогеологическому районированию отражаются на картах и схемах, показывающих размещение имеющегося фактического материала по состоянию разведанности и изученности нефтегазоносности оцениваемой территории. К ним относятся:

1.Обзорная карта региона с нанесением элементов нефтегазогеологического и тектонического районирования, месторождений и перспективных структур, а также границ субъектов РФ;

2.Схема нефтегазогеологического расчленения разреза отложений, демонстрирующая размещение нефтегазопроявлений и залежей по пластам и нефтегазоносным комплексам;

3.Карта распространения и изученности отдельных нефтегазоносных комплексов с показом их литологии, толщин и степени разбуренности.

2. Количественный прогноз нефтегазоносности

2.1. Принципы и методы количественного прогноза нефтегазоносности

Цель количественного прогноза нефтегазоносности - это определение общей величины, пространственного распределения ресурсов УВ, а также их внутренней структуры (фазовое и агрегатное состояния скоплений УВ, распределение месторождений по крупности и глубинам залегания, содержание попутных компонентов, геолого-промысловым характеристикам и т.д.).

Методы прогноза - это совокупность процедур, включающих выбор критериев и объектов прогноза, способы оперирования с критериями (экспертные, графические, математические и др.), приводящие к решению поставленной задачи. Методы прогноза в большой степени зависят от масштаба (размеров) прогнозируемого объекта и должны обеспечивать разделение области прогноза на отдельные участки, существенно отличающиеся друг от друга по плотности ресурсов углеводородов. Суммарная количественная оценка ресурсов всей области прогноза при этом складывается из оценок входящих в нее участков. Методы или способы прогноза ресурсов, не обладающие дифференцирующим свойством, а дающие только их интегральную оценку, могут использоваться как вспомогательные. Вместе с тем на ранних этапах изученности региона они являются единственно возможными.

Задача всех видов прогноза нефтегазоносности - с помощью аппарата прогноза распространить данные о нефтегазоносности, установленные на относительно хорошо изученных эталонных участках, на менее изученные (расчетные). Для количественной характеристики действенности прогнозирующего аппарата (моделей, зависимостей, функций и т.д.) часть эталонов в процессе его конструирования («обучения») не участвует, а остается для контроля («экзамена»).

Состояние геолого-геофизической изученности района и возможности прогноза ресурсов углеводородного сырья тесно взаимосвязаны. При низкой изученности района в результате решения

основной задачи прогноза оцениваются удельные на площадь или объем ресурсы всей суммы углеводородов. При возрастании степени изученности удельные ресурсы нефти и газа должны оцениваться раздельно уже при решении основной задачи.

Требования практики к большой детальности результатов - раздельный учет запасов нефти, газа, конденсата, учет низкодебитных и высокодебитных ресурсов, учет ресурсов в залежах различного размера и т.п. - осуществляются решением дополнительных задач прогноза, таких, как прогноз фазовых состояний, прогноз размеров залежей и других, то есть определением структуры ресурсов.

Существуют два принципа решения задач количественного прогноза нефтегазоносности:

А. Прогноз на основе установления зависимостей между концентрацией ресурсов и геологическими, геофизическими и геохимическими параметрами.

Б. Прогноз на основе установления зависимостей между показателями динамики и характеристиками процесса освоения ресурсов.

Задачи типа «А» решаются с использованием принципа геологической аналогии, предусматривающего вычисление количественных мер сходства между эталонной выборкой и объектом расчета. По особенностям использования общей теоретической модели нефтегазонакопления способы решения задачи прогноза первого типа объединяются в метод сравнительных геологических аналогий, а также объемно-статистический, объемно-балансовый, объемно-генетический методы.

Метод сравнительных геологических аналогий (МГА) подразделяется на две группы способов прогнозирования. Первая из них - группа геологических способов. Они отличаются тем, что в них количественно анализируют ограниченное число (4 – 6) геолого-геофизических переменных. Эти способы дают частично зависимые друг от друга результаты. Особенности каждого отражены в их названиях: а) удельных плотностей запасов на единицу площади; б) удельных плотностей запасов на единицу объема. Общность геологических способов метода сравнительных аналогий состоит в применении единой меры сходства эталонного и расчетного участков - так называемого коэффициента аналогии, который учитывает изме-

нения наиболее существенных для каждого способа подсчетных параметров.

К группе геологических способов МГА с некоторой условностью можно отнести объемно-статистический и объемно-балансовый методы прогнозной оценки слабоизученных территорий. Они основаны на положении о том, что ресурсы нефти и газа не только генетически, но и пространственно связаны с осадочными породами. Принцип геологической аналогии реализуется в переносе объемной плотности ресурсов углеводородов на объем неметаморфизованного осадочного выполнения, установленной в изученном нефтегазоносном бассейне, который принимается за внешний эталон, на неизученную, но геологически сходную территорию. Как правило, эти методы используются на ранних стадиях геологического прогноза.

Вторая группа реализации принципа МГА - способы многомерного математического моделирования. Они используют возможности математического аппарата и компъютерных технологий для обработки больших объемов геолого-геофизической информации и выведения зависимостей между концентрацией ресурсов и параметрами геологической среды. Принцип аналогии здесь реализуется в оценке на эталонной выборке степени долевого участия различных переменных в формировании плотности ресурсов и перенесении его на объекты прогноза в виде коэффициентов уравнений регрессии, факторных нагрузок и т.п. с использованием оценки меры сходства условий нефтегазоносности эталонов и объектов прогноза различными методами (регрессионный анализ, метод распознавания образов и др.).

Обособленное положение по отношению к методам геологической аналогии занимает объемно-генетический метод (ОГМ), заключающийся в оценке общего объема УВ, эмигрировавших из нефтегазоматеринских толщ источника генерации, и потерь УВ в процессе их миграции и аккумуляции. Метод использует балансовую модель нефтегазонакопления. Определение количества эмигрировавших УВ - наиболее точная и объективная часть объемно-генетической оценки. Определение же потерь на путях миграции от очага генерации до объекта первичной аккумуляции и при транзите через зоны аккумуляции, а также в результате переформирования и разрушения залежей вносит определенные погрешности. Наиболее

эффективно применение ОГМ для оценки крупных территорий со слабо разведанными ресурсами. Оценки с помощью ОГМ объектов, которым свойственна значительная изменчивость системных характеристик, обусловливает необходимость применения специфических методических приемов, в том числе и выделения расчетных и эталонных участков, то есть сближения с методом сравнительных аналогий. Это все более полно проявляется по мере снижения ранга оцениваемого объекта.

Задачи прогноза типа «Б» решаются историко-статистическим методом, который основан на принципах ретроспективного анализа и экстраполяции показателей динамики освоения природных ресурсов УВ. Этот метод дает интегральные оценки ресурсов крупных хорошо изученных объектов. Используются парные зависимости вида: "запасы-время", "добыча-время", "прирост запасов – объем бурения", "добыча-запасы" и т.д. Эти зависимости аппроксимируются линейными или нелинейными моделями. Соответственно различаются линейные и нелинейные способы историко-статистического прогнозирования. В обоих случаях эталонами служат установленные к моменту прогноза ряды динамики показателей освоения ресурсов.

Современный количественный прогноз нефтегазоносности должен основываться на одновременном использовании комплекса методов и способов оценки. Целесообразность применения различных методов связана прежде всего со спецификой их результатов. Каждый из описанных методов и способов прогноза с разной детальностью анализирует отдельные стороны общего процесса нефтегазонакопления или освоения ресурсов УВ. Так, объемно-генетический метод подчеркивает генерационный и консервационный потенциалы расчетных участков, историко-статистический - вероятностный характер выявления и исходного распределения скоплений УВ в объектах прогноза и т.п.

Оценки прогнозных ресурсов УВ одного и того же геологического объекта разными методами, безусловно, зависят друг от друга в связи с использованием одних и тех же эталонов, некоторых общих подсчетных параметров, схожих моделей прогноза и т.п. Эти зависимости имеют косвенный или опосредованный характер. В то же время качественные и количественные различия используемых

анных и аппарата сравнительной геологической аналогии обычно ывают столь велики, что относительно объективный результат про-ноза может базироваться только на совокупности оценок, получен-ых разными методами. Возможность применения того или иного етода определяется исходной информационной базой прогнозиро-ания.

На основании вышеизложенного при выборе общей модели, пособа и параметров прогнозирования рекомендуется соблюдать ледующие основные принципы: 1) использование максимального бъема имеющейся информации, 2) соответствие набора моделей и етодов этапу изучения, в котором находится исследуемый регион,) доказательство действенности модели на материалах "обучения" и "экзамена", 4) оптимизация модели по числу и характеру включае-мых параметров, 5) вероятностное представление результатов про-гноза.

Согласно первому принципу во всех случаях следует отда-вать предпочтение тем методам или способам прогнозирования, ко-торые позволяют использовать максимальный объем имеющейся на момент прогноза (геологической, геохимической, геофизической, а также ресурсно-статистической) информации.

Согласно второму принципу по мере повышения детально-сти поисково-разведочных работ следует применять все более разви-тые модели и методы количественного прогноза нефтегазоносности. Так, например, если на этапе регионального изучения объекта, как правило, используются методы удельных плотностей запасов на единицу площади или объема, объемно-статистический, простейшие математические модули с "внешними" эталонами и т.д., то на этапе поиска и детализации возможно применение также усложненных математических. На завершающих стадиях освоения ресурсов "центр тяжести" прогноза смещается к историко-статистическим методам. Возможность использования все более сложных методов не исклю-чается, а, наоборот, предопределяет необходимость контроля и по-полнения их результатов более простыми способами.

Согласно третьему принципу действенность любой выбран-ной модели должна быть доказана на материалах эталонной выбор-ки. В геологических способах метода аналогий и в объемно-генетическом методе, когда число эталонных участков ограничено,

для доказательства действенности моделей может применяться "внутренний" прогноз с эталона на эталон. В способах многомерного моделирования и историко-статистическом методе действенность моделей обосновывается оценками достигнутой тесноты связи изу-чаемых переменных на обучающей выборке, а также ошибками на контроле.

Согласно четвертому принципу в способах многомерного математического моделирования оптимальной считается такая мо-дель, которая содержит наименьшее число слабо зависящих друг от друга параметров и дает допустимые погрешности прогноза на всех элементах эталонной выборки. Оптимизация моделей достигается за счет: а) исключения параметров, плохо обеспеченных результатами наблюдений, б) учета парных корреляционных зависимостей между параметрами, в) оценки статистической значимости каждого пере-менного в модели и включения только наиболее информативных из них, г) факторизации переменных, а также ряде других приемов.

Согласно пятому принципу результаты разделения области прогноза на отдельные зоны, различающиеся по плотности прогноз-ных (или начальных) ресурсов углеводородов, даются в виде интер-вальных оценок. Для каждой такой зоны с выбранной доверительной вероятностью устанавливаются минимальная, средняя (или медиан-ная) и максимальная оценки.

2.2. Принципы выделения и требования к эталонным и расчетным участкам.

Как отмечено выше, принцип сравнительной геологической аналогии является главенствующим в оценке ресурсов углеводоро-дов неисследованных территорий. Суть этой универсальной методо-логии заключается в двух операциях: а) выделении хорошо изучен-ного нефтегазоносного объекта, принимаемого за эталон, б) перено-се установленной плотности ресурсов УВ с эталона на прогнозируе-мый (расчетный) участок на основании разработанной процедуры и с учетом необходимых поправок (коэффициентов) на меру геологи-ческого сходства (аналогии) эталонного и прогнозируемого участ-ков.

Эталонный участок (ЭУ) – объект в геологическом пространстве, выделяемый в объеме нефтегазоносных пород и содержащий (или не содержащий) залежи углеводородов. Необходимым условием выделения эталонного объекта является относительно хорошая его изученность, в первую очередь бурением и, следовательно, наличие комплекса информативных картируемых геолого-геофизических и геохимических характеристик объекта.

Граница эталонного участка проводится между месторождениями или посередине между структурой и месторождением таким образом, чтобы в эталон вошли только изученные территории (месторождения, пустые площади и структуры), а со стороны менее изученных территорий – на среднем расстоянии от месторождений и структур, включенных в эталон. Поэтому площадь эталона существенно зависит от расстояния между объектами, а значит и от изученности территории геофизическими методами.

В реальных условиях зачастую невозможно добиться, чтобы эталон по всему периметру контролировался парами «структура-месторождение». Отдельные участки примыкающих территорий недостаточно исследованы, и на них граница может быть произвольно сдвинута в ту или другую сторону. Поскольку никакие характеристики эталона, кроме площади, при этом не изменяются, одним и тем же параметрам могут быть поставлены в соответствие различные плотности запасов, что обусловлено только неоднозначностью положения границ. Для тех участков, границы которых не контролируются парой «структура-месторождение», нужно проводить границу на таком расстоянии от вошедших в эталон объектов, которое соответствовало бы среднему значению этого расстояния между соседними структурами или месторождениями.

Совокупность эталонных объектов должна наиболее полно отражать разнообразие геологических условий в оцениваемом регионе, выраженное в геолого-геофизических и геохимических параметрах эталонов. Последние должны описывать максимальный диапазон их изменчивости в пределах оцениваемого региона, а область определения оценок плотностей запасов должна быть максимальной, чтобы охватить все условия, встречающиеся на подсчетных (оцениваемых) участках.

Эталонные объекты в разрезе должны выделяться для каждого объекта оценки прогнозных ресурсов. К таковым относятся нефтегазоносные комплексы и крупные резервуары. Границы эталонных участков для разных комплексов могут совпадать или не совпадать в плане.

Изученность эталонного участка должна обеспечивать возможность надежного определения плотности запасов на эталоне, для определения которых используются: накопленная добыча (суммарных УВ, нефти, жидких УВ, газа и т.д. – в зависимости от того, что оценивается), текущие запасы категорий $АВС_1$ и $С_2$ месторождений.

Необходимо учитывать, что абсолютно разведанных и изученных эталонов нет, вследствие чего большинство реальных эталонов, как правило, сохраняют ту или иную часть нереализованных прогнозных или перспективных ресурсов. Во-первых, запасы открытых месторождений всегда определены с большей или меньшей погрешностью, во-вторых, разведка территории производится всегда какой-то определенной сетью профилей, скважин, методами с конечной разрешающей способностью, вследствие чего месторождения, меньшие определенного размера, оказываются пропущенными. Поэтому необходимо оценить возможные результаты доразведки и открытия новых залежей, то есть добавить ресурсы категории $С_3$ и $Д_1$. Величина добавленных (по сравнению с балансом) на эталоне ресурсов не должна превышать 30 % всех запасов эталона, $Д_1$ не должна превышать 15%.

Расчетный (подсчетный) участок (РУ) - элементарный объект оценки неразведанных ресурсов, выделяемый в плане территории в соответствии с масштабностью (уровнем) прогноза.

Расчетный участок, как и эталонный, может занимать различное геоструктурное положение (располагаться на вершине свода, на склоне и т.д.), по-разному располагаться относительно непроницаемых барьеров. Положение подсчетного участка предопределяет и характер перераспределения углеводородов. Площадь эталонного участка должна быть соразмерна с площадью расчетного участка.

Число типов подсчетных участков определяется исходя из требований практики, полноты использованных моделей, охарактеризованности различных условий эталонами.

Существенные ограничения на размер и форму подсчетных астков накладываются в зависимости от характера распределения его пределах подсчетных параметров. Обычно, чем больше по ощади подсчетный участок, тем больше разброс параметров. Если пользуемые в количественной формуле параметры независимы и спределены нормально, то увеличение площади не ведет к иска-ению подсчета. Однако, в большинстве реальных случаев это дале- не так: большая или меньшая коррелируемость параметров неиз-жна.

2.3. Геологические способы метода сравнительных геологических аналогий

Сущность методологии заключается в определении на этало- средней удельной плотности ресурсов углеводородов, приходя-ейся на: а) единицу площади, б) единицу объема с последующим переносом на подсчетные участки с помощью коэффициента гео-огической аналогии. Последний определяется частными коэффици-нтами аналогии, которые выбираются, исходя из особенностей гео-огического строения региона и набора информативных параметров соответствии с принципами, изложенными в предыдущем разделе. оэффициенты аналогии в общем виде должны иметь значения в ределах $0{,}5 < K_{ан} < 2$.

2.3.1. Способ оценки ресурсов по удельной плотности на единицу площади

Специфика способа определяется его названием. Расчетные ормулы имеют вид :

$$q_э = \frac{Q_э}{S_э}, \quad Q_р = q_э \cdot S_р \cdot k_{ан}$$

где: $Q_э$, $Q_р$ - ресурсы эталонного и расчетного участков; $q_э$ - плотность ресурсов на единицу площади пород эталонного участка; $S_э$, $S_р$ - площади пород эталонного и расчетного участков; $k_{ан}$ - сводный коэффициент аналогии.

При отсутствии открытых месторождений на расчетных участках следует использовать предполагаемое отношение площади залежей к площади всех структур с учетом принятого коэффициента успешности или коэффициента заполнения ловушек по площади, равного частному от деления суммы площадей залежей на сумму площадей всех ловушек на участке.

При оценке приуроченных к разломам зон, характеризующихся распространением пластовых залежей главным образом тектонически экранированного типа, не всегда удается надежно определить ширину, а следовательно, и площадь примыкающих к разлому перспективных расчетных участков. Судя по результатам поисково-разведочных работ в различных районах страны, ширина залежей этого типа, как правило, колеблется в небольших пределах. Поэтому ее условно можно принять одинаковой на эталонном и расчетном участках.

2.3.2. Способ оценки ресурсов по удельной плотности на единицу объема

Способ применяется в условиях средней изученности расетных участков, при которой известны общие объемы осадочного ыполнения и различных его составляющих, а также объективные еолого-геофизические параметры, необходимые для подсчета свод-ых коэффициентов аналогии.

Оцениваемые этим способом нефтегазоносные комплексы олжны характеризоваться в области прогноза относительно одно-одным строением и почти повсеместным распространением.

Расчеты производятся по формулам:

$$q_э = \frac{Q_э}{V_э}, \quad Q_р = q_э \cdot V_р \cdot k_{ан}$$

где: $Q_э$, $Q_р$ - ресурсы эталонного и расчетного участков; q – плотность ресурсов на единицу объема пород эталонного участка; $V_э$, $V_р$ - объемы пород эталонного и расчетного участков; $к_{ан}$ - сводный коэффициент аналогии.

В относительно хорошо изученных глубоким бурением районах, где на эталонных и прогнозируемых участках исследованы параметры коллекторских толщ, может быть использован способ расчета по удельным плотностям запасов, приходящимся на единицу объема пород-коллекторов. Однако, во многих случаях сохраняется опасность принципиальной ошибки. Если, например, от крыльев к сводам локальных структур мощности коллекторских толщ уменьшаются, а доля скважин, пробуренных на сводах структур расчетного участка, значительно больше, чем на эталоне, то средняя мощность пород-коллекторов на расчетном участке будет занижена. В этом случае рекомендуется предварительно разделить все скважины расчетного участка на однородные в структурном отношении группы (“сводовые”, “крыльевые”, “межструктурные” и т.п.) и взвешивать средние мощности каждой группы на ту часть площади, которую она характеризует. Основные закономерности изменения мощности и веса групп определяются по наиболее хорошо изученным эталонам. Коэффициент аналогии будет учитывать изменения средней взвешенной мощности коллекторов, их пористости и других параметров.

2.4. Объемно-генетический метод

Объемно-генетический метод (ОГТ) количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата разработан на основе осадочно-миграционной теории генезиса нефти и газа.

Прогнозные ресурсы углеводородов определяются на основе количественного моделирования всего комплекса природных процессов, обусловливающих образование нефти и газа из органического вещества материнских пород, эмиграцию углеводородов из материнских пород в резервуары, дальнейшую миграцию нефти и газа в коллекторах и аккумуляцию их в ловушках.

Прогнозные ресурсы нефти и газа определяются с учетом количества генерированных и эмигрировавших из материнских пород жидких и газообразных углеводородов за вычетом потерь нефти и газа при их миграции в коллекторах и аккумуляции в ловушках.

Последовательность исследований при использовании объемно-генетического метода включает:

1. Изучение распределения концентраций ОВ и его генетических типов в основных литолого-стратиграфических комплексах осадочного чехла изучаемого объекта. Завершается построением карт распределения концентраций и генетического типа ОВ ($С_{орг}$) в основных комплексах.

2. Изучение катагенетической зрелости ОВ материнских пород в основных комплексах отложений осадочного чехла исследуемого объекта. Завершается построением карт катагенетической зрелости ОВ материнских пород.

3. Изучение закономерностей превращения нерастворенной части ОВ (керогена) и его сингенетичных битумоидных и газовых компонентов материнских пород на последовательных этапах катагенеза. Завершается созданием эмпирических моделей превращения керогена, битумоидных и газовых компонентов ОВ на последовательных этапах катагенеза.

4. Выделение изучаемого объекта на основе построенных эмпирических моделей нефтематеринских отложений, в которых на определенных градациях катагенеза и глубинах погружения проявилось обусловленное генерацией нефти значительное возрастание концентрации битумоида и нефтяных углеводородов в ОВ, а затем обусловленное нарастанием эмиграции нефти падение концентрации битумоида и нефтяных УВ в ОВ, т.е. имело место проявление главной фазы нефтеобразования.

5. Создание, на основе эмпирических моделей превращения ОВ и проведения теоретических расчетов балансовых моделей, количественно описывающих генерацию и эмиграцию нефти и УВ газа на последовательных этапах катагенеза ОВ материнских пород.

6. Построение, с учетом количественных моделей генерации нефти и газа и необходимых параметров нефтегазоматеринских пород (плотность, мощность, тип, концентрация, катагенетическая зрелость ОВ) карт плотностей генерации и эмиграции нефти и газа.

7. Выделение на палеоструктурных картах, построенных на геологическое время, проявления активного нефте- и газообразования, зон проявления главных фаз нефте- и газообразования, нефте- и газосборных площадей и связанных с ними зон аккумуляции углеводородов, т.е. выделение автономных генерационно-аккумуляционных систем, для которых целесообразно оценивать прогнозные ресурсы нефти и газа.

8. Моделирование миграции и расчет миграционных потерь нефти и газа на путях миграции от материнских пород до зон аккумуляции и отдельных ловушек, существовавших на время проявления активного нефте- и (или) газообразования.

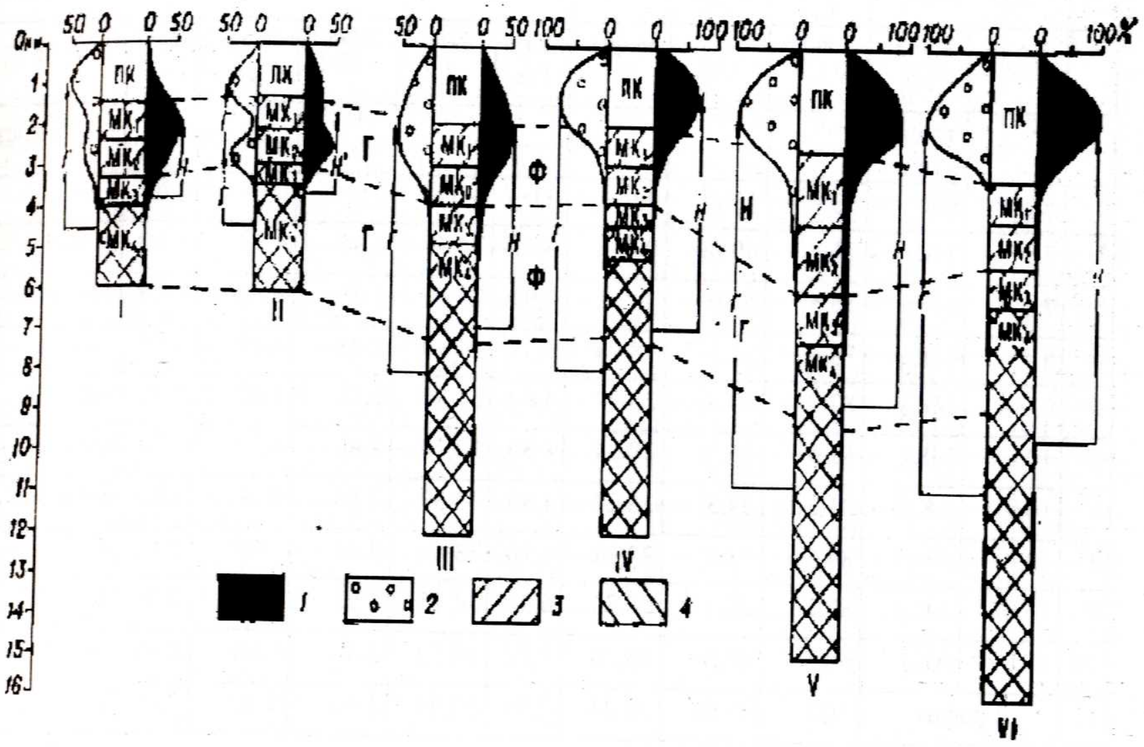
9. Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа по разности между количеством эмигрировавших нефтяных и газовых углеводородов и их потерями на путях миграции и при аккумуляции в ловушках.

В древних отложениях и в зонах сильной тектонической нарушенности важной является хотя бы приближенная оценка потерь УВ из залежей за время их существования после формирования месторождений.

При наличии необходимых геохимических данных по составу керогена, битумоида, нефтяных УВ и газовых компонентов ОВ для каждой выделенной в разрезе осадочного чехла нефтегазоматеринской свиты изучаемого объекта создается своя количественная модель генерации нефти и газа. Эти модели затем используются для расчетов и построения карт плотностей генерации и эмиграции нефти и газа. По многим нефтематеринским отложениям нефтегазоносных бассейнов России такие модели были разработаны специалистами ВНИГРИ, ВНИГНИ, МГУ, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС, ИГНиГ СО РАН.

При недостатке геохимических данных и невозможности создания количественной модели генерации нефти и газа для материнских пород изучаемого объекта можно использовать обобщенные модели, разработанные для типичных разностей сапропелевого и гумусового ОВ (табл. 2.4.1., 2.4.2.).

При наличии в нефтематеринских отложениях изучаемого объекта смешанных форм ОВ генерационные коэффициенты для нефти и газа могут быть рассчитаны с использованием этих таблиц пропорционально соотношениям гумусовых и сапропелевых компонентов в ОВ пород изучаемых отложений.



Глубинная зональность катагенеза, нефте- и газообразования и распределения нефти и газа в бассейнах разного типа и возраста.

I и *II* - платформы: *I* - эпигерцинские, *II* - древние; *III* - краевые системы; *IV* - авлакогены; *V* - краевые синеклизы с мощным соленакоплением; *VI* - альпийские прогибы и впадины; *1* - нефть; *2* - газ; отложения, прошедшие стадию: *3* - ГФН, *4* - ГФГ.

Таблица 2.4.

Генерация нефти и газа и других летучих продуктов катагенеза сапропелевого ОВ

N	Катагенез		$C^г$	$M_{ост}$			Генерация, % вес от исходной массы ОВ				
	Ra %	Начало	%	%	нефть	УВ газ	$\tilde{N}\hat{I}_2$	H_2S	NH_3-N_2	H_2O	Σ пр.
		градации									ген.+$M_{ост}$
1	6,0	ПК	58,9	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0.0	0,0	100
2	7,1	$МК_I$	71,0	69,09	0,0	0,91	24,35	0,35	4,21	1,10	100,01
3	7,6	$МК_2$	76,5	54,0	8,2	0,91	29,60	1,45	4.60	1,25	100,01
4	8,4	$МК_3$	78,6	32,5	28,24	1,33	29,60	2.25	4,60	1,50	100,02
5	9,0	$МК_4$	82,2	27,0	28,24	4,00	31,80	2,55	4,80	1,70	100,09
6	10,0	$МК_5$	81,5	25,5	28,24	4,50	32,70	2,60	4,80	1,70	100,04
7	10,9	$АК_1$	81,3	24,3	28,24	4,80	33,30	2.65	4,91	1,80	100,00
8	12,0	$АК_2$	84,3	22,0	28,24	6,30	33,45	2.95	4,95	2,10	99,99
9	13,0	$АК_4$	88,2	20,5	28,24	6,70	34,15	3,25	5,00	2,20	100,04
10	17,0	$АК_4$	94,5	19,0	28,24	7,20	34,50	3,40	5,00	2,65	99,99
11	Графит		100	17,52	28,24	7,55	34,95	3,50	5,10	3,15	100,01

Таблица 2.4.2.

Генерация нефти и газа и других летучих продуктов катагенеза гумусового ОВ

ı	Катагенез		$C^г$	$M_{ост}$			Генерация, % вес от исходной массы ОВ				
	Ra %	Начало	%	%	нефть	УВ газ	$\tilde{N}\hat{I}_2$	H_2S	NH_3-N_2	H_20	Σ пр.
		Градации									ген.+$M_{ост}$
1	6,0	ПК	58,9	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0.0	0,0	100
2	7,1	$МК_I$	76,0	78,45	0,60	1,55	16,15	0,80	0,15	2,30	100
3	7,6	$МК_2$	79,4	71,36	1,64	2,35	20,00	0,85	0,30	3,50	100
4	8,4	$МК_3$	84,8	63,41	1,64	3,03	25,80	1,52	0,35	4,25	100
5	9,0	$МК_4$	88,3	60,26	1,64	4,15	26,40	1,65	0,40	5,50	100,00
6	10,0	$МК_5$	90,0	58,36	1,64	4,85	26,40	1,65	0,68	6,49	100,07
7	10,9	$АК_1$	90,6	57,16	1,64	5,70	26,40	1,65	0,70	6,65	100,00
8	12,0	$АК_2$	91,6	55,21	1,64	7,75	26,40	1,65	0,70	6,65	100,00
9	13,0	$АК_4$	93,5	52,76	1,64	8,85	27,20	1,80	1,00	6,75	100,00
10	17,0	$АК_4$	94,8	50,41	1,64	10,50	27,50	2,00	1,10	6,95	100,00
11	Графит		100,0	44,17	1,64	15,27	27,50	2,54	1,75	7,12	99,99

Приближенная количественная модель генерации нефти дл любой изучаемой нефтематеринской свиты может быть создана пр наличии керна достаточно быстро на основе термических исследо ваний экспрессным методом Rock-Eval.

Расчеты плотностей генерации нефти и газа в отдельны точках распространения нефтегазоматеринских отложений произво дятся следующим образом.

Плотность генерации нефти ($q^{ген}_{н}$) оценивается в т/км^2 как

$$q^{ген}_{н} = C_{орг}\, \rho_{mn}\, h_{mn}\, K^{ген}_{н}\, 10^6 / C^{г}\, M_{ост},$$

где $K^{ген}_{н}$ - коэффициент генерации нефти, % от исходно массы ОВ, $C_{орг}$ - концентрация остаточного органического углерод в материнских породах, %, ρ_{mn} - плотность материнских пород т/м^3 h_{mn} -мощность материнских пород, м, $C^{г}$ - концентрация углерода остаточном ОВ на данной стадии катагенеза, %, $M_{ост}$ - остаточна масса ОВ, % от исходной массы.

Плотность генерации УВ газа ($q^{ген}_{ã}$) оценивается в нм^3/км как

$$q^{ген}_{ã} = C_{орг}\, \rho_{mn}\, h_{mn}\, K^{ген}_{г} 10^9 / C^{г}\, M_{ост},$$

где $K^{ген}_{г}$- коэффициент генерации УВ газа, % от исходно массы ОВ в начале катагенеза.

Площадь распространения нефтегазоматеринских отложени покрывается равномерной ортогональной сетью, в точках пересече ния которой производятся расчеты плотностей генерации нефти газа. В локальных зонах резкого изменения мощности или конце трации $C_{орг}$ в материнских породах в случае необходимости мог быть произведены расчеты плотностей генерации по дополнител ным точкам.

По серии равномерно распределенных расчетных точек по площади распространения материнских пород в изолиниях строятся карты плотностей генерации нефти и газа.

Количество генерированной нефти (газа) по единичному участку нефтегазоматеринских отложений оценивается как

$Q^{ген}_{н(г)} = q^{ген}_{н(г)}\, S_{уч.}$, а суммарное количество по всем участкам как $\Sigma\, Q^{ген.уч.}_{н(г)}$.

Плотность эмиграции нефти и газа в расчетных точках нефтегазоматеринских отложений определяется как

$q^{эм}_{н(г)} = q^{ген}_{н(г)}\, K^{эм}_{í(ã)}$, где $K^{эм}_{í(ã)}$ - коэффициент эмиграции нефти (газа) в долях 1.

На основе этих данных производится построение в изолиниях карт плотностей эмиграции нефти и газа из материнских отложений.

Количество эмигрировавшей нефти (газа) для единичного участка материнских отложений оценивается как

$Q^{эм.уч.}_{í(ã)} = q^{эм}_{í(ã)}\, S_{уч.}$, а суммарное количество по всем участкам материнских отложений, как $\Sigma Q^{эм.уч.}_{н(г)}$.

Величины коэффициентов эмиграции нефти рассчитываются по эмпирическим моделям изменения концентрации и состава синбитумоидов ОВ на

последовательных этапах катагенеза: последовательных глубинах погружения или по изменениям тех же параметров битумоида 0В от центральной части пачки глинистых материнских пород к коллектору, в который происходила разгрузка эмигрировавшей нефти. Коэффициент эмиграции нефти определяется как

$$q^{эм}_{н} = C_{исх} - C_{ост} / C_{эм} - C_{ост} = H_{исх} - H_{ост} / H_{эм} - H_{ост}\ УВ_{исх} - УВ_{ост} / УВ_{эм} - УВ_{ост},$$

где $C_{исх}$, $H_{исх}$, $УВ_{исх}$ - исходная концентрация углерода, водорода, углеводородов в синбитумоиде до эмиграции нефтяных УВ; $C_{ост}$, $H_{ост}$, $УВ_{ост}$- те же параметры в эмигрировавшем битумоиде (нефти).

Опыт приведенных исследований свидетельствует, что вели
чина $К^{н}_{эм}$ в начале ГЗН составляет обычно 0,02-0,05, в середин
ГЗН - 0,32-0,56; в конце 0,65-0,85, а глубже ГЗН -до 0,9-0,95.

Величина коэффициентов эмиграции УВ газа может быт
оценена по соотношению в единице объема материнской пород
остаточного УВ газа (сорбированного минеральной частью пород
ее ОВ, заключенного в закрытых порах, растворенного в поровы
водах) и количества генерированного газа. Расчеты показывают, чт
в материнских породах остается не более 1-10 % от генерированно
УВ газа, т.е. величина $К^{эм}_{г}$ всегда не менее 0,9-0,95, чем и следуе
пользоваться при расчетах плотности эмиграции УВ газа.

Оценка количества генерированных и эмигрировавших и
материнских пород нефтяных и газовых УВ – наиболее точно р
шаемая задача при подсчете прогнозных ресурсов нефти и газа об
емно-генетическим методом.

Опыт изучения нефтегазоносных бассейнов показывает, чт
запасы нефти и газа в месторождениях всегда многократно меньш
количеств нефти и газа, эмигрировавших из материнских поро
Причиной этого являются огромные потери нефти и газа при мигра
ции их в коллекторах и аккумуляции в ловушках.

До последнего времени прогнозные ресурсы нефти и газ
объемно-генетическим методом оценивались с использованием эм
пирически определяемых коэффициентов аккумуляции нефти и газ
или с учетом миграционных потерь УВ, оцениваемых по геохимич
ским данным.

Коэффициенты аккумуляции определяют как отношение к
личества аккумулированных в месторождениях нефти (газа) к кол
честву нефти (газа), эмигрировавшему из материнских пород в пр
делах нефте(газо)сборной площади, как $К^{ак}_{н(г)} = Q^{ак}_{н(г)} / Q^{э}_{н(г)}$.

Однако их определение возможно только для некоторы
наиболее разведанных (эталонных) участков бассейна, в предел
которых выявлены основные промышленные запасы месторожден
нефти и газа и произведены расчеты количеств нефти и газа, эми
рировавших из материнских пород. На менее разведанные участк

по которым необходимо оценивать прогнозные ресурсы нефти и газа, эмпирические коэффициенты аккумуляции приходится распространять, пользуясь методом геологических аналогий. В зависимости от объема исходной информации могут применяться или классические геологические аналогии, или аналогии на основе многомерного математического моделирования.

Прогнозные ресурсы оцениваются как $Q^{ак}_{н(г)} = q^{эм}_{н(г)} S_{н(г)сб} К^{ак}_{н(г)}$, где $S_{н(г)сб}$ - нефте(газо)сборная площадь.

Величины эмпирических, определяемых методом классических геологических аналогий, коэффициентов аккумуляции изменяются в весьма широких пределах от 1-2 до 20%. Такая неопределенность дискредитирует достаточно точно получаемые данные о количествах нефти и газа, генерированных и эмигрировавших из материнских пород в коллектора, в которых образуются залежи нефти и газа.

Применение геохимических методов оценки масс нефти и газа, рассеявшихся в породах и пластовых водах, положительных результатов также не дает из-за редкого и неравномерного отбора керна, к тому же только в пределах антиклинальных поднятий, при полном отсутствии данных на путях миграции УВ из примыкающих к ним депрессий.

Поэтому для расчета миграционных потерь нефти и газа непосредственно на оцениваемом участке бассейна в последние годы разработана методика, дающая возможность приближенно оценивать массы нефти и газа, рассеивающиеся при миграции в породах - коллекторах в виде остаточной, «мертвой» нефте(газо)насыщенности пород на путях миграции и зонах аккумуляции, а также масс УВ, растворяющихся при миграции в пластовых водах коллекторов.

Растворимость нефтяных УВ в воде весьма низкая. В соответствии с выполненными расчетами в ГЗН в воде растворяются обычно менее 1% от генерированного количества нефти, так что в первом приближении этой незначительной потерей можно пренебречь.

Основная часть нефти (2/3) поступает при эмиграции из материнских пород в залегающий над ними коллектор.

После накопления нефти в подошве коллектора и преодоления капиллярных сил начинается гравитационное всплывание нефти к кровле водонасыщенного коллектора. Оно происходит не повсеместно по всей поровой системе, а только по наиболее проницаемым узким трещино-поровым каналам, даже в рыхлом водонасыщенном песке, как это установлено в лабораторных экспериментах. Объем трещино-поровых каналов составляет не более 1-2% от общего объема породы.

В миграционных каналах, если эмигрирующей нефти поступает достаточно, устанавливается непрерывный нефтяной поток, и нефть накапливается у кровли коллектора. Когда прекращается поток нефти из материнских пород, нефтенасыщенность в каналах миграции снижается до нижнего критического уровня, сплошная нефтяная фаза прерывается. В миграционном канале остается «мертвая» остаточная нефтенасыщенность, не превышающая 0,3-0,4 от объема пустотного пространства трещино-поровых каналов.

Расчет коэффициента потерь нефти в трещино-поровых каналах при всплывании нефти от подошвы до кровли коллектора производится по формуле

$$К^{н}_{п} = h_к \rho_н m_{тр} К_{оон} 10^{8} / q^{эм}_{н},$$

где $К^{н}_{п}$ - коэффициент потери нефти, % от эмигрировавшего количества; $h_к$ - мощность коллектора, м; $\rho_н$ - плотность нефти; $m_т$ - коэффициент трещинной пористости, доли 1.

Плотность потерь нефти при всплывании к кровле коллекторов по трещино-поровым каналам определяется как $q^{тр}_{н} = q^{эм}_{н} К^{н}_{п}$, а плотность нефти в прикровельной зоне коллекторов как $q^{кр}_{н} = q^{эм}_{н} - q^{тр}_{нп}$, где $q^{тр}_{нп}$ - плотность потерь нефти при всплывании к кровле, т/км^2, $q^{кр}_{н}$ - плотность нефти, скопившейся у кровли коллекторов, т/км^2.

Мощность зоны нефтенасыщения у кровли коллекторов определяется как

$$h_{нн} = q^{кр}_{н} / \rho_н m_к К_{нн} 10^{6},$$

где $m_к$ - пористость коллектора, доли 1, $К_{нн}$ - коэффициент нефтенасыщенности пород в прикровельной зоне, $h_{нн}$ - мощность нефтенасыщенной зоны, м.

Эффективность предложенных формул для оценки потерь нефти и мощности зоны нефтенасыщения проверялась по материалам лабораторных экспериментов.

При эмиграции нефти (1/3) из материнских пород в нижележащий коллектор она накапливается непосредственно у его кровли, а потому потери ее в этом случае минимальны.

Скопления нефти, образующиеся в прикровельных зонах коллекторов, испытывают восходящую латеральную миграцию к приподнятой зоне аккумуляции, что также сопровождается миграционными потерями нефти, расходующейся на образование остаточной, «мертвой» нефтенасыщенности в поровой системе прикровельной части коллекторов.

Миграционные потери нефти при латеральной миграции оцениваются как

$$q^{лат}_{пн} = h_{нн} m_к К_{оон} \rho_н 10^{6},$$

где $q^{лат}_{пн}$ - плотность потерь нефти в прикровельной зоне коллекторов, т/км^2 ; $h_{нн}$ - мощность зоны прикровельного нефтенасыщения, м; $К_{оон}$ - коэффициент остаточной нефтенасыщенности, доли 1; $\rho_н$ -плотность нефти в пластовых условиях т/км^3; $m_к$ - пористость коллектора, доли 1.

Модельные расчеты показали, что при высокой плотности эмиграции нефти (1,5 млн. т/ км^2) при мощности коллектора в 25 м потери нефти достигают 55%, при мощности 110 м-70%, при мощности коллекторов в 150-200 м - 80-90%, а при мощности коллекторов в 250 м -100%.

При минимальной плотности эмиграции нефти (0,25 млн. т/ км^2) потеря нефти при миграции до 100% будет достигнута уже при мощности коллектора в 50 м.

Приведенные сведения характеризуют, конечно, только общие закономерности. Для каждого оцениваемого геологического

объекта необходимо проводить расчеты с учетом конкретных геолого-геохимических условий.

Миграция УВ газа в коллекторах в свободной фазе становится возможной только после того, как насыщенность пластовой воды растворенным газом достигнет предела. Это происходит только в условиях интенсивного газообразования на градациях катагенеза от $МК_3$ до $АК_2$ при температуре > 140-160°С и давлении 400-500 атм.

Растворимость метана составляет в этих условиях до 7 $нм^3/м^3$ пластовой воды.

Плотность потерь УВ газа на растворение в пластовых водах определяется как

$$q^{p}_{гп} = h_к\, m_к\, К^{пл}_{рг}\, 10^6,$$

где $q^{p}_{гп}$ - плотность потерь УВ газа на растворение, $нм^3/км^2$; $h_к$ - мощность коллекторов, м; $К^{пл}_{рг}$ - коэффициент растворения УВ газа в пластовых условиях $нм^3/км^2$; $м_к$ - пористость коллекторов, доли 1.

Оставшийся в свободной фазе газ, как и нефть, всплывает к кровле коллекторов, но не фронтально по всей поровой системе пород, а только по наиболее проницаемым трещино-поровым каналам, как это происходит в экспериментах даже в рыхлом водонасыщенном песке.

В этих каналах УВ газ частично расходуется на образование остаточной, «мертвой» газонасыщенности порово-трещинного пространства, которая навряд ли превышает 0,3.

Коэффициент потерь УВ газа при его всплывании к кровле коллекторов определяется как

$$К^{верт}_{гп} = h_к\, m_{тр}\, К_{огн}\, \rho^{пл}_{г}\, 10^{11} / q^{пр}_{г},$$

где $К^{верт}_{гп}$ - коэффициент миграционных потерь УВ газа при всплывании к кровле коллекторов, %; $h_к$ - мощность коллекторов, м; $m_{тр}$ - трещинная пористость коллекторов, доли 1; $К_{огн}$- коэффициент остаточной, «мертвой» газонасыщенности в каналах миграции, доли 1;

$\rho^{пл}_{г}$ - плотность УВ газа в пластовых условиях, т/ $м^3$;$q^{пр}_{г}$ - плотность УВ газа после потерь на растворение в пластовых водах, $нм^3/км^2$.

Плотность миграционных потерь УВ газа при его всплывании к кровле коллектора ($q^{тр}_{гп}$) определяется как $q^{тр}_{гп} = q^{пр}_{г}\, К^{верт}_{гп}$.

Плотность УВ газа, скопившегося в прикровельной зоне коллекторов ($q^{кр}_{г}$) определяется как $q^{кр}_{г} == q^{пр}_{г} - q^{тр}_{гп}$.

Мощность прикровельной зоны газонасыщенности коллекторов определяется как

$h^{пл}_{гн} = q^{кр}_{г} / m_к\, К_{гн}\, \rho^{пл}_{г}\, 10^9$, где $h^{пл}_{гн}$ - мощность зоны газонасыщения, м, $q^{кр}_{г}$ - плотность УВ газа в прикровельной зоне коллекторов, $нм^3/км^2$; $\rho^{пл}_{г}$ - плотность УВ газа в пластовых условиях, $т/м^3$; $m_к$ - пористость коллекторов, доли 1; $К_{гн}$- коэффициент газонасыщенности в прикровельной зоне.

Скопления УВ газа в свободной фазе в прикровельной зоне коллекторов всплывают вверх по восстанию пород по направлению к приподнятой зоне аккумуляции.

Потери УВ газа при латеральной миграции на образование «мертвой» газонасыщенности в каналах миграции определяются как $q^{лат}_{гп} = h_{гп}\, m_к\, К_{огн}\, \rho^{пл}_{г}\, 10^9$, где $q^{лат}_{гп}$ - плотность потерь УВ газа при латеральной миграции, $нм^3/км^2$; $h_{гн}$ - мощность прикровельной зоны газонасыщения, м; $К_{огн}$ - коэффициент остаточной, «мертвой» газонасыщенности, доли 1; $\rho^{пл}_{г}$ - плотность газа в пластовых условиях; $m_к$- пористость коллектора, доли единицы.

Плотность аккумуляции УВ газа определяется как $q^{ак}_{г} = q^{кр}_{г} - q^{лат}_{гп}$, где $q^{ак}_{г}$ - плотность аккумулирующего газа, $нм^3/км^2$.

Коэффициент аккумуляции УВ газа можно определить как

$К^{ак}_{г} = q^{ак}_{г} / q^{эм}_{г} 100.$

Выполненные модельные расчеты показали, что при высо-

кой плотности эмиграции УВ газа (1,5 млрд. $нм^3/км^2$) и мощности коллекторов в 25- 100м потери УВ газа теоретически могут быть сравнительно небольшими (36-55%), при мощности коллекторов от 25 до 300 м потери возрастают до 70-93%, а при мощности в 400 м должны достигать 100%.

При минимальной газопродуктивности ($q^{эм}_{г}$= 0,25 млрд $нм^3/км^2$) потери УВ газа при миграции в коллекторах с мощностью в 50 м достигают 89 %, при мощности в 60 м- 99 %, а при мощности в 75 м- 100 %.

Конечно, это только общие закономерности. При изучении конкретного геологического объекта необходимо провести специальные расчеты с учетом конкретных геолого-геохимических и термо-барических условий. Прогнозные ресурсы нефти и УВ газа в зоне аккумуляции, или локальной ловушке следует определять как

$$Q^{ак}_{н(г)} = (S_{н(г)сб} - S_{л})\, q^{ак}_{н(г)} + S_{л}\, q^{кр}_{н(г)},$$

где $Q^{ак}_{н(г)}$- потенциальные ресурсы нефти (газа), т ($нм^3$), $S_{н(г)сб}$- площадь нефте(газо)сборной зоны, $км^2$, $q^{ак}_{н(г)}$ - плотность аккумулирующейся нефти (газа), $т/км^2$ ($нм^3/км^2$), $q^{кр}_{н(г)}$ - плотность нефти (газа) в прикровельной зоне коллекторов, $т/км^2$ ($нм^3/км^2$).

Опыт проведенных работ по оценке ресурсов углеводородов этим методом, в основном в условиях Западной Сибири, показывает что ошибка достигала максимум ± 20%, а иногда и не более 2-15% от величины разведанных запасов месторождений нефти и газа.

С применением этого варианта оценки миграционных потерь углеводородов возможна оценка прогнозных ресурсов УВ как не локализованных - для крупных зон аккумуляции, так и локализованных ресурсов - в отдельных локальных ловушках.

2.5. Историко-статистические методы

Эта группа методов использует статистические закономерности динамики освоения ресурсов и запасов нефти или газа и результатов геологоразведочных работ (зависимость эффективности поисково-разведочного бурения от степени разведанности начальных потенциальных ресурсов, зависимость начальных разведанных запасов от объема разведочного бурения, зависимость годового уровня добычи от календарного времени и некоторые другие).Корректным является использование этих методов в применении к крупному нефтегазоносному району или к его части, то есть к геологически однородной совокупности открытых и неоткрытых месторождений (залежей).

Теоретическими предпосылками применения историко-статистических методов является представление о распределении числа месторождений по классам крупности по распределению Парето, закономерное открытие наиболее крупных месторождений в плее в начальный этап освоения ресурсов, а также связанные с этими реалиями закономерное изменение эффективности поисково-разведочного бурения (удельных приростов запасов) в зависимости от степени разведанности ресурсов и менее четкая зависимость динамики добычи от степени разведанности.

Эти методы могут быть использованы для оценки прогнозных и начальных суммарных ресурсов углеводородов объектов, характеризующихся достаточно длительной историей разведки и добычи. Длительность анализируемого периода должна обеспечивать представительность статистической выборки.

Рассмотрим некоторые методы историко-статистической группы.

1. В общем случае, если не имеется каких-либо причин для задержки добычи нефти и газа, годовой уровень ее плавно изменяется по закону, имеющему один экстремум. Если построить график в координатах «добыча-время», то в любой момент времени площадь, ограниченная этой кривой, отвечает накопленной добыче с начала разработки месторождений. Если продолжить эту кривую до предполагаемого момента завершения добычи, то площадь, ограниченная всей кривой от начальной до конечной точки, характеризует макси-

мально возможный объем добычи, то есть начальные извлекаемы ресурсы. Вычтя из них ресурсы углеводородов, которые уже разве даны, можно получить величину прогнозных извлекаемых ресурсов.

2. Аналогичным образом строится кривая «начальные разве данные запасы-время», имеющая S-образную форму. Величина запа сов, а соответственно и крутизна кривой, вначале возрастают, дости гая точки перегиба, после чего кривая медленно выполаживается асимптотически стремясь к величине максимально возможных раз веданных запасов, то есть к величине начальных суммарных ресур сов. По кривой «начальные разведанные запасы-время» можно по лучить величину как извлекаемых, так и геологических ресурсов зависимости от характера анализируемых исходных данных.

Начальные отрезки кривой строятся по фактическим данным а затем экстраполируются до полного выполаживания или до неко торого предела, определяемого экономической целесообразность продолжения геологоразведочных работ. Надежность экстраполяци и, следовательно, достоверность оценки прогнозных ресурсов зави сят от представительности исходных фактических данных. В те случаях, когда кривые прошли характерные точки, данный мето дает достаточно уверенные результаты.

Начальные суммарные ресурсы нефти и газа могут быть оце нены так же и по зависимости запасов от объема буровых работ Исходными данными для расчетов являются сведения о динамик начальных разведанных запасов и суммарного объема поисково разведочного или всего бурения, использованного для обеспечени прироста этих запасов. Кривая, отражающая эту зависимость, в об щем случае имеет такой же характер, как кривые «запасы-время (рис.2.5.1.).

3. Наиболее достоверным можно считать метод, использу мый зависимость удельных приростов запасов от степени разведа ности начальных суммарных ресурсов. Однако начальные суммар ные ресурсы в данном случае являются искомой величиной. Поэт му следует проанализировать динамику удельных приростов ка функции начальных разведанных запасов, построив графи (рис.2.5.2.). Удельные приросты, взятые по годам, испытывают с щественные колебания. Следует произвести «сглаживание» - осре нение удельных приростов по пятилетним периодам. Такое сглаж

вание дает плавную кривую. Если максимум эффективности был достигнут и пройден, то задача количественного прогноза может считаться решаемой. Эмпирически установлено, что максимум удельных приростов достигается в разных районах при разведанности НСР на 15-25%. При разведанности НСР на 50% эффективность, осредненная с пятилетним итогом, обычно составляет 1/3 от максимума. Таким образом, зафиксировав по графику соответствие максимума эффективности определенному значению начальных разведанных запасов, можно дать прогноз НСР, разделив величину начальных разведанных запасов на 0,2 (точечное среднее значение НСР) или на 0,25 и 0,15 и получив две оценки. Если текущие удельные приросты снизились до 1/3 от усредненного максимума, то можно принять, что эта точка кривой эффективности соответствует 50% разведанности НСР.

Применение этого метода будет корректным при соблюдении двух главных условий : а) прогноз проводится для единого комплекса, по которому и получены разведанные запасы; б) максимум эффективности пройден и надежно зафиксирован.

В случае анализа результатов поисково-разведочных работ по нескольким комплексам кривая эффективности может приобрести сложный характер и иметь два или даже более максимума. Попытка применения этого метода к району с несколькими направлениями работ (плеями), когда поисками не были охвачены все направления одновременно, приведет к занижению прогнозной оценки ресурсов.

При принципиально единой модели динамики эффективности как функции разведанности НСР установлено колебание положения максимума в основном от 15 до 25% (рис.2.5.3.). В единичных случаях максимум эффективности был достигнут при разведанности менее 15% (девонские терригенные отложения, сводовые залежи в Волго-Урале и некоторые другие). Колебания в положении максимума связаны с различиями в концентрации ресурсов в месторождениях разного класса крупности в конкретных плеях. При допущении, что достижение максимума соответствует разведанности НСР на 20%, возможная ошибка в прогнозе оценивается в ± 20%.

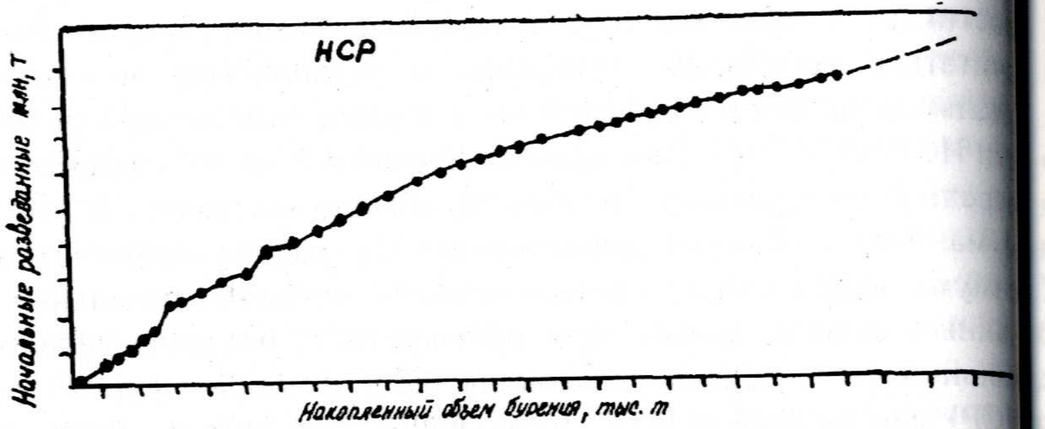


Рис. 2.5.1.Зависимость начальных разведанных запасов от накопленного объема поисково-разведочного бурения по одному из районов. *Верхняя горизонталь - асимптота – объем начальных суммарных ресурсов).*

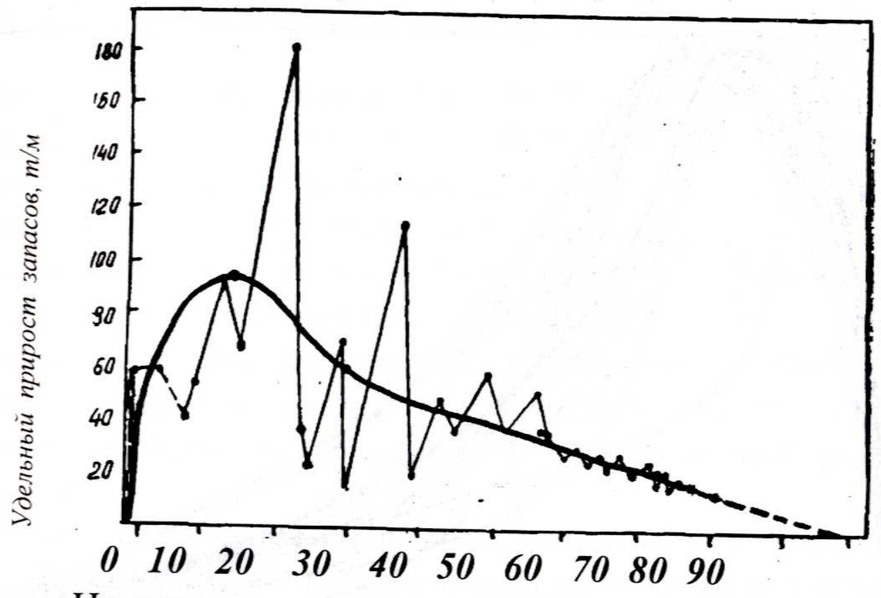


Рис.2.5.2. Зависимость величины удельных приростов (эффективности) от степени разведанности начальных потенциальных ресурсов по одному из районов. *Жирная линия –сглаженная кривая эффективности (пунктир – прогнозная часть кривой, тонкая линия – изменение эффективности по годам).*

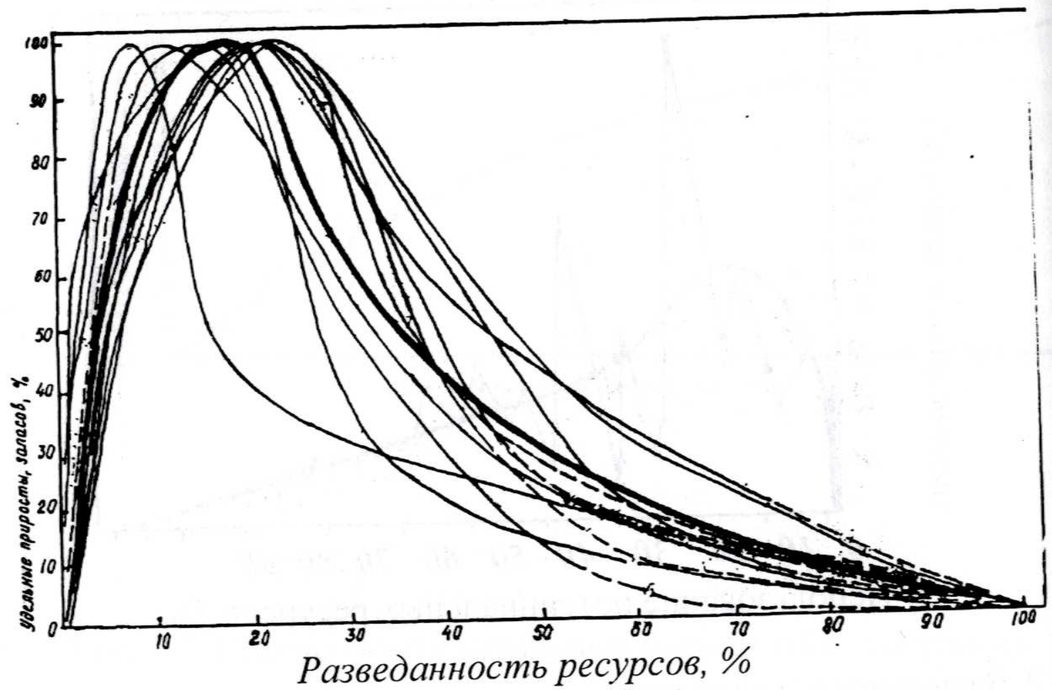


Рис. 2.5.3. Серия кривых зависимости удельных приростов запасов УВ от степени разведанности начальных потенциальных ресурсов по ряду конкретных районов. *Жирная кривая - передняя», результат усреднения показателей по разным районам.*
Эта «средняя» кривая использована для рекомендаций по оценке начальных суммарных ресурсов. Разброс реальных кривых дает представление о возможной ошибке.
Эффективность приведена ,в % от усредненного максимума по каждому из районов.

Метод анализа эффективности как функции величины начальных неразведанных запасов для целей прогноза НСР и прогнозных ресурсов может быть использован для более крупных совокупностей месторождений таких, например, как весь палеозой Волго-Уральской провинции или юрско-меловые отложения Западной Сибири в целом. Основные критерии при этом остаются теми же, что и для единичного комплекса (наличие одного максимума эффективности, который уже пройден; отсутствие направлений, по которым промышленных запасов не получено, а неразведанные ресурсы предполагаются).

Историко-статистические методы целесообразно использовать как дополнительные для контроля оценок, полученных другими методами.

2.6. Математические методы прогноза нефтегазоносности.

В настоящее время при решении задач прогноза нефтегазоносности широко применяются математические методы, среди них доминируют вероятностно-статистические. Каждый из методов имеет свои особенности в отношении возможностей практического приложения и использования для прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности, но результативность всех методов находится в прямой зависимости от исходной информации.

В отличие от традиционных геологических, математические методы не ограничены объемом информационного массива. Особенности человеческого мышления не позволяют геологу при сравнении эталонного и расчетного участков одновременно учитывать влияние более 4-6 параметров. В то же время уже на ранних этапах изучения регионов накапливаются фактические данные о целом ряде частично

зависимых между собой нефтегазогеологических параметров, пря
или косвенно связанных с формированием, вероятным размещени
и сохранностью скоплений УВ. С развитием поисково-разведочн
работ объем геолого-геофизической информации быстро возраста
а ее детальность и точность повышаются, в соответствии с чем в
растает необходимость и эффективность использования совреме
ных математических методов.

2.6.1. Объемно-статистический метод

При выполнении количественной оценки перспектив неф
газоносности на первых этапах геолого-разведочных работ иссле
вателю приходится иметь дело с объектами, характеристики котор
определены с невысокой степенью точности. Чаще всего таки
объектами оказываются крупные геологические тела - седимента
онные бассейны (СБ) в целом или их значительные части.

На ранней стадии изучения СБ в распоряжении геолога им
ются сведения лишь о величине суммарного объема осадочного в
полнения, его мощности и литологическом составе, о наличии и о
бенностях распространения природных резервуаров (коллекторов
флюидоупоров). Необходимость оценки величины начальных геол
гических ресурсов (НГР) в условиях, когда об объекте оценки име
ся лишь самая общая информация, вынуждает использовать для пр
гноза достаточно простые и максимально устойчивые (в статисти
ском смысле) зависимости и параметры. Это привело к возникно
нию обширной группы методов, основанных на наличии стохасти
ских связей между величиной НГР углеводородов (УВ) и некотор
ми характеристиками осадочного выполнения СБ. Наиболее хара
терные черты этой группы методов сводятся к следующему:

- тем или иным способом формулируется математическая моде
связывающая НГР УВ с некоторыми из параметров, характер
зующих осадочное выполнение СБ;
- подбирается выборка, состоящая из относительно хорошо и
ченных СБ с известной величиной НГР УВ и других параметр
входящих в модель и по генетическим соображениям влияю
на величину НГР УВ;

- коэффициенты модели определяются из условия наилучшего (в некотором смысле) соответствия данным по СБ эталонной выборки;
- верифицированная модель используется для прогноза величины НГР УВ в СБ, не входящих в эталонную выборку.

При практическом использовании ОСМ следует иметь в ви
ду, что СБ представляет собой не пространственную, а пространст
венно-временную систему. Поясним это обстоятельство на следую
щем примере. В общем случае зоны нефтегазонакопления в СБ мо
гут быть пространственно разобщены с зонами генерации углеводо
родов. Если в ходе развития бассейна его часть, содержащая зоны
генерации, будет разрушена, прогноз величины НГР УВ СБ, осно
ванный на характеристиках сохранившейся части СБ (в простейшем
случае - объеме его осадочного выполнения), приведет к ошибке.
Таким образом, "целостность" СБ должна носить не только про
странственный, но и пространственно-временной характер.

Впервые, как уже отмечалось, связь между величиной НГР
УВ и объемом осадочного выполнения для оценки величины ресур
ов нефти использовал Л.Г. Уикс. На основе изучения хорошо раз
уренных территорий в пределах США Л.Г. Уикс оценил пределы
олебаний средней объемной плотности ресурсов нефти (от 200 до
500 т/км^3) и предложил в качестве среднемировой величины 2800
/км^3. Затем он использовал эту величину для оценки НГР нефти
которых районов США и для оценки НГР нефти мира в целом.
.Г. Уикс не приводит математическую модель прогноза, видимо,
итая ее тривиальной. Тем не менее, представляет интерес выпи
ть ее в явном виде:

$$Q=q_V \cdot V \qquad (1)$$

-где Q - начальные геологические ресурсы (у Л.Г. Уикса - фти); q_V - объемная плотность ресурсов; V - объем осадочного вы
лнения.

В модели (1) Q - прогнозируемая величина, V - прогностиче
ий параметр, а q_V - параметр модели. Л.Г. Уикс не использует по
тие “седиментационный” или "нефтегазоносный" бассейн, но ука
вает, что оценки величины q_V справедливы в среднем и для доста-

точно больших объемов осадочного выполнения. Ниже мы подро
но остановимся на некоторых современных модификациях ОС
именя ввиду, что они могут быть использованы при оценке перспе
тив нефтегазоносности слабо изученных бассейнов и комплексов,
частности, бассейнов акваторий.

В России подход, использованый в ОСМ, получил дальне
шее развитие в работах М.Ф. Двали и Т.П.Дмитриевой. Эти иссл
дователи использовали выборку, состоящую из 21 СБ. По тектон
ческим признакам они разделили все бассейны на три подвыборк
выделив платформенные бассейны, межгорные впадины и бассей
передовых прогибов. Затем для всех подвыборок и выборки в цел
оценивались величина q_V и доверительные интервалы для нее. З
авторы впервые дали для величины q_V статистически обоснованну
интервальную оценку, правда не указав доверительный уровень: д
платформенных СБ - 15,965±2,359 тыс.т/км^3, для СБ межгорн
впадин - 11,958±1,917 тыс.т/км^3, для СБ передовых прогибов
11,751±4,509 тыс.т/км^3 и для СБ всех типов - 13,435±1,
тыс.т/км^3.

Для малых межгорных впадин А.А. Арбатов и А.В. Кон
ков, изучив данные по 40 СБ, нашли, что связь объемов осадочно
выполнения с ресурсами УВ характеризуется коэффициентом кор
ляции r = 0,65 и описывается уравнением

$$1g\,(Q + 1) = 2,07 + O,87\ 1g\,(V + 1). \quad (2)$$

Здесь Q в млн.т УУВ, а V в тыс.км^3.

Существенно более полной информацией при анализе св
НГР УВ и объемов СБ пользовались Л.М.Бурштейн, А.Э. Конто
вич, М.С. Моделевский и А.А. Трофимук. Анализировалась выбо
из 195 СБ, для которых достаточно достоверно определены НГР
и объем. Коэффициент корреляции между величинами Q и V оказ
ся равным 0,73. Обоснованно считая связь между Q и V не оч
сильной, авторы указывают на то, что зависимость имеет нелин
ный характер и описывается уравнениями

$$Q = 63,33(\exp(1,3 \cdot 10^{-4}V) - 1); \quad (3)$$

$$\ln Q = 1,19 \ln V - 6,47. \quad (4)$$

Здесь Q в млрд.т УУВ, а V в тыс.км^3. При прогнозе первое уравнение лучше использовать для бассейнов с объемом более 2,5-3,0 млн.км^3, а второе - для более мелких бассейнов.

Позже уравнения типа (4) были получены для СБ с различным преимущественным возрастом осадочного выполнения. Для 35 СБ с кайнозойским и мезозойско-кайнозойским возрастом осадочного выполнения было получено следующее уравнение:

$$\ln Q = -3,22 + 0,73 \ln V,\ r = 0,81. \quad (5)$$

Здесь и ниже Q в млрд.т УУВ, V в тыс.км^3; r - коэффициент парной корреляции.

Для 34 мезозойских СБ уравнение имеет следующий вид:

$$\ln Q = -6,19 + 1,17 \ln V,\ r = 0,92. \quad (6)$$

И, наконец, для подвыборки из 24 СБ с преимущественно палеозойским возрастом осадочного выполнения получено следующее уравнение:

$$\ln Q = -5,88 + 1,10 \ln V,\ r = 0,87. \quad (7)$$

Было показано, что мезозойское и палеозойское уравнения статистически не различимы между собой и с уравнением, полученным по объединенной выборке при уровне доверительной вероятности 0,95. Для прогноза НГР УВ в СБ с некайнозойским возрастом осадочного выполнения, вероятно, корректнее воспользоваться уравнением, построенным по объединенной мезозойско-палеозойской выборке:

$$\ln Q = -6,06 + 1,14 \ln V,\ r = 0,904. \quad (8)$$

Если справедливо предположение о том, что величина НГР связана не со всем объемом осадочного выполнения, а лишь с ее частью, которая приурочена к главным зонам нефте- и газообразования, то целесообразно исключать из расчетов мощность осадочных отложений выше верхней границы ГЗН, которая варьирует в различных бассейнах от 1,5 до 2,5 км. Такой объем осадков называют эффективным ($V_{эф}$).

А.Э. Конторович и др. приводят уравнение, связывающее величину Q и $V_{эф}$ при (граница ГЗН =2.0 км):

$$Q = 0,027\ V_{эф} + 0,60. \quad (9)$$

Здесь Q в млрд. т УУВ, а $V_{эф}$ в тыс.км^3.

И.И. Нестеров, В.В. Потеряева, Ф.К.Салманов использова
в качестве прогностических параметров несколько более сложну
характеристику осадочного выполнения – среднюю объемную ск
рость осадконакопления (ω) и показали, что связь между нача
ными геологическими ресурсами углеводородов в осадочном б
сейне Q и ω линейна:

$$Q = 3,71\omega - 6,482. \qquad (10)$$

Здесь Q в млн.т условных углеводородов (УУВ), а ω
$км^3$/млн.лет. Значение соответствующего парного коэффициен
корреляции довольно высоко (r = 0,92).

Эти же авторы предложили другое уравнение, описываю
связь между Q и ω:

$$\lg Q = 2,813 + 1,613 \cdot \lg \omega.$$

К сожалению, авторы не привели коэффициент корреляци
остаточную дисперсию, характеризующие эту зависимость.

Для прогноза соотношения жидких и газообразных УВ в
В.Д.Наливкин, В.С. Лазарев, М.Д. Белонин и др. построили мно
мерную модель, использующую шесть прогностических параметр
Коэффициенты уравнения определялись по выборке из 35 СБ:

$$\ln к = 0,4823 \ln x_2 + 7,675e^{-x_5} - 0,0186x_9^{-1} - 0,0114x_{10}^{2}$$

$$-0,7273x_{13}^{2} + 0,016x_{14}^{-1} - 1,1319.$$

Здесь к - отношение ресурсов жидких и газообразных
Множественный коэффициент корреляции для этого уравнения
0,93, а остаточная дисперсия 0,37. Используя те же прогностичес
параметры, авторы М.Д. Белонин и др предложили уравнение
оценки величины q_V (при этом, очевидно, предполагалось, что
УВ связаны с объемом уравнением (1)):

$$\ln q_V = 0,004x_2^{2} - 0,01x_7^{-1} - 1,9064x_9^{-1} + 0,0242x_{10}^{2} +$$

$$+ 0,144x_{12}^{-1} + O,0494x_{13}^{-1} - 0,0034x_{14}^{-1} - 7,7241.$$

Коэффициент множественной корреляции R = 0,65. При
строении двух последних уравнений анализировалась связь q_V и
следующими прогностическими параметрами:

- тектонотип бассейна (x_1);

- объем нескладчатых и слабоскладчатых отложений фанерозоя (x_2);
- максимальная мощность нескладчатых и слабоскладчатых отложений фанерозоя (x_3);
- количество мегакомплексов (x_4);
- возраст верхнего мегакомплекса (x_5);
- объем отложений мезозоя и кайнозоя, абсолютный (x_6)
- и в % от всего объема осадочного выполнения (x_7);
- объем отложений, погруженных на глубину более 2 км, абсолютный (x_8)
- и в % от всего объема осадочного выполнения (x_9);
- доля морских образований в осадочном выполнении(x_{10});
- песчанистость терригенных отложений, % (x_{11});
- песчанистость осадочных пород в СБ, % (x_{12});
- доля карбонатных пород в СБ, % (x_{13})
- и по отношению к некарбонатным породам (x14).

Как было показано А.Э. Конторовичем, ОСМ в его классическом варианте есть частный случай объемно-генетического метода (ОГМ). А.Э. Конторович исходил из предположения, что НГР УВ прямо пропорциональны количеству УВ, эмигрировааших в пределах СБ:

$$Q = k \cdot Q_{эм} + 1.$$

Здесь Q - НГР УВ в СБ; $Q_{эм}$ - количество эмигрировавших в пределах СБ УВ; k,1 - коэффициенты уравнения, причем k близок по смыслу к коэффициенту аккумуляции. Величина $Q_{эм}$ может быть представлена в виде трехмерного интеграла от объемной плотности эмиграции по всему объему СБ:

$$Q_{эм} = \int_V q_{эм}(\vec{r})\, d\vec{r},$$

где $q_{эм}$ - объемная плотность эмиграции; $\vec{r}$ - радиус-вектор. При некоторых естественных предположениях о виде $q_{эм}(\vec{r})$ мо-

гут быть получены уравнения, связывающие q_V и Q с геометриче
скими характеристиками СБ:

$$Q = -0{,}476 + 10{,}800D_2 - 3{,}182D_3 + 0{,}288D_4; \qquad (11)$$

$$q_V = -3{,}45 + 1{,}796d_2 + 0{,}420d_3 - 0{,}059d_4; \qquad (12)$$

$$d_i = D_i V^{-1},\ D_i = \int_0^H S(h)\ h^i dh .$$

Здесь D_i - в млн. км$^{i+3}$; S - площадь сечения СБ на глубине h

Уравнения (11-12) были получены Л.М.Бурштейном по эта
лонной выборке из девяти отечественных и девяти зарубежных наи
более хорошо изученных СБ. В их число входят Месопотамский
Южно- и Центрально-Суматринские, Северо-Яванский, Пермский
Иллинойский, Маракаибский, Оринокский, Паудер Ривер, Амударь
инский, Тимано-Печорский, Волго-Уральский, Балтийский, Днепро
во-Припятский, Азово-Кубанский, Среднекаспийский, Среднерус
ский, Западно-Сибирский бассейны. В контрольную выборку был
включены 13 хорошо изученных СБ Северной Америки: Грин Ривер
Биг Хорн, Сан Хуан, Уиллистонский, Мичиганский, Уинта-Пайсено
Западный Внутренний, Денвер, Предаппалачский, Западно
Канадский, Грейт-Вэлли, Санта Мария.

Величина остаточного стандартного отклонения, характери
зующего уравнение (12), $\sigma = 11{,}14$ тыс.т/км^3, а коэффициент множе
ственной корреляции R = 0, 624. Коэффициент парной корреляци
между фактической величиной НГР УВ и рассчитанной с помощь
плотностей, спрогнозированных по уравнению (12), равен 0,971. Хо
тя он и ниже, чем коэффициент корреляции, характеризующий ура
нение (11) , R = 0,˙993, но для прогноза уравнение (12) более пред
почтительно. Это связано с тем, что относительная ошибка прогноз
по уравнению (12) распределена по СБ эталонной выборки боле
равномерно и практически не зависит от размеров бассейна. Средне
относительное отклонение в этом случае составляет около 80%, т.
для СБ эталонной выборки предсказанная величина НГР УВ отлича
ется от фактической в среднем менее чем в 2 раза. При прогнозе ж
по уравнению (11) относительное отклонение практически равн
нулю для крупнейших бассейнов, но составляет сотни процентов дл

мелких. Расчет величины НГР УВ для СБ контрольной выборки по уравнению (12) и сравнение оценок с фактическими значениями привели практически к тем же результатам. Коэффициент парной корреляции между фактической и рассчитанной величиной НГР УВ равен 0,968. Среднее относительное отклонение составило около 83%.

Более высокая точность в рамках описываемого подхода, видимо, не достижима. Приведенная модель не выходит существенным образом за рамки ОСМ и, как следствие, наследует многие его недостатки.

В 1964 г. М.С. Напольский предложил использовать для прогноза величины НГР УВ установленный им эмпирический факт зависимости между объемом природных резервуаров нефтегазоносных бассейнов и объемом нефти и газа, заключенных в этих резервуарах. В дальнейшем этот подход, получивший название объемно-балансового метода (ОБМ)развивался в работах М.С. Моделевского и др.

Ресурсы нефти, свободного газа и суммы УВ в рамках ОБМ рассчитываются по формулам:

$$Q_н = V_{р\,н}\,{}_н;\ Q_{гс} = V_{р\,гс}\,F;\ Q = V_р .$$

где $V_р$ - объем природных резервуаров, км^3; н,гс, - коэффициенты концентрации соответственно нефти, свободного газа и суммы УВ; н и - плотности соответственно нефти и суммы УВ; F - объемный коэффициент свободного газа.

Ресурсы растворенного газа и газового конденсата определяются по усредненным данным о газонасыщенности нефти и содержании в свободном газе стабильного конденсата. Для смешанных систем (газонефтяных, газоконденсатно-нефтяных) или для разделения суммы УВ на компоненты дополнительно определяется доля газа или нефти в общей сумме УВ. Способы определения этого показателя описаны М.С. Моделевским в ряде специальных работ.

2.6.2. Методы многомерной регрессии.

В тех случаях когда изученность оцениваемых объектов территорий) относительно высока и в их пределах можно выде-

лить достаточное количество эталонов, для проведения количес
венных аналогий могут быть использованы различные вариант
многомерного математического моделирования. При этом мож
использоваться формализм кластерного, регрессионного (линейно
и нелинейного), дискриминантного, факторного, байесовского ан
лизов (анализа условных вероятностей), методов распознавания об
разов и ряда других подходов. Выбор конкретной формы аппарат
зависит от решаемой задачи, характера и объема исходной информ
ции и, в значительной мере, от пристрастия и опыта исследовател
выполняющих оценку. Тем не менее все реализации количественно
го прогноза перспектив нефтегазоносности на основе много
мерного математического моделирования обладают рядом общи
свойств и должны удовлетворять некоторому минимальному набор
необходимых условий. В самой общей схеме прогноз с использова
нием многомерного математического моделирования состоит из не
скольких основных стадий:

- Выделяются эталонные и оцениваемые объекты (участки). Количе
ство эталонных объектов (участков) должно быть достаточны
для использования в выбранном математическом формализме. Же
лательно, что бы эталонную выборку можно было разбить на "обу
чающую" и "контрольную" (экзаменационную).
- Формируется исходный набор прогностических параметров. Пара
метры вводятся в набор с учетом различных генетических модел
формирования скоплений углеводородов на оцениваемой террито
рии и установленных эмпирически или предполагаемых закономер
ностей. Прогностические параметры должны удовлетворя
требованию достаточно надежной измеримости или картируемост
не только на эталонах, но и на всей оцениваемой территории.
- Формулируется модель (набор моделей) прогноза. Конкретна
форма модели, в простейших случаях имеющей вид уравнения, м
жет быть получена как формальными методами, так и на основ
принятой генетической модели. Число неопределенных параметров
модели прогноза должно быть в несколько (желательно в десятки
раз меньше количества эталонных объектов.
- Из исходной матрицы прогностических параметров, с учетом вы
бранной модели прогноза, выделяется минимизированная матри
наиболее информативных прогностических параметров. Размер т

кой матрицы определяются в первую очередь количеством эталонных объектов и выбранной формой модели прогноза. Анализ информативности прогностических параметров, в свою очередь, может существенно повлиять на форму модели прогноза, вплоть до ее полного пересмотра. Способы анализа информативности во многом зависят от применяемого математического формализма.

- После того как будет окончательно выбрана модель (модели) прогноза и соответствующий ей минимизированный набор прогностических параметров, по "обучающей" выборке определяются параметры модели прогноза. Затем качество прогноза проверяется путем прогноза целевой характеристики на объектах контрольной выборки. В исключительных случаях обучающая и контрольная подвыборки могут пересекаться.
- В случае если результаты контрольных оценок удовлетворяют заранее выбранным критериям, построенные модели признаются пригодными для прогноза. Параметры моделей определяются уже по всей эталонной выборке и осуществляется прогноз целевой характеристики на расчетных объектах (участках).

В качестве примера одной из наиболее последовательных реализаций метода аналогий на основе многомерного математического моделирования ниже приводится способ прогноза, разработанный под руководством В.И.Шпильмана. Рассматриваемый подход использует формализмы регрессионного и корреляционного анализов, и опирается при формировании вида уравнений и набора прогностических параметров на глубокие генетические модели формирования скоплений углеводородов в меловых и юрских отложениях Западно-Сибирской плиты.

2.6.2.1. Параметры прогноза

Важно не только правильно выбрать параметры, которые будут использоваться в прогнозе, еще важнее определить, в каком состании применять эти параметры. Большинство параметров, которые могут влиять на процесс нефтегазонакопления, достаточно хорошо известны: это толщина глин и проницаемых толщ внутри НГК,

тип РОВ и его концентрация и степень его метаморфизма, темпер
тура, плотность структур, характеристика динамики погружен
территории, прерывистость коллекторов, надежность покрышек. Н
бор параметров, который используется в количественных уравнен
ях прогноза, обычно задается моделями, входящими в общий фун
ционал F. Установленных и апробированных сочетаний параметро
отображающих тот или иной природный процесс, немного. При
дем примеры некоторых из них:

- Сумма накопленных температур. Этот параметр апробир
вался и использовался Н.В. Лопатиным для различных регионов м
ра. Им был рассчитан температурно-временной показатель ι, назва
ный "суммарным импульсом тепла" (СИТ), который характеризу
комплексное влияние температурно-временного фактора на проце
преобразования ОВ: $\iota = \sum t_i \gamma_i$, где t_i - длительность пребывания о
ложений в десятиградусной зоне (зоне с разницей температур в 10
γ_i – температурный коэффициент скорости реакций (отношение ск
ростей реакции в начале и в конце каждой десятиградусной зон
Этот показатель хорошо коррелируется с коэффициентом отраж
тельной способности витринита и может служить характеристик
катагенетической преобразованности органического вещества.

- Было установлено, что такой сложный процесс, как генер
ция УВ, может быть упрощенно описан как $\rho = C_0(1-e^{-\alpha\, \tau})$, где
количество новообразованных УВ, C_0 – исходное количество ор
нического вещества, которое пошло на образование углеводородов
– температура в кровле (подошве, середине) комплекса, α - эмпи
ческий коэффициент. При расчете на эталонных объектах Западн
Сибири установлено, что этот коэффициент изменяется от 0,000
до 0,00014.

- Как установлено, генерационный потенциал сапропелево
ОВ выше, чем всех остальных типов. Параметр D, который расс
тывается как $D = \sum h_i D_i / \sum h_1$, где h_i - мощности пород различно
генезиса (континентального, морского и т.д.), а параметр D_i отра
ет долю сапропелевой органики, определяемую эмпирически
графикам, отражающим зависимость доли сапропелевого ОВ в
роде от типа фаций, используя палеогеографические и геохими

ские карты. Параметр проверен на многих зависимостях, хорошо коррелирован с концентрацией ресурсов.

-Тектоническая напряженность. Если толща, погружаясь в течение n млн.лет, последовательно находилась на глубинах H_1 , H_2, …, H_i, то величина, равная средней сумме квадратов палеоглубин $G = \sum H_i^2/n$, где i изменяется от 1 до n через 1 млн.лет, хорошо коррелирована с изменением концентрации ресурсов. Параметр использован в различных уравнениях.

- Коэффициент перераспределения Kn. Описывает соотношение количества УВ , которое могло поступить на участок с нижележащего склона и соответственно уйти на вышележащий вверх и который вычисляется как: $K_n = [1 + F_2/F_1 (1 - 3S_1)]3S_2$, где F_1 и F_2 соответственно площади питающего склона и свода, S_2 и S_1 - плотности структур на питающем склоне и своде, хорошо коррелируется с концентрацией ресурсов.

Как показал многолетний опыт изучения закономерностей изменения концентрации ресурсов, использование генетических подходов для конструирования блоков, соединяющих различные параметры, безусловно, эффективно и приводит к наиболее быстрому решению задач, но при этом часть изменчивости концентрации ресурсов описывается некоторым региональным блоком, который водится на основании визуального обзора фактических данных. Этот блок назван прогнозным фоном, он отображает самые общие енденции в изменении концентрации ресурсов. Прогнозный фон озволяет уменьшить ошибки при последующем прогнозе. Например, в Западной Сибири замечено, что концентрация ресурсов возастает по мере приближения к наиболее прогнутой части бассейна. акой параметр, как $L_2 / (L_1 + L_2)$, где L_1 - расстояние до центра тяести бассейна, L_2 - расстояние до обрамления, оказался эффективым при оценке концентрации.

В трехмерном случае Н.Н. Ростовцевым было установлено, то если для верхнеюрского терригенного (вогулкинской толщи) ГК построить региональную поверхность, проходящую через ВНК ефтяных залежей этого комплекса (поверхность изоконтактов), то ем выше на данном участке кровля верхнеюрского НГК воздымает- над этой поверхностью, тем он более перспективен.

Для каждой провинции набор параметров в разных блок
описывающих формирование залежей, может быть разным.

2.6.2.2. Размерность признакового пространства и основны требования к определению параметров

Необходимый набор параметров для вывода количественн
уравнений прогноза задается разработанными моделями, опис
вающими процесс нефтегазонакопления, элементы которых в за
симости от изученности региона, масштабности решаемой зада
могут быть описаны известными на этом этапе замеряемыми и к
тируемыми характеристиками геологических объектов с различн
степенью достоверности.

При оценке ресурсов малоизученных провинций необходи
использовать более крупные эталоны, такие как в целом свод, в
лом нефтегазоносная область или даже провинция. Почти всегда
приводит к тому, что на используемых эталонах ресурсы определе
не достоверно. Изменение концентрации ресурсов в пределах п
винции или области удается достаточно надежно описать чрез
чайно ограниченным набором геологических параметров.

В том случае, когда для оптимальных эталонов не удае
набрать достаточного числа информативных признаков, приходи
также переходить на меньшее число признаков, а следовательно,
более крупные объекты. Главная задача для таких крупных неоп
мальных эталонов – корректировка запасов в их пределах. Для э
лонных провинций используют их начальные суммарные ресурс
для эталонных впадин, сводов, районов – запасы промышленны
перспективные.

После формулирования моделей встает серьезная пробле
получения исходной информации, заключенная в процедуре расче
комплексных параметров или процедуре обработки лабораторн
данных или данных исследований скважин. Совершенно очевид
что неоднозначность в замере значений параметров может постав
под сомнение все количественные расчеты. Необходимо учесть,
наблюдаемые свойства природных объектов в той или иной м
искажены относительно действительных природных характерист
геологоразведочными системами наблюдений, поэтому в наблю

мые характеристики должны быть внесены коррективы за влияние геологоразведочного фильтра. Например, геологоразведочный фильтр - неполнота выноса керна, определяемая двумя ведущими факторами: техногенным (режимом бурения) и природным (прочностью породы), - обеспечивает дискретность наблюдений и не позволяет создать модель среды требуемой детальности. На этом же уровне находятся методы промысловой геофизики, параметры фильтра которых – особенности регистрации, режимы бурения, «мешающие» свойства среды, такие, как тонкослоистый разрез, изменяющаяся минерализация и т.д.

При определении плотности структур приходится учитывать разрешающую способность методов сейсморазведки (расстояние между профилями и т.д.), при выявлении залежей – редкую сеть бурения скважин и возможности геофизических методов подготовки структур.

Значения параметров, получаемых по результатам обработки лабораторных анализов (геохимические, гидрохимические и др.), имеют обычно очень большую дисперсию в пределах малых объемов осадочных толщ, нередко соизмеримую с дисперсией для всего изучаемого нефтегазоносного комплекса. На региональных картах отклонения единичных определений от фоновых значений обычно весьма существенны. Исследования показали, что оптимальным способом учета этих показателей в формулах прогноза является их комплексирование с параметрами других групп (фациальными, температурными и т.д.). Так, объединение рассчитанного по геохимическим анализам типа РОВ с прогнозируемым типом РОВ на основании фациального анализа (фациальный коэффициент D) позволило получить средние оценки, наиболее сильно коррелированные с удельными запасами нефти в юрском НГК.

При использовании для прогноза группы геотермических параметров обычно решается вопрос о соответствии значений современных температур и современных тепловых потоков значениям прошлых в прошлом. Если предполагается, что в пределах всей территории за анализируемый геологический этап развития градиенты изменились одинаково, то нет основания привлекать менее надежные данные по палеоградиентам: это изменение будет учтено при расчете постоянных коэффициентов в формулах прогноза. Если же

предполагаются непропорциональные изменения тепловых пото
в регионе, следует оценить, что вносит большую погрешность в и
говый расчет: неучет палеоградиентов или использование гипоте
ческих значений этого параметра, и использовать подход, менее с
гощенный погрешностями.

В общем случае сконструированная модель вследствие св
неопределенности должна доводить описание процесса до так
уровня, на котором результаты доступны наблюдателю. Описав,
пример, с помощью модели изменение концентрации мигрантос
собных УВ в недрах, нельзя считать полученные результаты прог
зируемой величиной , так как нет никаких реальных способов зам
этой концентрации в природе. Этим и предопределяется услов
«длина» модели от одного уровня реально замеряемых парамет
до другого, на котором прогнозируемые характеристики могут б
замерены.

2.6.2.3. Методика вывода уравнений прогноза

Расчет регрессивных зависимостей производится для ур
нений вида: $y = \alpha x_1 + bx_2 + cx_3 + \ldots + k$, где y – прогнозируе
величина, например, концентрация ресурсов участка; x_1 , x_2 , x_3
геолого-геофизические параметры участка; α, b, c, …., k – регр
сионные коэффициенты.

Для расчета зависимостей можно использовать обычную
нейную комбинацию параметров, либо может быть рассмотрена
висимость от различных комбинаций (блоков) параметров, кажд
из которых при расчете регрессионных уравнений может выступ
как сложный параметр, например: $y = \alpha F_1(x_1 , x_2 , \ldots, x_n) + bF_2(x_5,\ldots, x_k) + \ldots + m$, где x_1, x_2 , $x_3,\ldots x_n$ – замеряемые геол
геофизические величины или их сочетания (используемые для
чета какой-либо характеристики, например, коэффициент песч
стости, фациальный коэффициент и т.д.); F_1 , F_2, F_3 - функции
есть способ соединения параметров x_1, x_2 , …, описывающие тот
иной интересующий нас процесс (генерации, миграции и др.),
…, m – регрессионные коэффициенты.

Расчетная величина y в левой части уравнения опреде
концентрацию ресурсов (суммы УВ, жидких или газообразных

нефти, газа, конденсата и т.д.) на единицу площади или на единицу объема пород (объема проницаемых пород, порового пространства коллекторов и др.). Соответственно ей правая часть уравнения должна отражать модель накопления заданного типа УВ (или суммы УВ) в заданных единицах концентрации.

Одним из критериев возможности использования для прогноза получаемых зависимостей является проверка их на совокупности эталонных участков. Необходимо помнить, что само абсолютное значение коэффициента корреляции, получаемое в результате решения регрессионного уравнения не является мерилом надежности, нужно учитывать размерность решаемой задачи и соотносить ее с количеством точек наблюдений (коэффициент корреляции, равный , установленный на двух точках не несет никакого смысла). Количество независимых параметров и количество точек наблюдения должны находиться в определенной пропорции (количество эталонных объектов должно быть в 7-10 раз больше, чем число неизвестных коэффициентов). Расчет полученного уравнения должен заканчиваться оценкой достоверности полученного коэффициента корреляции.

В общем случае задача расчета моделей на базе фактического материала сводится к тому, чтобы найти численные значения неизвестных постоянных коэффициентов, при которых оказываются выполненными некоторые формальные условия. Аналогичным образом осуществляется выбор наилучшей модели и формулы для прогноза. Наиболее распространенный способ расчета неизвестных коэффициентов – метод наименьших квадратов. Согласно этому методу наилучшие значения коэффициентов регрессии таковы, при которых сумма квадратов отклонений фактических значений в экспериментальных точках от расчетных по регрессионному уравнению минимальна.

Алгоритмы и программы линейной многомерной регрессии хорошо известны и позволяют решать эту задачу при условии, если исходные выражения представлены в виде линейной комбинации параметров или линейной комбинации блоков параметров, не содержащих внутри себя неизвестных коэффициентов. Поэтому, прежде чем приступать к расчету неизвестных коэффициентов, необхо-

димо преобразовать полученные модели. Обычно такое преобр
вание достигается логарифмированием.

Расчет коэффициентов моделей осуществляется по след
щей общей схеме:

1. *Замена в отдельных блоках моделей нелинейных зависи
стей линейными* с учетом реального диапазона изменения исход
параметров.

Часто оказывается, что нелинейная зависимость в некото
блоке модели может быть заменена линейной, если учесть реаль
интервалы изменения входящих в этот блок параметров. Ряд ура
ний приводится к линейному виду логарифмированием.

Однако, необходимо учитывать, что в некоторых случаях
грешности, вызванные логарифмированием могут существенно
менить регрессионное уравнение.

Приведем такой пример.

Значения плотностей запасов (q) в интервале 1-3 тыс/км^2
практики неразличимы, так как это малоперспективные земли,
которых экономически неэффективно ведение работ, и никто
тально не изучал эти территории, чтобы определить фактическ
плотность запасов. Изменения же плотностей от 100 до 300 тыс.т/
происходит в зоне концентрации основных работ, и удельные за
сы на эталонах оценены достаточно надежно. При логарифмиро
нии изменение q от 1 до 3 дает такое же приращение lnq как и
менение плотности от 100 до 300, но в первом случае это прира
ние ничем не обосновано, а во втором – отражает изменение к
плекса геолого-геохимических параметров.

2. *Логарифмирование формул и расчет неизвестных регр
сионных коэффициентов.* Если неизвестные коэффициенты сод
жатся внутри блоков, то организуется итерационный процесс. Т
расчет коэффициента x_3 в приведенном уравнении:

$$ln\rho = x_1 lnD + x_2 ln[1 - ex\rho(x_3 T^2_n)] + x_4 lnKn + x_5$$

не может быть найден методом наименьших квадратов. Пусть из
держательных соображений известно, что он должен изменяться
0,00001 до 0,0001. Последовательно назначая x_3 значения от 0,00
до 0,0001 с некоторым шагом каждый раз по методу наимень
квадратов будем находить x_1 , x_2 , x_4,, x_5 и множественный коэф
циент корреляции R. Интервал изменения x_3 нужно выбрать так

чтобы выявить точку перегиба в изменении R. Значения x_1 , x_2 , x_3 , x_4 , x_5 при максимальном R принимаются за искомое решение.

Найденные значения коэффициентов рассматриваются как предварительные, ориентировочные.

3. *Сопоставление коэффициентов в близких генетических моделях* часто позволяет выявить блоки параметров, коэффициенты перед которыми изменяются в разных модификациях моделей и в то же время не противоречат генетическому толкованию, учтенному при конструировании моделей. В приведенном выше примере параметр Kn был введен так, что между ним и ρ должна существовать прямая пропорциональная зависимость. Расчеты около трех десятков моделей, содержащих Kn, показали, что коэффициент lnKn изменяется от 0,93 до 1,15 и может быть принят равным 1. Такой анализ позволяет уменьшить число коэффициентов, требующих последующего уточнения. Этой же цели служит и проверка значимости регрессионных коэффициентов.

4. *Возвращение к исходному виду моделей и корректировка найденных коэффициентов*

В нашем примере, исходя из того что $x_4 = 1$, получаем

$$\rho = x_6 D^{x_1} [1\ exp(x_3 T^2_n)]^{x_2} K_n$$

Разбиваем всю совокупность эталонов на две группы: 1) $\rho > \rho_к$ - эталоны перспективных земель; 2) $\rho < \rho_к$ - эталоны малоперспективных и бесперспективных земель. Обычно $\rho_к = 3 \div 5$ тыс.т/км^2.

Найденные ранее значения x_1 , x_2 , x_3 изменяем на величины $x_1 + \Delta x_1$, $x_2 + \Delta x_2$, $x_3 + \Delta x_3$ и для каждого нового сочетания по эталонам первой группы рассчитываем по методу наименьших квадратов значения x_6 и коэффициент корреляции. Из полученных уравнений выбираем только те, по которым для всех эталонов второй группы $\rho_{расч} < \rho_к$, а из них находим зависимость с максимальным коэффициентом корреляции для эталонов первой группы, которую (и соответствующие значения регрессионных коэффициентов) принимаем за окончательное решение.

На следующем этапе производим отбор наилучших зави мостей из всей совокупности проанализированных моделей. Кри риями отбора лучших моделей являются максимальные значе коэффициентов корреляции, значения регрессионных коэффици тов, не противоречащие содержательному смыслу моделей, устой вость значений коэффициентов регрессии при исключении неко рого количества эталонов из анализа.

В качестве примера приводится расчет количественных за симостей на материалах Западной Сибири.

Алгоритм формирования моделей и расчета уравнений п гноза осуществлялся по следующей схеме:

- Конструировался набор моделей, описывающих накоплен исходного ОВ, процессы генерации, аккумуляции и перераспреде ния образовавшихся УВ в блоках $C_0, f_1, f_2, \Psi_{(t)}, \eta_л, K_п, K_{вп}$ и испо зующих замеряемые геолого-геохимические параметры.

Наилучшим вариантом генетических блоков, вошедших п сле тщательной проверки в итоговые формулы, оказались для и ходной концентрации органического вещества два варианта, так и иначе определяющих тип ОВ, а, следовательно, и количество ор ники, способной генерировать жидкие или газообразные УВ: од связанный с фациями – пористостью (фациальным коэффициент D), другой – связанный с геохимической обстановкой накоплен ОВ (с отношением пристан/фитан). Было установлено, что преде изменения отношения пристан/фитан позволяют достаточно опре ленно различать морские и неморские фации, и в качестве бло задающего тип ОВ, оказалось возможным использовать выражен $\Phi_1 = / \Phi\text{-}1 /$, где Φ – отношение пристан/фитан. Модификация это же параметра была использована для описания блока сохранно ОВ: $\Phi_2 = (2\Phi\text{-}1) / \Phi^2$.

Для описания процесса генерации УВ был применен блок

$E = [1 - exp(-0{,}00008T^2)]^n$, где T – температура ^{0}C; а параме n зависит от типа ОВ и определяется эмпирически при расчете ура нения. В некоторых уравнениях в качестве n использовались так параметры D и /Φ-1/.

Два параметра характеризуют подвод энергии, обеспеч вающей генерацию углеводородов, - это температура, входящая блок генерации и тектоническая напряженность G, равная сум

квадратов палеоглубин и отражающая тектонический режим разви тия участка.

Для задания в явном виде блоков f_1 и f_2 необходимо знать динамику системы, изменение температуры и глубины оцениваемых отложений во времени. Проведены специальные исследования, пока завшие, что на основе представлений о волновых колебательных свойствах тектонических процессов можно воссоздать историю по гружения любой точки региона.

Варианты задания блока Ψ : Ψ - линейная функция темпера туры; Ψ - пропорциональна тектонической напряженности; Ψ зави сит от фазы тектонического процесса; Ψ обратно пропорциональна содержанию РОВ в породе.

Задание блока $\eta_л$: $\eta_л$ пропорциональна песчанистости разре а; $\eta_л$ пропорциональна пористости разреза; $\eta_л$ пропорциональна ункции $x_1 lnh_n^{x2}(1+lnn)$, где h_n - средняя толщина песчаного пласта, - их количество.

Эффективно работает блок, описывающий перераспределе ие углеводородов, параметрами которого являются плотности рас ределения ловушек в пределах оцениваемого участка и прилегаю их к нему склонов.

$$K_п = [1 + \frac{F_2}{F_1} (1\ \ 3S_1)]\ 3S_2,$$

е F_1 и F_2 соответственно площади питающего склона и свода, S_2 S_1 - плотности ловушек на питающем склоне и своде.

Варианты задания блока, отражающего надежность экрани вания скоплений $K_{вп}$: $K_{вп}$ для данного объекта – постоянная вели на; $K_{вп}$ – пропорциональна толщине покрышек; $K_{вп}$ – пропорцио льна "выдержанности" покрышки.

Изменение фоновых концентраций достаточно хорошо опи вает блок:

$$J = \frac{L_2}{L_1+L_2}$$, L_1 и L_2 - соответственно расстояние эталонного участка до центра тяжести бассейна и до его обрамления.

Для проверки моделей использовались и другие способы з дания блоков.

Каждая модель, которая проверялась на экспериментальн материале эталонов, отличалась не только сочетанием различн блоков, но и различным описанием этих блоков, различным набор исходных параметров, используемых для расчетов. Часть коэффиц ентов в моделях рассчитывалась как регрессионные коэффициен уравнения, часть определялась с помощью итерационного процес В результате весь процесс проверки моделей, и выбора лучших м делей, определения неизвестных коэффициентов моделей, привяз моделей к эталонам представляет из себя сложное ветвящееся де во. Он был организован следующим образом.

Проведено несколько серий экспериментов, отличающих характеристиками прогнозируемых величин или заменой в н крупных блоков. Внутри серии каждый эксперимент был связан либо с изменением параметров в том или ином блоке, либо сочетан блоков. После проведения каждой серии экспериментов делал выводы о том, какие блоки и какие сочетания параметров мож считать обоснованным, а какие - подвергать дальнейшему анализ

Наличие нескольких формул, которые позволяют оцен концентрацию ресурсов, неизбежные колебания значений геол геохимических параметров на оцениваемой площади, приводи получению не единственного значения плотности ресурсов. Это лает необходимым применение вероятностных оценок концентра и получение интервальных характеристик плотности ресурсов оцениваемой территории.

2.6.3. Локально-статистический метод

В настоящей методике развивается подход, при котором ниваемый объект с самого начала рассматривается как единая ц

стная стохастическая система со сложной структурой, при этом структурирование её доведено до уровня отдельных ловушек разных типов. Оценка объекта в целом при этом получается путём интегрирования ресурсов в трёхмерном геологическом пространстве.

Иными словами, в предлагаемом методе оценка осуществляется путём интегрирования от частного - отдельных ловушек и залежей, к целому - объекту оценки. В этом случае целостность подхода проявляется в предварительном построении геологической и математической моделей объекта исследований.

Для получения оценки на основе анализа всей совокупности геологической информации и её статистической обработки строится единая трёхмерная математическая модель объекта, на которой затем осуществляются многовариантные вычислительные эксперименты. Такой подход позволяет получить не только точечные, а и интервальные оценки. В качестве математического аппарата при построении модели оцениваемого объекта используются математическая статистика и метод статистических испытаний (Монте-Карло).

Для предлагаемого метода характерны две особенности: осуществление количественных геологических аналогий с широким применением методов математической статистики и теории вероятностей и структурирование объекта до уровня локальных объектов аккумуляции нефти и газа.

Разделим упрощенно всё множество ловушек УВ в литосфере на несколько типов. В первый тип выделим ловушки, проекция которых на поверхность Земли находится в пределах проекции контура замкнутых локальных поднятий или группы локальных поднятий, объединённых единой замыкающей изогипсой. Во второй тип выделим ловушки, проекции которых находятся вне проекций контуров локальных структур и главные ловушкоограничивающие контуры которых не являются дизъюнктивными. В третий тип выделим ловушки, главными ограничивающими факторами которых являются дизъюнктивные нарушения. Назовём первый тип ловушек антиклинальными, второй-литологическими стратиграфическими, третий- дизъюнктивными. Антиклинальные ловушки разделим, в свою очередь, на два подтипа- просто построенных (ПАЛ), которые приурочены к ловушкам, где коллектор в продуктивном пласте распространён в пределах всей структуры, и сложно построенные (САЛ), в

пределах которых имеются различной природы (фациальные, стр тиграфические, эпигенетические и др.) литологические или диз юнктивные экранирующие барьеры. Аналогично могут быть разде лены на подтипы (классы) и другие типы ловушек.

Рассмотрим первоначально антиклинальные ловушки. До пустим, мы имеем некоторый район В, площадь которого равна S Зададимся некоторой минимальной площадью одной структуры и будем считать, что находимся в условиях идеальной ситуации, когда известны площади S_i, $i = 1,\ldots, N$ и амплитуды A_i, $j=1,\ldots, N$ всех структур, площадь каждой из которых больше чем S_0,($S_i > S_0$, $i=1,\ldots,N$). Тогда легко могут быть найдены суммарная (кумулятивная) площадь всех структур

$$S_{CT} = \sum_{i=1}^{N} Si,$$

и средняя площадь одной структуры

$$\bar{S} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} Si = \frac{S_{CT}}{N}$$

Долю площади района В, занятую антиклинальными струк турами, $q_{CT} = s_{CT}/ S$ назовём плотностью структур в районе В.

На практике рассмотренная идеальная ситуация не реализу ется, но для любого района С при любой, не очень слабой геофизи ческой его изученности можно выбрать группу структур, изученны достаточно полно, с помощью которых можно оценить q_{CT} . Перено ся по аналогии эту величину с района С на район В, можно для рай она оценить и S_{CT}. Дальнейшее уточнение S_{CT} можно провести с по мощью геолого-математического моделирования.

Предположим, что для района В известна функция плотност вероятностей $\varphi(s, \lambda)$ структур по площади, λ - вектор параметров это го распределения. Область определения функции $\varphi(s, \lambda)$ ограничен

слева величиной S_0, справа γS_{CT}, где γ -параметр усечения. Тогда в соответствии с теорией вероятностей

$$\int_{S_0}^{\gamma S_{CT}} \varphi(s,\lambda)ds = 1, \bar{S} = \int_{S_0}^{\gamma S_{CT}} s\varphi(s,\lambda)ds$$

$$S_{CT} = N\int_{S_0}^{\gamma S_{CT}} s\varphi(s,\lambda)ds = \bar{S}N$$

Для любого интервала площадей структур из области определения $[S_1, S_2] \in [S_0, \gamma S_{CT}]$ могут быть оценены количество структур

$$N_{S_1,S_2} = N\int_{S_1}^{S_2} \varphi(s,\lambda)ds$$

и суммарная их площадь

$$S_{S_1,S_2} = N\int_{S_1}^{S_2} s\varphi(s,\lambda)ds$$

Легко видеть, что задача прогноза распределения структур по площади аналогична задаче прогноза распределения месторожде-ний нефти и газа по запасам, в общем виде решённой ранее. Анали выборки подготовленных структур в ряде нефтегазоносных бассей-нов позволяет предположить, что $\varphi(s, \lambda)$ - амодальная функция, принять в качестве таковой усечённое распределение Парето.

Будем различать гипотетическую генеральную совокупност (ГГС) структур в районе В, выборочную совокупность (ВС), вклю-чающую множество структур, оценённых поисковым бурением, фонд подготовленных структур, и гипотетическую остаточную со-вокупность (ГОС) структур.

Важный критерий нефтегазоносности, равно как и достовер-ности подготовки локальных поднятий, их амплитуда. По аналоги с площадью структуры S её амплитуду A также будем рассматри-вать как величину случайную. Следовательно, можно говорить распределении вероятностей двумерной случайной величины $P(S,A$ и об условном распределении вероятностей $P(S / A)$, т.е. вероятност структуры иметь амплитуду A при условии, что её площадь равна S

Все структуры в районе В разобьём на K_1 классов по площа-ди и K_2 классов по амплитуде и для каждого из ij классов введё следующие обозначения: количество структур в гипотетической ге-неральной совокупности - $n_{ij}^{ГГС}$, в гипотетической остаточной сово-купности - $n_{ij}^{ГОС}$, средняя площадь структур классов ij - $\overline{s_{ij}}$. Обще количество структур определённого класса без дифференциации ij - классы будем обозначать $N^{ГГС}$, $N^{ВС}$, $Н^{ГОС}$.

Для множества рассматриваемых объектов справедливы сл дующие соотношения:

$$N^{ГГС} = N^{ВС} + N^{ГОС};$$

$$N^{ГГС} = \sum_{i=1}^{K_1}\sum_{j=1}^{K_2} n_{ij}^{ГГС};$$

$$N^{ВС} = \sum_{i=1}^{K_1}\sum_{j=1}^{K_2} n_{ij}^{ВС};$$

$$N^{ГОС} = \sum_{i=1}^{K_1}\sum_{j=1}^{K_2} n_{ij}^{ГОС};$$

$$n_{ij}^{ГГС} = n_{ij}^{ВС} + n^{ГОС}ij;$$

$$S_{TC}^{ГГС} = S_{ST}^{ВС} + S_{CT}^{ГОС}.$$

Ко множеству структурных объектов в ГГС или ГОС можно применить метод геологической аналогии и оценить с его помощью НГР, НИР или ПГР, ПИР в А3. Особенность предлагаемого подхода состоит прежде всего в том, что аналогия проводится не между множествами структур в ВС и ГОС на эталоне и оцениваемом участке, а только между структурами ij- класса в этих множествах. Имеется специфика и в самой процедуре аналогии. При достаточно высокой разведанности геологического района В выборка для оценки параметров структур ij- класса может быть сформирована на примере структур и месторождений, к ним приуроченных, изученных непосредственно в районе В. Назовём такую аналогию истинно внутрен-

ней. Естественно, что аналогия возможна и с другими участками данном нефтегазоносном бассейне. Такую аналогию, обычно назы ваемую внутренней, назовём условно внутренней.

Введём подсчетные параметры, необходимые для оценк НГР и НИР. При этом сразу будем учитывать возможность их диф ференциации на ресурсы, локализованные в ПАЛ и САЛ. Обозначи любой подсчетный параметр, используемый в предлагаемом метод a_{ijk}^{lm} , где индексы i и j определяют класс структуры при оценке А индекс k указывает на принадлежность к определённому резервуар а l и m - типы залежей по фазовому состоянию У В и генезису морфологии ловушек соответственно. Примем следующую кодиро ку: l =1 - нефтяная залежь; l=2 - газовая или газоконденсатная з лежь; l=3 -газонефтяная залежь, нефть; l=4 — газонефтяная залеж газ; m=1 - ПАЗ; m=2 - САЗ. В случаях, когда в аббревиатурах А ПАЛ, САЛ и т.п. буква «J» заменена на «З» речь идёт о залежах ловушках соответствующего типа.

С учётом введённых, запишем обозначения подсчетных па раметров, определённых путём статистической обработки информа ции, полученной для ВС истинно внутреннего или условно внутре него эталона для А3 ij - класса; μ_{ijk} - вероятность нефтегазоносност структурных ловушек; υ_{ijk} - вероятность обнаружения среди мн жества А3 в резервуаре К ПАЗ; P_{ijk}^{lm} - вероятность открыть залеж фазового состава l по отношению к общему числу залежей, откры ваемых в К, в ловушках типа $mP_{ijk}^{3m} = P_{ijk}^{4m}\theta_{ijk}^{lm}$ - запасы УВ в залежа типа l_m; k_{ijk}^{lm} - содержание стабильного конденсата в свободном га $(k_{ijk}^{lm} = 0; npu.l = 1.3)$; g_{ijk}^{lm} - содержание растворенного газа в не ти $(g_{ijk}^{lm} = 0.npu.l = 2.4)$; η_{ijk}^{lm} - коэффициент извлечения нефти, га χ_{ijk}^{lm} - коэффициент извлечения газа, растворенного в нефти, конде сата; γ_{ijk} - часть площади структуры, занятая САЗ.

Запишем выражения для А3 нефти

$$Q_{H}^{HГРАЗ} = \sum_{K=1}^{K_3}\sum_{i=1}^{K_1}\sum_{j=1}^{K_2} n_{ijk}^{ГТС}\mu_{ijk}\left[\upsilon_{ijk}\times\left(P_{ijk}^{11}\theta_{ijk}^{11} + P_{ijk}^{31}Q_{ijk}^{31}\right)+\left(1-\upsilon_{ijk}\right)\times\left(P_{ijk}^{12}\theta_{ijk}^{12} + P_{ijk}^{32}\theta_{ijk}^{32}\right)\right],$$

растворённого в нефти газа

$$Q_{Г.П}^{HГРАЗ} = \sum_{K=1}^{K_3}\sum_{i=1}^{K_1}\sum_{j=1}^{K_2} n_{ijk}^{ГТС}\mu_{ijk}\left[\upsilon_{ijk}\times\left(p_{ijk}^{11}\theta_{ijk}^{11}g_{ijk}^{11} + p_{ijk}^{31}\theta_{ijk}^{31}g_{ijk}^{31}\right)+\left(1+\upsilon_{ijk}\right)\left(p_{ijk}^{12}\theta_{ijk}^{12}g_{ijk}^{12} + p_{ijk}^{32}\theta_{ijk}^{32}g_{ijk}^{32}\right)\right],$$

свободного газа

$$Q_{Г.С.}^{HГРАЗ} = \sum_{K=1}^{K_3}\sum_{i=1}^{K_1}\sum_{j=1}^{K_2} n_{ijk}^{ГТС}\mu_{ijk}\chi\left[\upsilon_{ijk}\left(p_{ijk}^{21}\theta_{ijk}^{21} + p_{ijk}^{41}\theta_{ijk}^{41}\right)+\left(1-\upsilon_{ijk}\right)\left(p_{ijk}^{22}\theta_{ijk}^{22} + p_{ijk}^{42}\theta_{ijk}^{42}\right)\right],$$

конденсата

$$Q_{K}^{HГРАЗ} = \sum_{K=1}^{K_3}\sum_{i=1}^{K_1}\sum_{j=1}^{K_2} n_{ijk}^{ГТС}\mu_{ijk}\times\left[\upsilon_{ijk}\left(p_{ijk}^{21}\theta_{ijk}^{21}k_{ijk}^{21} + p_{ijk}^{41}\theta_{ijk}^{41}k_{ijk}^{41}\right)+\left(1-\upsilon_{ijk}\right)\times\left(p_{ijk}^{22}\theta_{ijk}^{22}k_{ijk}^{22} + p_{ijk}^{42}\theta_{ijk}^{42}k_{ijk}^{42}\right)\right],$$

суммы УВ - условных УВ (УУВ)

$$Q_{УУВ}^{HГРАЗ} = Q_{H}^{HГРАЗ} + Q_{ГП}^{HГРАЗ} + Q_{ГС}^{HГРАЗ} + Q_{K}^{HГРАЗ}$$

В случае недостатка информации или отсутствия значимых различий подсчетные параметры можно оценить, не дифференцируя А3 на подтипы, по амплитуде локальных поднятий и т.п. Это относится и к дифференциации залежей по типам и структурам разной площади и амплитуды и таких показателей, как $p_{ijk}^{lm}k_{ijk}^{lm}g_{ijk}^{lm}$. Введя в качестве сомножителей в соответствующие слагаемые в скобках коэффициенты извлечения, можно по аналогии оценить НИР, а заме-

нив в выражениях (1) - (4) n_{ijk}^{ITC} на n_{ijk}^{IOC}, получить оценки ПГР и ПИР.

Когда структуры в различных резервуарах осадочного чехла, как, например, в мезозойском комплексе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, унаследованные, то n_{ijk}^{ITC} и n_{ijk}^{IOC} не будут зависеть от К. Однако и в этом случае, если учитывать не структуры, а ловушки, т.е. ловушкообразующие геометрические формы коллектора и флюидоупора, не исключено, что оценку количества оцениваемых объектов в каждом резервуаре необходимо будет проводить независимо, варьируя с S и S_{CT}^{ITC}.

Предлагаемый метод позволяет учитывать количество структур сколько угодно малой наперёд заданной площади и, как следствие, даёт возможность оценить ресурсы мелких и мельчайших АЗ, поиски, разведка и разработка которых экономически целесообразны в настоящее время или в перспективе.

По аналогичной схеме могут быть оценены ресурсы в литологических и стратиграфических (ЛЛ, СЛ), а также в дизъюнктивных (ДЛ) ловушках.

Начальные суммарные ресурсы УВ в объекте оценки будут равны сумме по всем типам существующих в нём ловушек.

Изложенный выше подход позволяет получить оценку для объекта оценки в целом. При этом, если в качестве такого субобъекта принимать отдельный резервуар, то такая оценка будет стратифицирована.

Для построения трёхмерной модели распределения ресурсов нефти и газа в объекте оценки, по изложенной выше схеме определяются параметры гипотетической генеральной совокупности ловушек каждого типа в каждом резервуаре и для каждого из них методом статистических испытаний генерируется такая совокупность дифференциацией по площади, а затем по амплитудам. Далее путём выделения класса сквозных объектов и задания условных вероятностей локализации ловушек с разными параметрами строится трёхмерная модель размещения ловушек. При наличии такой модели, задаваясь вероятной продуктивностью ловушек, можно с использованием вероятностного аппарата получить гипотетическую генеральную совокупность залежей, дать оценку их запасов и соотношения УВ разного фазового состава. Таким образом может быть получена трёхмерная модель размещения залежей и месторождений в объекте оценки.

Исследуя эту модель, можно получить все необходимые параметры прогнозной оценки, а многократным повторением вычислительных экспериментов - построить интервальные оценки, с некоторой, наперёд заданной доверительной вероятностью.

2.6.4. Вероятностная оценка результатов количественного прогноза нефтегазоносности.

Существует несколько причин, приводящих к тому, что количественная оценка величины и структуры ресурсов углеводородов объектов разного ранга содержит известную степень неопределенности:

1. Принципиально стохастическая природа процессов нефтегазообразования (формирования скоплений углеводородов).
2. Неадекватность модели прогноза.
3. Существование скрытых или принципиально не оцениваемых (не измеримых) параметров.
4. Ошибки (неточности) в определении параметров эталонной выборки, что приводит к ошибкам в параметрах (коэффициентах) модели.
5. Ошибки в определении параметров оцениваемого объекта.
6. Неточности вычисления (не играют существенной роли).

С учетом сказанного о природе случайности (неопределенности) оценки ресурсов– эту величину следует рассматривать как содержащую существенную случайную компоненту. Наиболее адекватно такая оценка будет описываться функцией плотности распределения вероятностей. Зная такую функцию, можно вычислить вероятность того, что оцениваемая величина находится в заданном диапазоне значений.

Использование вероятностных подходов стало общепринятым в мировой практике количественных оценок перспектив нефтегазоносности. Необходимость применения вероятностного подхода

определяется двумя обстоятельствами: во-первых, вероятност
оценка дает исчерпывающе представление о степени неопредел
ности прогноза, о его точности и надежности. Во-вторых, вероят
стные оценки служат основой для оценок рисков и проведения м
говариантных расчетов при экономической оценке перспектив не
тегазоносности.

В тех случаях, когда для проведения аналогий используе
та или иная форма аппарата математической статистики (регрес
онный анализ, дискриминантный анализ, некоторые варианты ме
дов распознавания образов и т.д.) функция распределения плотност
вероятности оцениваемой величины (например, начальные сумм
ные ресурсы расчетного участка), может быть получена естестве
ным образом в рамках используемого формализма. Сводные оцен
для объектов более высокого ранга получаются по известным прав
лам суммирования случайных величин. (Например см. Г.Крам
Математические методы статистики, 1975).

В то же время ряд традиционных и широко используем
методов (например, таких как классические геологические аналоги
ориентированы на получение точечных (детерминированных) оц
нок, и не позволяют естественным путем учесть вероятностную пр
роду оцениваемых объектов.

В этом случае плотность распределения вероятностей мож
быть введена экспертно. Переход от точечных к вероятностны
оценкам необходим для сопоставления оценок, полученных разли
ными методами и, главное, для получения вероятностных сводны
оценок по объектам более высокого ранга, в тех случаях когда д
оценки их частей (например в силу существенно разных уровн
изученности) применялись разные методы, часть из которых ори
тирована на точечные оценки (рис. 2.6.4). Наиболее естественн
(достаточно удобно) для перехода от точечной оценки к вероятно
ной использовать так называемое треугольное распределение.
этом случае исходная точечная оценка принимается за наиболее в
роятное, модальное значение. Дополнительно к точечной оценке в
личины ресурсов указываются ее возможные верхняя и нижняя гр
ницы. Смысл этих границ в том, что оцениваемаявеличина гипотет

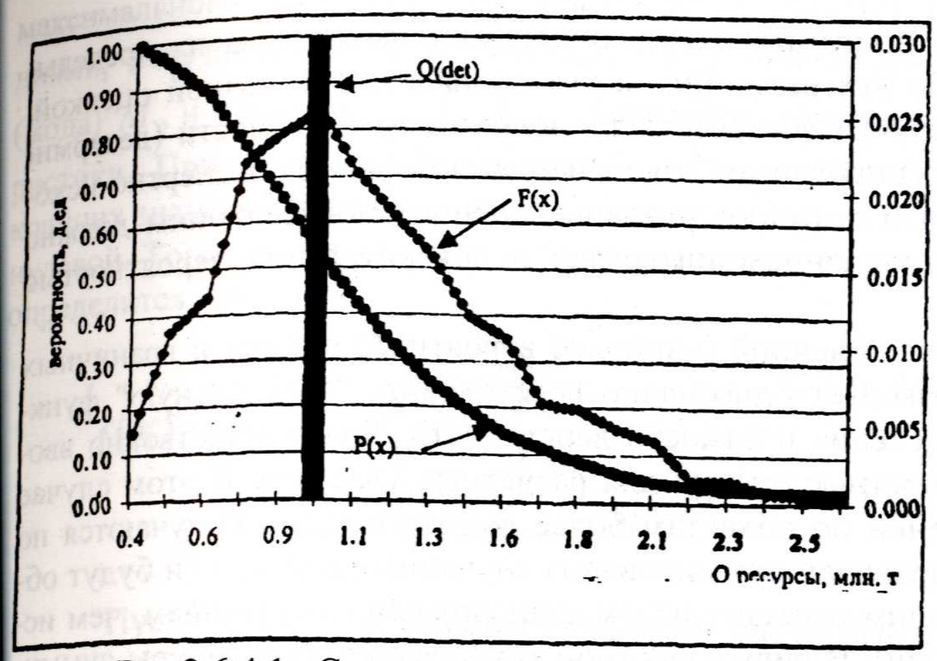


Рис.2.6.4.1. Сопоставление детерминированной и вероятностной оценок ресурсов

Q(det) - график функции распределения ресурсов при детерминированной оценке F(x) -график плотности распределение вероятности ресурсов P(x) - график интегральной функции распределения ресурсов

чески может достигать их, но никогда не выходит за их пределы. Одна или обе эти величины могут совпадать с точечной оценкой. Последний случай соответствует полной определенности (детерминированности) прогноза. Эти значения выбираются экспертно исходя из того, что истинное значение оцениваемой величины должно находится в указанном интервале с доверительной вероятностью 100%.

Знание точечной (наиболее вероятной) оценки и граничных значений позволяет однозначно восстановить "треугольную" функцию распределения плотности вероятности. Более естественно вводить вероятностные оценки для расчетных участков. В этом случае сводные оценки по объектам более высокого ранга получаются по известным правилам суммирования случайных величин (и будут обладать меньшим относительным стандартным отклонением, чем исходные оценки). В силу известной трудоемкости процедуры суммирования, возможно введение вероятностных оценок, начиная с объектов более высокого ранга, чем отдельный расчетный участок.

Таким образом, для построения сводных вероятностных оценок должны быть известны функции распределения плотности вероятности для оценок объектов низшего ранга (расчетных участков). При известном аналитическом виде функции аппроксимирующей распределение плотности вероятности (нормальное, логнормальное, равномерное, треугольное и др.), должны быть приведены значения ее параметров. Если функция распределения не может быть представлена в аналитическом виде (например, если ее значения получены с помощью метода Монте-Карло из функций распределения прогностических параметров или из функций распределения суммируемых оценок объектов более низкого ранга), возможно ее представление в виде гистограммы с достаточной частотой дискретизации.

В случае введения вероятностных оценок экспертным путем на основании точечных оценок рекомендуется использовать "треугольное" распределение плотности вероятностей, так как его параметры имеют очевидный физический смысл, а аналитическая форма очень проста. Треугольное распределение достаточно широко применяется в случаях, когда с уверенностью можно установить положение наиболее вероятного значения параметра относительно минимального

максимального значений. Это распределение задается тремя значениями, отвечающими минимальному $X_{\min}$, наиболее вероятному (мода) M, и максимальному $X_{\max}$ значениям оцениваемой характеристики. При этом предполагается, что вероятность достижения крайних значений настолько незначительна, что может быть принята нулевой. Тогда треугольная плотность распределения вероятностей определится как

$$f(X)=\begin{cases}\dfrac{2(X-X_{\min})}{(X_{\max}-X_{\min})(M-X_{\min})}, & X_{\min}\le X\le M\\ \dfrac{2(X_{\max}-X)}{(X_{\max}-X_{\min})(X_{\max}-M)}, & M\prec X\le X_{\max}\end{cases}$$

Пусть, например, имеется некоторый расчетный участок, обладающий НГР в 200 у.е. По экспертным оценкам, эта величина может колебаться от 0 до 400 у.е. Тогда, $X_{\min}=0, X_{\max}=400, M=200$. Подставляя числовые значения в приведенные выше выражения, получим треугольное распределение вида

$$f(X)=\begin{cases}\dfrac{X}{40000} & 0\le x\prec 200\\ -\dfrac{X}{40000}+0.01 & 200\le x\le 400\end{cases}$$

Интервальная оценка этой величины может быть получена путем вычисления соответствующей интегральной функции распределения

$F(X)=\int_{X_{\min}}^{X} f(X)dX$, выражающей вероятность попадания случайной величины левее точки X. В данном случае, при $X\le 200$

$F(X)=\dfrac{1}{40000}\dfrac{X^2}{2}$. Если необходимо получить центральный интервал значений, в который величина НГР попадает с вероятностью 0.9, и, следовательно, оказывается за пределами этого интервала с

вероятностью 0.1, то нужно найти значения X_1 и X_2, удовлетв
ряющие уравнениям $F(X_1)=0.05$ и $1-F(X_2)=0.05$. В нашем
примере, имеем $\frac{1}{40000}\frac{X_1^2}{2}=0.05$ и $X_1=63.25$. В силу симметр
$X_2=336.75$.

В более сложных ситуациях, когда имеется несколько объе
тов с различными распределениями, целесообразно использова
метод имитационного моделирования. В этом случае генерирует
множество случайных чисел для каждого объекта с соответству
щим распределением. Затем из каждого массива производится
влечение числа случайным образом. В зависимости от задачи, э
числа могут суммироваться или обрабатываться иным образом, о
разуя новую выборку. Для определения доверительных границ э
выборка упорядочивается по величине и определяются те значен
X_1 и X_2, в пределах которых заключена заданная доля элемент
выборки.

2.7. Экспертные методы

Роль экспертизы при оценке перспектив нефтегазоносно
любой территории общеизвестна и общепризнана. Экспертизу н
но рассматривать как один из методов оценки нефтегазоносност
том числе составной частью методологии количественного про
зирования.

Для разработки экспертной системы необходимо осуще
вить формализацию знаний эксперта. Вначале должны быть сф
мулированы геологические факты, затем разработана блок-схе
отражающая логику рассуждений эксперта, используемые им к
чевые понятия и принимаемые ими значения и вытекающие из эт
конкретные выводы, далее должна быть создана система правил,
ражающая базу знаний эксперта. Завершающим результатом,
бражающим структуру экспертной системы и последовательност
функционирования, является технологическая схема, окончатель
- компьютерная реализация.

Таким образом, для разработки экспертной системы необхо
дима совместная работа специалистов трех различающихся областей
знаний: геолога, хорошо знающего геологическое строение объекта
оценки и влияние на нефтегазоносность различных геологических
критериев; инженера знаний, который сможет обработать и форма-
лизовать знания геолога и получить базу знаний экспертной систе-
мы, и программиста, который реализует технологическую схему на
компьютере и создаст удобный и наглядный интерфейс. Имеющиеся
в настоящее время научные разработки – оболочки экспертных сис-
тем - позволяют не создавать компьютерное обеспечение в полном
объеме, но разработка базы знаний для оценки любого объекта тре-
бует индивидуального подхода эксперта, поскольку каждый такой
объект (регион, комплекс) обладает спецификой геологического
строения, а следовательно и особенностями в оценке его перспектив
нефтегазоносности.

2.8. Особенности количественной оценки ресурсов акваторий.

В принципе методы оценки ресурсов нефти и газа в морских
акваториях не отличаются от таковых для суши. Критерии выбора
того или иного метода, эталонных и оценочных объектов также
сходны. Однако при выполнении оценки и представлении конечных
результатов по акваториальным районам, необходимо учитывать ряд
специфических особенностей.

Геологическое сходство морских акваторий с сопредельной
сушей распространяется лишь на внутреннюю (приматериковую)
часть континентального шельфа. В меньшей степени это сходство
проявляется с внешней (морской) его частью и с переходной зоной,
разделяющей районы акваторий с корой континентального и океа-
нического типов и расположенной на континентальном склоне. Ме-
стоположение переходной зоны определяет, насколько далеко в море
можно распространить внутреннюю аналогию с более изученных
материковых эталонных участков на морские оцениваемые участки,
тоже связанные с континентальной корой. Таким образом, учет не-
равномерности строения акваторий, обусловленной отдалением от

суши, является важнейшим фактором, который должен учитывать
при дифференцированном подходе к оценке перспектив нефтега
носности.

При современном состоянии изученности большинства ак
торий России надежный количественный прогноз ресурсов мож
быть достигнут для прибрежно-морских бассейнов, где возмож
использование внутренних эталонов, выделяемых как на суше, так
на море.

Внутреннюю аналогию между оцениваемыми объектами
шельфе и геологически сходными с ними эталонными участками
сопредельной суше можно проводить путем интерполяции тех и
иных параметров прежде всего для внутренних частей шельфа, д
которых установлено или обоснованно предполагается подводн
продолжение тех же или таких же тектонических элементов и ко
плексов осадочных отложений. Именно в этих районах чаще все
оценивается более достоверная часть прогнозных ресурсов нефти
газа - категория $Д_1$. Наиболее предпочтительно использование
этих случаях геологических способов метода аналогий с поправо
ными коэффициентами на преимущественное улучшение услови
нефтегазонакопления и формирования месторождений нефти и га
в субаквальных частях бассейна.

Подводные окраины континентов отличаются специфик
тектонических и литолого-стратиграфических условий, причем э
отличия возрастают по мере удаления от берега и наиболее замет
на континентальных склонах и подножиях. Значительные глуби
морского дна и залегания возможно перспективных осадочных о
ложений в пределах континентальных склонов и подножий, а так
весьма низкая современная изученность глубоководных зон бол
шинства акваторий морей России ставят возможности качественно
и количественной оценки перспектив их нефтегазоносности в за
симость от использования отдаленных внешних эталонов, выдел
ных на хорошо изученных зарубежных акваториях.

В отличие от суши при оценке прогнозных ресурсов УВ
недрах акваторий необходимо учитывать глубины морей (батиме
рию), и районирование по климатическим условиям (ледовость), т
как их изменение ограничивает технические возможности не толь
проведения геолого-геофизических исследований, но и последую

го освоения ресурсов нефти и газа. По критерию батиметрии целесообразно производить дифференцированную оценку ресурсов УВ для интервалов глубин моря (0-10 м, 10-50 м, 50-100 м, 100-200 м, 200-300 м, 300-500 м).

Самостоятельной строкой должны оцениваться ресурсы губ и заливов, вдающихся в пределы суши, а также 12 –ти мильные прибрежные зоны, находящиеся в особом режиме недропользования.

3. Раздельная оценка ресурсов углеводородов и их компонентов

3.1. Принципы разделения ресурсов УВ по фазовому состоянию

Согласно существующим представлениям, фазовое состоя-
ние залежей зависит, в основном, от масштабов генерации и качест-
ва генерируемых жидких и газообразных УВ, от современных тер-
мобарических условий, контролирующих взаимную растворимость
УВ, от вида и дальности миграции углеводородных флюидов и др.
Современное фазовое состояние залежей является результатом сово-
купного влияния на углеводородные флюиды как условий образова-
ния последних, так и обстановок формирования, существования и
разрушения залежей.

В качестве критериев прогнозирования фазового состояния
залежей в различных нефтегазоносных регионах применяются со-
временные термобарические условия , соотношения газовых и жид-
ких углеводородов, катагенетическая превращенность ОВ, расстоя-
ние до ближайшей впадины и неотектоническая активность недр и
др., а также соотношения давлений насыщения и начала конденса-
ции с пластовыми давлениями.

В связи с разнообразием факторов, контролирующих фазовое
состояние залежей, для получения надежных результатов оценку
преимущественно нефте- или газоносности территории желательно
проводить с использование максимально возможной геолого-
геохимической информации. На первом этапе работ целесообразно
проанализировать закономерности изменения современного фазово-
го состояния залежей от одного из основных факторов, влияющих на
нефте- или газносность территорий – пластовых термобарических
условий, данные по которым имеются, либо их можно спрогнозиро-
вать во многих районах исследуемого региона. На основе этих ис-
следований во многих случаях можно выявить современные пласто-
вые температуры и давления, при которых существуют различные п
фазовому состоянию залежи. Далее, основываясь на фактическом
материале, следует оценить роль других факторов в формировани
современного фазового состояния залежей и их также использоват

для уточнения прогноза нефте- и газоносности оцениваемой терри-
тории.

3.2. Методика раздельной оценки ресурсов нефти, газа, конденсата и их компонентов

Исследования по раздельной оценке ресурсов нефти, газа и
конденсата проводятся в три этапа:

1. Качественный раздельный прогноз газо- и нефтеносности геологических объектов, т.е. разделение по генетическим признакам земель и перспективных комплексов, на преимущественно (редко – исключительно) газоносные (газа более 80 %), газонефтеносные (ресурсов свободного газа 50 – 80 % от суммарных), нефтегазоносные (нефти от 50 до 80 %), нефтеносные (нефти более 80 %).

2. Количественная оценка НСР (геологических) раздельно свободного газа и нефти и последующая оценка зависимых компонентов – нефтерастворенного газа и конденсатных жидкостей в свободных газовых скоплениях.

3. Вероятностная оценка долей ресурсов УВ, образующих смешанные и самостоятельные фазообособленные скопления в ловушках.

На третьем этапе для оцениваемых объектов производится картирование, расчеты величин или экспертные оценки параметров фазовой дифференциации ресурсов УВ, на основании чего определяются доли ресурсов, включающих разнофазовые залежи УВ.

При оценке ресурсов УВ объемно-генетическим методом для разделения последних на нефть, газ и конденсат можно использовать следующую систему уравнений:

$$Q_н = [\, Q_ж - ПС_к \times Q_г \times 10^{-3} \,] / [1 - ПС_к \times ГФ_{пл} \times 10^{-6}]$$
$$Q_{гк} = Q_ж - Q_н$$
$$Q_{гр} = Q_н \times ГФ_{пл} \times 10^{-3}$$
$$Q_{гсв} = Q_г - Q_{гр}$$

где $Q_ж$ – количество эмигрировавших жидких УВ, тыс.т; $Q_н$ – количество нефти, тыс.т; $Q_{гк}$ – количество газоконденсата, тыс.т; $Q_г$ – количество газообразных УВ, млн.м^3; $Q_{гсв}$ – количество свобод-

ного газа, млн.м^3; $Q_{гр}$ – количество растворенного в нефти газа, млн.м^3; $ПС_к$ – потенциальное содержание конденсата в пласте, г/м^3; $ГФ_{пл}$ – газовый фактор (или газосодержание) нефти в пластовых условиях, м^3/т.

Раздельная оценка прогнозных ресурсов нефти, свободного и растворенного газов и газового конденсата может быть достаточно объективно выполнена с использованием аналогии соотношений этих компонентов в пределах эталонного участка или с помощью интерполяции этих соотношений между несколькими участками. Если фактические данные о разведанных запасах жидких и газообразных УВ в пределах эталонных участков достаточно представительны, то целесообразно построить карты соотношения запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата в общей сумме запасов всех УВ. Средневзвешенные значения этих показателей для каждого оценочного участка можно использовать для разделения суммы прогнозных ресурсов УВ на отдельные компоненты. Подобного рода карты рекомендуется строить по каждому нефтегазоносному комплексу.

Сочетание генетического и эмпирического подходов позволяет получать удовлетворительные результаты при количественном прогнозировании фазового состояния залежей УВ, составляющих неоткрытые ресурсы малоизученных и неизученных геологический объектов.

3.2.1. Оценка ресурсов растворенного в нефти газа

Ресурсы растворенного в нефти газа оцениваются, исходя из геологических ресурсов нефти и данных о насыщенности нефти газом. Исходным объектом оценки является нефтегазоносный комплекс или группа пластов, которые выделяются при прогнозе нефтегазоносности в пределах эталонного участка.

Расчетная формула имеет вид:

$$Q_{р.г.} = Q_н \times r$$

где $Q_{р.г.}$ – геологические ресурсы растворенного газа, $Q_н$ – геологические ресурсы нефти, r – среднее значение пластового газового фактора.

Отбор глубинных проб нефти для определения пластового газового фактора на месторождениях производят из разведочных или эксплуатационных скважин, работающих при давлении, превышающем давление насыщения и при обводненности продукции не более 10 %.

Способ расчета средних значений пластовых и поверхностных газовых факторов выбирается в зависимости от результатов исследования физико-химических свойств по отдельным скважинам и условий разработки залежей.

Среднеарифметический способ определения газовых факторов для любого пласта и месторождения может применяться при отклонении этих параметров по отдельным скважинам, не превышающем 8-10 % от минимального значения.

При значительных колебаниях пластовых и поверхностных газовых факторов по всем месторождениям (залежам), приуроченным к эталонному участку оцениваемого комплекса пород, средние значения газовых факторов рассчитываются средневзвешенным способом. При этом в зависимости от степени изученности месторождений допускается определение средних значений газовых факторов, взвешенных по площади, нефтенасыщенной толщине или объему.

В случае, если пластовый газовый фактор по месторождению (залежи) не изучен, то его значение может быть определено по кривым растворимости газа в нефти в зависимости от пластового давления и плотности нефти или умножением значения газового фактора, замеренного на поверхности, на примерное значение коэффициента перевода поверхностного газового фактора в пластовый, равное 1,15.

3.2.2. Оценка ресурсов конденсата

Конденсат при стандартных условиях представляет собой жидкость, состоящую в основном из предельных УВ, молекулярный вес которых больше, чем у бутанов. Упругость паров этой жидкости не выше упругости паров автомобильного бензина. УВ, составляю-

щие конденсат, в пластовых условиях находятся в газообразной фа-
зе. Они переходят в жидкую фазу при снижении давления и темпе-
ратуры в процессе сепарации газа в поверхностных условиях. В ат-
мосферных условиях конденсат представляет собой в основном
смесь относительно низкокипящих метановых, нафтеновых и арома-
тических УВ, выкипающих на 50-95 % при температуре до 200°С.
Смолы и асфальтогеновые кислоты встречены в конденсатах в не-
больших количествах.

Различают сырой, товарный и стабильный конденсаты. Сы-
рой (насыщенный) конденсат – это жидкая углеводородная фаза, не
прошедшая стадию стабилизации и содержащая растворенный газ и
пропан-бутановые фракции. Товарный конденсат – это жидкая фаза
продукции газоконденсатных скважин, полученная после полной
сепарации газа. Его характеристика зависит от условий (полноты)
сепарации. Стабильным (выветренным или дебутанизированным
конденсатом называется жидкая фаза, состоящая из УВ C_5 + высших.
При подсчете прогнозных ресурсов учитывается только стабильный
конденсат.

Геологические ресурсы конденсата – это произведение гео-
логических ресурсов свободного газа на потенциальное содержание
конденсата в газе, т.е. количество жидкости, которая может выде-
литься из газа при снижении пластовых давлений и температур до
стандартных условий. Выход конденсата (конденсатно-газовый фак-
тор) – отношение количества (или дебита) стабилизированного кон-
денсата ($м^3$) к количеству (или дебиту) газа ($м^3$).

Газоконденсатный фактор ($м^3/м^3$ или $г/м^3$) меняется в значи-
тельных пределах, в связи с чем газоконденсатную смесь классифи-
цируют как низкоконденсатную (до 30 $г/м^3$), среднеконденсатную
(30-100), выше-среднеконденсатную (100-300) и высококонденсат-
ную (более 300).

Содержание конденсата в газе зависит от многих факторов,
главными из которых являются пластовые температуры, пластовые
давления (в т.ч. давление фазового перехода, включающие давление
насыщения и давление начала конденсации), а также объемы газовой
фазы, состав газов, контролирующих растворимость различных
групп жидких углеводородов в газе. Для прогноза температур и дав-
лений необходимо для каждого комплекса иметь глубины залегани-

(на основе региональных структурных построений); пластовые давления (с учетом аномальных в уже открытых залежах); пластовые температуры (на основе карт геотермических градиентов и непосредственных замеров в залежах и в глубоких скважинах).

Величина стабильного конденсата, его физико-химические свойства и состав зависят также от состава исходного органического вещества. В общем случае, содержание конденсата увеличивается в газах, генетически связанных с сапропелевым ОВ, по сравнению с гумусовым. При этом возрастает плотность конденсатов, их ароматичность и уменьшается содержание в них бензинов.

Методика оценки ресурсов конденсата принципиально не отличается от оценки ресурсов конденсатсодержащего газа. Она заключается в использовании аналогии содержания конденсата в пределах эталонного участка или интерполяции этого содержания на смежные участки.

Если данные о разведанных запасах конденсата в газе на эталонных участках представительны, то целесообразно построение карт изменения запасов конденсата по площади, включающей расчетные участки. При прогнозе используются средневзвешенные по эталонным участкам значения потенциального содержания конденсата, а также его состав и физико-химические свойства.

Для районов, где имеются данные о начальном потенциальном содержании конденсата и его групповом составе в прогнозной оценке ресурсов конденсата можно использовать номонограмму, составленную А.Н.Гриценко, Т.Д.Островской и В.В.Юшкиным (рис.3.2.2.). В левом нижнем углу номограммы на кривой необходимо найти ординату, соответствующую содержанию нафтеновых, а затем ароматических УВ, в %. Пересечение этой ординаты с абсциссой, отвечающей начальному потенциальному содержанию конденсата в залежи в $г/м^3$, покажет коэффициент конденсатоотдачи. Эта величина может быть положена в расчеты конденсатоносности свободных газов при прогнозной оценке ресурсов конденсата.

3.2.3. Оценка ресурсов нефтей различных свойств и состава

Нефти существенно различаются между собой по свойствам и составу. Согласно ГОСТ 9965-76, нефти по плотности подразде-

ляются на легкие (до 0,850 г/см^3), средние (0,851-0,885 г/см^3) и тяже-
лые (более 0,885 г/см^3), по содержанию серы – на малосернистые (до
0,60 %), сернистые (0,61-1,80 %) и высокосернистые (более 1,80 %).
В большинстве случаев тяжелые нефти приурочены к верхней части
разреза, легкие – к нижней. Но есть и большое количество исключе-
ний, когда тяжелые нефти встречены на больших глубинах, а легкие
– в относительно приподнятых районах. Таким образом, современ-
ные условия залегания нефтей не могут служить надежными крите-
риями прогноза качества нефтей.

Многообразие факторов, влияющих на нефти и трансформи-
рующих их, создает большие трудности при прогнозировании
свойств и состава нефтей на оцениваемом участке. Существенные
ошибки наиболее вероятны при использовании внешнего эталона из-
за различий состава органического вещества, генерировавшего
нефть, аккумулировавшуюся на эталонном и расчетном участках.

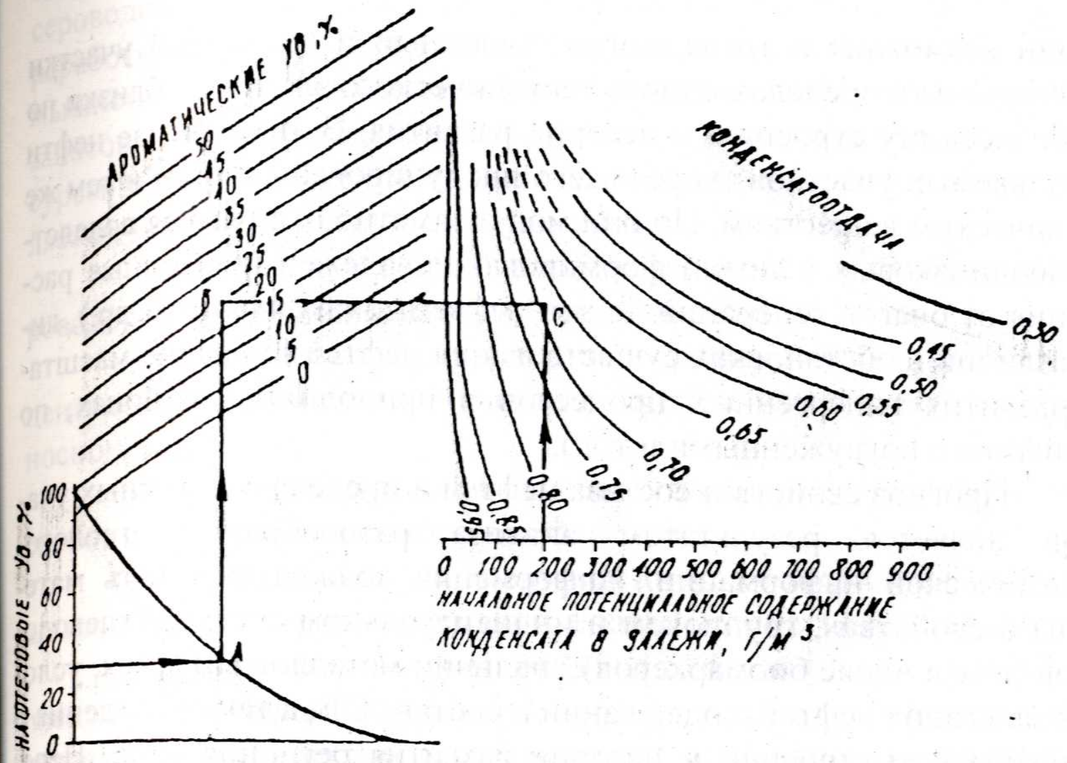


Рис.3.2.2. Номограмма для определения коэффициента извлечения конденсата (по А.Н.Гриценко и др.)

Но они возможны и тогда, когда эталонный и расчетный участ
расположены в пределах одного тектонического элемента, близки п
геологическому строению и истории развития. В этом случае нефт
сравниваемых участков скорее всего продуцированы одним и тем же
органическим веществом. Но они могут заметно отличаться вследст
вие неодинаковых условий формирования залежей (различные рас
стояния от очагов генерации до зон нефтегазонакопления и др.), ли
бо различий в обстановках существования нефтей (большие масшта
бы развития гипергенных процессов в приподнятых районах, п
сравнению с погруженными и т.д.).

Прогноз свойств и состава нефтей в пределах расчетных уча
стков является результатом анализа разнообразной геолого
геохимической информации. Информация должна включать мате
риалы о свойствах, групповом и индивидуальном составе углевод
родов (в том числе биомаркеров), наличии металлов в нефтях, усло
виях залегания нефтей, содержании и составе ОВ, а также сведения
геологическом строении и истории развития регионов и др. Пер
численная информация лежит в основе существующих по многи
нефтегазоносным регионам России карт прогноза свойств и соста
нефтей (плотности, содержания серы, бензинов и др.). Эти карт
рекомендуется использовать при оценке прогнозных ресурсов не
тей различного качества.

По слабо изученным нефтегазоносным комплексам, где из-
отсутствия необходимой геолого-геохимической информации
представляется возможным составить карты прогноза состава не
тей. Для определения коэффициента аналогии по качеству нефти п
сравнении эталонного и расчетного участков необходимо учитыва
все перечисленные в начале раздела первичные и вторичные фак
ры, определяющие состав нефти.

3.2.4. Оценка ресурсов компонентов свободного и раст
ренного газа

В составе свободного и растворенного в нефти газа в бо
шинстве районов присутствуют и нередко достигают высоких к

центраций такие компоненты, как этан, пропан, бутаны, конденсат, сероводород, углекислый газ, гелий, азот и другие, выделение и переработка которых дает ценное сырье для различных отраслей промышленности. В стране ведется государственный учет разведанных запасов и добычи всех перечисленных выше компонентов газа. Ресурсы этих компонентов также подлежат оценке, которая осуществляется, исходя из следующей последовательности:

- определение границ распространения этансодержащих, сероводородсодержащих, азот- и гелийсодержащих газов;
- районирование территории в пределах этих границ по концентрации полезного компонента в каждом выделенном нефтегазоносном комплексе;
- выделение подсчетных объектов, аналогичных при оценке свободного и растворенного в нефти газа;
- определение средневзвешенного содержания полезного компонента в природном газе в пределах подсчетного объекта.

Оценка производится раздельно по нефтегазоносным комплексам в пределах одного или группы подсчетных участков. Для каждого из комплексов строится карта изменения процентного содержания данного компонента и определяются его средневзвешенные значения.

Для объектов, в которых имеются достаточно апробированные анализы составов пластового газа, средневзвешенное значение рассчитывается по формуле:

$$Q_{ср} = \frac{(Q_1 q_1 + Q_2 q_2 + \ldots + Q_n q_n) \times 100\ \%}{Q},$$

где $q_{ср}$ – средневзвешенное значение содержания полезного компонента газа в пределах подсчетного объекта; Q_1, Q_2, …, $Q_п$ – начальные разведанные запасы газа в пределах месторождений или залежей, входящих в подсчетный объект; q_1, q_2, …, $q_п$ – начальное содержание компонента в газе; Q – начальные разведанные запасы газа подсчетного объекта.

Имеется определенная специфика оценки ресурсов углеводородных и неуглеводородных компонентов.

3.2.4.1. Оценка ресурсов углеводородных компонентов свободного и растворенного газа

За основу дифференциации газа по углеводородному составу принята концентрация этана в газе 3 % и более, которая является минимально рентабельной при современном технологическом уровне извлечения этана из свободного газа. Природные газы, содержащие 3 % и более этана, определяются как этансодержащие, менее 3 % - как метановые. Для метановых газов характерно содержание метана 90-100 %, тяжелых углеводородов до 3 %. Этановые газы характеризуются содержанием этана 3-6 %, при сумме тяжелых УВ до 10 %. Выделяемые внутри этансодержащей смеси этан-пропановые газы характеризуются содержанием гомологов 10-30 %, в том числе этана 6-9 %. Пропан-бутановые газы характеризуются содержанием тяжелых УВ более 30 %, в том числе этана более 9 %.

Разнообразие составов этансодержащих газов определяется сочетанием, главным образом, двух факторов: соотношением гумусового и сапропелового органического вещества в отложениях, генерировавших эти газы, с одной стороны, и степенью его преобразованности, - с другой. Статистически установлено, что содержание гомологов метана возрастает от газовых залежей к газам газовых шапок и газоконденсатным. Газы с относительно повышенным содержанием гомологов метана характерны для палеозойских комплексов и встречены также в отложениях юры и нижнего мела. На небольших глубинах и в молодых литолого-стратиграфических комплексах газы преимущественно метановые. Эти закономерности, как и многие другие, необходимо учитывать при прогнозировании концентрации этана, пропана и бутана и выделении участков для оценки их ресурсов.

Оценка ресурсов углеводородных компонентов природного газа по оцениваемой территории основывается на осредненных составах и запасах газов в пределах месторождений, зон газонакопления, интервалов глубин, а также в пределах газоносных комплексов и тектонических элементов. Ресурсы газа в пределах оцениваемых территорий умножаются на потенциальное содержание компонента. Потенциальное содержание этана, пропана, бутанов определяется

путем умножения доли каждого из них в пластовом газе на коэффициенты, соответственно, 12,5; 18,3; 24,2 (табл.3.2.1). Указанные выше коэффициенты определились по формуле К = 10 М/24,04, где К – коэффициент подсчета массы компонентов в г/м^3 при 20°С; М – молекулярная масса компонента, г/м^3, 24,04 – объем 1 кмоля газа при 20°С и 0,1 Мпа.

Прогнозные ресурсы углеводородных компонентов определяются по формулам:

для этана C_2H_6 $Q_к = Q_г.q_{ср}$ x 12,5 x 10^3, тыс.т
для пропана C_3H_8 $Q_к = Q_Г .q_{СР}$ x 18,3 x 10^3, тыс.т
для бутанов C_4H_{10} $Q_к = Q_г .q_{ср}$ x 24,2 x 10^3, тыс.т,

где $Q_к$ – прогнозная оценка компонента, тыс.т;

$Q_г$ – прогнозная оценка этансодержащего свободного газа или газа растворенного в нефти в пределах подсчетного участка млрд.м^3;

$q_{ср}$ – среднее объемное или мольное содержание компонента в газе.

Наряду со статистическими методами подсчета ресурсов полезных компонентов, целесообразно использовать графический метод с построением карт плотностей начальных суммарных ресурсов газа и зональности какого-либо компонента. Оценка ресурсов в пределах расчетных участков при этом проводится путем совмещения карты зональности распределения отдельных компонентов и карты плотностей потенциальных ресурсов газа. Ресурсы полезного компонента какого-либо участка будут определяться по формуле

$$Q_{.к} = F_1 P_1 q_1,$$

где $Q_{.к}$ – прогнозная оценка полезного компонента, млн.м^3; F_1 – площадь расчетного участка, км^2; P_1 – среднее значение плотности ресурсов газа данного участка, млн.м^3/км^2; q_1 – среднее содержание полезного компонента, %.

Таблица 3.2.1

Основные физические характеристики природных газов

Компоненты	Молекулярная масса	Плотность при 0,1 Мпа и 20°С, кг/м^3	Критическое давление, Мпа	Критическая температура,^{0}К	Коэффициент для подсчета потенциального к-ва в г/м^3 при 20°С и 0,1 МПа
Метан	16,042	0,668	4,73	191,1	6,7
Этан	30,068	1,251	4,98	305,4	12,5
Пропан	44,094	1,834	4,34	370,0	18,3
Бутан	58,120	2,418	3,87	425,2	24,2
Пентан	72,146	3,001	3,44	469,8	30,0
Гексан	86,146	3,585	3,09	507,8	35,8
Углекислый газ	44,010	1,831	7,38	304,2	18,3
Сероводород	34,016	1,431	9,18	373,6	14,3
Азот	28,016	1,166	3,46	126,2	11,7

Ресурсы полезного компонента природного газа территорий с различной плотностью ресурсов и различным его содержанием на отдельных участках определяются суммой ресурсов отдельных участков:

$$Q_{п.к.} = Q_{1п.к.} + Q_{2п.к.} + Q_{3п.к.} + q_{1п.к.}$$

Подсчет ресурсов углеводородных компонентов, проведенный по отдельным районам двумя способами, показал достаточное совпадение результатов с отклонением не более 10-15 %, что свидетельствует о возможности применения того или другого способа в зависимости от изученности территории, представительности фактического материала и достоверности построения карты потенциальных ресурсов газа.

Для хорошо изученных территорий наиболее применимым является способ осредненных значений, поскольку большое количество разведанных месторождений позволяет детально охарактеризовать состав газов основных тектонических зон, нефтегазоносных комплексов и интервалов глубин. Для определения границ распространения кондиционных этансодержащих газов в этих районах необходимо построение карт газовой зональности с целью исключения

из подсчета территорий, характеризующихся составом газа с содержанием этана менее 3 %.

3.2.4.2. Оценка ресурсов неуглеводородных компонентов свободного и растворенного газа

Сероводородсодержащие газы – сероводород, сера. Сероводород в свободном и попутном газе учитывается при его концентрации свыше 0,00139 % (объемных) или 2 г/100 м^3, так как газ при такой концентрации и выше нуждается в очистке в связи с его высокой коррозионной способностью и вредным воздействием на окружающую среду.

К потенциально сероводородсодержащим следует относить газы сульфатно-карбонатных и сульфатно-терригенных комплексов отложений, поскольку основным источником сероводорода являются сульфаты. При значительных масштабах генерации и накопления сероводорода, что возможно в глубоко залегающих сульфатно-карбонатных комплексах, он может присутствовать в небольших концентрациях (как правило, не более 1 %) в газах локальных объектов в отложениях, контактирующих с сульфатно-карбонатными породами. Прогнозировать такие случаи не представляется возможным.

В глубоко залегающих комплексах отложений, содержащих сульфатные породы, где пластовые температуры не превышают 60^{0}С, сероводород имеет бактериальное происхождение. Его концентрация в газах обычно не превышает 1 %.

Высоконцентрированные сероводородсодержащие газы связаны с глубокопогруженными сульфатно-карбонатными комплексами, в которых сероводород образуется в результате термохимических процессов. Поэтому с ростом температур масштабы его генерации увеличиваются.

Ввиду аномально высокой реакционной способности сероводорода, его концентрация в газах сильно зависит от условий консервации, которые, в свою очередь, определяются минералогическим составом пород, вмещающих залежи и контактирующих с породами ловушек. Следствием этого являются резкие (от следов до десятков процентов) колебания содержания сероводорода в газах не только в близко расположенных друг к другу ловушках, но и в пределах од-

ной и той же ловушки. Поэтому, в отличие от большинства других компонентов газов, при прогнозе содержания сероводорода в газе нельзя использовать приемы интерполяции.

В неглубоко залегающих комплексах отложений, в зонах распространения малосернистых, реже сернистых газов, выделяемых на основании информации о литологическом составе пород, для оценки ресурсов сероводорода можно использовать средневзвешенное по запасам значение его концентрации в газах на эталонных участках.

Применение аналогичного подхода к оценке ресурсов сероводорода в зонах глубокого залегания сульфатно-карбонатных комплексов (для которых эта оценка значительно более важна, чем в первом случае) может дать очень большие ошибки. Концентрация сероводорода в газах таких зон колеблется от следов до десятков процентов. Достоверность локального прогноза полностью зависит от правильности интерпретации закономерностей распространения кислых газов в открытых залежах и представления о главных путях образования сероводорода.

В соответствии с разработанной во ВНИГНИ моделью генерации и накопления кислых газов, в основе которой лежит представление о том, что крупномасштабную генерацию сероводорода может обеспечить только термохимическая сульфатредукция (ТСР), оптимальными для его накопления являются следующие условия.

1. Наличие сульфатов в резервуарных породах или/и в перекрывающих и подстилающих их горизонтах. Наибольшие концентрации сероводорода можно ожидать в ловушках, где предполагается непосредственный контакт углеводородов с сульфатами.

2. Пластовые температуры выше 60^0С в нефтегазоносных зонах и выше 140^0С- в газоносных. Эти значения, определенные эмпирически, являются температурными минимумами, при которых в природных условиях фиксируется ТСР. При прочих равных условиях с ростом температур концентрация сероводорода в газах будет увеличиваться.

3. Преимущественно карбонатный состав пород, не только вмещающих залежь, но и контактирующих с ней по вертикали и латерали, что обеспечивает наилучшие условия сохранности сероводорода.

Прогнозировать концентрацию сероводорода в газах перспективных объектов в настоящее время можно только на основании данных по открытым скоплениям, залегающим в аналогичных условиях.

Ресурсы сероводорода и газовой серы в природном газе рассчитываются по формуле:

$$QH_2S = \frac{Q_r . i . p}{100} \qquad Q_s = QH_2S \times \frac{32}{34},$$

где QH_2S – прогнозная оценка запасов сероводорода, т;

Q_s – прогнозная оценка запасов серы, т;

Q_r – прогнозная оценка запасов газа, тыс.$м^3$;

i – среднее содержание сероводорода, %;

p – плотность сероводорода (кг/$м^3$) при температуре 20^oC и давлении 0,1 Мпа (принимается равной 1,41 кг/$м^3$).

Запасы и ресурсы газовой серы (в тыс.т) определяются умножением запасов сероводорода на 0,94 – отношение атомной массы серы (32) к молекулярной массе сероводорода (34).

Гелий. Запасы и ресурсы гелия подлежат подсчету и учету при содержании гелия: а) в свободном газе и газе газовых шапок от 0,050 % (объемных) и выше; б) в растворенном в нефти газах от 0,035 % и выше; в) в пластовом негорючем газе (азотный и др.) от 0,100 % и выше.

По содержанию гелия природные газы подразделяются на негелиеносные (гелия менее 0,05 % в свободных и 0,035 % в нефтяных газах), гелиеносных (от 0,035-0,050 до 0,100 %) и высокогелиеносные (более 0,1 %).

Фоновые концентрации гелия меняются от тысячных долей процента в областях мощного мезозойского и кайнозойского осадконакопления до десятых долей и даже единиц процента на пологих склонах и положительных структурах нефтегазоносных провинций с неглубоким залеганием кристаллического фундамента. В пределах отдельных нефтегазоносных бассейнов фоновые концентрации гелия, как правило, закономерно уменьшаются от бортовых частей и положительных структур к впадинам.

Аномальные концентрации гелия, как правило, связаны с дизъюнктивными нарушениями и геохимическими аномалиями, вы-

званными разгрузкой высокогелиеносных минерализованных вод из более глубоких горизонтов.

Азот. Запасы и ресурсы азота подлежат учету и подсчету при его содержании в газе не менее 15 %. Природные газы по содержанию азота подразделяются на низкоазотные (до 3 %), малоазотные (3-10 %), среднеазотные 10-15 %) и высокоазотные (более 15 %). Высокоазотные газы в свою очередь подразделяются по содержанию азота на три группы: 15-50; 50-80 и 80-100 % и рассматриваются как источники для получения жидкого азота на установках сжижения.

В России высокоазотные газы развиты на ряде месторождений Удмуртии в отложениях каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса при содержании азота 86-99 %, а также других.

Запасы и ресурсы азота определяются умножением запасов и ресурсов газа в пределах подсчетного объекта на концентрацию азота и выражаются в $м^3$. При расчетах азота в тоннах потенциальное содержание азота в газе $г/м^3$ определяется умножением процентного его содержания на коэффициент 11,7.

Углекислый газ (диоксид углерода). Запасы и ресурсы углекислого газа CO_2 подлежат учету при его содержании в газе не менее 15 % и определяются умножением запасов и ресурсов газа в пределах подсчетного объекта на концентрацию CO_2 и выражаются в $м^3$. При расчетах CO_2 в тоннах потенциальное содержание CO_2 в $г/м^3$ определяется умножением процентного его содержания на коэффициент 18,3.

4. Определение коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата при расчете извлекаемых ресурсов

Задачи прогнозирования коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата и на их основе извлекаемой части неразведанных ресурсов решаются методами прямой геологической аналогии или с использованием детерминированных моделей, приближенных к реальным условиям.

Под *коэффициентом извлечения нефти из недр (КИН)* понимают выраженную в долях единицы или в процентах относительную величину, показывающую, какая часть балансовых запасов нефти извлекается из недр при разработке залежи с применением современной апробированной технологии и техники добычи до предела экономической рентабельности с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

КИН является технико-экономической характеристикой, обоснованной геолого-геофизическим строением объекта подсчета, а также экономическими критериями разработки месторождений. На поисковом этапе производят предварительную оценку КИН с привлечением данных по экологии. На разведочном этапе, на первой стадии оценки месторождений КИН устанавливают на базе технико-экономического обоснования по материалам объекта подсчета. На последующих стадиях КИН уточняют в проектных документах на разработку месторождений, составляемых с учетом дополнительных данных, получаемых в процессе доразведки, эксплуатационного разбуривания и анализа разработки месторождения.

На величину КИН оказывают влияние такие геолого-промысловые факторы, как режим залежи и соотношение фаз УВ, литология и тип коллектора, степень неоднородности пластов, коллекторские свойства пород, вязкость нефти, тип вытесняющего агента, размеры водонефтяных зон, применяемые системы разработки и др. Большинство из этих свойств на стадии прогнозирования нефтегазоносности остаются неопределенными, но могут прогнозироваться на основе простейших статистических моделей, построенных по достоверным промысловым данным на открытых месторождениях. Примером могут служить многопараметровые зависимости КИН от

гидропроводности, плотности сетки скважин, песчанистости и расчлененности разреза. Точность и надежность оценок КИН, естественно, будут зависеть от точности прогнозирования указанных параметров.

В пределах одного нефтегазоносного комплекса однородно построенных объектов среднее значение КИН является достаточно устойчивым. Поэтому усредненное значение КИН залежей, разведанных в соответствующем комплексе одного района, правомерно использовать для прогноза КИН неразведанных ресурсов того же нефтегазоносного комплекса другого района. Этот прием позволяет статистически учесть разнообразие геолого-промысловых условий и характеристик для прогноза нефтегазоотдачи при оценке ресурсов на основе геологических аналогий.

Так, на большом фактическом материале установлены значительные различия вещественного состава и геологической неоднородности продуктивных пластов Урало-Поволжья и Западной Сибири, т.е. факторов, непосредственно влияющих на нефтеизвлечение. Полимиктовые коллекторы Западной Сибири имеют более сложный вещественный состав, чем кварцевые коллекторы Урало-Поволжья, что в конечном счете определяет и более низкие значения коэффициентов вытеснения нефти из коллектора, характерные для первого из сравниваемых районов.

Таким образом, можно рекомендовать расчет (прогноз) КИН для однородных по геолого-промысловым параметрам участков, т.е. для отдельных нефтегазоносных комплексов в пределах тектонически и фациально единых зон на базе средневзвешенных значений КИН по залежам, разведанным на эталонных участках данного комплекса. При выделении эталонной группы залежей, для которой вычисляется средневзвешенный КИН следует использовать обычные соображения о непредставительности и исключении из выборки нетипичных разрабатываемых месторождений. В число эталонных не следует включать залежи, аналогии которых по тем или иным причинам открывать не прогнозируется. Если прогнозируется существенное отличие будущих открытий по фильтрационно-емкостным и технологическим параметрам от эталонной выборки объектов, использовать для оценки средние значения КИН неправомерно. В таком случае рекомендуется применять указанные простейшие стати-

стические модели, которые в определенной мере допускают экстраполяцию. Хотя надежность оценок КИН при этом снижается, возможные ошибки прогноза будут тем не менее не так значительны, как при использовании средних значений.

Рекомендуется следующая принципиальная схема определения КИН для неразведанных ресурсов нефти:

выделение районов, характеризующихся относительным постоянством геолого-промысловых условий в пределах оцениваемых нефтегазоносных комплексов;

выделение в этих комплексах разрабатываемых или разведанных залежей нефти, отбраковка объектов с недостоверными значениями КИН, формирование эталонной выборки объектов;

подсчет средневзвешенного значения КИН по эталонной выборке и построение статистической модели КИН;

прогноз нефтеотдачи для неразведанных ресурсов рассматриваемого нефтегазоносного комплекса в пределах оцениваемой территории.

Такой путь приемлем при наличии в данном комплексе разрабатываемых залежей. При отсутствии таковых (прогнозная оценка по категории $Д_2$) коэффициент нефтеотдачи следует определять дифференцированно по нефтегазоносным комплексам, используя для каждого из них аналогию с наиболее сходными по литологии, типам коллекторов и другим характеристикам комплексами других районов.

Величина КИН для неразведанных ресурсов должна отражать не только современный уровень техники и технологии извлечения нефти из недр, современные масштабы внедрения новых методов добычи, характерные для эталонных объектов, но и технический прогресс в этой области, включая уже апробированные технологии вскрытия нефтенасыщенных пластов горизонтальными скважинами и др.

Коэффициент извлечения газа (КИГ) или коэффициент газоотдачи показывает долю балансовых запасов или ресурсов свободного газа, которая извлекается из недр при разработке залежи с применением современной апробированной технологии и техники добычи до предела экономической рентабельности с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

Приемы определения величины газоотдачи в принципе не отличаются от таковых для нефтеотдачи, но имеются субъективные проблемы их реализации из-за отсутствия общепринятой нормативной базы. Хотя очевидна реальность безвозвратных потерь газа при разработке большинства залежей из-за геологических, технологических и экономических факторов, в действующей «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» учет КИГ не предусмотрен.

Коэффициент извлечения конденсата (КИК) является наиболее сложной задачей прогнозирования, поскольку его значение меняется во времени в зависимости от режима залежи и применяемой системы разработки. В начальный период эксплуатации газоконденсатных залежей химический состав добываемого газа и содержание в нем конденсата очень близки к фактическому соотношению последних в пластовых условиях. При разработке газоконденсатных залежей на истощение происходит снижение давления, при этом температура в пласте меняется несущественно, т.е. давление снижается практически при изотермическом процессе. Это приводит к ретроградным явлениям в пласте, постепенному снижению плотности добываемого газа, уменьшению в нем содержания конденсата, а при значительных содержаниях последнего и низких фильтрационных свойствах пласта – к прекращению фильтрационных процессов и защемлению газа в пласте. При этом пластовые потери конденсата колеблются в пределах 20-70 %, составляют в среднем 50-55 %. В то же время регулированием отборов при упруговодонапорном режиме, а также закачкой воды или газа в пласт, в отдельных случаях можно достигнуть сохранение пластового давления на уровне, близком к первоначальному, и стабилизировать содержание конденсата в добываемом газе.

На основании изложенного для ориентировочных прогнозных оценок коэффициент извлечения конденсата рекомендуется исчислять, исходя из фактических значений КИК по эталонным залежам с последующим их распространением на подсчетные участки.

При отсутствии доверительной информации рекомендуется принимать КИК в среднем значении 0,65, поскольку сумма ретроградных потерь (при разработке с использованием естественной энергии пласта) равна примерно 25 %, а запасов конденсата, остав-

шихся в не добытом газе, - около 10 %. Указанный коэффициент умножается на соответствующие, рекомендованные выше коэффициенты извлечения газа. В итоге ожидаемый коэффициент извлечения конденсата для различных залежей при прогнозной оценке составит 0,45-0,7.

5. Оценка распределения ресурсов нефти и газа по месторождениям различной крупности

Одна из важных характеристик структуры начальных суммарных ресурсов нефти и (или) газа – распределение их по залежам (месторождениям) с различными запасами. Эта задача решается методами математического моделирования, теоретическое обоснование и прикладные результаты которых подробно рассмотрены в специальных работах М.Д.Белонина, Л.М.Бурштейна, В.И.Демина, А.Э.Конторовича, В.И.Шпильмана и др. Ниже в обобщенном виде излагаются основные положения.

Введем исходные понятия. В недрах любого нефтегазоносного бассейна, независимо от его изученности, содержится некоторая совокупность месторождений $\theta_1, \theta_2, \ldots, \theta_N$, т.е. генеральная совокупность. Количество месторождений N будем называть объемом генеральной совокупности.

Все открытые на некоторую дату T скопления углеводородов $\theta_1', \theta_2', \ldots, \theta_{n_0}$ являются выборкой из генеральной совокупности или выборочной совокупностью (n_0 – объем выборки). Часть (r) этих скоплений по экономическим критериям, принятым на момент T, к месторождениям отнести нельзя. Их необходимо исключить из дальнейшего рассмотрения, введя некоторую границу θ_0, ниже которой скопления месторождениями не считаются. Переобозначим оставшиеся n: $n = n_0 - r$ скоплений, которые являются месторождениями, и будем считать эту совокупность $\theta_1', \theta_2', \ldots, \theta_n$ выборкой.

Выборочная совокупность имеет ряд специфических особенностей, отражающих особенности поискового процесса: 1) безвозвратный характер – любое месторождение, став элементом выборки, должно быть исключено из генеральной совокупности, это означает, что ни одно месторождение не может быть открыто дважды; 2) элементами выборки месторождения становятся далеко не случайным образом – на первых этапах поисково-разведочных работ открываются с большей вероятностью крупные и крупнейшие месторождения и с существенно меньшей – средние и мелкие.

Наиболее важной для рассматриваемого круга задач прогноза является остаточная совокупность месторождений, которая представляется разностью двух определенных выше совокупностей: генеральной и выборочной. Другими словами, остаточная совокупность – это неоткрытые месторождения нефти и газа, в которых сосредоточены перспективные и прогнозные ресурсы бассейна, с которыми связано планирование дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ в этом бассейне.

Для описания частоты встречаемости УВ скоплений разной крупности используются законы распределения: логнормальный, экспоненциальный, показательный, Гамма, Ципфа, Парето и др. Каждое из распределений является отражением конкретной геологической гиротезы, которой придерживается автор расчетов и соответствующих прогнозов.

Ниже рассматривается модель распределения ресурсов нефти и газа по месторождениям разной крупности на основе усеченного распределения Парето, применимая для оценки ресурсов слабоизученных территорий, а также имитационные модели оценки структуры ресурсов нефтегазоносного бассейна и динамики их выявления.

5.1. Распределение ресурсов нефти и газа по месторождениям разной крупности.

Оптимальным объектом для оценки количества и суммарных ресурсов УВ по заранее заданной произвольной системе интервалов (классов крупности) является нефтегазоносный бассейн (НГБ). Наиболее развитым и адаптированным вероятностным распределением для решения этой задачи является усеченное распределение типа Парето (УРП), которое можно считать его одним из фундаментальных стохастических законов естествознания, в частности законом нафтидогенеза, характеризующим важнейшие особенности процессов концентрации и рассеивания УВ, адекватным математическим описанием их результатов. Апробировано и показано неоднократно, что Парето-распределение может быть использовано для описания распределения по крупности месторождений (залежей) УВ в пределах достаточно крупных объектов прогноза как по разрезу отдель-

ных нефтегазоносных комплексов, так и по площади нефтегазоносных провинций, областей и зон нефтегазонакопления.

Остановимся теперь на том, как использовать усеченное распределение Парето для прогноза количества и суммарных запасов залежей УВ, а также на том, как оценивать параметры этого распределения в каждом конкретном случае.

Плотность усеченного распределения вероятностей Парето имеет вид:

$$\varphi(\theta,\lambda,\gamma,Q)=\frac{(1-\lambda)(\gamma Q)^{\lambda}}{(\gamma Q)^{\lambda}\left[(\gamma Q)^{1-\lambda}-1\right]-(\gamma Q-1)(1-\lambda)}\left[\frac{1}{\theta^{\lambda}}-\frac{1}{(\gamma Q)^{\lambda}}\right]$$

Параметрами распределения являются: θ - аргумент распределения, запасы произвольной залежи, θ_0 – минимальные запасы скоплений, относящихся к залежам и входящим в величину начальных суммарных ресурсов углеводородов

$$Q = \sum_{\theta > \theta_0} \theta ,$$

γ - так называемый параметр усечения, ограничивающий справа область определения функции плотности вероятностей φ : $[\theta_0, \gamma Q]$, $0<\gamma\leq 1$ и, наконец, самый важный параметр – показатель степени λ, $1< \lambda <3$.

Для любого интервала запасов $[\theta_1, \theta_2]$, $\theta_0\leq\theta_1<\theta_2\leq \gamma Q$, с помощью обычного интегрирования плотности вероятностей φ были получены выражения для вычисления количества залежей в этом интервале $N\theta_1, \theta_2$ и суммарных запасов залежей в нем $Q\ \theta_1, \theta_2$:

$$N_{\theta_1,\theta_2}=\frac{2(2-\lambda)Q\left[(\gamma Q)^{\lambda}\left(\theta_2^{\,1-\lambda}-\theta_1^{\,1-\lambda}\right)-(1-\lambda)(\theta_2-\theta_1)\right]}{(1-\lambda)\left[2(\gamma Q)^{\lambda}\left((\gamma Q)^{2-\lambda}-1\right)-(2-\lambda)\left((\gamma Q)^{2}-1\right)\right]}$$

$$Q_{\theta_1,\theta_2}=\frac{Q\left[2(\gamma Q)^{\lambda}\left(\theta_2^{2-\lambda}-\theta_1^{2-\lambda}\right)-(2-\lambda)\left(\theta^{2}{}_2-\theta^{2}{}_1\right)\right]}{2(\lambda Q)^{\lambda}\left[\left((\gamma Q)^{2-\lambda}-1\right)-(2-\lambda)\left((\gamma Q)^{2}-1\right)\right]}$$

В частности, если ввести понятие крупных залежей и определить, что к ним относятся залежи с запасами каждой свыше θ, то подставив в предыдущие выражения $\theta_1 = \theta$, $\theta_2 = \gamma\theta$ получим выражение для оценки количества N* и суммарных запасов Q* крупных залежей:

$$N^{*}=N_{\sigma,\gamma Q}=\frac{2(2-\lambda)Q\left[(\gamma Q)^{\lambda}\left((\gamma Q)^{1-\lambda}-\tilde{\tilde{Q}}^{1-\lambda}\right)-(1-\lambda)\left(\gamma Q-\tilde{\tilde{Q}}\right)\right]}{(1-\lambda)\left[2(\gamma Q)^{\lambda}\left((\gamma Q)^{2-\lambda}-1\right)-(2-\lambda)\left((\gamma Q)^{2}-1\right)\right]}$$

$$Q^{*}=Q_{\theta,\gamma Q}=\frac{Q\left\{2(\gamma Q)^{\lambda}\left[(\gamma Q)^{2-\lambda}-\theta^{\tilde{\tilde{2-\lambda}}}\right]-(2-\lambda)\left((\gamma Q)^{2}-\tilde{\tilde{\theta^{2}}}\right)\right\}}{2(\gamma Q)^{\lambda}\left[(\gamma Q)^{2-\lambda}-1\right]-(2-\lambda)\left[(\gamma Q)^{2}-1\right]}$$

В дальнейшем для оценки параметров усеченного распределения Парето потребуются еще два соотношения. Первое определяет долю L начальных суммарных ресурсов Q, сосредоточенную в крупных залежах, которая получается делением Q* на Q:

$$L=\frac{2(\gamma Q)^{\lambda}\left[(\gamma Q)^{2-\lambda}-\theta^{2-\lambda}\right]-(2-\lambda)\left[(\gamma Q)^{2}\left[(\gamma Q)^{2}-\theta^{2}\right]\right]}{2(\gamma Q)^{\lambda}\left[(\lambda Q)^{\lambda}-1\right]-(2-\lambda)\left[(\gamma Q)^{2}-1\right]}$$

Второе соотношение связывает воедино начальные суммарные ресурсы Q, общее количество N залежей, слагающих эти ресурсы, и средние запасы одной залежи – $Q = \theta \times N$:

$$Q = \frac{N(1-\lambda)\left[2(\gamma Q)^{2-\lambda}\left((\gamma Q)^{2-\lambda}-1\right)-(2-\lambda)\left((\gamma Q)^{2}-1\right)\right]}{2(2-\lambda)\left[(\gamma Q)^{\lambda}\left((\gamma Q)^{1-\lambda}-1\right)-(1-\lambda)(\gamma Q-1)\right]}$$

Каждое из приведенных выше выражений, несмотря на внешнее их сходство, необходимы на разных этапах решения задачи прогноза количества и суммарных запасов залежей по заранее заданной произвольной системе интервалов запасов. Напомним, что всего параметров, идентифицирующих плотность распределения вероятностей, пять: Q, θ_0, λ, γ и N. Два из них Q и θ_0 оцениваются за пределами рассматриваемой задачи и здесь их будем считать известными. Остаются три параметра: λ, γ и N. Концептуально подход, используемый для их оценки, заключается в построении системы из тоже трех уравнений, в которые эти три параметра входят и совместном решении этой системы уравнений. Такими уравнениями являются два последних (для L и Q) и выражение для N*.

Включение именно этих уравнений в систему не случайно. В ориентации методики оценки параметров плотности на крупные залежи отражена известная принципиальная особенность поисково-разведочных работ на нефть и газ – на любой территории в первую очередь, открываются наиболее крупные залежи, т.е. становятся известными их количество и суммарные запасы. В плане усеченного распределения Парето это означает, что на самых ранних стадиях изученности территории становится известным правый «хвост» распределения Парето. Таким образом, если для какого-либо конкретного объекта принять, что залежи с запасами $\theta > \theta$ уже выявлены, их количество равно N*, а суммарные запасы Q*, то появляется возможность оценить параметры УРП, а затем количество и суммарные запасы в любом из задаваемых классов крупности.

К сожалению, упоминавшаяся система из трех уравнений не имеет решения в общем виде. Для этой цели может быть использована лишь процедура последовательных приближений и геолого-математическое моделирование. Такое моделирование необходимо не только вследствие отсутствия решения системы уравнений, но и по причине приблизительности наших знаний о количестве и запасах

выявленных залежей и величины начальных суммарных ресурсов объекта прогноза. Когда такой информации совсем мало, то наиболее простой прием заключается в том, чтобы принять значение ключевого параметра прогноза количества и запасов залежей равным 2. В этом случае применим способ прогноза (обратных квадратов), предложенный В.И.Шпильманом.

Все залежи с запасами от θ_0 (обычно это 1 млн.т) до θ_{max} (предполагаемые запасы максимальной залежи) разбиваются на классы, суммарные ресурсы которых одинаковы (эквивалентные классы). При этом значение верхней границы любого класса должно быть в К раз (К = const) больше значения нижней границы. Расчеты по многим отечественным и зарубежным регионам свидетельствуют, что удобнее всего принимать К=2, тогда число залежей в каждом таком эквивалентном классе будет последовательно удваиваться.

Общее число эквивалентных классов при К=2 определяется по формуле:

$$n = 1{,}44 \cdot 1n\frac{\theta_{max}}{\theta_0}$$

Величина θ_{max} для многих оцениваемых районов (НГП, НГО) известна. Ей соответствует запасы самой крупной (уникальной) залежи или суммы нескольких таких залежей, не укладывающихся в общую закономерность распределения Парето. Граница между θ_{max} и остальной совокупностью легко обнаруживается (на границе $\theta_{i+1} - \theta_i = f_{(i)}$) по резкому и незакономерному увеличению разницы в запасах соседних по крупности залежей. Для слабо изученных регионов величина θ_{max} может быть получена из соотношения:

$$Q = 2 \cdot \theta_{max} \cdot 1n\frac{1{,}6 \cdot \theta_{max}}{\theta_0}$$

где Q – сумма ресурсов всех залежей, имеющих запасы более θ_0.

Средние ресурсы залежей региона (θ) определяются из зависимости:

$$\theta \approx 0{,}1 \cdot \left(\frac{Q}{Q - \theta_{max}} \right) \cdot 1n10 \cdot \theta_{max}$$

Общее число залежей в районе (N) может быть получено из соотношения:

$$N = \frac{Q - \theta_{max}}{\theta_0 \cdot 1n \frac{\theta_{max}}{\theta_0}}$$

Запасы эквивалентного класса ($Q_э$) определяются как

$$Q_э = 1{,}38 \cdot \theta_{max}$$

Зная $Q_э$ и n – число классов и приняв К=2, можно дифференцировать суммарные ресурсы по размерам предполагаемых залежей. Другим путем является расчет ресурсов в определенном интервале и доли их в общих ресурсах.

Доля ресурсов D(θ*) в залежах, меньших заданной нами величины ресурсов θ*, вычисляется по формуле:

$$D(\theta^*) = \frac{1n\theta^* - 1n\theta_0}{1n\theta_{max} - 1n\theta_0}$$

Отсюда определяется число залежей и абсолютная величина ресурсов для любого заданного интервала величин предполагаемых запасов при $\theta_2 < \theta_1 < \theta_0$:

$$N_{\theta_1,\theta_2} = N \cdot \theta_0 \cdot \left(\frac{1}{\theta_1} - \frac{1}{\theta_2} \right),$$

$$Q_{\theta_1;\theta_2} = N_{\theta_1,\theta_2} \cdot \theta_0 \cdot (1n\theta_2 - 1n\theta_1)$$

При прогнозировании структуры начальных суммарных ресурсов выделяются следующие интервалы оцениваемых залежей по величине открытых или предполагаемых в них запасов: I – более 300 млн.т (млрд.м^3); II – от 300 до 100 млн.т (млрд.м^3); III – от 100 до 30 млн.т (млрд.м^3); IV – от 30 до 10 млн.т (млрд.м^3); V – от 10 до 3 млн.т (млрд.м^3); VI – от 3 до 1 млн.т (млрд.м^3); VII - < 1 млн.т (млрд.м^3).

Существует, конечно, возможность использовать для прогноза количества и запасов залежей и некоторые другие распределения вероятностей: логнормальное, распределение первого рода и т.п. Однако исчерпывающее описание методики оценки параметров этих распределений и выражений для расчета количества и запасов залежей в произвольном интервале запасов отсутствует, а самое главное – эти распределения противоречат закономерностям, выявленным при анализе результатов последовательного открытия залежей, понятиям геолого-разведочного фильтра.

При компьютерной реализации описанной выше методики желательно, чтобы θ_0 было равно единице. Если это не так, то начальные суммарные ресурсы надо пересчитать, чтобы это условие выполнялось. Для этого достаточно Q «старое» поделить на θ_0. Естественно, что то же самое надо сделать с границами интервалов и другими подобными параметрами, а после получения результатов пересчитать все обратно.

5.2. Имитационные модели оценки структуры ресурсов нефтегазоносного бассейна и динамики их выявления.

Выше было показано, что в качестве функции плотности вероятности, описывающей распределение месторождений по величине запасов, целесообразно использовать усеченное распределение Парето. Существует большой круг теоретических и прикладных задач, в которых желательно знать не только параметры и некоторые интегральные характеристики генеральной совокупности, а всю генеральную совокупность, т.е. запасы каждого отдельного месторождения или залежи. Для решения подобных задач удобно использовать метод имитационного моделирования или метод Монте-Карло.

Целью метода Монте-Карло является воспроизведение большого числа реализаций некоторого случайного процесса. Каждая такая реализация имитирует возможное состояние изучаемого обьекта. Процесс строится таким образом, чтобы его вероятностные характеристики совпадали с соответствующими известными вероятностными характеристиками реального обьекта, а также выполнялись и другие, известные для него ограничения. Последующая статистическая обработка полученных таким путем реализаций позволяет оценить неизвестные характеристики изучаемого обьекта.

Необходимость в таком подходе возникает в тех случаях, когда найти решение аналитическими методами теории вероятностей и математической статистики оказывается практически невозможно ввиду сложности изучаемого объекта или когда, как это имеет место в нашем случае, нужна информация о всей генеральной совокупности.

Метод статистических испытаний заключается в том, что: а) обеспечивается получение отдельных реализаций случайных событий, величин, процессов, т.е. моделируется случайное явление с некоторыми заданными статистическими характеристиками, соответствующими характеристикам реального объекта; б) производится многократное повторение этого процесса при различных реализациях случайных факторов; в) выполняется статистическая обработка полученных результатов в соответствии с характером поставленной задачи. В отличие от математической модели, позволяющей получать аналитические зависимости для исследуемого объекта, такая имитационная модель дает значения отдельных реализаций объекта и статистические оценки различных его характеристик.

В общем случае задача моделирования генеральной совокупности месторождений ставится следующим образом.

Пусть известно, что некоторый НГБ А обладает НГР УВ Q, распределение месторождений в нем по величине запасов является усеченным распределением Парето с параметрами λ и γ. Необходимо найти множество значений запасов месторождений $\{\theta_{il}\}$, где i=1,2,...,N_l - номер месторождения, а l - конкретная реализация случайного процесса. При этом сумма значений запасов всех месторождений для каждой реализации должна быть по возможности близкой

к Q, а распределение совокупности значений $\{\theta_{il}\}$, с определенной, наперед заданной вероятностью не противоречить гипотезе об усеченном распределении Парето для всех l. Последующая статистическая обработка множества полученных таким образом реализаций позволяет оценить неизвестные характеристики генеральной совокупности, в частности, определить статистические характеристики числа месторождений в НГБ, величины запасов крупнейшего (или любого другого с фиксированным по запасам номером) месторождения и т.д.

Для получения случайных чисел, подчиняющихся усеченному распределению Парето, используется датчик случайных чисел с равномерным распределением. Реализации этого числа составляют правую часть уравнения

$$\frac{\theta_0[1-\lambda-(\gamma Q/\theta_0)^{\lambda}]-\theta[1-\lambda-(\gamma Q/\theta)^{\lambda}]}{\theta_0[1-\lambda-(\gamma Q/\theta_0)^{\lambda}]+\lambda\gamma Q}=R$$

в левой части которого стоит интегральная функция усеченного распределения Парето. Решая это уравнение относительно θ, получаем реализации случайных величин с требуемым распределением. Эти реализации записываются в массив накопления генеральной совокупности и, одновременно, контролируется текущая сумма НГР. Процедура продолжается до тех пор, пока не будет получено заданное значение НГР.

Построение имитационной генеральной совокупности месторождений является исходным этапом при моделировании геологоразведочного процесса.

Здесь рассматривается подход, состоящий в построении математической модели геологоразведочного фильтра и имитационном моделировании его с учетом особенностей реального геологоразведочного процесса. То обстоятельство, что поиск и разведка месторождений зависят от целого ряда факторов, многие из которых носят случайный характер, определяет и стохастическую природу процесса выявления месторождений в целом. Спецификой этого процесса является пристрастный характер выбора, когда вероятность выявления месторождения зависит от величины его запасов. В этом случае

под геологоразведочным фильтром можно понимать вероятностный механизм, переводящий месторождение из генеральной совокупности в выборочную. Тогда формальная математическая модель такого фильтра может быть построена следующим образом.

Пусть к какому-то моменту времени t было открыто $n \le N$ месторождений. Выпишем эти месторождения в порядке их открытия $\theta_{j_1},\ldots,\theta_{j_n}$ где $j_1,\ldots j_n$ есть некоторая j-я перестановка из чисел 1,...,n и индекс j_k означает, что месторождение с запасами θ_{j_k} было открыто k-м по счету. Общее число таких возможных последовательностей равно $N!/(N-n)!$ Совокупность всех этих последовательностей образует набор реализаций случайного процесса выявления месторождений, а каждая отдельная j-я последовательность, соответствует возможной реальной последовательности открытий.

Полное описание процесса выявления месторождений дается распределением вероятностей получения j-ой последовательности открытий для всех j,

$$P(\theta_{j_1},\ldots,\theta_{j_n}) = P(\theta_{j_1})\prod_{k=2}^{n} P(\theta_{j_k}\left|\theta_{j_1},\ldots,\theta_{j_{k-1}}\right.)$$

где $P(\theta_{j_k}\left|\theta_{j_1},\ldots,\theta_{j_{k-1}}\right.)$ - условная вероятность того, что в j-ой последовательности открытий месторождение θ_{j_k} было открыто k-м, при условии, что до него месторождения открывались в порядке $\theta_{j_1},\ldots,\theta_{j_{k-1}}$.

Очевидно, что условная вероятность зависит от множества факторов, определяющих геологоразведочный процесс, учет которых - задача достаточно сложная, так что эта вероятность не может быть определена из содержательных соображений. Невозможно оценить эту вероятность и эмпирически, поскольку для каждого НГБ можно иметь не более одной реализации геологоразведочного процесса. В такой ситуации, возможный путь решения задачи заключается в том, чтобы, сформулировав разумные требования к этой вероятности, основанные на известных особенностях геологоразведочного процесса, выбрать для нее выражение, достаточно точно описывающее реальный геологоразведочный процесс.

В качестве таких выражений могут быть, например, использованы функции вида

$$f_1(x) = C^{\exp[-\beta(x-x_p)]}$$

$$f_2(x) = \frac{A}{B+\exp[-\beta(x-x_p)]}$$

$$f_3(x) = \frac{a}{b+(x_p/x)^{\beta}}$$

и т.д., где A, B, C, a, b, x_p - некоторые параметры, в общем случае зависящие от остаточной совокупности и подлежащие определению, β - параметр, характеризующий качество фильтра. Изменение этого параметра позволяет описывать широкий класс фильтров - от простого случайного выбора месторождений, вне зависимости от его запасов (отсутствие фильтра), до случая когда вероятность выявления самого крупного из еще не открытых месторождений равна единице и нулю для всех остальных (идеальный фильтр).

Используя выражения для условной вероятности открытия месторождения, можно воспользоваться методом Монте-Карло для получения множества реализаций выборочной совокупности и последующей их статистической обработки. Первоначально производится имитация генеральной совокупности месторождений. Затем осуществляется последовательный выбор без возвращения элементов из этой совокупности в соответствии с определенной вероятностью открытия, рассчитываемой для каждого месторождения остаточной совокупности. Процедура выбора продолжается до тех пор, пока не будут выбраны все N элементов генеральной совокупности. Поскольку на каждом шаге выбирается ровно один элемент, то процедура заканчивается за N шагов. В результате образуется последовательность, состоящая из всех элементов генеральной совокупности, но упорядоченная в соответствии с имитируемым процессом открытий.

Такой вычислительный эксперимент обладает некоторыми особенностями по сравнению с реальным геологоразведочным процессом. В реальной ситуации НГР и запасы отдельных месторождений оцениваются с некоторой погрешностью, что искажает наблюдаемые закономерности. В имитационных моделях процесс можно исследовать в неискаженном виде. Далее, имитационная модель позволяет исследовать процесс до его логического конца, т. е. до выявления всех месторождений в НГБ, что в реальном процессе, естественно, невозможно. Наконец, в реальной ситуации каждый НГБ может быть изучен только один раз и, по этой причине, не всегда можно отличить, какие из особенностей этого процесса носили закономерный, а какие случайный характер. В вычислительном эксперименте имитация процесса поисков месторождений в НГБ может быть повторена теоретически неограниченное число раз.

Исследования, проводимые на таких имитационных моделях, позволяют осуществлять прогноз числа и суммарных запасов открытых месторождений на различных этапах геологоразведочного процесса. В частности, при заданном приросте запасов на определенном этапе геологоразведочного процесса, можно прогнозировать число открываемых при этом месторождений и их средние запасы. Задаваясь средним приростом запасов на одну поисковую и (или) разведочную скважину, можно осуществить прогноз необходимого числа скважин, объемов буровых работ и оценивать стоимостные показатели. Таким образом, имитационный подход обладает широкими возможностями, позволяя моделировать как природные характеристики НГБ (структура ресурсов), так и характеристики поисково-разведочного процесса, включая экономические показатели.

6. Методика экономической оценки прогнозных ресурсов углеводородов.

6.1. Критерии и показатели экономической оценки ресурсов.

Под экономической оценкой ресурсов нефти и газа понимается определение потенциального эффекта (дохода) в денежном выражении, который может быть получен при переводе их в запасы и последующем промышленном освоении.

Экономическая оценка ресурсов проводится по двум направлениям:

а) На государственном уровне – для решения задач государственного регулирования отношений недропользования на основе определения потенциальной ценности нефтегазоносных недр России.

б) На коммерческом уровне – для определения инвестиционной привлекательности подготовленных для лицензирования и проектируемых участков нефтегазоносных недр.

Экономическая оценка ресурсов нефти и газа проводится на основе количественной оценки этих ресурсов, исходя из условия получения максимального суммарного (интегрального) эффекта от освоения ресурсов с учетом ограничений, накладываемых действующим законодательством о недрах, технологическими возможностями, правилами ведения горногеологических работ, требованиями охраны окружающей среды, потребностями рынка в нефти, газе, конденсате, продуктах их переработки и попутных компонентах, а также другими условиями развития нефтегазодобывающих регионов.

При этом все исходные технико-экономические показатели приводятся к единому расчетному моменту, соответствующему дате проведения количественной оценки ресурсов (дисконтируются).

Экономическая оценка ресурсов нефти и газа должна проводиться на всех стадиях их освоения и базироваться на общих принципах и единой методологической основе. По мере перехода от ран-

них стадий к более поздним детальность расчетов и достоверность оценки повышаются.

В основу методологии экономической оценки прогнозных ресурсов нефти и газа положен принцип, согласно которому эти ресурсы представляют собой сумму скоплений-залежей. Поэтому при экономической оценке их необходимо разделить на группы, близкие по горно-геологическим условиям освоения. Экономическая оценка типичной залежи, входящей в группу, распространяется на все залежи этой группы.

При таком подходе для экономической оценки прогнозных ресурсов может быть использована та же методическая основа, которая принята для разведуемых месторождений. Отличие состоит лишь в том, что в первом случае расчеты проводятся для реальных геологических объектов, а во втором – для прогнозируемых. Учитывая вероятностный характер геологических прогнозов, это обстоятельство позволяет снизить детальность расчетов, проводить их более огрубленно.

На государственном уровне оценки экономический эффект характеризует ту величину потенциального дисконтированного дохода (за вычетом доли инвестора), которая может быть изъята при освоении ресурсов нефти и газа в пользу государства через законодательно установленные налоги и платежи.

Применительно к решению этой задачи общая формула расчетов по локальному объекту экономической оценки ресурсов нефти (газа) имеет следующий вид:

$$R_Л = \sum_{t=t_н}^{T} (Z_t - S_{ПРt} - S_{Дt} - S_{Tt} - S_{ИНt})\,(1 + E_{НП})^{-t},$$

где
- $R_Л$ – абсолютная величина денежной оценки;
- Z_t – ценность добываемой в t-ом году продукции (нефти, газа, конденсата);
- $S_{ПРt}$ – сумма предстоящих в t-ом году затрат на поисковоразведочные работы;
- $S_{Дt}$ – сумма предстоящих в t-ом году затрат на добычу нефти (газа), охрану окружающей среды;

- S_{Tt} – сумма предстоящих в t-ом году затрат на межпромысловый и магистральный транспорт;
- $S_{ИНt}$ – сумма предстоящих в t-ом году затрат на создание промышленной инфраструктуры;
- $E_{НП}$ – норматив для приведения разновременных затрат и результаов;
- T – расчетный срок рентабельного освоения ресурсов локального объекта оценки, лет.

За расчетный период оценки локального объекта (T) принимается время от начала поисковых работ до последнего года рентабельной отработки его запасов.

Ценность добытой продукции (Z_t) исчисляется по мировым ценам на сырую нефть, газ. Расчеты проводятся по базовым ценам (на момент экономической оценки ресурсов).

Сумма предстоящих ежегодных затрат на геологоразведочные работы включает затраты на поиски и оценку локальных объектов с учетом природоохранных мероприятий. Регулярные платежи за право на проведение этих работ на государственном уровне экономической оценки не учитываются.

Сумма предстоящих ежегодных затрат на добычу нефти или газа ($S_{Дt}$) включает капитальные и эксплуатационные (без амортизационных отчислений) затраты, определяемые в результате прогноза технико-экономических показателей на основе оптимизации разработки оцениваемых локальных объектов, а также затраты на защиту окружающей среды.

Под затратами на магистральный и межпромысловый транспорт нефти (газа) принимается часть капитальных затрат на строительство нефтегазопроводных сетей, приходящаяся на данный локальный объект, а также эксплуатационные затраты на транспортировку нефти (газа) с этого объекта до потребителей.

Затраты на создание инфраструктуры ($S_{ИНt}$) локального объекта включают часть затрат на постройку дорог, ЛЭП, поселков, объектов соцкультбыта, приходящихся на данный оцениваемый локальный объект.

Значение норматива приведения разновременных затрат и результатов ($E_{НП}$) принимается равным 0,1.

Экономическая оценка ресурсов нефтегазоносного комплекса ($R_к$) представляет собой сумму абсолютных оценок по всем локальным объектам, приуроченных к данному НГК и определяется по формуле:

$$R_к = \sum_{i=1}^{N} n_i R_{Лi},$$

где $R_{Лi}$ – денежная оценка локального объекта i-типа (i = 1, ..., N);

N – число выделенных в НГК типов локальных объектов;

n_i – число локальных объектов i-типа.

Экономическая оценка ресурсов нефтегазоносных областей, а также других элементов нефтегазогеологического и административного районирования определяется как сумма оценок по НГК, слагающим разрез.

Для решения задач на базе экономической оценки ресурсов используются как абсолютные, так и удельные экономические показатели: удельный экономический эффект, удельные затраты на поисково-разведочные работы (подготовку запасов) и удельные затраты на освоение (подготовку запасов и разработку). Удельный экономический эффект для локального объекта ($r_Л$) определяется отношением абсолютного экономического эффекта $R_Л$ к величине суммарной добычи нефти (газа) за период разработки этого объекта с учетом фактора времени:

$$r_Л = \frac{R_Л}{\sum_{t=1}^{T} Q_t (1 + E_{НП})^{-t}},$$

где Q_t – годовая добыча нефти по локальному объекту.

При этом величина прогнозных и перспективных ресурсов локального объекта соответствует суммарной добыче по этому объекту за тот же период без учета фактора времени.

Удельный экономический эффект по НГК или НГО определяется по формуле:

$$r_Р = \frac{\sum_{i=1}^{N} r_i n_i}{\sum_{i=1}^{N} n_i},$$

где n_i – число однотипных локальных объектов в i-ой группе;

N – число групп локальных объектов в НГК или НГО.

Удельные затраты на освоение локального объекта оценки ($S_Л$) определяются по формуле:

$$S_Л = \frac{\sum_{t=1}^{T} (S_{ПРt} + S_{Дt} + S_{Tt} + S_{ИНt})(1 + E_{НП})^{-t}}{\sum_{t=1}^{T} Q_t (1+E_{НП})^{-t}}$$

На коммерческом уровне оценки определяется инвестиционная привлекательность ресурсов. В качестве основного показателя экономической оценки принимается величина чистого дисконтированного дохода от их освоения, которая рассчитывается с учетом всех установленных налогов и платежей.

Ценность добытой продукции при коммерческом уровне оценки определяется с учетом реального соотношения экспортной нефти и поставляемой на внутренний рынок. Исходя из сложившейся практики долю экспортной нефти рекомендуется принимать равной 30%, а значение внутренней цены на нефть на уровне 60% от расчетной величины мировой цены.

Для дифференциации различных групп ресурсов, находящихся в несходных горно-геологических и природно-климатических усло-

виях по степени инвестиционной привлекательности, определяется величина внутренней нормы доходности (рентабельности).

6.2. Определение затрат на геологоразведочные работы.

Единичным расчетным объектом при определении объемов работ и затрат на выявление месторождений и оценку их запасов является самостоятельный поисково-разведочный объект (СПРО). При наличии в СПРО двух и более залежей объемы работ и затрат рассчитываются по наиболее крупной залежи, относимой к базисной. Присутствие сопутствующих залежей позволяет удешевить стоимость оценки, поскольку при одном и том же объеме работ оцениваются дополнительные запасы.

Удешевление разведки базисной залежи (БЗ) производится путем отнесения части проектировавшихся на них затрат к попутно оцениваемым залежам, так как оценка этих залежей осуществляется, в основном, скважинами, бурящимися на БЗ в данном и нижележащих комплексах регионального этапа разведки (РЭР).

Затраты на поиски и оценку (предварительную разведку) базисных залежей СПРО складываются из затрат на геолого-геофизические работы и поисково-разведочное бурение. Формула расчета имеет следующий вид:

$$C_б = \frac{C_{стр} + N_П C_П H_П}{K_у} + N_О C_О H_О ,$$

где $C_б$ – затраты на поиски и оценку базисной залежи СПРО;

$C_{стр}$ – затраты на геолого-геофизические работы для подготовки одной структуры к поисковому бурению, включая долю затрат на региональные и тематические работы;

$N_П$ – число поисковых скважин, необходимых для открытия базисной залежи СПРО (зависит от величины запасов БЗ или размера перспективной площади и типа ловушки);

$N_О$ – число скважин для оценки базисной залежи СПРО (дифференцируется по типам залежей - преимущественно нефтяные, газовые, газонефтяные; типам ловушек – антиклинальные, неантиклинальные; классам крупности залежей или площади их нефтегазоносности);

$C_П$, $C_О$ – стоимость 1 м бурения поисковых и оценочных скважин;

$H_П$, $H_О$ – глубина поисковых и оценочных скважин;

$K_у$ – коэффициент успешности открытия.

Удешевление подготовки запасов базисных залежей СПРО, имеющих попутные залежи, учитывается специальным коэффициентом $K_{уд}$, который рассчитывается дифференцированно по региональным этажам разведки.

При расчете коэффициента удешевления необходимо учитывать, что в сумму ресурсов данного нефтегазоносного комплекса должна быть включена часть ресурсов залежей вышележащих комплексов, оцениваемых попутно с базисными залежами данного НГК.

Общая формула для расчета коэффициента удешевления имеет следующий вид:

$$K_{уд} = \frac{V_б}{V_б + V_{пр}} ,$$

где $V_б$ – ресурсы, сосредоточенные в базисных залежах регионального этажа разведки;

$V_{пр}$ – величина ресурсов, сосредоточенных в залежах, оцениваемых попутно с базисными.

Затраты на выявление и подготовку к поисковому бурению одной структуры могут быть получены расчетным путем, исходя из прогнозируемой средней площади, плотности сейсмопрофилей и стоимости 1 пог. км сейсмопрофиля или приняты по материалам программ и схем развития геологоразведочных работ в регионах с учетом инфляционных индексов.

Для определения количества скважин, затрачиваемых на опоискование одного СПРО разного типа ($N_п$), можно использовать усредненные данные по РФ и зарубежным странам .

Количество оценочных скважин (N_o) для предварительной разведки СПРО зависит от типа залежей, их запасов и площади, сложности строения коллекторов, фазового состояния УВ и пр. Величина этого показателя может определяться по результатам статистического анализа ГРР в пределах нефтегазоносных регионов.

Для обоснования коэффициента успешности открытий в РЭР ($К_у$) рекомендуется использовать статистические зависимости $К_у$ от степени разведанности начальных суммарных ресурсов углеводородов.

При отсутствии необходимой информации по оцениваемым регионам $К_у$ можно принимать по аналогии с другими сходными по условиям освоения НГП и НГО.

Исходные данные для расчетов затрат на глубокое бурение могут быть получены из конкурсных программ геологоразведочных работ на нефть и газ и лицензионных соглашений, а также на основе анализа фактического уровня договорных цен на отдельные виды работ.

Для новых районов, в которых поиски месторождений еще не проводились, подбираются данные по районам-аналогам со сходными горно-геологическими и географо-экономическими условиями ведения геологоразведочных работ.

Максимальная продолжительность поисков и оценки СПРО не должна превышать срока действия лицензии на право поисков и оценки месторождения, который составляет 5 лет.

6.3. Определение затрат на разработку ресурсов нефти.

В составе затрат на освоение ресурсов нефти значительную, обычно доминирующую часть, составляют затраты на разработку. Для их определения необходимо выделение объектов разработки (ОР), которые в большинстве случаев представлены единичными залежами, а иногда группой залежей, сближенных по разрезу и сходных по строению и составу.

Расчеты заключаются в последовательном определении технологических показателей разработки, капитальных затрат в бурение и

обустройство ОР, транспортировку нефти, а также эксплуатационных затрат.

В состав предстоящих капитальных вложений по ОР включаются:

- затраты на создание вновь вводимых основных производственных фондов проектируемых объектов: бурение эксплуатационных и нагнетательных скважин, промысловое обустройство;
- затраты на строительство ответвлений железных дорог, подъездных путей, отводов от трубопроводов и другие транспортные средства и сооружения, предназначенные для удовлетворения транспортных нужд;
- затраты на экологическую защиту окружающей среды.

Расчетное количество нагнетательных и добывающих скважин ОР, уменьшается на число поисковых и разведочных скважин, которые могут быть использованы при его эксплуатации. В той же мере сокращается и потребность в капитальных вложениях на разработку объекта.

Расчет капитальных вложений в эксплуатационное бурение и промысловое обустройство основывается на использовании сложившихся в нефтедобывающих районах нормативах затрат. Для учета инфляционных процессов применяются индексы-дефляторы, позволяющие привести стоимостные нормативы и затраты разных лет к единому расчетному году.

Порядок расчета капитальных вложений в бурение и промысловое обустройство ОР, которым надлежит руководствоваться при расчете, определен в Регламенте составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. Выбор оптимального варианта отработки запасов ОР производится исходя из условия максимизации величины их денежной оценки.

Для нахождения оптимального варианта проводятся повариантные расчеты динамики разработки ОР. В качестве управляющих параметров, в результате вариации которых определяются расчетные варианты технико-экономических показателей, выбираются: период разбуривания ОР, продолжительность стабильной добычи и плотность сетки скважин.

Диапазон изменения управляющих параметров, применительно к решению задач экономической оценки ресурсов, выбирается на

основе анализа проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, а для новых районов - с использованием объектов- аналогов.

По каждому параметру выбираются 3-6 значений, проводятся повариантные расчеты. Вариант с максимальной денежной оценкой является оптимальным.

В составе предстоящих эксплуатационных затрат по ОР учитываются расходы на энергию по извлечению нефти, на искусственное воздействие на пласт, на сбор, технологическую подготовку и транспортировку нефти и газа; на содержание и эксплуатацию оборудования, на текущий ремонт скважин и общепроизводственные расходы.

Изложенные методические положения реализованы в виде компьютеризированной программы экономической оценки ресурсов нефти, алгоритмы которой приведены в приложении (табл. П-9 – П-23).

6.4. Определение затрат на разработку ресурсов газа.

В состав предстоящих капитальных вложений по ОР включаются:

- затраты на бурение эксплуатационных скважин, строительство системы сбора газа (шлейфы, коллекторы), установки комплексной подготовки газа (УКПГ), дожимных компрессорных станций (ДКС);
- затраты на строительство подъездных и магистральных дорог;
- затраты на строительство объектов производственной и непроизводственной инфраструктуры, объединяемые в разряд «прочих» капитальных вложений.
- затраты на обслуживание и капитальный ремонт скважин;
- на обслуживание и капитальный ремонт скважин, на обслуживание и ремонт оборудования, на обслуживание коммуникаций и наземных сооружений.

В эксплуатационных затратах не учитываются амортизационные отчисления на реновацию основных производственных фондов.

Алгоритмы расчета технологических показателей разработки газовых объектов, определение капитальных и текущих затрат приведены в приложении 1.

6.5. Определение затрат на транспортировку нефти и газа.

Промышленное использование оцениваемых ресурсов нефти и газа возможно как в районе добычи (местное снабжение), так и за его пределами (дальнее снабжение).

Расчет затрат на транспортировку УВ должен исходить из возможности поставок по существующим нефте(газо)проводам и необходимости строительства новых трубопроводных магистралей или, при конкурентоспособности, использовангия иных средств доставки - железнодорожного, морского, речного транспорта.

Расстояния между потребителями нефти и газа и добывающими районами определяются в соответствии с региональными и генеральными схемами развития и размещения нефтяной и газовой промышленности. Строительство новых и межпромысловых магистральных трубопроводных систем, как правило, необходимо в неосвоенных нефтегазоносных регионах и районах с нарастающим объемом добычи.

Для определения потребности в новых нефте(газо)проводах прогнозируются максимальные добывные возможности региона с учетом вовлечения в разработку уже разведанных, но не эксплуатируемых, месторождений и прогнозных ресурсов. Определенный таким образом объем транспортировки УВ сопоставляется с пропускной способностью транспортной системы (в случае ее наличия). В случае дефицита пропускной способности транспортной системы, или при полном ее отсутствии, величина объема дополнительной добычи, связанная с освоением прогнозных ресурсов, используется для расчетов транспортных издержек.

Затраты на транспортировку определяются путем расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат в соответствии с установленными объемами поставок и расстояниями до потребителей.

Затраты на транспортировку нефти (газа), приходящиеся на локальный объект оценки ($S_{тр.л}$), определяются по формуле:

$$S_{тр.л} = \frac{S_{тр.р}}{V_п + V_з} V_л,$$

где $S_{тр.р}$ – суммарные затраты на создание транспортной системы в регионе;

$V_п$ – суммарные прогнозные и перспективные ресурсы нефти (газа) региона;

$V_л$ – ресурсы оцениваемого локального объекта;

$V_з$ – суммарные разведанные запасы региона.

При поставке нефти и газа потребителям по существующим трубопроводным магистралям во внимание принимаются только текущие затраты на транспортировку, определяемые по фактическим данным конкретного нефте(газо)провода путем умножения себестоимости 1 км транспортировки на расстояние от района добычи до потребителя. Это расстояние определяется как средневзвешенное по объемам поставок от расчетного узла до основных потребителей. При отсутствии данных о себестоимости транспортировки могут быть использованы тарифы АК («транснефти» на перекачку нефти за вычетом из них нормативной прибыли (условно принимается 10% от тарифа)).

6.6. Определение затрат на создание инфраструктуры.

Создание инфраструктуры, обеспечивающей нормальное функционирование геологоразведочных, добывающих и других предприятий нефтегазового комплекса, необходимо, как правило, в новых, отдаленных и малообустроенных районах.

Затраты на создание инфраструктуры складываются из затрат на строительство железных и автомобильных дорог, линий электропередач, жилых комплексов с соответствующими инженерными сооружениями и объектов соцкультбыта.

Для определения объемов и сроков работ по созданию инфраструктуры используются комплексные программы геологоразведочных работ, 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 ресурсов.

Затраты на создание инфраструктуры, приходящиеся на локальный объект оценки ($S_{ин.л}$), определяются по формуле:

$$S_{ин.л} = \frac{S_{ин.р}}{V_п + V_з} V_л,$$

где $S_{ин.р}$ – суммарные затраты на создание региональной инфраструктуры.

6.7. Основные виды учитываемых налогов и платежей.

При Государственной оценке ресурсов налоги и платежи в расчетах не учитываются.

При коммерческой экономической оценке учитываются те виды налогов и платежей, которые в соотвествии с действующим законодательством подлежат оплате на момент оценки. При расчете отчислений на ВСМБ из общих сумм по объекту оценки исключаются затраты на геологоразведочные работы по этому объекту.

6.8. Анализ результатов экономической оценки ресурсов.

Результатами экономической оценки ресурсов являются показатели их денежной оценки, комплекс расчетных показателей, характеризующих структуру ресурсов, объемы работ и затраты на поиски, оценку, разведку и разработку различных групп ресурсов.

Для согласованности выводов и практических рекомендаций по различным нефтегазоносным регионам результаты оценки должны быть представлены в форме стандартных итоговых таблиц (табл. П-12 – П-23) и проанализированы по единой методике. Геолого-экономический анализ результатов оценки в пределах нефтегазоносной провинции проводится в определенной последовательности по следующим направлениям:

- геологическая структура ресурсов;

- объемы работ и затрат на освоение ресурсов;
- показатели экономической оценки ресурсов;

Анализ геологической структуры ресурсов нефти и газа проводится на основе их количественной оценки, дифференцированной по группам залежей с различными геолого-промысловыми характеристиками (табл. П-12).

Анализ предусматривает исследование:

- пространственного размещения ресурсов по нефтегазоносным НГП, НГО, НГР и НГК и административным единицам;
- распределения ресурсов по объектам оценки с различными геолого-промысловыми параметрами освоения: типом ловушки, глубиной залегания, фазовым состоянием УВ, проницаемостью коллекторов.

По результатам анализа делаются выводы о геологических перспективах освоения ресурсов и их технической доступности.

Анализ объемов работ и затрат на освоение рентабельных ресурсов проводится с целью изучения распределения объемов глубокого поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, а также денежных средств на разведку и разработку ресурсов по региональным объектам оценки (табл.П-13, П-14). Анализ предусматривает исследование:

- распределения объемов работ и затрат на поисково-оценочные работы;
- распределения объемов работ и затрат на разработку и освоение ресурсов.

Объемы и затраты на геологоразведочные работы и разработку исследуются в целом и дифференцированно для отдельных групп ресурсов.

Анализ показателей экономической оценки ресурсов включает в себя изучение потенциального экономического эффекта от их освоения и экономическую классификацию этих ресурсов. Прогнозируемый экономический эффект анализируется по нефтегазоносным областям, комплексам и административным единицам (табл. П-15).

Результаты анализа используются в соответствии с задачами экономической оценки ресурсов, изложенными в разделе 6.1. Экономическая классификация различных групп ресурсов производится путем выделения классов ресурсов с различными уровнями рентабельности. По результатам анализа делаются выводы об очередности освоения различных групп ресурсов.

Анализ факторов экономической значимости прогнозных ресурсов нефти и газа проводится по нефтегазоносным областям и провинции в целом. Анализ предусматривает изучение степени влияния различных геологических, горнотехнических и других параметров на уровень удельных затрат на разведку и разработку ресурсов. В качестве важнейших рассматриваются: крупность прогнозируемых залежей, тип ловушки, глубина залегания, вязкость нефти, проницаемость коллектора. Результаты анализа приводятся в табл.П-16 – П-21.

Наиболее полно обобщить результаты экономической оценки ресурсов позволяет таблица П-21, в которой объединены их геолого-промысловые и экономические характеристики. В таблице предусматривается разделение ресурсов по геолого-промысловым критериям и выделяются группы с осложненными горнотехническими условиями освоения.

Для проведения геолого-экономического районирования ресурсов составляется таблица П-22. Данные этой таблицы обеспечат составление геолого-экономических карт для обоснования наиболее эффективных направлений освоения ресурсов и выделения участков различной ценности.

Характеристика инвестиционной привлекательности различных групп ресурсов приводится в таблице П-23.

6.9. Геолого-экономическое районирование нефтегазоносных территорий и акваторий.

Геолого-экономическое районирование ресурсов нефти и газа проводится с целью обоснования наиболее эффективных направлений их освоения и выделения участков различной ценности при организации конкурсов и аукционов. Применяемые для геолого-экономического районирования критерии должны по своему содержанию соответствовать критериям экономической оценки прогнозных ресурсов и обеспечивать территориальную дифференциацию

этих ресурсов на основе различий в горно-геологических характеристиках и экономической значимости.

Результаты дифференциации ресурсов по экономическим критериям отражаются на картах геолого-экономического районирования ресурсов, составляемых раздельно по нефти и газу.

Выбор таксономических единиц геолого-экономического районирования зависит от масштаба карт. В случае охвата всей перспективной на нефть и газ территории РФ в качестве основной таксономической единицы принимается НГО.

При составлении геолого-экономических карт по отдельным нефтегазоносным провинциям в зависимости от степени изученности территорий и характера решаемых задач детализация районирования увеличивается, и нефтегазоносные области могут подразделяться на районы, зоны и более мелкие участки.

Для экономической характеристики выделяемых таксономических единиц на картах геолого-экономического районирования используются три основных показателя:

- ценность недр по нефти или газу - показатель величины дохода от освоения рентабельных ресурсов с единицы перспективной площади;
- абсолютный экономический эффект - денежная оценка дохода от освоения всех рентабельных ресурсов;
- структура рентабельных ресурсов, дифференцирующая их по группам с разной внутренней нормой доходности.

Перечисленные показатели дают возможность составить достаточно полное представление об экономическом потенциале региональных объектов оценки.

Ценность недр на картах изображается цветом. Территории с высоким удельным доходом окрашиваются в более яркие цвета, а с низким – в более блеклые. Всего выделяются девять классов территорий (акваторий) по ценности недр с резким сужением границ по мере уменьшения величин удельного дохода. Последнее обстоятельство связано с приуроченностью подавляющего большинства региональных объектов оценки к классам с невысокой ценностью недр и необходимостью более дифференцированного отображения их на картах. Классы ценности недр по нефти и газу и соответствующая им цветовая характеристика приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Классы ценности недр по нефти и газу

Высокоперспективные Территории и акватории		Перспективные Территории и акватории	
Категория	цвет	Категория	Цвет
1	малиновый	5	Сиреневый
2	красный	6	Светло-сиреневый
3	розовый	7	Синий
4	оранжевый	8	Голубой
		9	Зеленый

Абсолютный экономический эффект в пределах таксономических единиц показывается на картах цифрами, заносимыми в кружки, а структура рентабельных ресурсов - величиной вертикальных столбцов на гистограммах (в %) с выделением групп по внутренней норме рентабельности (см. табл.П-23).

Распределение общих и рентабельных ресурсов по глубинам показывается на картах геолого-экономического районирования с помощью горизонтальных гистограмм.

Длина горизонтальной колонки отвечает доле ресурсов (в %) в пределах соответствующего интервала глубин от общих ресурсов регионального объекта оценки, а ее затемненная часть – доле рентабельных ресурсов. По глубинам залегания выделяются 4 интервала (сверху вниз): менее 1 км; 1-3 км; 3-5 км; более 5 км.

Помимо рассмотренных характеристик, региональные объекты на картах описываются средними значениями трех дополнительных показателей, помещенных в квадратные марки, выстроенные в вертикальный столбец. К ним относятся (сверху вниз): плотность рентабельных ресурсов (в *тыс. т/км^2, млн. м^3/км^2*) в региональном объекте, доля рентабельных ресурсов (в %) от общей величины ресурсов в региональном объекте и доля затрат на поисково-оценочные работы (в %) от общих затрат на освоение рентабельных ресурсов.

Литература

1. Абрикосов И.Х., Бейлин А.М. Прогнозирование выявляемости месторождений нефти и газа.// Геология нефти и газа. - 1985. - №11. - С. 7-13.
2. Абрикосов И.Х., Жабрев И.П., Фейгин М.В. К вопросу о классификации потенциальных ресурсов и прогнозных запасов нефти и газа.//Нефтегазовая геология и геофизика. –1973. -№6.
3. Авров В.Я., Неручев С.Г. и др. Краткая характеристика прогнозных запасов нефти и газа, их классификация и методика подсчета.// Геология нефти и газа. - 1972. - №5.
4. Аленин В.В., Крылов Н.А., Мустафинов Р.А. О двойственном характере ресурсов нефти и газа категории C_3.// Геология нефти и газа. - 1984. - №10. - С. 23-26.
5. Амосов Г.А., Белонин М.Д., Гольдберг И.С. и др. Критерии раздельной оценки нефтеносности и газоносности (на примере Тимано-Печорской провинции).- Л.,"Недра",1974.
6. Атлас карт нефтегазоносности недр России. Компьютерная модель м-ба 1:5000000. Объяснительная записка. – С. – Пб., ВНИГРИ, 1995, 134 с.
7. Бакиров А.А. Геологические принципы районирования нефтегазоносных территорий./ Принципы геологического районирования.- М.,"Недра", 1976, с. 16-52.
8. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр.- М., "Недра", 1973.
9. Бакиров Э.А. Принципы выделения и классификация нефтегазоносных комплексов и покрышек. –В кн.: Губкинские чтения к 100-летию со дня рождения.
10. Багиров Б.А., Салманов АМ., Гасаналиев М.К. Об определении качества запасов нефти.// Геология нефти и газа. – 1998. - №1.
11. Баймухаметов К.С., Саттаров М.М. Об одной вероятностно-статистической модели прогнозирования прироста запасов нефти.// Геология нефти и газа. – 1975. - №8. - С. 27-32.

12. Батурин Ю.Н. Геолого-экономическая структура НСР нефти основных нефтедобывающих районов России.// Геология нефти и газа. – 1996. - №10.
13. Белонин М.Д. Оценка прогнозных запасов углеводородов на глубинах более 4500 м и в СССР. - Л. - 1978. – С. 108-136.
14. Белонин М.Д., Иванов К.И., Наливкин В.Д. и др. Методы многомерного анализа для оценки нефтегазоносности земных недр./ Математические методы исследований в геологии. - М. –1976. – С. 35-47.
15. Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Прогнозирование величины и структуры потенциальных ресурсов нефти и газа и динамика их выявления с использованием геолого-математических методов. - М.: ВИЭМС -1986. – С. 32.
16. Богданов С.Д. Влияние геолого-геофизических параметров на точность прогноза коэффициента нефтеизвлечения.// Геология нефти и газа. – 1997. - №6.
17. Боксерман А.А., Брагинский О.Б., Ковель И.И. и др. Прогнозная оценка потенциальных ресурсов ценных компонентов газового сырья и их использование на развитие газохимии. - М., ИРЦ Газпром, 1998, 79с.
18. Бурштейн Л.М. Новые модификации объемно-статистического метода оценки ресурсов нефти и газа.// Геология и геофизика. – 1986. - №12. – С. 15-21.
19. Бурштейн Л.М. Важнейшие факторы, влияющие на величину начальных геологических ресурсов углеводородов // Геология и геофизика. - 1989. № 10. - С.57-64.
20. Буялов Н.И. Методика прогнозирования нефтегазоносности.// Геология нефти и газа. – 1977. - №11. – С. 12-17.
21. Буялов Н.И. Разведанность недр в прогнозе нефтегазоносности. - М.: ВНИГНИ, 1987.
22. Буялов Н.И., Бурштейн Л.М., Винниковский С.А. и др. Методические основы прогнозирования нефтегазоносности. - М., "Недра", 1990.
23. Буялов Н.И., Васильев В.Г. и др. Методика оценки ресурсов природного газа и нефти.// Геология нефти и газа. – 1969а. - №1.
24. Буялов Н.И., Васильев В.Г., Ерофеев Н.С. и др. Методика оценки прогнозных запасов нефти и газа. - М.: Гостехиздат , 1962.

25. Васильев В.Г., Мирончев Ю.П., Старосельский В.И. и др. Оценка прогнозных запасов этана, пропана + бутанов и конденсата в СССР.// Газовая промышленность. – 1969. -№8.
26. Васильев В.Г., Мирончев Ю.П., Старосельский В.И. и др. Прогнозные запасы этана, сжиженных газов и конденсата СССР. - М., ВНИИЭГазпром, 1971, 36 с.
27. Воронин Ю.А. Теория классифицирования и ее приложение. - Новосибирск: Наука, 1985.
28. Воронин Ю.А., Гольдина Н.А. О математико-логическом анализе геологических классификаций (на примере классификаций в геологии нефти и газа). - В кн.: Геология нефтегазоносных районов Сибири , часть II. Новосибирск, 1964. (Труды СНИИГГиМС, вып. 32.)
29. Временная методика экономической оценки прогнозных и перспективных ресурсов нефти. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 40 с.
30. Высоцкий И.В. Теоретическая модель вертикального распределения скоплений углеводородов в стратосфере. – В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., 1973.
31. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия.// Геология нефти и газа. – 1998. -№6.
32. Геодекян А.А. Геолого-геохимические аспекты перспектив нефтегазоносности акваторий.// Геология нефти и газа. – 1997. -№9.
33. Гольдин С.В., Волков А.М., Гольдина Н.А. Аксиоматическая классификация залежей нефти и газа и ее применение для описания месторождений Тюменской области. – М.,"Недра", 1970.
34. Грамберг И.С. Глобальный аспект нефтегазоносности континентальных окраин океанов.// Геология нефти и газа. – 1998. -№8.
35. Гриценко А.И. Газовые ресурсы России.// Газовая промышленность.–1993. - №10.– С. 19-21.
36. Гудымова Т.В. Прогноз структуры и объема потенциальных ресурсов углеводородов геолого-математическими методами. - М., ВНИИГАЗ, 1995.
37. Двали М.Ф., Дмитриева Т.П. Объемно-статистический метод подсчета прогнозных запасов нефти и газа. - Л.,"Недра", 1976.

38. Двуреченский В.А., Ульянов В.С., Семенович В.В. и др. Классификация ресурсов и запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов (проект).// Геология нефти и газа. – 1994. -№4. – С. 26-28.
39. Демин В.И. Прогноз ресурсов нефти и газа в мелких и мельчайших месторождениях. - Труды СНИИГГиМС. – 1980. – С. 37-42.
40. Енгалычев Е.А., Лейбсон М.Г., Назаров В.И. Геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа.// Советская геология. – 1983. - №11. – С. 3-11.
41. Жданов М.А. Основные направления в разработке научной методики оценки прогнозных запасов нефти и газа.// Советская геология. – 1963. - №1.
42. Жданов М.А. Определение и методика оценки прогнозных запасов нефти и газа.// Геология нефти и газа. – 1972. -№5.
43. Жданов М.А., Гординский Е.В. Подсчет прогнозных запасов нефти и газа. - М.,"Недра", 1968.
44. Захаров Е.В. Особенности прогнозирования нефтегазоносности континентальных шельфов/ Обзорная информация ВНИИЭГазпром. Сер. Геология и разведка морских нефтяных и газовых месторождений. – М., 1986. – 44 с.
45. Захаров Е.В., Буялов Н.И. Методические основы прогнозных оценок ресурсов нефти и газа (тематический научно-технический обзор). - М.: ОНТИ ВНИИОЭНГ, 1976. – 127 с.
46. Инструкция по применению "Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов". – М., изд. ГКЗ СССР, 1984, 64 с.
47. Иванова К.П., Сверчков Г.П. Прогноз залежей нефти и газа в литологических ловушках./ Геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа. – Л., 1980. – С. 72-83.
48. Истомин А.Н. Моделирование геологоразведочного процесса на газ.// Геология нефти и газа. – 1976. - №1. – С. 26-31.
49. Калинко М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. - М.,"Недра", 1964.
50. Каратаев Г.И., Каретников Л.Г., Валуконис Г.Ю. и др. Количественные методы прогноза нефтегазоносности. – Минск, БелНИГРИ, 1976.

51. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. - М., ГКЗ СССР, 1984, с. 10-14.
52. Клещев К.А., Крылов Н.А., Мирончев Ю.П. Пути совершенствования классификации и учета ресурсов углеводородов.// Минеральные ресурсы России. – 1999. - №1. – С. 33-38.
53. Клещев К.А., Мирончев Ю.П., Вассерман Б.Я. и др. Количественный прогноз нефтегазоносности России (итоги оценки ресурсов нефти, газа и конденсата на 1 января 1993 года).// Геология нефти и газа. – 1996. - №4. – С. 4-10.
54. Комплексирование методов прогноза нефтегазоносности / Под ред. Наливкина В.Д., Марасановой Н.В.-М.: Наука, 1983.-180 с.
55. Конторович А.Э. Исторический подход при количественной оценке перспектив нефтегазоносности. – В кн.: Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. Новосибирск, 1977. (Труды СНИИГГиМС, вып. 250.)
56. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М., "Недра", 1976, с. 248.
57. Конторович А.Э. Геолого-математическое моделирование как основа современных методов прогноза нефтегазоносности // Геофизические методы в познании земной коры в Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС. 1977. - С. 57-69.
58. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М. Новая модификация объемно-статистического метода оценки начальных геологических ресурсов нефти и газа нефтегазоносных бассейнов // Геология нефти и газа.-1981.-№4. С.20-24.
59. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Гуревич Г.С. и др. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабо изученных седиментацион-ных бассейнов. – М.,"Недра", 1988, с. 222.
60. Конторович А.Э., Демин В.И. Метод оценки количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах.// Геология нефти и газа. – 1977. - №12. – С. 18-26.
61. Конторович А.Э., Демин В.И., Бакулина Т.В. Методология и опыт теоретико-вероят-ностной оценки ресурсов нефти и газа в осадочной оболочке Земли как целостной системе.// Геология и геофизика. – 1983. - №7. – С. 21-29.

62. Конторович А.Э., Демин В.И., Краснов О.С. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности как основа перспективного планирования./ Проблемы количественного прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Наука, 1984. – С 61-65.
63. Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. Принципы классификации седиментационных бассейнов (в связи с их нефтегазоносностью).// Геология и геофизика. – 1979. - №2. – С. 3-8.
64. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э. Основы количественной теории прогноза и поиска месторождений нефти и газа. – В кн.: Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. Международный геологический конгресс. XXV сессия. Докл. сов. геол. – М., 1976. – С. 63-75.
65. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. и др. Прогноз месторождений нефти и газа. – М.,"Недра", 1981.
66. Корниенко В.Н. О выборе оптимальной площади эталонных участков при подсчете прогнозных запасов нефти и газа. - Тр. ВНИГРИ, М., вып. 169, 1975, с. 54-59.
67. Косенко Т.А, Кудряшов Е.В., Мирончев Ю.П. и др. Применение вероятностных моделей для подсчета газовых ресурсов (на примере Ставропольского края, Туркменской ССР и Якутской АССР). - М., ВИЭМС ОНТИ, 1973.
68. Краснов О.С. Методика прогнозной оценки вероятной продуктивности ловушек и средних размеров месторождений в зоне нефтегазонакопления. - Тр. СНИИГГиМС. – 1980. - №263. – С. 59-64.
69. Критерии прогноза качественного состава нефтей и газов. - Тр. ВНИГНИ, вып. 223., М., "Недра", 1981.
70. Крылов Н.А. Исследование геологоразведочного процесса на нефь и газ./ Теоретические основы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. - М.,"Наука", 1984. – С. 152-174.
71. Крылов Н.А. Проблемы нефтегазовой ресурсологии.// Геология нефти и газа. – 1998. - №8.
72. Кунин Н.Я., Красильникова Т.Б. Методика вероятностно-аналитического прогноза числа и размеров нефтегазоперспективных антиклинальных структур в платформенных регионах.// Геология нефти и газа. – 1980. - №4. – С. 15-22.

73. Лейбсон М.Г. Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти и газа по динамическим моделям удельных затрат.// Экономика и управление нефтяной промышленности. – ВНИИОЭНГ – 1985. - №10. – С. 10-15.
74. Лейбсон М.Г. Метод геолого-экономического прогнозирования ресурсов и показателей равития геологоразведочных работ на нефть и газ.// Геология нефти и газа. – 1985. - №5. – С. 18-23.
75. Лейбсон М.Г., Назаров В.И., Наливкин В.Д. К методике геолого-экономической оценки потенциальных ресурсов нефти и газа.// Геология нефти и газа. – 1979. - №10. – С. 1-6.
76. Максимов С.П. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. - М.,"Недра", 1964.
77. Максимов С.П., Ботнева Т.А., Панкина Р.Г. Прогнозирование перспектив нефтегазоносности с позиций цикличности процессов нефтегазообразования./ Тр. ВНИГНИ, вып. 154. – М., 1974, с. 22-34.
78. Максимов С.П., Ермаков В.И., Дикенштейн Г.Х. и др. Состояние разработки методики оценки ресурсов нефти, газа и конденсата.// Геология нефти и газа. – 1977. - №12. – С. 1-6.
79. Мартос В.Н., Куренков А.И., Юферов В.К. и др. Обоснование коэффициентов извлечения нефти, конденсата и газа для месторождений.// Геология нефти и газа. – 1993. - №7.
80. Методическое руководство по количественной оценке перспектив нефтегазоносности. - М., 1978.
81. Методы оценки перспектив нефтегазоносности./ Под ред. Буялова Н.И., Наливкина В.Д. - М.,"Недра", 1979. – 332 с.
82. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. - М.: ВНИГНИ, 1983. – 215 с.
83. Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа./ Под ред. Хоуна Д.Д. Перевод с англ. под ред. Моделевского М.С. - М.,"Недра", 1978.
84. Методические рекомендации по анализу и оценке экономической эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ. - М., ВИЭМС, 1979.
85. Мирончев Ю.П. – Стратегия развития геологоразведочных работ на нефть и газ в долгосрочной перспективе. – Сб. Оценка ресурсов и долгосрочное планирование геологоразведочных работ на нефть и газ. – М., ВНИГНИ, 1989.
86. Мирончев Ю.П., Петренко Г.Г. – Оценка подтверждаемости запасов газа категории C_2. – Сб. Рациональная методика разведки газовых, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений. – М., ВНИИЭГазпром, 1976.
87. Моделевский М.С. Новое в прогнозировании нефтегазоносности. (Тематич. научно-техн. обзоры. Сер. нефтегаз. геол. и геофиз.) - М., ВНИИОЭНГ, 1972.
88. Моделевский М.С., Парнов Е.М., Польстер Л.А. Раздельное прогнозирование нефтеносности и газоносности.// Геология нефти и газа. – 1969. - №10. – С. 29-34.
89. Мясникова Г.П. Связь плотности запасов с литолого-фациальными и геохимическими параметрами. - Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, вып. 53, 1972. – С. 61-63.
90. Мясникова Г.П., Плавник Г.И., Шпильман В.И. Методика оценки перспективных запасов УВ. - Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, вып. 53, 1972. – С. 120-165.
91. Мясникова Г.П., Плавник Г.И., Шпильман В.И. Способ оценки количественной характеристики фаций. - Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, вып. 120, 1977. – С. 4-7.
92. Мясникова Г.П., Шпильман В.И. Методы выявления перспективных зон и месторождений нефти и газа. - Тюмень, ТюмГНГУ, 1995. – С. 125.
93. Назаров В.И. Экономические проблемы освоения ресурсов нефти и газа. - М.,"Недра", 1989.
94. Назаров В.И., Наливкин В.Д., Сверчков Г.П. Экономическая оценка ресурсов нефти и газа Росссии.// Геология нефти и газа. – 1997. - №10.
95. Наливкин В.Д. Нефтегеологическое районирование./ Принципы нефтегеологического райо-нирования в связи с прогнозрованием нефтегазоносности недр. - М.,"Недра", 1976. – С. 52-61.
96. Наливкин В.Д. Система последовательного прогноза нефти и газа.// Геология нефти и газа. – 1998. - №1.
97. Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Лазарев В.С. Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности слабоизученных

крупных территорий.// Советская геология. – 1976. - №1. – С. 37-44.
98. Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Лазарев В.С. Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности.// Геология нефти и газа. – 1977. - №12. – С. 18-21.
99. Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Методические основы оценки геолого-экономической структуры ресурсов нефти и газа./ Докл. XXVII МГК. – М.,"Наука", 1984.
100. Немченко Н.Н., Зыкин М.Я., Гутман И.С., Пороскун В.И. Сопоставление классификаций ресурсов и запасов нефти и газа России и США.// Геология нефти и газа. – 1996. - №8.
101. Неручев С.Г. Взаимосвязь между стадийностью нефтеобразования и размещением нефти и газа в бассейнах./ Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. - М.,"Недра", 1978. - С. 65-88.
102. Неручев С.Г. О возможности оценки прогнозных запасов нефти на генетической основе.// Геология нефти и газа. – 1964. - №7. – С. 8-11.
103. Неручев С.Г., Двали М.Ф., Кротова В.А. и др. Поисковые критерии прогноза нефтегазоносности. - Л., "Недра", 1969.
104. Нестеров И.И. Метод прогноза фазового состояния залежей углеводородов. – В кн.: Материалы научно-технических разработок ЗапСибНИГНИ, рекомендуемых для внедрения по завершенным темам 1972 – Труды ЗапСибНИГНИ, 1973, вып. 75, с. 105-106.
105. Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. - М., "Недра", 1969.
106. Нестеров И.И., Плавник Г.И, Рыльков А.В. и др. Методология локального прогноза нефтегазоносности./ Сборник докл. XXVII МГК. – М., "Наука", 1984. – С. 118-121.
107. Нестеров И.И., Потеряева В.В. К методике оценки запасов нефти и газа новых нефтегазоносных территорий // Геология нефти и газа. – 1971. - №6. – С.5-10.
108. Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. - М., "Недра", 1975.

109. Нестеров И.И., Шпильман В.И. Теория нефтегазонакопления. - М., "Недра", 1987. – 232 с.
110. Нестеров И.И., Шпильман В.И. Методика оценки прогнозных и перспективных запасов.// Геология нефти и газа. – 1972. - №6. – С. 1-6.
111. Нестеров И.И., Шпильман В.И., Мясникова Г.П. и др. Новые характеристики потенциальных ресурсов.// Геология нефти и газа. – 1977. - №12. – С. 26-32.
112. Нестеров И.И., Шпильман В.И., Мясникова Г.П. и др. Методика расчета комплексной динамической характеристики ресурсов углеводородного сырья. – Труды ЗапСибНИГНИ (Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири.) - Тюмень, вып. 120, 1979. – С. 14-16.
113. Ованесов Г.П., Надежкин А.Д. О методике подсчета прогнозных запасов нефти и газа.// Геология нефти и газа. – 1962. - №4.
114. Окуловский С.Н. Влияние поправочных коэффициентов на величину ресурсов газа при их оценке.// Геология нефти и газа. – 1991. - №7.
115. Оленин В.Б. Районирование нефтегазоносных территорий. – В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. - М., 1973. – С. 127-135.
116. Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа.- М.,1985. –172 с.
117. Родин Б.Б., Ягольницер М.А., Робинсон Б.В. Статистическое прогнозирование технико-экономических нормативов в новых нефтедобывающих регионах. // Препринт, Новосибирск, ИЭ ОПП СО РАН, 1990
118. Резников А.Н. Новый метод оценки перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа.// Геология нефти и газа. – 1998. - №3.
119. Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения / Моделевский М.С., Гуревич Г.С., Хартуков Е.М. и др. - М.: Недра, 1983.- 224 с
120. Ростовцев Н.Н. К методике определения продуктивности структур в нефтегазоносных районах.// Геология нефти и газа. – 1964. - №7. – С. 8.

121. Робинсон Б.В. Экономическая оценка нефтяных ресурсов новых районов. - Новосибирск, "Наука", 1985.
122. Сверчков Г.П., Иванова К.П. Общая характеристика комплекса методов, используемого при определении структуры прогнозных ресурсов./ Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. - М., "Наука", 1985. – С. 88-95.
123. Сверчков Г.П., Иванова К.П. Критерий дифференциации прогнозных ресурсов по фазовому состоянию залежей./ Геолого-математическое моделирование в нефтяной геологии. - Л.- 1983.
124. Серегин А.М., Соколов Б.А., Бурлин Ю.К. Нефтегеологическое районирование территории СССР на генетической основе./ Вестн. МГУ. Сер. IV. Геология, 1975. - №5. – С. 24-35.
125. Старосельцев В.С. Коэффициент удачи прогноза объектов двух классов. – В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. (Тезисы докл. и конференции 12-14 февраля 1973 г.) - Новосибирск, 1973. – С. 53-55.
126. Судат Н.В. Анализ структуры ресурсной базы углеводородного сырья центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции./ Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.г.-м.н. - Тюмень, 1997.
127. Судат Н.В., Краснова Г.Н., Поповская В.Г. Структура невыявленных ресурсов неокомского нефтегазоносного комплекса территории Ханты-Мансийского автономного округа. / Сборн.: Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск, 1998. – С. 83-89.
128. Сулейманова Л.О. Динамика выявления и подготовки запасов УВ Тюменской области.// Геология нефти и газа. – 1994. - №4. – С. 17-20.
129. Сулейманова Л.О. Установление многомерных количественных связей, расчет формул регионального прогноза. - В кн.: Методология прогноза нефтегазоносности. Сборн. научн. труд. ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1988. – С. 101-114.
130. Трофимук А.А., Акрамходжаев А.М., Рассоевич Н.Б. и др. Состояние разработанности объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти и газа. – В кн.: Объемно-генетические методы оценки ресурсов нефти и газа. - Ташкент, 1978.
131. Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Опыт оценки прогнозных запасов нефти объемно-генетическим методом в палеозое Западной Сибири и венд-кембрии Непского свода. – В кн.: Объемно-генетические методы оценки ресурсов нефти и газа. - Ташкент, 1978.
132. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. и др. О сравнительном изучении гигантских месторождений нефти с использованием логико-дискретного анализа.// Геология нефти и газа. – 1969. - №6. – С. 17-19.
133. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. и др. Методы прогнозной оценки нефтегазоносных районов Сибири. - Новосибирск, 1982.
134. Тиссо Б., Пеле Р. Новые данные о механизме генезиса и миграции нефти, математическое моделирование и его применение при разведке. – В кн.: Последние достижения в понимании происхождения, миграции и аккумуляции нефти и газа и соответствующие методы оценки перспектив нефтегазоносности. - М., 1971. – С. 7.
135. Успенская Н.Ю. Месторождения – гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности формирования.// Геология нефти и газа. – 1972. - №8. – С. 1-8.
136. Фейгин М.Ф. Нефтяные ресурсы, методика их исследования и оценки. - М., "Наука", 1974.
137. Чоловский И.П., Гутман И.С., Портнов Е.В., Жабрев И.П. Рамочная схема геолого-промысловой классификации сырьевой базы газодобывающей отрасли.// Геология нефти и газа. – 1997. - №4.
138. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. - М., "Недра", 1982. – 215 с.
139. Шпильман В.И. Основные положения количественного прогноза нефтегазоносности. - В кн.: Методология прогноза нефтегазоносности. Сборн. научн. труд. ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1988. – С. 3-12.

140. Шпильман В.И. Использование методов математической статистики при подсчете прогнозных запасов нефти и газа в Западной Сибири.// Геология нефти и газа. – 1970. - №3. – С. 8-14.
141. Шпильман В.И. Методика прогнозирования размеров месторождений. Методика оценки прогнозных и перспективных запасов и обоснование подсчетных параметров./ Сборн. научн. труд. ЗапСибНИГНИ, вып. 53. - Тюмень, 1972. – С. 118-126.
142. Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Плавник Г.И. и др. Методика оценки прогнозных и перспективных запасов и обоснование подсчетных параметров./ Сборн. научн. труд. ЗапСибНИГНИ, вып. 53. - Тюмень, 1972.
143. Шпильман В.И., Плавник Г.И., Завгородняя Л.Д. и др. Применение динамической характеристики нефтегазоносной области в планировании./ Сборн. научн. труд. ЗапСибНИГНИ, вып. 139. - Тюмень, 1979. – С. 139-144.
144. Шпильман В.И., Судат Л.Г., Радченко И.И. Распределение открытых и предполагаемых залежей нефти и газа в нефтегазоносных провинциях./ Сборн. научн. труд. ЗапСибНИГНИ, вып. 81. - Тюмень, 1974. - С. 82.
145. Шпильман В.И., Цзинь Чжи Цзюнь. Закон распределения выявленных и невыявленных залежей нефти и газа по величине запасов.// Геология нефти и газа. – 1993. - №11. – С. 5-10.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П-1

Основные параметры эталонных (ЭУ) и расчетных (РУ) участков при оценке ресурсов УВ по удельной плотности в_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ НГК _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ провинции на 01.01.99 г.

геологические / извлекаемые

Параметры	Номер участка							
	1	2	3	4	.. ..	N		
0. Тип участка	ЭУ	РУ	РУ	РУ	.. .. ..	ЭУ		

1.Пространственная привязка ЭУ, РУ:
нефтегазоносная обл.
(НГО)
нефтегазоносный район
(НГР)
2.Площадь, тыс.км^2
3.НСР УВ:
сумма УВ, тыс.т
нефти, тыс.т
свободного газа, млн.м^3
растворенного газа, млн.м^3
конденсата, тыс.т
4.Поправка на недоразведанность эталона, тыс.т
5.Средняя удельная плотность НСР УВ, т/км^2
6.Коэффициент аналогии, доли
7.Соотношение ресурсов нефти, газа, доли
8.Среднее содержание растворенного газа в нефти, м^3/т
9.Среднее содержание конденсата в свободном газе, т/м^3
10.Коэффициенты извлечения, доли:
нефти
свободного газа
конденсата

Таблица П-2

Сопоставление структуры суммарных начальных ресурсов (НСР) района на 01.01.99 г. с результатами предыдущей оценки (тыс.т, млн.м^3)

геологические / извлекаемые

Элементы районирования, нефтегазоносные комплексы	Оценка на 01.01.93 г.										Оценка на 01.01.99 г.									
	Площадь перспект.,тыс.км^2	Накоп. добыча	A+B+C$_1$	C$_2$	Забаланс. A+B+C$_1$	Забаланс. C$_2$	C$_3$	Д$_1$	Д$_2$	C$_3$+Д	НСР	Площадь перспек., тыс.км^2	Накоп. добыча	A+B+C$_1$	C$_2$	C$_3$	Д$_1$	Д$_2$	C$_3$+Д	НСР
Административное районирование (табл.П-2а)																				
Область, край, автономия																				
в том числе: НГК-1																				
НГК-2 и т.д.																				
Нефтегазогеологическое районирование (табл.П-2б)																				
НГП,НГО, НГР																				
в том числе: НГК-1																				
НГК-2 и т.д.																				

Составляется для нефти (П-2аН, П-2бН)
Растворенного газа (П-2аРГ, П-2бРГ)
Свободного газа (П-2аСГ, П-2бСГ)
Конденсата (П-2аК, П-2бК)
Суммы УВ (П-2аУВ, П-2бУВ)

Таблица П-3

Распределение перспективных и прогнозных ресурсов УВ по глубинам залегания на 01.01.99 г., тыс.т, млн.м^3

геологические
извлекаемые

Элементы районирования	Категории	Всего	В том числе на глубинах, км			
			<1	1-3	3-5	>5

Административное районирование (табл.П-3а)

Область, край, автономия — $С_3$+Д
$С_3$
$Д_1$
$Д_2$

Нефтегазогеологическое районирование (табл.П-3б)

НГП, НГО, НГР — $С_3$+Д
$С_3$
$Д_1$
$Д_2$

Составляется для нефти (табл.П-3аН, П-3бН)
Растворенного газа (табл.П-3аРГ, П-3бРГ)
Свободного газа (табл.П-3аСГ, П-3бСГ)
Конденсата (табл.П-3аК, П-3бК)
Суммы УВ (табл.П-3аУВ, П-3бУВ)

Таблица П-4

Распределение перспективных и прогнозных ресурсов УВ по стратиграфической приуроченности и литологии коллектора на 01.01.99 г., тыс.т, млн.м^3

геологические
извлекаемые

Элементы районирования	Категории	Всего	Стратиграфические единицы				Литология коллектора		
			Протерозой	палеозой	мезозой	Кайнозой	терригенный	Карбонатный	смешанный

Административное районирование (табл.П-4а)

Область, край, автономия — $С_3$+Д
$С_3$
$Д_1$
$Д_2$

Нефтегазогеологическое районирование (табл.П-4б)

НГП, НГО, НГР — $С_3$+Д
$С_3$
$Д_1$
$Д_2$

Составляется для нефти (табл.П-4аН, П-4бН)
Растворенного газа (табл.П-4аРГ, П-4бРГ)
Свободного газа (табл.П-4аСГ, П-4бСГ)
Конденсата (табл.П-4аК, П-4бК)
Суммы УВ (табл.П-4аУВ, П-4бУВ)

Таблица П-5

Распределение перспективных и прогнозных ресурсов нефти по их качеству на 01.01.99 г., тыс.т, млн.м^3

геологические
извлекаемые

Элементы районирования	Категории	Всего	По плотности в поверх.усл., г/см^3			По содержанию серы, %			По вязкости в пл.усл., МПа$^{\bullet}$с	
			до 0,87	0,87-0,9	более 0,9	до 0,5	0,5-2	более 2	до 30	более 30

Административное районирование (табл.П-5а)

Область, край, автономия	$С_3$+Д
в т.ч. НГК-1	$С_3$
НГК-2 и	$Д_1$
т.д.	$Д_2$

Нефтегазогеологическое районирование (табл.П-5б)

НГП, НГО, НГР	$С_3$+Д
в т.ч. НГК-1	$С_3$
НГК-2 и	$Д_1$
т.д.	$Д_2$

Таблица П-6

Распределение перспективных и прогнозных ресурсов свободного газа по содержанию попутных компонентов на 01.01.99 г., млн.м^3

Элементы районирования, нефтегазоносные комплексы	Категории	Содержание этана		Содержание пропана		Содержание бутана		Содержание сероводорода		
		до 3 %	более 3 %	до 1 %	более 1 %	до 1 %	более 1 %	Бессернистые и малосернистые до 0,1 %	Среднесернистые 0,1-1%	Высокосернистые более 1 %

Административное районирование (табл.П-6а)

Область, край, автономия	$С_3$+Д
НГК-1	$С_3$
НГК-2 и	$Д_1$
т.д.	$Д_2$

Нефтегазогеологическое районирование (табл.П-6б)

НГП, НГП, НГР	$С_3$+Д
НГК-1	$С_3$
НГК-2 и	$Д_1$
т.д.	$Д_2$

Таблица П-7

Распределение перспективных и прогнозных ресурсов растворенного газа по содержанию попутных компонентов на 01.01.99 г., млн.м^3

Элементы районирования, нефтегазоносные комплексы	Катего-рии	Содер-жание этана		Содер-жание пропана		Содер-жание бутана		Содержание сероводорода		
		до 3 %	Более 3 %	до 1 %	Более 1 %	до 1 %	более 1 %	Бес-сернистые и мало-сернистые до 0,1%	Средне-сернистые 0,1-1%	Высоко-сернистые более 1%

Административное районирование (табл.П-7а)

Область, край, автономия	$С_3$+Д
НГК-1	$С_3$
НГК-2 и т.д.	$Д_1$
	$Д_2$

Нефтегазогеологическое районирование (табл.П-7б)

НГП, НГП, НГР	$С_3$+Д
НГК-1	$С_3$
НГК-2 и т.д.	$Д_1$
	$Д_2$

Составляется для нефти (табл.П-8Н)
Растворенного газа (табл.П-8РГ)
Свободного газа (табл.П-8СГ)
Конденсата (табл.П-8К)
Суммы УВ (табл.П-8УВ)

Таблица П-8

Распределение перспективных и прогнозных ресурсов УВ шельфов по глубинам моря на 01.01.99 г., тыс.т, млн.м^3

геологические
извлекаемые

Море, сектор	Категория	Всего	В т.ч. по глубинам моря, м					
			до 10	10-50	50-100	100-200	200-300	300-500
Охотское море	$С_3$+Д							
	$С_3$							
	$Д_1$							
	$Д_2$							
В т.ч. Сахалинский сектор	$С_3$+Д							
	$С_3$							
	$Д_1$							
	$Д_2$							

Таблица П-9

Геолого-промысловая структура ресурсов нефти и газа

Нефтеносная область (НГО) _____

Нефтегазоносный район (НГР) _____

Нефтегазоносный комплекс _____

Нефтегазоносный комплекс (НГК) _____

Средние значения по НГК (приводятся к стандартным условиям)								Тип коллектора (Т-терр., К – карб.)	Фазовое состояние залежей	Классы залежей по извлекаемым запасам нефти и газа, *млн.т, млрд.м³*	Ресурсы (извлекаемые), *млн.т, млрд.м³*	Характеристика Прогнозируемых залежей					
Плотность нефти в норм. условиях, *г/см³*	Вязкость нефти, *МПа.с*	Содержание серы, *%*	Содержание парафина, *%*	Газовый фактор, *м³/т*	Коэффициент нефтеотдачи	Выход стабильного конденсата, *г/м³*	Содержание в свободном газе H_2S/CO_2					Площадь, *км²*	Эффективная нефтегазонасыщенная толщина, *м*	Средняя глубина залегания, *м*	Начальное пластовое давление, *кгс/см³*	Средние извлекаемые запасы залежи, *млн.т, млрд.м³*	Количество
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Распределение прогнозируемых залежей						Начальный дебит скважин, *тыс.м³/сут*
антиклинальные (.....) неантиклинальные	1 – высокопрониц. 2 – среднепрониц. 3 – низкопрониц.	Средние значения проницаемости, *мкм²*	Количество залежей	Административная привязка *(код)*	Порядковые номера типовых объектов раздельно по нефти и газу	
19	20	21	22	23	24	25

Таблица П-10

Характеристика объектов разработки (ОР) ресурсов нефти (Кодировочная таблица для компьютерных расчетов)

Субъект РФ (СУБ) _____ *Н/Г район (НГР)* _____
Н/Г провинция (НГП) _____ *Н/Г комплекс (НГК)* _____
Н/Г область (НГО) _____

Номер типового **ОР**	Коды: СУБ	НГО	НГР	НГК	Количество типовых **ОР**	Тип залежей *1 – антикл., 2 – неантикл.*	Фазовый состав *1 – нефтян., 2 – нефтегазов.*	Класс проницаемости *1–высокий, 2–средний, 3–низкий*	Продолжительность ГРР, *лет*	Код природных условий *1 – норм., 2 – аномальн.*	Коэффициент нефтеизвлечения	Вязкость нефти, *МПа.с*	Начальный дебит, *т/сут.*	Газовый фактор, $м^3/т$	Площадь **ОР**, $км^2$	Глубина залегания, *км*	Ресурсы типового **ОР**, *млн.т*	Удельные затраты на ГРР, *Руб/т*	Стоимость эксплуатационного бурения, *руб./м*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Таблица П-11

Характеристика объектов разработки (ОР) ресурсов газа (Кодировочная таблица для компьютерных расчетов)

Субъект РФ (СУБ) _____ *Н/Г район (НГР)* _____
Н/Г провинция (НГП) _____ *Н/Г комплекс (НГК)* _____
Н/Г область (НГО) _____

Номер типового **ОР**	Коды: СУБ	НГО	НГР	НГК	Количество типовых **ОР**	Тип залежей *1 – антиклин., 2 – неантикл.*	Фазовый состав *1 – нефтян., 2 – нефтегазов.*	Продолжительность ГРР, *лет*	Код природн. условий *1 – норм., 2 – аномальн.*	Плотность газа по воздуху	Пластовое давление, *атм.*	Начальный дебит, *Тыс. $м^3$/сут.*	Содержание конденсата, *Г/тыс. $м^3$*	Площадь **ОР**, $км^2$	Глубина залегания, *км*	Эффективная мощность, *м*	Проницаемость, $Мкм^2$	Ресурсы типового **ОР**, *Млрд. $м^3$*	Удельные затраты на ГРР, *руб./тыс. $м^3$*	Стоимость эксплуатационного бурения, *руб./м*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Таблица П-12

Геологическая структура извлекаемых ресурсов нефти (газа)

Субъект РФ НГП, НГО, НГР, НГК	Ресурсы (C_3+D), *млн. т, млрд. м³*	Площадь перспек-тивных земель, *тыс. км²*	Плотность ресурсов, *тыс. т/км², млн. м³/км²*	Доля нефти (газа) в неантикли-нальных ловушках, %	Доля нефти (газа) в карбонатных коллекторах, %	Распределение ресурсов нефти (газа), *млн. т, млрд. м³*						
						по проницае-мости коллек-тора			По глубинам залега-ния, *км*			
						низкая	Средняя	Высокая	< 1	1-3	3-5	> 5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица П-13

Объемы работ на освоение рентабельных ресурсов нефти (газа)

Субъект РФ, НГП, НГО, НГР, НГК	Количество самостоятельных **ОР**	Рентабельные ресурсы, *млн. т, млрд. м³*	Поиски и оценка			Разработка	
			Кол-во скважин		Объем бурения, *тыс. м*	Кол-во экспл. + нагнет. скважин	Объем бурения, *тыс. м*
			поисковых	Оценочных, разведочных			
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица П-14

Затраты на освоение рентабельных ресурсов нефти (газа)

Субъект РФ, НГП, НГО, НГР, НГК	Количество самостоятельных ОР	Рентабельные ресурсы, *млн. т, млрд. м³*	Затраты						
			Поиски и оценка			Разработка			Всего на освоение
			Подготовка локальных объектов	Бурение	Итого	Капита-льные	Эксплуата-ционные	Итого	
			млн .руб.	*млн .руб.*	*млн .руб.*	*млн .руб.*	*млн .руб.*	*млн .руб.*	*млн .руб.*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица П-15

Экономическая оценка ресурсов нефти (газа)
при цене нефти (газа) ..... *руб./т (руб./тыс. м³)*

Субъекты РФ, НГП, НГО, НГР, НГК	Площадь перспективных зе-мель, *тыс. км²*	Ресурсы			Плотность рентабельных ресурсов, *тыс. т/км², млн. м³/км²*	Самостоятельные Объекты разработ-ки			Экономическая ха-рактеристика Рентабельных ресур-сов		
		Общие, *млн. т, млрд. м³*	Рентабельные ресурсы			Общее кол-во, *шт.*	Рента-бельные объекты		Абсолют-ная оценка, *млн. руб.*	Удельная оценка, *Руб./т (руб./тыс. м³)*	Ценность недр, *Тыс. руб./км²*
			млн. т, млрд. м³	%			Кол-во, *шт.*	%			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица П-16

Распределение рентабельных ресурсов нефти (газа) по классам крупности залежей

Субъекты РФ, НГП,НГО, НГР,НГК	Рентабельные ресурсы, *млн. т (млрд. м³)*									
	В том числе по классам крупности, *млн. т (млрд. м³)*									
	Всего	< 0,1	0,1 – 0,3	0,3 – 1	1 – 3	3 – 10	10 – 30	30 – 100	100 – 300	> 300
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**

Таблица П-17

Распределение экономической оценки рентабельных ресурсов нефти (газа) по классам крупности залежей

Субъекты РФ, НГП,НГО, НГР,НГК	Экономическая оценка, *млн. руб.*									
	В том числе по классам крупности, *млн. т (млрд. м³)*									
	Всего	< 0,1	0,1 – 0,3	0,3 – 1	1 – 3	3 – 10	10 – 30	30 – 100	100 – 300	> 300
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**

Таблица П-18

Распределение удельной экономической оценки рентабельных ресурсов нефти (газа) по классам крупности залежей

Субъекты РФ, НГП,НГО, НГР,НГК	Удельная экономическая оценка, *руб./т (руб./тыс. м³)*									
	В том числе по классам крупности, *млн. т (млрд. м3)*									
	Всего	< 0,1	0,1 - 0,3	0,3 - 1	1 – 3	3 – 10	10 – 30	30 – 100	100 – 300	> 300
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**

Таблица П-19

Распределение удельных затрат на поиски и оценку ресурсов нефти (газа) по классам крупности залежей и типам ловушек

Субъекты РФ, НГП,НГО, НГР,НГК	Удельные затраты, *руб./т (руб./тыс. м³)*									
	В том числе по классам крупности, *млн. т (млрд. м3)*									
	Всего	< 0,1	0,1 – 0,3	0,3 – 1	1 – 3	3 – 10	10 – 30	30 – 100	100 – 300	> 300
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**

Тип ловушки: *антиклинальные*
неантиклинальные

Таблица П-20

Распределение удельных затрат на освоение ресурсов нефти (газа) по классам крупности и глубинам залегания залежей

Субъекты РФ, НГП,НГО, НГР,НГК	Удельная экономическая оценка, *руб./т (руб./тыс. м³)*									
	В том числе по классам крупности, *млн. т (млрд. м3)*									
	Всего	< 0,1	0,1 – 0,3	0,3 – 1	1 – 3	3 – 10	10 – 30	30 – 100	100 – 300	> 300
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**

Глубина залегания: *< 1 км*
1 – 3 км
3 – 5 км
> 5 км

Таблица П-21

Распределение удельных затрат на освоение ресурсов нефти (газа) по классам крупности залежей и начальным дебитам скважин

Субъекты РФ, НГП,НГО, НГР,НГК	Удельные затраты, *руб./т (руб./тыс. м³)*									
	В том числе по классам крупности, *млн. т (млрд. м³)*									
	Всего	< 0,1	0,1 – 0,3	0,3 – 1	1 – 3	3 – 10	10 – 30	30 – 100	100 – 300	> 300
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**

Начальные дебиты:	
нефть *(т/сут.)*	***газ*** *(тыс. м³/сут.)*
< 5	< 50
5 – 25	50 – 250
> 25	> 250

Таблица П-22

Показатели, используемые для геолого-экономического районирования ресурсов нефти (газа)

Субъекты РФ, НГП, НГО, НГР, НГК	Рентабельные ресурсы		Плотность рентабельных ресурсов		Удельные затраты на освоение ресурсов,	Доля затрат на поисково-оценочные работы	Распределение рентабельных ресурсов *(млн.т, млрд.м³)* по глубинам залегания, *км*				Ценность недр	
	Всего	Доля от общих ресурсов,		Категория плотности			1	1–3	3–5	5		Категория ценности
	млн. т, млрд. м³	*%*	*тыс. т/км², млн. м³/км²*		*руб./т, руб./тыс. м³*						*тыс. руб./км²*	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**

Таблица П-23

Распределение извлекаемых ресурсов нефти, *млн. т* (газа, *млрд. м³*) по рентабельности освоения (при коммерческой оценке)

Субъекты РФ, НГП,НГО, НГР, НГК	Всего ресурсов	**Нерентабельные ресурсы**						**Рентабельные ресурсы**					
		В длительной перспективе		Возможно рентабельные (субрентабельные)		Мало-рентабельные (ВНД < 0,05)[x)]		Низко-рентабельные (ВНД 0,05–0,15)		Рентабельные (ВНД 0,15–0,25)		Высоко-рентабельные (ВНД > 0,25)	
		абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

[x)] – внутренняя норма доходности.

Расчет затрат на разработку ресурсов нефти

Расчет технологических показателей разработки ресурсов нефти

В основе используемой модели расчета технологических показателей разработки лежит представление о ее постадийном характере, где выделяются основной период, содержащий первую (нарастания), вторую (стабилизации) и третью (резкого падения) стадии, и завершающий период, включающий четвертую (медленного падения) стадию разработки.

Величина максимального годового темпа отбора нефти является функцией плотности сетки эксплуатационных скважин и находится из решения нижеследующей системы уравнений при заданных значениях сетки и продолжительности периодов нарастающей и стабильной добычи, считая, что окончание разбуривания, а значит и максимальная плотность сетки скважин, достигается к окончанию второй стадии разработки:

$$D(t_2) = O_{max}\,(t_2 - t_1/2)\,, \qquad (П\ 1.1)$$

$$V_{op} \times O_{max} = \frac{S}{P}\, q[D(t_2)] \times \{1 - f[D(t_2)]\}\,, \qquad (П\ 1.2)$$

где $D(t)$ – доля накопленной на момент t добычи нефти от начальных извлекаемых ресурсов;

V_{op} – начальные извлекаемые ресурсы нефти;

O_{max} – максимальный годовой темп отбора нефти в долях от начальных извлекаемых запасов;

t_1 – продолжительность периода нарастающей добычи (первая стадия);

t_2 – продолжительность периода нарастающей и стабильной добычи (первая и вторая стадия);

S – площадь ОР, принимаемая равной максимальной по размеру залежи, входящей в ОР;

P – плотность сетки добывающих скважин;

f(D) – функция обводненности;

$q[D(t_2)]$ – текущая продуктивность эксплуатационных скважин по жидкости на момент t_2, определяемая по формуле:

$$q[D(t)] = \{[1 - D^2(t)] \times A/m + D^2(t)\} \times q_o\,, \qquad (П\ 1.3)$$

где q_o – начальная продуктивность скважин по жидкости;

m – отношение вязкости нефти к вязкости воды;

A – гидродинамический параметр функции обводненности.

На основании существующих проектных и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений зависимость годовой добычи нефти Q(t) от времени t представляется в следующем виде:

– на стадии нарастающей добычи ($0 < t \le t_1$):

$$Q(t) = V_{op} \times O_{max} \times t/t_1 \qquad (П\ 1.4)$$

– на стадии стабильной добычи ($t_1 < t \le t_2$):

$$Q(t) = V_{op} \times O_{max} \qquad (П\ 1.5)$$

– на стадии резкого падения добычи ($t_2 < t \le T_{осн}$), которой заканчивается основной период ($D(t) \le n(P)$):

$$Q(t) = V_{op} \times O_{max} \times \left(\frac{e}{O_{max}}\right)^{\frac{D(t) - D(t2)}{n(P) - D(t2)}}, \qquad (П\ 1.6)$$

где n(P) – коэффициент нефтеизвлечения;

e – годовой темп отбора нефти к концу основного периода разработки;

$T_{осн}$ – продолжительность основного периода разработки.

– в завершающий период медленного падения добычи ($t > T_{осн}$) ее изменение описывается формулой, аналогичной предыдущей стадии резкого падения, т. к. при $D(t) > n(P)$ величина добычи меняется слабо.

Остальные показатели, характеризующие процесс добычи в момент t, находятся на основании рассчитанных значений добычи нефти Q(t):

– добыча жидкости

$$Q_ж(t) = \frac{Q(t)}{1 - f[D(t)]} \qquad (П\ 1.7)$$

– объем попутного газа

$$Q_г(t) = G \times Q(t)\,, \qquad (П\ 1.8)$$

где G – газовый фактор.

– действующий фонд эксплуатационных скважин

$$N_e(t < t_2) = \frac{Q(t)}{q[D(t)] \times \{1 - f[D(t)]\}}\,, \qquad (П\ 1.9)$$

$$\text{причем } N_e(0) = 0,\ N_e(t > t_2) = \frac{S}{P}$$

– число ежегодно вводимых эксплуатационных скважин

$$n_e(t < t_2) = N_e(t) - N_e(t-1)\,, \qquad (П\ 1.10)$$

причем $n_e(t > t_2) = 0$.

Используя установленные статистическим путем эмпирические зависимости, определяются следующие показатели заводнения пласта:

– действующий фонд нагнетательных скважин

$$N_n(t) = k_1 \times D^{k2}(t) \times N_e(t) \qquad (П\ 1.11)$$

– количество ежегодно вводимых нагнетательных скважин

$$n_n(t) = N_n(t) - N_n(t-1) \qquad (П\ 1.12)$$

– объем закачиваемой воды

$$Q_з(t) = [1 + k_3 \times D^{k4}(t)] \times Q_ж(t)\,, \qquad (П\ 1.13)$$

где k_1, k_2, k_3, k_4 – эмпирические коэффициенты, определяемые статистическим путем или по аналогии.

Расчет капитальных и эксплуатационных затрат

Основные виды затрат в разработку включают:

- капитальные вложения на бурение скважин, внутрипромысловое обустройство объектов разработки, внепромысловые коммуникации и сооружения, природоохранные мероприятия и прочие работы;
- эксплуатационные затраты на обслуживание и ремонт скважин, сбор и технологическую подготовку нефти, закачку воды, внепромысловую транспортировку нефти и прочие работы.

Капитальные вложения в бурение эксплуатационных и нагнетательных скважин ($К_{бур}$) определяются по формуле:

$$К_{бур}(t) = (С_{бурэ} \times N_e(t) + С_{бурн} \times N_n(t)) \times Н_{бур}\,, \qquad (П\ 1.14)$$

где $С_{бурэ}$, $С_{бурн}$ – средняя стоимость 1 м проходки эксплуатационных и нагнетательных скважин в соответствующем интервале глубин;

$Н_{бур}$ – средняя глубина скважин (продуктивного пласта).

Капитальные вложения во внутрипромысловое обустройство объектов разработки включают:

– *капитальные вложения на нефтепромысловое оборудование скважин* ($К_{нпо}$), определяемые по формуле:

$$К_{нпо}(t) = С_{нпо} \times N_e(t)\,, \qquad (П\ 1.15)$$

где $С_{нпо}$ – норматив затрат на нефтепромысловое оборудование, приходящихся на 1 эксплуатационную скважину;

– *капитальные вложения в обустройство системы нефтесбора* ($К_{нсб}$), определяемые по формуле:

$$К_{нсб}(t) = С_{нсб} \times N_e(t) , \qquad (П\ 1.16)$$

где $С_{нсб}$ – норматив затрат на сооружение системы нефтесбора, приходящихся на 1 эксплуатационную скважину;

– *капитальные вложения в обустройство системы поддержания пластового давления* ($К_{ппд}$), определяемые по формуле:

$$К_{ппд}(t) = С_{ппд} \times N_n(t) , \qquad (П\ 1.17)$$

где $С_{ппд}$ –норматив затрат на сооружение системы ППД, приходящихся на 1 нагнетательную скважину;

– *капитальные вложения в строительство внутрипромысловых автодорог* ($К_{дор}$), определяемые по формуле:

$$К_{дор}(t) = С_{дор} \times L_{дор}(t) , \qquad (П\ 1.18)$$

где $С_{дор}$ – стоимость строительства 1 км дорог;

$L_{дор}$ – длина внутрипромысловых дорог;

– *капитальные вложения в создание промбазы* определяются заданием процента от капитальных вложений на бурение;

– *капитальные вложения в объекты инженерного обеспечения* определяются заданием процента от капитальных вложений на бурение;

– *капитальные вложения в наземные (административно-производственные и бытовые) сооружения* определяются заданием процента от капитальных вложений на бурение.

Внепромысловые капитальные вложения включают:

– *капитальные вложения на внепромысловые коммуникации* ($К_{ком}$), определяемые по формуле:

$$К_{ком} = S_{ком} \times V_{ор} / V_{нгр} , \qquad (П\ 1.19)$$

где $S_{ком}$ – общая стоимость внепромысловых коммуникаций НГР;

– *капитальные вложения на внепромысловые сооружения* ($К_{соор}$), определяемые по формуле:

$$К_{соор} = S_{соор} \times V_{ор} / V_{нгр} , \qquad (П\ 1.20)$$

где $S_{соор}$ – общая стоимость внепромысловых сооружений НГР;

– капитальные вложения на внепромысловое оборудование ($К_{воб}$), определяемые по формуле:

$$К_{воб} = S_{воб} \times V_{ор} / V_{нгр} , \qquad (П\ 1.21)$$

где $S_{воб}$ – общая стоимость внепромыслового оборудования НГР.

Капитальные затраты на природоохранные мероприятия и прочие капитальные затраты определяются заданием процента от суммарных капитальных затрат.

Эксплуатационные затраты включают:

– *эксплуатационные затраты на обслуживание эксплуатационных и нагнетательных скважин* ($Э_{обс}$) определяются по формуле:

$$Э_{обс}(t) = С_{обсэ} \times N_e(t) + С_{обсн} \times N_n(t) , \qquad (П\ 1.22)$$

где $С_{обсэ}$, $С_{обсн}$ –нормативы затрат на обслуживание соответственно 1 эксплуатационной и нагнетательной скважины;

– *эксплуатационные затраты на ремонт скважин* ($Э_{ремс}$) определяется по формуле:

$$Э_{ремс}(t) = С_{ремэ} \times N_e(t) + С_{ремн} \times N_n(t) , \qquad (П\ 1.23)$$

где $С_{ремэ}$, $С_{ремн}$ –нормативы затрат на ремонт соответственно 1 эксплуатационной и нагнетательной скважины;

– *эксплуатационные затраты на извлечение нефти* ($Э_{нсб}$) определяются по формуле:

$$Э_{нсб}(t) = С_{нсб} \times Q(t) , \qquad (П\ 1.24)$$

где $С_{нсб}$ – норматив затрат на сбор 1 т нефти;

– *эксплуатационные затраты на технологическую подготовку нефти* ($Э_{под}$) определяются по формуле:

$$Э_{под}(t) = С_{под} \times Q(t) , \qquad (П\ 1.25)$$

где $С_{под}$ – норматив затрат на технологическую подготовку 1 т нефти;

– *эксплуатационные затраты на закачку воды* ($Э_{зак}$) определяются по формуле:

$$Э_{зак}(t) = С_{зак} \times Q_з(t) , \qquad (П\ 1.26)$$

где $С_{зак}$ – норматив затрат на закачку 1м^3 воды;

– *эксплуатационные затраты на обслуживание оборудования* ($Э_{обо}$) определяются по формуле:

$$Э_{обо}(t) = С_{обо} \times (К_{нпо} + К_{воб}) , \qquad (П\ 1.27)$$

где $С_{обо}$ – доля затрат на обслуживание от суммарных капитальных вложений в оборудование;

– *эксплуатационные затраты на обслуживание коммуникаций* ($Э_{ком}$) определяются по формуле:

$$Э_{ком}(t) = С_{ком} \times (S_{ком} + К_{ком}) , \qquad (П\ 1.28)$$

где $С_{ком}$ – доля затрат на обслуживание от суммарных капитальных вложений в коммуникации;

$S_{ком}$ – суммарные капитальные вложения во внутрипромысловые коммуникации;

– *эксплуатационные затраты на обслуживание наземных сооружений* ($Э_{наз}$) определяются по формуле:

$$Э_{наз}(t) = С_{наз} \times (К_{соор} + К_{наз}) , \qquad (П\ 1.29)$$

где $С_{наз}$ – доля затрат на обслуживание от суммарных капитальных вложений в наземные сооружения.

Эксплуатационные затраты на транспортировку нефти до потребителя ($Э_{трн}$) определяются по формуле:

$$Э_{трн}(t) = С_{трн} \times Q(t) \times L_{трн} , \qquad (П\ 1.30)$$

где $С_{трн}$ – стоимость транспортировки 1 т нефти на 1 км;

$L_{трн}$ – расстояние транспортировки нефти.

Эксплуатационные затраты на природоохранные мероприятия и прочие эксплуатационные затраты определяются заданием процента от суммарных эксплуатационных затрат.

Необходимая для расчетов капитальных и эксплуатационных затрат информация может быть получена из Проектов и Программ геологоразведочных работ и освоения месторождений, а в случае их отсутствия – по данным из районов-аналогов.

Приложение 2

Расчет затрат на разработку ресурсов газа

Расчет технологических показателей разработки.

Разработка газового объекта, как и нефтяного, характеризуется тремя стадиями: нарастающей, стабильной и снижающейся добычи. Стадия нарастающей добычи определяется созданием основного фонда эксплуатационных скважин и обустройством объекта разработки. Стадия стабильной добычи поддерживается увеличением числа эксплуатационных скважин, вводом ДКС и строительством УКПГ. Стадия снижающейся добычи характеризуется поддержанием заданного давления на выходе ДКС.

В основу расчета технологических показателей разработки газового объекта положена модель «средней скважины». Согласно данной модели производится последовательный расчет следующих показателей.

Расчет годовой добычи газа. На основании существующих проектных и технологических схем разработки газовых месторождений годовая добыча газа Q(t) определяется:

- на стадии нарастающей добычи ($0 < t \le t_1$):

$$Q(t) = V_{op} \times D_o \times t/t_1 , \qquad (П\ 2.1)$$

где V_{op} – начальные ресурсы газа;

D_o – доля отбора за нарастающий и стабильный периоды;

t_1 – продолжительность периода нарастающей добычи;

- на стадии стабильной добычи ($t_1 < t \le t_2$):

$$Q(t) = \frac{V_{op} \times D_o}{t_2 + t_1/2} , \qquad (П\ 2.2)$$

где t_2 – продолжительность периода стабильной добычи;

- на стадии снижающейся добычи ее величина определяется итеративным путем с условием, чтобы имеющейся после стабильного периода мощности ДКС хватало для обеспечения заданного давления на выходе ДКС.

Давление на входе ДКС определяется последовательным расчетом следующих показателей:

- *текущее пластовое давление*:

$$P_{пл}(t) = \frac{P_{пл} \times K_{ст}(t)}{K_{ст}} \left(1 - \frac{\sum Q(t)}{V_{op}}\right) , \qquad (П\ 2.3)$$

где $P_{пл}$ – начальное пластовое давление;

$K_{ст}$ – начальный коэффициент сверхсжимаемости газа;

$K_{ст}(t)$ – текущий коэффициент сверхсжимаемости газа;

$\sum Q(t)$ – накопленная добыча газа;

- *текущее забойное давление*:

$$P_з(t) = \sqrt{P_{пл}^2(t) - A \times q_o - B \times q_o^2} , \qquad (П\ 2.4)$$

где A, B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений скважин;

q_o – начальный дебит скважин;

- *депрессия на пласт*:

$$dP(t) = P_{пл}(t) - P_з(t) , \qquad (П\ 2.5)$$

- *давление на устье скважины*:

$$P_у(t) = \sqrt{\frac{P_з^2(t) - П_{скв} \times q_o^2}{e^{2s}}} , \qquad (П\ 2.6)$$

где $П_{скв}$ – потери давления в стволе скважины;

$$e^{2s} = \exp\left(\frac{0{,}0683 \times g \times H_{скв}}{K_{ст}(t) \times t_{скв}}\right) , \qquad (П\ 2.7)$$

$t_{скв}$ – средняя температура в скважине;
g – плотность газа;
$H_{скв}$ – глубина скважины;

- *давление на входе ДКС*:

$$P_{дкс}(t) = \sqrt{P_y^2(t) - П_{шл} \times q_o^2}, \quad (П\,2.8)$$

где $П_{шл}$ – потери давления в шлейфе скважины;

- *рабочая мощность ДКС*:

$$M_{дкс}(t) = \frac{36{,}2 \times Q(t) \times t_{шл} \times K_{ст}(t)}{2066 \times 10^6} \times \left[\left(\frac{P_{двых}}{P_{дкс}(t)}\right)^{0{,}286} - 1\right], \quad (П\,2.9)$$

где $t_{шл}$ – средняя температура в шлейфе;
$P_{двых}$ – заданное значение давления на выходе ДКС.

Количество скважин, ДКС, УКПГ рассчитываются по следующим формулам:

- *количество эксплуатационных скважин*:

$$N_e(t) = \frac{k_p \times Q(t) \times 10^6}{q_o \times k_э}, \quad (П\,2.10)$$

где k_p – коэффициент резерва эксплуатационных скважин;
$k_э$ – коэффициент эксплуатации скважин;

- *количество ДКС*:

$$N_{дкс}(t) = \frac{M_{дкс}(t)}{M_{ед} \times 10}, \quad (П\,2.11)$$

где $M_{ед}$ – единичная мощность секции ДКС;

- *количество УКПГ*:

$$N_{укпг}(t) = \frac{Q(t)}{П_{укпг}}, \quad (П\,2.12)$$

где $П_{укпг}$ – производительность одной установки УКПГ.

Расчет экономических показателей разработки ресурсов газа

Основные виды затрат на разработку включают:

- капитальные вложения в бурение скважин, внутрипромысловое обустройство объектов разработки, внутрипромысловые и внепромысловые коммуникации и сооружения, природоохранные мероприятия и прочие работы;
- эксплуатационные затраты на обслуживание и ремонт скважин и оборудования, технологическую подготовку газа, обслуживание внутрипромысловых и внепромысловых коммуникаций и сооружений, транспортировку газа и прочие работы.

Капитальные вложения в бурение эксплуатационных скважин ($К_{бур}$) определяются по формуле:

$$К_{бур}(t) = С_{бур} \times N_e(t) \times Н_{бур}, \quad (П\,2.13)$$

где $С_{бур}$ – средняя стоимость 1м проходки эксплуатационных скважин в соответствующем интервале глубин;
$Н_{бур}$ – средняя глубина скважин (продуктивного пласта).

Капитальные вложения во внутрипромысловое обустройство объектов разработки включают:

- *капитальные вложения в газопромысловое оборудование скважин* ($К_{гпо}$), определяемые по формуле:

$$К_{гпо}(t) = С_{гпо} \times N_e(t), \quad (П\,2.14)$$

где $С_{гпо}$ – норматив стоимости газопромыслового оборудования, приходящейся на 1 эксплуатационную скважину;

- *капитальные вложения в обустройство системы газосбора* ($К_{гсб}$), определяемые по формуле:

$$К_{гсб}(t) = С_{гсб} \times N_e(t), \quad (П\,2.15)$$

где $С_{гсб}$ – норматив стоимости системы газосбора, приходящейся на 1 эксплуатационную скважину;

– *капитальные вложения в строительство УКПГ* ($К_{укпг}$), определяемые по формуле:

$$К_{укпг}(t) = С_{укпг} \times N_{укпг}(t) , \qquad (П\ 2.16)$$

где $С_{укпг}$ – стоимость одной установки УКПГ;
$N_{укпг}$ – требуемое количество УКПГ;

– *капитальные вложения в строительство внутрипромысловых автодорог* ($К_{дор}$), определяемые по формуле:

$$К_{дор}(t) = С_{дор} \times L_{дор}(t) , \qquad (П\ 2.17)$$

где $С_{дор}$ – стоимость строительства 1км дорог;
$L_{дор}$ – длина внутрипромысловых дорог;

– *капитальные вложения в создание промбазы* определяются заданием процента от капитальных вложений на бурение;

– *капитальные вложения в объекты инженерного обеспечения* определяются заданием процента от капитальных вложений на бурение;

– *капитальные вложения в наземные (административно-производственные и бытовые) сооружения* определяются заданием процента от капитальных вложений на бурение.

Внепромысловые капитальные вложения включают:

– *капитальные вложения во внепромысловые коммуникации* ($К_{ком}$), определяемые по формуле:

$$К_{ком} = S_{ком} \times V_{ор} / V_{нгр} , \qquad (П\ 2.18)$$

где $S_{ком}$ – общая стоимость внепромысловых коммуникаций НГР;

– *капитальные вложения во внепромысловые сооружения* ($К_{соор}$), определяемые по формуле:

$$К_{соор} = S_{соор} \times V_{ор} / V_{нгр} , \qquad (П\ 2.19)$$

где $S_{соор}$ – общая стоимость внепромысловых сооружений НГР;

– *капитальные вложения во внепромысловое оборудование* ($К_{об}$), определяемые по формуле:

$$К_{об} = S_{об} \times V_{ор} / V_{нгр} , \qquad (П\ 2.20)$$

где $S_{об}$ – общая стоимость внепромыслового оборудования НГР.

Капитальные затраты в природоохранные мероприятия и прочие капитальные затраты определяются заданием процента от суммарных капитальных затрат.

Эксплуатационные затраты включают:

– *эксплуатационные затраты на обслуживание скважин* ($Э_{обс}$) определяются по формуле:

$$Э_{обс}(t) = С_{обс} \times N_{е}(t) , \qquad (П\ 2.21)$$

где $С_{обс}$ – норматив затрат на обслуживание 1 эксплуатационной скважины;

– *эксплуатационные затраты на капитальный ремонт скважин* ($Э_{ремс}$) определяется по формуле:

$$Э_{ремс}(t) = С_{ремс} \times N_{е}(t) , \qquad (П\ 2.22)$$

где $С_{ремс}$ – норматив затрат на ремонт 1 эксплуатационной скважины;

– *эксплуатационные затраты на технологическую подготовку газа* ($Э_{под}$) определяются по формуле:

$$Э_{под}(t) = С_{под} \times Q_{г}(t) , \qquad (П\ 2.23)$$

где $С_{под}$ – норматив затрат на технологическую подготовку 1 тыс. $м^3$ газа;

– *эксплуатационные затраты на обслуживание оборудования* ($Э_{обо}$) определяются по формуле:

$$Э_{обо}(t) = С_{обо} \times (К_{гпо} + К_{об}) , \qquad (П\ 2.24)$$

где $С_{обо}$ – доля затрат на обслуживание от капитальных вложений в оборудование;

– *эксплуатационные затраты на ремонт оборудования* ($Э_{ремо}$) определяются по формуле:

$$Э_{ремо}(t) = С_{ремо} \times (К_{гпо} + К_{об}) , \qquad (П\ 2.25)$$

где $С_{ремо}$ – доля затрат на ремонт от капитальных вложений в оборудование;

– *эксплуатационные затраты на обслуживание коммуникаций* ($Э_{ком}$) определяются по формуле:

$$Э_{ком}(t) = C_{ком} \times (S_{ком} + K_{ком}) , \qquad (П\ 2.26)$$

где $C_{ком}$ –доля затрат на обслуживание от суммарных капитальных вложений в коммуникации;

$S_{ком}$ – суммарные капитальные вложения во внутрипромысловые коммуникации;

– *эксплуатационные затраты на обслуживание наземных сооружений* ($Э_{наз}$) определяются по формуле:

$$Э_{наз}(t) = C_{наз} \times (K_{соор} + K_{наз}) , \qquad (П\ 2.27)$$

где $C_{наз}$ –доля затрат на обслуживание от суммарных капитальных затрат на наземные сооружения.

Эксплуатационные затраты на транспортировку газа до потребителя ($Э_{трг}$) определяются по формуле:

$$Э_{трг}(t) = C_{трг} \times Q_г(t) \times L_{трг} , \qquad (П\ 2.28)$$

где $C_{трг}$ – стоимость транспортировки 1 тыс. $м^3$ газа на 1 км;

$L_{трг}$ – расстояние транспортировки нефти.

Эксплуатационные затраты на природоохранные мероприятия и прочие эксплуатационные затраты определяются заданием процента от суммарных эксплуатационных затрат.

Необходимая для расчетов капитальных и эксплуатационных затрат информация может быть получена из Проектов и Программ геологоразведочных работ и освоения месторождений, а в случае их отсутствия – по данным из районов-аналогов.

Перечень
обязательных графических приложений
к количественной оценке НСР УВ

1. Обзорная карта региона с нанесением нефтегазогеологического, тектонического и административного районирования, подготовленных к бурению по состоянию на дату оценки локальных объектов, выведенных из бурения с отрицательными результатами объектов за период с предыдущей оценки НСР, и находящихся в Бурении объектов и месторождений нефти и газа (масштаба 1:1 000 000 или 1:500 000).
2. Схема распределения нефтегазоносности в осадочном чехле, демонстрирующая распределение залежей УВ и нефтегазопроявлений по стратиграфическим горизонтам, нефтегазоносным комплексам, нефтегазоносным районам и областям.
3. Карта геолого-геофизической изученности региона (масштаба 1:1 000 000).
4. Подсчетные планы НГК с выделением эталонных и расчетных участков и границами развития НКГ (масштаба 1:1 000 000).
5. Карта начальных суммарных геологических ресурсов (масштаба 1:1 000 000).
6. Карта перспектив нефтегазоносности по плотности извлекаемых ресурсов УВ категории C_3+Д (масштаба 1:1 000 000).

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО
ПО КОЛИЧЕСТВЕННОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ
РЕСУРСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА РОССИИ

Лицензия ЛР № 020638 от 30.12.97. Подписано в печать 03.07.2000
Формат издания 60 × 84/16

Печать офсетная.

Уч.-изд.л. 8,5
Заказ № 25 Тираж 500 экз.

Картолитография ВНИГНИ
105118, Москва, ш. Энтузиастов, 36